

# Trabajo Fin de Máster

## Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Diseño, implementación y estudio económico de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un edificio del sector terciario

Autor: Ignacio Martín Soto

Tutor: Juan Manuel González Ramírez

Dep. Organización Industrial y Gestión de Empresas  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Máster  
Master Universitario en Ingeniería Industrial

**Diseño, implementación y estudio económico de una  
instalación fotovoltaica para autoconsumo en un  
edificio del sector terciario**

Autor:  
Ignacio Martín Soto

Tutor:  
Juan Manuel González Ramírez  
Profesor asociado

Dep. Organización Industrial y Gestión de Empresas II  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Máster: Diseño, implementación y estudio económico de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un edificio del sector terciario

Autor: Ignacio Martín Soto

Tutor: Juan Manuel González Ramírez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022



*A mi familia por haberme  
apoyado hasta el final.*

*A mis amigos por haber sido un  
gran apoyo.*

*A todos las personas que me han  
ayudado en esta etapa.*



# Resumen

---

El trabajo que se presenta a continuación consiste en el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red del nuevo Catering la Almazara de Carmona, ubicado en la localidad Sevillana de Carmona, Sevilla, con una demanda de potencia estimada de 130 KW.

El objeto del sistema fotovoltaico es reducir la demanda eléctrica que la instalación requiere de la red y evitar de ese modo que la potencia demandada a la compañía eléctrica supere los 100KW, de lo contrario sería necesario la construcción de un centro de transformación, en conformidad con el Real Decreto 1955/2000, cuyos costes deberían ser abonados por el propietario del local.

Se procederá a la instalación de baterías que ayuden a rebajar la demanda en los momentos en que la potencia de la instalación vaya a sobrepasar la potencia contratada con la compañía eléctrica, de este modo se evitará los sobrecargos debidos a dichos consumos por encima de los niveles de potencia contratados.

El excedente de producción se destinará a complementar la demanda requerida por el restaurante aledaño que pertenece al mismo propietario y en caso de que la demanda de ambas instalaciones fuera menor que la generada por los módulos fotovoltaicos se procederá a su vertido a la red con su correspondiente retribución económica.

Para este trabajo se ha utilizado el programa HelioScope, una herramienta desarrollada por Folsom Labs para simplificar el proceso de diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica. Esta herramienta tiene en cuenta las pérdidas generadas por factores como la ubicación geográfica, las sombras de árboles y edificios, el cableado, la eficiencia de los componentes y demás ajustes en la instalación, proporciona recomendaciones para el diseño de los equipos, así como del número de arreglos y paneles fotovoltaicos, llevándose a cabo posteriormente cálculos más específicos y con los que se ha terminado de diseñar la instalación, además se ha llevado a cabo un presupuesto del coste de dicha instalación, así como un estudio para estimar el periodo de amortización y los beneficios obtenidos de la misma.



# Índice

---

<b>Resumen</b>	<b>X</b>
<b>Índice</b>	<b>XII</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>XVI</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>XVIII</b>
<b>1. Memoria Descriptiva</b>	<b>3</b>
1.1. <i>Introducción</i>	3
1.1.1. Objetivo del Proyecto	3
1.2. <i>Justificación</i>	3
1.3. <i>Estudio de la demanda del proyecto</i>	4
1.4. <i>Alternativas existentes</i>	4
1.5. <i>Antecedentes</i>	4
1.6. <i>Introducción a la energía solar</i>	5
1.6.1 La energía fotovoltaica	6
1.6.2 Ventajas y desventajas de la energía solar	6
1.7. <i>Descripción de la instalación fotovoltaica</i>	7
1.7.1 Descripción de orientaciones	8
1.7.2 Estructura soporte de las placas fotovoltaicas	9
1.7.3 Panel fotovoltaico	9
1.7.4 Inversor	14
1.7.5 Cargadores	19
1.7.6 Baterías	21
1.7.7 Puntos de conexión	24
1.7.8 Infraestructura para el tendido del cableado	24
1.7.9 Cableado de baja tensión	24
1.7.10 Protecciones	26
1.7.11 Puesta a tierra	26
1.7.12 Instalaciones auxiliares. Línea de vida	27
1.7.13 Contador bidireccional	28
1.8. <i>Rendimiento del sistema</i>	28
1.8.1 Pérdidas IAM	29
1.8.2 Pérdidas de mismatch o acoplamiento	29
1.8.3 Pérdidas por suciedad en los paneles fotovoltaicos	30
1.8.4 Pérdidas respecto a la potencia nominal	30
1.8.5 Pérdidas por temperatura	30
1.8.6 Pérdidas óhmicas	31
1.8.7 Pérdidas por error en el seguimiento del punto de máxima potencia	31
1.8.8 Pérdidas por posición del generador y sombras	31
1.8.9 Eficiencia energética del inversor	32
1.8.10 Energía generada	32
<b>2. Memoria de Cálculo</b>	<b>44</b>
2.1. <i>Datos de partida</i>	44
2.1.1. Ubicación del edificio	44
2.1.2. Datos climatológicos	44
2.1.3. Orientación e inclinación	46
2.1.4. Pérdidas por orientación e inclinación	47
2.1.5. Parámetros del panel fotovoltaico	50
2.2. <i>Circuito de Corriente Continua</i>	52
2.2.1. Cableado panel fotovoltaico al módulo inversor	52

2.2.2	Cableado batería al embarrado CC	54
2.2.3	Cableado embarrado CC al Cargador	55
2.3.	<i>Circuito de Corriente Alterna</i>	57
2.1.1	Cableado cargador al cuadro BT	57
2.3.2	Cableado inversor al cuadro BT	58
2.3.3	Cableado cuadro BT al punto de conexión	60
2.4.	<i>Cuadro de protecciones</i>	62
2.5.	<i>Puesta a tierra</i>	62
2.5.1.	Resistencia de la instalación de puesta a tierra	63
2.6.	<i>Parámetros del inversor</i>	64
2.7.	<i>Cálculo de la superficie de captación y distribución de los captadores</i>	64
2.7.1	Distancia mínima entre filas de captadores	65
<b>3.</b>	<b>Estudio de viabilidad</b>	<b>69</b>
3.1.	<i>Premisas del Proyecto</i>	69
3.2.	<i>Descripción del Proyecto</i>	69
3.3.	<i>Equipos principales del Proyecto fotovoltaico</i>	70
3.3.1	Módulos fotovoltaicos:	70
3.3.2	Inversor	70
3.3.3	Cargador	70
3.3.4	Batería	70
3.3.5	Estructura soporte	70
3.3.6	Sistema de monitoreo	71
3.3.7	Sistema de respaldo	71
3.4.	<i>Instalación y servicios del Proyecto fotovoltaico</i>	71
3.4.1	Ingeniería y diseño	71
3.4.2	Permisos	71
3.4.3	Instalación Eléctrica	71
3.4.4	Puesta en Marcha	72
3.4.5	Operación y Mantenimiento	72
I.	Operación y mantenimiento preventivo	72
II.	Mantenimiento Correctivo	72
3.5.	<i>Bases del ahorro económico</i>	73
3.5.1	Tarifas Mercado eléctrico	73
3.6.	<i>Equipos instalados</i>	74
3.7.	<i>Estimación de consumos</i>	76
3.7.1	Desglose de consumos para el mes de Noviembre	76
3.7.2	Comparación de consumos	79
3.8.	<i>Instalación fotovoltaica</i>	79
3.1.1	Potencia generada por la instalación fotovoltaica	79
3.9.2	Presupuesto estimado instalación fotovoltaica	81
3.9.3	Solicitud de incentivos a la Junta de Andalucía	83
3.9.4	Rentabilidad de la instalación	83
3.9.5	Estudio económico de la inversión	85
3.9.6	Tasa interna de rentabilidad	86
3.9.7	Valor actual neto	86
3.9.8	Período de retorno de la inversión	87
3.9.9	Conclusión	87
3.9.10	Financiación de la inversión	87
3.9.11	Garantías	89
3.9.12	Precio y forma de pago	89
3.9.13	Diagrama de GANTT	89
<b>4.</b>	<b>Estudio básico de seguridad y salud</b>	<b>94</b>
4.1.	<i>Objetivo</i>	94

4.2.	<i>Legislación aplicable</i>	94
4.3.	<i>Descripción por fases del proceso</i>	95
4.3.1	Fase de actuaciones previas: Replanteo	95
➤	Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:	95
➤	Medidas preventivas de seguridad:	95
➤	Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:	95
4.3.2	Fases de acopio y transporte de materiales	96
➤	Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:	96
4.3.3	Fases de excavaciones	97
4.3.4	Fases de puesta a tierra de estructura de soportación	98
4.3.5	Fase de montaje de soportes y colocación de módulos fotovoltaicos.	99
4.3.6	Fase de tendido, tensado y regulado	100
4.3.7	Fase de conexionado a red	101
<b>5.</b>	<b>Estudio de impacto ambiental</b>	<b>104</b>
5.1.	<i>Afección al paisaje</i>	104
5.2.	<i>Cambio de uso de suelo</i>	105
5.3.	<i>Afección a la movilidad de la fauna</i>	105
5.4.	<i>Afección por ocupación de biotopos</i>	105
5.5.	<i>Afección por ruidos</i>	105
5.6.	<i>Gestión de residuos</i>	105
5.7.	<i>Evaluación de las emisiones de CO2 que dejan de emitirse a la atmósfera.</i>	108
5.8.	<i>Medidas preventivas y correctivas.</i>	109
	<b>Bibliografía</b>	<b>112</b>
	<b>Anexo 1. Pliego de Condiciones Técnicas y Administrativas</b>	<b>119</b>
	<b>Anexo 2. Planos</b>	<b>127</b>
	<b>Anexo 3. Resultados Simulación HelioScope</b>	<b>136</b>
	<b>Anexo 4. Fichas técnicas</b>	<b>144</b>



# Índice de tablas

---

Tabla 1. Distribución paneles fotovoltaicos	8
Tabla 2. Características de las zonas de instalación	9
Tabla 3. Inclinaciones óptimas de los paneles fotovoltaicos	47
Tabla 4. Performance Ratio del sistema fotovoltaico	49
Tabla 5. Energía generada por la instalación fotovoltaica	50
Tabla 6. Temperatura mensual de trabajo de la célula fotovoltaica	51
Tabla 7. Pérdidas mensuales por efecto de la temperatura	52
Tabla 8. Cálculos de sección del cableado entre módulo e inversor	53
Tabla 9. Datos cableado entre módulo e inversor	53
Tabla 10. Cálculos de sección del cableado entre batería y embarrado de CC	55
Tabla 11. Cálculos de sección del cableado entre embarrado de CC y cargador	56
Tabla 12. Cálculos de sección del cableado entre cargador y cuadro BT	58
Tabla 13. Cálculos de sección del cableado entre inversor y cuadro BT	59
Tabla 14. Cálculos de sección del cableado entre cuadro BT y punto de conexión	61
Tabla 15. Intensidades cuadro de protecciones	62
Tabla 16. Sección mínima de los conductores de puesta a tierra	63
Tabla 17. Parámetros del inversor	64
Tabla 18. Potencia eléctrica de los equipos instalados	75
Tabla 19. Presupuesto de la instalación fotovoltaica	82
Tabla 20. Flujos de caja de la instalación	84
Tabla 21. Desglose del presupuesto de la instalación	89
Tabla 22. Gestión de residuos	106
Tabla 23. Residuos generados	107
Tabla 24. Costes del tratamiento de residuos	107
Tabla 25. Tratamiento de los residuos generados	108
Tabla 26. Emisiones evitadas como consecuencia de la instalación fotovoltaica	109
Tabla 27. Balance medioambiental de la instalación	109



# Índice de figuras

---

Figura 1. Mapa de radiación solar	5
Figura 2. Esquema general instalación fotovoltaica	8
Figura 3. Tipos de paneles fotovoltaicos	10
Figura 4. Panel de silicio monocristalino	11
Figura 5. Panel de silicio policristalino	12
Figura 6. Panel fotovoltaico de capa fina	13
Figura 7. Panel fotovoltaico de la instalación	14
Figura 8. Inversor en cadena	15
Figura 9. Microinversores	16
Figura 10. Optimizador de potencia	17
Figura 11. Inversor de la instalación	17
Figura 12. Cargador de la instalación	21
Figura 13. batería de la instalación	22
Figura 14. Esquema cableado instalación	24
Figura 15. Esquema de puesta a tierra en TT	27
Figura 16. Ubicación del local	37
Figura 17. Catering La Almazara de Carmona	38
Figura 18. Producción anual de la instalación fotovoltaica	45
Figura 19. Porcentaje de pérdidas de la instalación fotovoltaica	45
Figura 20. Representación de las zonas de la cubierta	46
Figura 21. Esquema de los ángulos del captador solar	47
Figura 22. Factor de corrección de irradiación por orientación	48
Figura 23. Esquema de distancias óptimas entre captadores	65
Figura 24. Módulos fotovoltaicos dispuestos de forma coplanar	66
Figura 25. Díagrama de sombreados de la instalación	71
Figura 26. Comparación de consumos para las instalaciones de 99 kW y 130 kW	79
Figura 27. Producción eléctrica mensual de la instalación fotovoltaica	80
Figura 28. Producción eléctrica anual de la instalación fotovoltaica	80
Figura 29. Ahorro generado por la instalación fotovoltaica	81
Figura 30. Comparación de costes acumulados para ambas instalaciones	85
Figura 31. Estudio del retorno de la inversión	87
Figura 32. Diagrama de Gantt	90



# Memoria Descriptiva



# 1. Memoria Descriptiva

---

## 1.1. Introducción

### 1.1.1. Objetivo del Proyecto

El objetivo de este proyecto es dimensionar una instalación de energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo con excedentes para satisfacer las necesidades de demanda de potencia eléctrica y energía consumida de los distintos equipos instalados en el Catering La Almazara de Carmona, ubicado en la localidad Sevillana de Carmona, Sevilla, minimizando los costes de inversión y maximizando su rentabilidad.

Para cumplir con los objetivos del proyecto se propone la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 76,36 KWp y 75 KW de inversor, así como un sistema de almacenamiento de energía de 107,52 KWh, conectados a unos cargadores, de 50KWh, lo que se traducirá en que dichas baterías podrán suministrar 50 KWh durante 2 horas, dichas baterías estarán conectadas a la red interior del consumidor, disponiendo además la instalación de conexión eléctrica a la red de distribución eléctrica. Lo que se propone en este proyecto es hacer uso de dicha energía almacenada solo cuando nos encontremos en momentos de demanda energética superiores a los contratados con la compañía distribuidora, de esta forma se evitarán los excesos de potencia que se reflejarán en un ahorro económico para el propietario de la instalación, además en caso de que la potencia generada por la instalación fotovoltaica sea superior a la demandada por el catering, y se encuentren las baterías totalmente cargadas se destinará dicho exceso de energía a suplir las necesidades energéticas del restaurante colindante, perteneciente al mismo propietario, en caso de seguir habiendo un superávit entre la energía suministrada al segundo local y la demandada por éste se solventaría vertiendo dichos excedentes a la red eléctrica, traduciéndose esto en un beneficio económico por cada KW inyectado a la red.

Para el correcto desarrollo del proyecto, se analizará en primer lugar las necesidades energéticas del Catering, posteriormente se estudiará el espacio disponible en estas instalaciones y se llevará a cabo el análisis de la configuración del tipo de instalación más adecuada, atendiendo a las características de cada elemento que compone esta instalación. Se dimensionará cada elemento en base al buen funcionamiento de la instalación, teniéndose en cuenta las exigencias y recomendaciones de la normativa y guía técnica expuestas en el CTE para un correcto cálculo, dimensionado y ejecución.

Se justificará mediante un estudio de viabilidad del proyecto, la previsión de ahorro que se obtendrá como resultado de dicha instalación, así como el tiempo de amortización del mismo que justifiquen si esta solución es mejor que la opción convencional que consistiría en contratar toda la potencia necesaria que necesitaría la instalación directamente con la compañía suministradora.

Se incluirán todos los estudios preceptivos incluidos en la normativa legal vigente, como son el Código Técnico de Edificación y la normativa de Seguridad.

## 1.2. Justificación

En este trabajo se pretende reflejar los conocimientos adquiridos en el Máster Universitario en Ingeniería Industrial, desarrollando un interés por buscar la forma más eficiente y económica de solucionar un problema y dando una solución óptima y acorde a las normativas vigentes.

Con la actual problemática medioambiental, es esencial encontrar nuevos caminos y desarrollar nuevas tecnologías que sean competitivas para conseguir una correcta sinergia entre tecnología y naturaleza.

Un dato muy revelador es saber que el Sol vierte sobre la Tierra cuatro mil veces más energía de la que consumimos, por lo que tenemos la responsabilidad para con nuestros descendientes de buscar y desarrollar nuevas tecnologías que aseguren un futuro digno y respetuoso con el medioambiente, aprovechando de manera racional y eficiente las energías renovables, en nuestro caso el Sol, para satisfacer nuestras necesidades, en lugar de fuentes contaminantes y agotables en un futuro próximo.

### **1.3. Estudio de la demanda del proyecto**

Para la estimación de la energía que demandará dicha instalación se ha tenido en cuenta una estimación de los futuros consumos del catering, dando como resultado un consumo pico de 188 KW, por lo que, aplicando un coeficiente de simultaneidad de alrededor del 70% se prevee que el consumo medio podría llegar a ascender hasta los 130 KW, dichos consumos se podrán ver desglosados en detalle mas adelante en este mismo documento.

### **1.4. Alternativas existentes**

Existen distintas alternativas a tener en cuenta a la hora de implementar la instalación eléctrica del establecimiento, para nuestro caso vamos a considerar las siguientes opciones:

- a. Conexión tradicional a la red, en este caso consistiría en la instalación convencional, que para nuestro caso se basará en demandar toda la potencia necesaria a la compañía distribuidora, será necesario la implantación de un centro de transformación, debido a la elevada demanda necesaria para abastecer el local, cuyo coste correrá a cuenta del propietario del establecimiento. Este sistema es el más sencillo y el más convencional.
- b. Sistema fotovoltaico híbrido, consiste en suplir la nueva demanda o parte de ella mediante la instalación de placas fotovoltaicas que se alimentan de la energía solar, este modo, si bien es menos habitual que el anterior está cada vez normalizándose más, pues debido a sus grandes rentabilidades a medio/largo plazo y a las subvenciones que proporcionan los distintos estamentos del Gobierno se ha convertido en la opción más rentable para casos como el citado en este proyecto.

En primera instancia, en este proyecto se va a optar por la opción b, más comprometida con el desarrollo sostenible, no obstante se realizará un estudio económico que ayude a determinar si en verdad ésta es la mejor opción, no solo desde un punto de vista respetuoso con el medio ambiente sino también desde el punto de vista económico.

### **1.5. Antecedentes**

En el ámbito de la producción energética se ha llevado a cabo a nivel mundial un modelo de desarrollo insostenible basado en la explotación descontrolada de los recursos pretendiendo extraer el máximo beneficio de éstos en el menor tiempo posible, sin considerar su impacto en los ecosistemas y poblaciones.

Los impactos ambientales producidos, así como el coste que éstos generan, hacen ver la necesidad de un cambio hacia un modelo energético basado en el ahorro, la eficiencia, las energías renovables y el cuidado medioambiental. Para ello, en 1997 se firmó el Protocolo de Kioto, un acuerdo internacional cuyos objetivos eran reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero, así como la apuesta 20/20/20 llevada a cabo por la Unión Europea, que consistía, con respecto a las cifras de 1990 en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, conseguir un ahorro energético de un 20% mediante una mayor eficiencia energética y promover en un 20% las energías renovables. Sin embargo, tras varias reuniones en las que se ha ido realizando un seguimiento de estos objetivos, España es uno de los países de la Unión Europea que más se aleja de dichos

objetivos aún siendo un país con bajos recursos convencionales y abundantes recursos renovables como lo son la energía eólica y la solar.

Dicho esto, cabe destacar la vital importancia de desarrollar nuevas leyes que favorezcan a estas tecnologías frente a los recursos no renovables y de promover el desarrollo y la investigación para hacerlas fiables y competitivas en el mercado.

## 1.6. Introducción a la energía solar

La Energía solar es la que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente) procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear. La radiación solar interceptada por la tierra en su desplazamiento alrededor del sol, constituye la principal fuente de energía renovable a nuestro alcance. Nuestro planeta recibe del Sol la asombrosa cantidad de energía anual de  $5,4 \times 10^{24}$  J, una cifra que representa 4.500 veces el consumo mundial de energía. (Best, 2010)

En relación a la radiación solar España se sitúa entre los países con mayor potencial para llegar a ser un referente en la producción de energía solar, como se puede apreciar en el mapa.

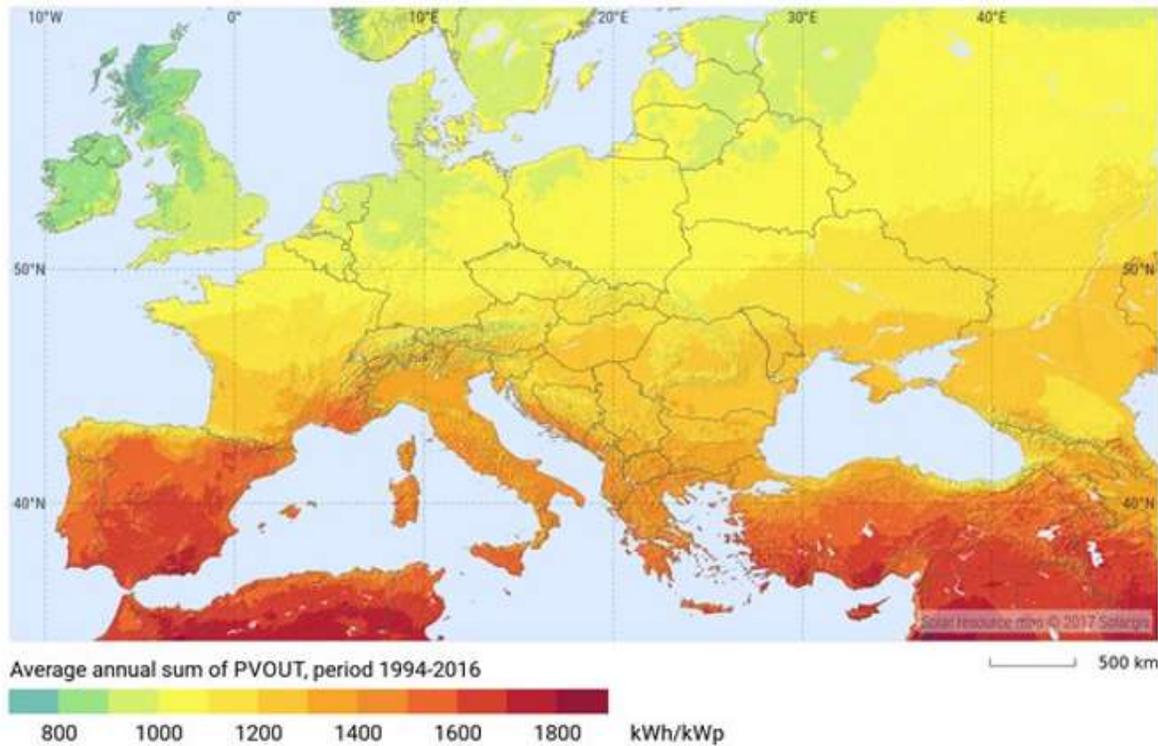


Figura 1. Mapa de radiación solar

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de energía eléctrica se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura (sistema fototérmico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico).

El sistema fototérmico se basa en transformar la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido, con el propósito de convertirlo en vapor, con el fin de producir electricidad mediante el movimiento de un alternador. Para calentar el líquido se emplean unos dispositivos llamados colectores. Este sistema genera electricidad mediante un ciclo termodinámico convencional.

En el sistema fotovoltaico, se realiza una transformación de la energía luminosa procedente del Sol en energía eléctrica, para llevar esto a cabo se hace uso de las denominadas placas solares, formadas por células fotovoltaicas, las cuales están compuestas por células fotovoltaicas de silicio o germanio generalmente.

Este segundo método será el que se pretende aplicar al proyecto.

### **1.6.1 La energía fotovoltaica**

El efecto fotovoltaico es el efecto fotoeléctrico caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética. Cuando los electrones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados, pasar a través de ella o ser absorbidos por la misma. Los fotones absorbidos son capaces de crear una corriente eléctrica proporcional a la radiación incidente.

Cuando un fotón es absorbido, su energía es transferida a un electrón de un átomo de la célula, gracias al incremento de energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada al átomo, generando así una corriente eléctrica en forma de corriente continua.

Los paneles solares están compuestos por grupos de células fotovoltaicas, las cuales están compuestas por materiales especiales llamados semiconductores, que pueden ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, o bien otros materiales semiconductores de capa fina.

Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y alcanzan la máxima eficiencia, entre un 18% y un 20% de media.

Las células de silicio policristalino se elaboran en bloque a partir de varios cristales, por lo que resultan más baratas y poseen una eficiencia media de entre el 16% y el 17,5%.

Por último, las células de silicio amorfo presentan una red cristalina desordenada, lo que conlleva peores prestaciones (eficiencia media de entre un 8% y un 9%) pero también un precio menor.

### **1.6.2 Ventajas y desventajas de la energía solar**

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética significativamente más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales, debido a que se dispone de recursos inagotables para cubrir las necesidades energéticas. Una de las características más favorables en el campo de la energía fotovoltaica es el hecho de que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, haciendo de ese modo innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones extractivas de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

Todos estos materiales pueden ser recuperados y reutilizados al final de la vida de los módulos, reduciendo de manera notable las cantidades destinadas a convertirse en residuos. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación, reutilización o desechado. El vidrio y el aluminio se incorporan a los cauces de reciclado, al igual que el silicio.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios.

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir los problemas medioambientales como el efecto invernadero, provocado por las emisiones de CO<sub>2</sub> o la lluvia ácida, provocada por las emisiones de SO<sub>x</sub>.

## 1.7. Descripción de la instalación fotovoltaica

Para el proyecto que nos ocupa se plantea una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes. Este tipo de instalaciones se caracteriza porque consumen la energía que producen, pero vierten a la red de distribución o transporte la energía que no consumen en ese momento, dicha energía vertida a la red se compensa en cada periodo de facturación con la energía comprada de la misma.

La instalación fotovoltaica constará de 184 paneles solares GCL M2 415 Wp, los cuales estarán sobre la cubierta del edificio.

Se propone la instalación de un inversor tipo SMA Tripower 25000TL, los cuales disponen de 3 MPPT cada uno, disponiendo de una potencia total de salida igual a 75 KW, el motivo de dicha elección queda justificado en el apartado de cálculos.

Los elementos principales que forman la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes son:

- Generador: Compuesto por módulos fotovoltaicos, elementos de soporte, fijación de los módulos y elementos de interconexión entre módulos, cuya función es la de recoger la radiación solar y transformarla en energía eléctrica para su posterior consumo.
- Inversores híbridos: Equipos encargados de transformar la corriente continua en alterna, a 220 V de valor eficaz y frecuencia de 50Hz, igual a la de la red eléctrica, así como de cargar las baterías.
- Baterías: Proporcionan la energía a la instalación durante los periodos en que se demanda más potencia de la generada. Si bien es cierto que no son indispensables, en la mayoría de los casos mejora considerablemente el rendimiento de la instalación.
- Cargadores: Equipo que integra el regulador de carga, el cargador de baterías y el inversor, de manera que puede gestionar todo lo necesario en cualquier instalación solar aislada sin necesidad de necesitar ningún otro aparato, solamente los paneles solares.
- Monitorización: Equipo encargado de registrar la energía producida, así como la consumida por el consumidor.
- Cuadro de mando y protección: Cuadro de protección formado por el interruptor automático general, elemento de protección contra sobretensiones más interruptor diferencial.
- Conexión a red interior: Punto de la red interior del consumidor donde se realizaría la conexión de la instalación generadora.
- Obra civil: Colocación de estructuras metálicas ancladas en la cubierta donde se instalarán los módulos fotovoltaicos.
- Cableado: Formado tanto por el cableado de corriente continua como el de alterna para evacuar la energía generada por la instalación.

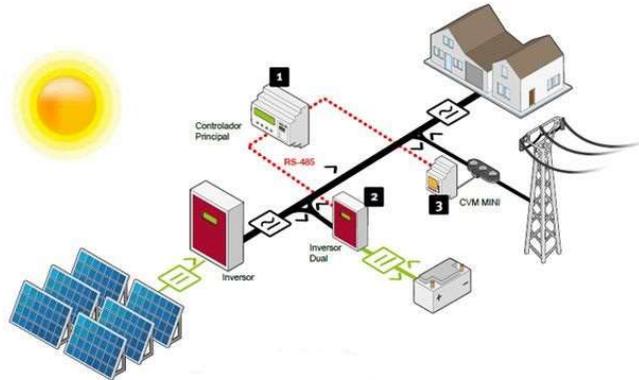


Figura 2. Esquema general instalación fotovoltaica

La distribución de los paneles de nuestra instalación quedaría de la siguiente forma:

Inversor	MPPT	String	Módulos
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 1	10
		String 2	10
	MPPT2	String 3	10
		String 4	10
	MPPT3	String 5	9
		String 6	9
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 7	9
		String 8	9
	MPPT2	String 9	12
		String 10	12
	MPPT3	String 11	10
		String 12	10
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 13	10
		String 14	10
	MPPT2	String 15	9
		String 16	9
	MPPT3	String 17	13
		String 18	13

Tabla 1. Distribución paneles fotovoltaicos

### 1.7.1 Descripción de orientaciones

El generador fotovoltaico se instalará sobre la cubierta del edificio, pudiéndose dividir en cinco zonas. La elección de las orientaciones se ha escogido buscando el mayor rendimiento de la instalación en concordancia con la disposición y particularidades del edificio. A continuación, se recogen las características de las distintas zonas en función de su orientación:

	Orientación 1	Orientación 2	Orientación 3	Orientación 4	Orientación 5
Inclinación	10°	10°	4°	0°	10°
Azimut	189°	9°	9°	189°	189°
Nº Módulos	76	76	12	6	14
Estructura	Coplanar	Coplanar	Estructura inclinada 10°	Estructura inclinada 10°	Coplanar

Tabla 2. Características de las zonas de instalación

Las características de la cubierta se indican en el plano “Descripción de zonas” en el anexo correspondiente a los planos de la instalación.

### 1.7.2 Estructura soporte de las placas fotovoltaicas

Las placas solares serán ancladas mediante la instalación de soportes. En función de la superficie donde se sitúen se pueden optar por unos u otros.

A continuación, se describen las distintas estructuras soportes que compondrán la instalación en función del ángulo óptimo para nuestra situación geográfica y la disposición de los paneles:

#### **Estructura coplanaria zonas 1 y 2.**

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre estructura autoportante horizontal coplanaria al plano de la cubierta. Dicha estructura deberá soportar el peso propio de los módulos fotovoltaicos, así como las derivadas de los agentes atmosféricos como el viento y la nieve (si procediera en su caso).

La estructura tendrá la orientación y el ángulo de inclinación de la cubierta, la cual permite facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura coplanaria irá fijada al propio panel sándwich de la cubierta, aplicando a su vez junta de sellado para evitar filtraciones. A su vez, los paneles irán fijados a la estructura mediante tornillería y presores.

Al tratarse de una estructura coplanaria no se requerirá separación de la estructura para asegurar que no existan sombras entre las diferentes filas de módulos.

La estructura estará conectada a tierra, con una tierra independiente de la red.

#### **Estructura inclinada zona n°3.**

En la zona número 3 se instalará una estructura con una inclinación de 6°, que sumados a los 4° de la cubierta, sumaría una inclinación total de 10°, de forma que esta estructura quedaría análoga a la cubierta de la zona número 2.

La estructura ira fijada al propio panel sándwich, aplicando junta de sellado para evitar filtraciones. A su vez, los paneles irán fijados a la estructura mediante tornillería y presores.

#### **Estructura inclinada zona n°4.**

Al tener la zona numero 4 una inclinación de 0°, se instalara sobre esta una estructura metálica de 10°. Los paneles irán fijados a la estructura mediante tornillería y presores.

### 1.7.3 Panel fotovoltaico

Existen una gran variedad de paneles solares fotovoltaicos, aunque los principales son: monocristalinos, policristalinos y de capa fina. A continuación, se muestra los tres tipos de paneles con la idea de resaltar sus diferencias a simple vista para facilitar su reconocimiento.

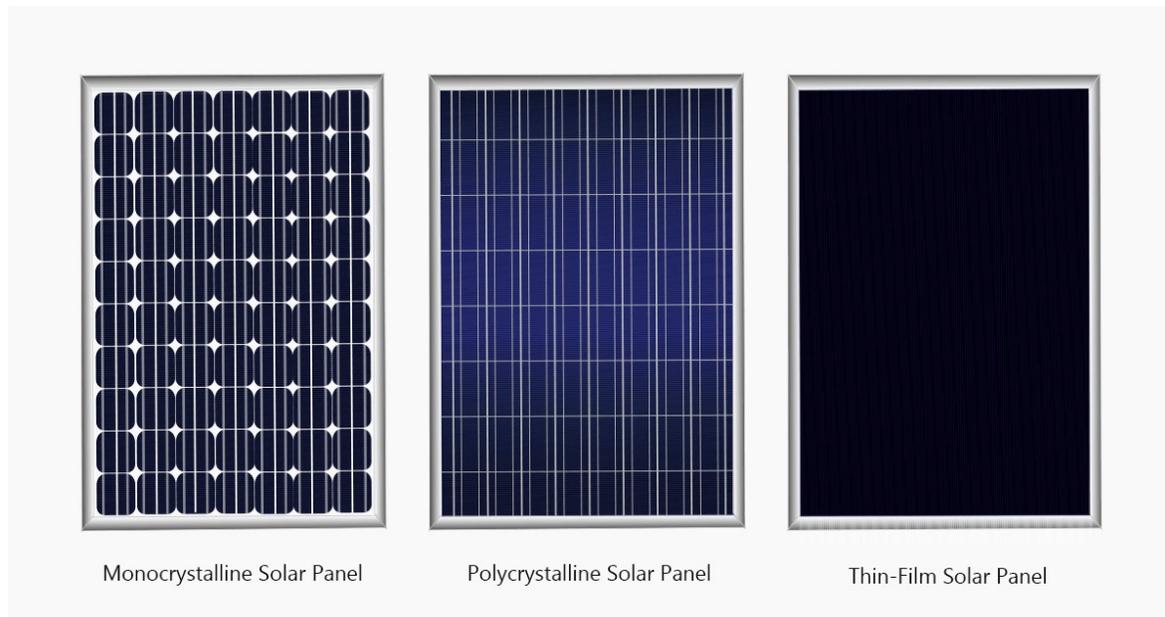


Figura 3. Tipos de paneles fotovoltaicos

➤ Paneles monocristalinos de celdas de Silicio

Las células de silicio monocristalino se fabrican a partir de bloques de silicio cilíndricos. Se cortan los cuatro lados del cilindro, mediante este procedimiento se derrocha abundante silicio y se obtienen láminas con bordes redondeados. Por tanto, los cristales tienen un elevado nivel de pureza, lo que provoca que aumente el rendimiento de cada celda.

Una manera de diferenciar estos paneles de los policristalinos es prestar atención a los bordes, a diferencia de los policristalinos cuyas esquinas son perfectamente rectangulares, los bordes de los paneles monocristalinos son redondeados, además se pueden reconocer por el color negro característico de los paneles monocristalinos.

**Ventajas:**

Son los módulos de mayor eficiencia y rendimiento que podemos encontrar en el mercado. La eficiencia en estos módulos está por encima del 18% y pueden superar el 20% en algunos modelos.

La vida útil que tiene los módulos monocristalinos son mayores.

En condiciones de poca luz suelen dar mejores rendimientos que los paneles policristalinos de similares características.

Si bien es cierto que el rendimiento en todos los paneles se ve reducido por las altas temperaturas, en los monocristalinos esto ocurre en menor medida que en los policristalinos.

**Inconvenientes:**

A corto plazo (la inversión inicial), son algo más caros que los policristalinos, desde un punto de vista puramente económico, para uso domésticos resulta más ventajoso usar paneles policristalinos o de capa fina.

En caso de que el panel quedase completo o parcialmente cubierto, debido por ejemplo a factores como sombra, nivel o suciedad, podría provocar la avería de todo el circuito.

El proceso de fabricación utilizado es el método Czochralski, con el que se obtiene como resultado bloques cilíndricos. Posteriormente, cuatro lados son recortados para hacer las láminas de silicio y como

consecuencia de este proceso se derrocha una gran cantidad de silicio. (Ruíz, E. 2021)

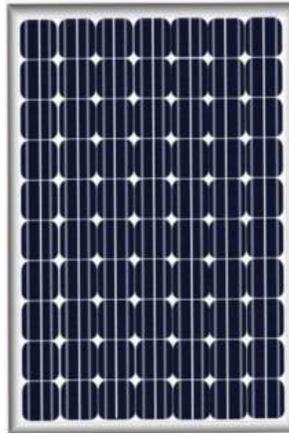


Figura 4. Panel de silicio monocristalino

➤ Paneles policristalinos de Silicio

Para el proceso de fabricación de estos paneles no se utiliza el método Czochralski. El silicio bruto se funde y se vierte en moldes cuadrados, que se enfría y se corta en obleas perfectamente cuadradas.

**Ventajas:**

El proceso utilizado para hacer silicio policristalino es más simple y supone un coste menor.

La cantidad de silicio residual es menor en comparación con el monocristalino

**Inconvenientes:**

La eficiencia de los paneles solares policristalinos es aproximadamente del 16-17,5%.

Los paneles policristalinos, por lo general, tienen una menor resistencia al calor que los monocristalinos, lo que deriva en un peor comportamiento a altas temperaturas que un monocristalino. Además, el calor puede afectar a la vida útil del panel, reduciéndola.

Requieren de mayor necesidad de espacio, debido a su menor eficiencia, si se desea generar la misma energía que con un panel monocristalino

Los paneles solares monocristalinos y de película delgada tienden a ser más estéticos ya que tienen un aspecto más uniforme en comparación con el color azul moteado del silicio policristalino. (Ruíz, E. 2021)



Figura 5. Panel de silicio policristalino

➤ Paneles fotovoltaicos de capa fina

Su fabricación se basa en depositar una o varias capas finas de material fotovoltaico sobre una base. Los diferentes tipos de paneles de capa fina se distinguen en función del material:

- Paneles solares de capa fina de silicio amorfo (a-Si).
- Paneles solares de capa fina de telurio de cadmio (CdTe).
- Paneles solares de capa fina de Seleniuro de galio, de indio y cobre (CIS/CIGS).
- Paneles solares de capa fina de células fotovoltaicas orgánicas.

**Ventajas:**

La producción en masa es sencilla. Esto hace que este tipo de paneles sean potencialmente más baratos de fabricar que las células solares de base cristalina.

Su apariencia homogénea los hace parecer más atractivos.

Pueden ser flexibles, lo cual permite adaptarlos a múltiples superficies.

Su rendimiento no se ve tan afectado por las altas temperaturas y el sombreado.

Puede ser una gran alternativa en aquellas situaciones donde el espacio no es un problema.

**Inconvenientes:**

Aunque su precio es muy bajo, debido a su bajo rendimiento, que ronda entre el 8% y el 9%, requieren de mucho espacio. Para el mismo espacio los paneles monocristalinos puede llegar a producir hasta 4 veces más que uno de capa.

Al tener una menor eficiencia, se verían aumentados los costes en relación de equipos como estructuras metálicas, cableado, etc.

Los paneles solares de capa fina tienden a degradarse más rápido que los paneles solares monocristalinos y policristalinos, por lo que generalmente tienen una garantía menor. (Ruíz, E. 2021)

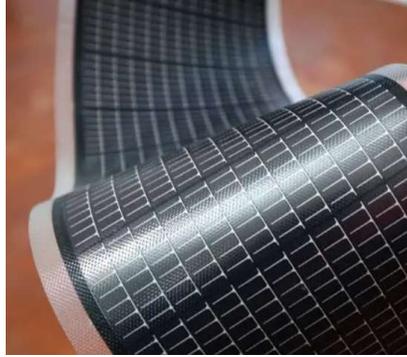


Figura 6. Panel fotovoltaico de capa fina

Para la elección del módulo fotovoltaico hemos realizado un estudio de mercado en el que hemos tenido en cuenta distintos modelos, decantándonos finalmente por la marca GCL Systems, ya que se trata de una empresa líder en el sector que cuenta con años de experiencia y una amplia gama de productos de gran calidad. En función de las características de nuestra instalación se ha optado por un módulo fotovoltaico de Silicio monocristalino modelo M2 de 415 Wp, cuyas características se muestran a continuación, pudiéndose observar el resto de las características en su correspondiente anexo:

• Potencia	415 Wp
• Tensión de circuito abierto Voc	45,4 V
• Tensión punto máxima potencia Vmpp	37,6 V
• Corriente de cortocircuito Isc	11,47 A
• Corriente punto de máxima potencia Impp	11,04 A
• Coeficiente temperatura Pmax	-0,40%/° C
• Coeficiente temperatura Voc	-0,31%/° C
• Coeficiente temperatura Isc	+ 0.05%/° C
• Longitud	1.942 mm
• Anchura	1.069 mm
• Espesor	24,0 mm
• Peso	24,0 kg



Figura 7. Panel fotovoltaico de la instalación

La potencia pico total de la instalación será de 76,36 KWp, diseñada con 184 módulos de Silicio monocristalino modelo GCL M2 415 Wp.

Los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM = 1,5), estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica. De ahí que deba elegirse una potencia pico (potencia en los módulos) de un tanto por ciento mayor que la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas sacar el máximo rendimiento al sistema.

#### 1.7.4 Inversor

El inversor tiene como objetivo principal el de transformar la corriente continua que recibe de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.

El inversor rastrea el punto de máxima potencia del campo fotovoltaico cuando está conectado directamente a este, extrayendo así la potencia máxima del campo fotovoltaico en cada instante.

Es cada vez más habitual que los inversores realicen tareas de gestión de energía en las instalaciones fotovoltaicas.

Por lo general los inversores deben cumplir, entre otras características, una gran fiabilidad, así como una elevada eficiencia en la conversión de energía.

Los principales inversores utilizados para autoconsumo son: Inversores string (también denominados en cadena), microinversores y optimizadores de potencia.

##### ➤ Inversores string (o en cadena)

Son actualmente los más utilizados en el mercado. Son una gran elección para instalaciones que cuentan con una única dirección y no se van a ver afectada por sombras.

El nombre que reciben se debe a que se conectan a un circuito de paneles solares en serie. Por lo tanto, a través de todos los paneles será la misma corriente y sus voltajes se suman directamente. Algunos inversores de cadena permiten la conexión de varios circuitos paralelos, en lugar de utilizar un mismo circuito para todo el arreglo fotovoltaico. De esta forma, los paneles solares en un mismo circuito permanecen en conexión serie, pero diferentes circuitos están en conexión paralela.

Esta configuración es conveniente cuando el espacio no es problema, el arreglo solar se divide en secciones con diferente orientación y perfil de producción. Cabe mencionar que los módulos fotovoltaicos en serie logran mayor rendimiento cuando se agrupan según condiciones similares de

operación (orientación, radiación solar incidente, etc.).

**Ventajas:**

Son los que tienen menor coste, su mantenimiento es sencillo, debido a que la potencia se acondiciona y se convierte a corriente alterna en un solo punto (el inversor).

Los módulos individuales simplemente utilizan una caja de conexión para unirse al circuito en serie.

**Inconvenientes**

Si bien es cierto que la conexión de módulos solares en serie es sencilla, tiene un inconveniente: si un módulo solar tiene fallas o es cubierto por una sombra, toda la cadena se ve afectada. Por esta razón, los inversores de cadena se adaptan mejor a sitios donde no hay sombras, y el arreglo tiene orientación y radiación solar uniforme.

También es muy importante mantener el arreglo solar limpio, las hojas y la acumulación de polvo tienen el mismo efecto que una sombra.

Si hay una falla en el inversor, no se puede utilizar la energía generada.

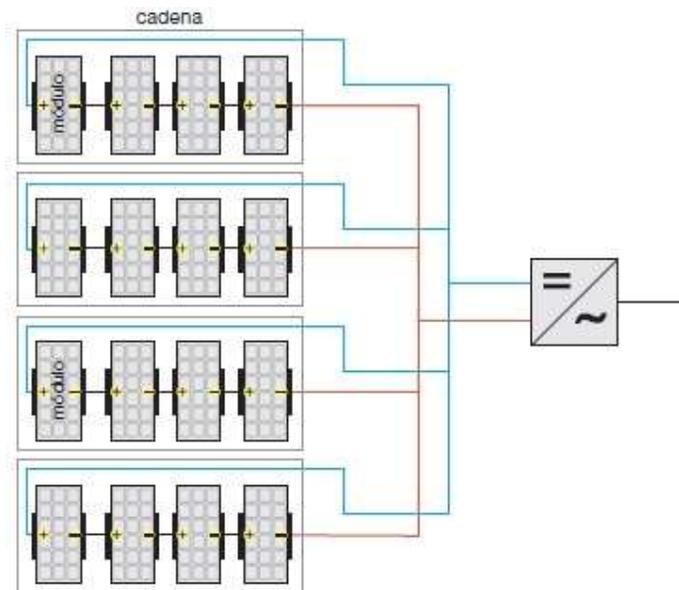


Figura 8. Inversor en cadena

➤ **Microinversores**

Esta tecnología funciona en forma opuesta a los inversores de cadena:

En lugar de un inversor central, hay un inversor compacto para cada panel solar.

En lugar de conexión serie en corriente directa, se utiliza conexión paralela en corriente alterna.

Se suele utilizar en instalaciones con limitaciones de área donde se busca maximizar la producción de cada panel solar, en el que no se contempla el uso de baterías.

**Ventajas:**

Cada panel solar opera de forma independiente al resto del sistema, de modo que los problemas de un módulo no afectarán a los demás, por lo que la instalación no se vería tan afectada en caso de sombreado por ejemplo.

Se puede integrar un sistema de monitoreo que permita la detección remota de problemas en los microinversores, disminuyendo el tiempo de búsqueda de una falla.

La puesta a tierra es sencilla, ya que se puede integrar directamente al circuito de microinversores.

La capacidad de producción de energía con respecto a un sistema de inversores de cadena de la misma capacidad instalada en KW es mayor.

### **Inconvenientes**

De entre los distintos tipos de inversores mencionado, el microinversor es el de mayor coste.

En caso de querer almacenar la energía en baterías, debido a que la corriente sale de los microinversores en alterna, haría falta convertir la energía en continua para poder almacenarla y después volver a transformarla en alterna para su uso.

Su mantenimiento es mayor, debido a que cada panel tiene su propio microinversor, en casos en el que el acceso a los paneles sea complicado quizás esta opción no sea la más idónea.

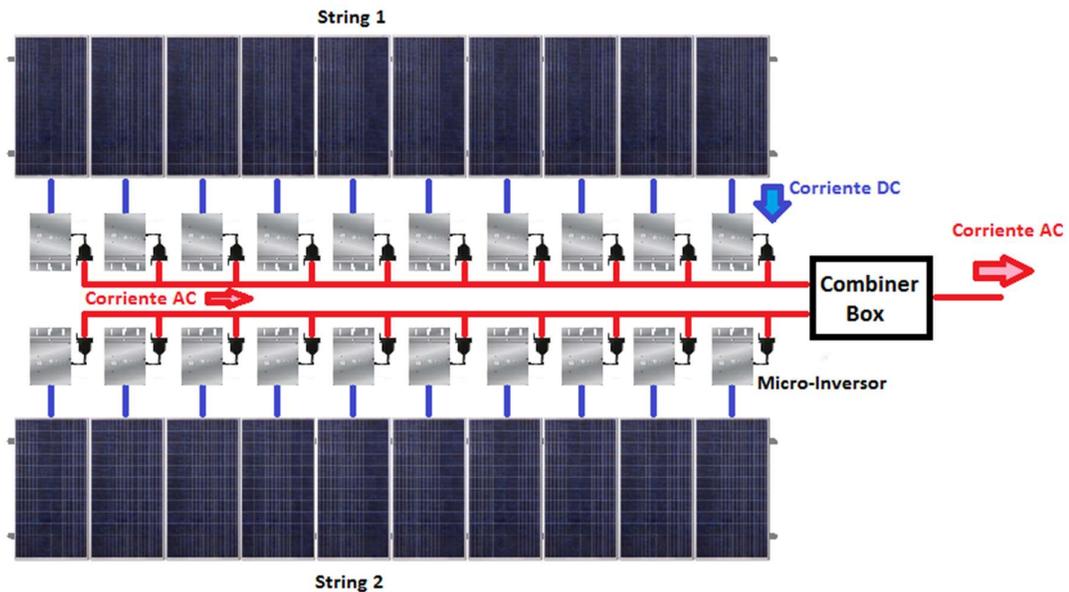


Figura 9. Microinversores

### ➤ Optimizadores de potencia

Esta tecnología puede considerarse una híbrida de las dos mencionadas anteriormente. El sistema utiliza un inversor central, pero los módulos no están conectados directamente al circuito serie sino que cada módulo se conecta por medio de un optimizador de potencia, y a la vez los optimizadores se conectan en serie. El coste de este sistema es intermedio entre uno con microinversores y uno convencional con inversor de cadena.

Se suele utilizar en instalaciones con limitaciones de área donde se busca maximizar la producción de cada panel solar, en el que se pretende hacer uso de baterías.

### **Ventajas:**

El acondicionamiento de voltaje permite que los módulos funcionen de forma independiente, de manera similar a los microinversores, por lo que la instalación no se verá tan afectada en casos de sombreado.

Se puede integrar un sistema de monitoreo que permita la detección remota de problemas en los microinversores, disminuyendo el tiempo de búsqueda de una falla.

La optimización de voltaje crea condiciones estables de operación, permitiendo la conexión de circuitos más largos que los de un inversor de cadena convencional.

Al haber una salida de corriente continua antes del inversor el uso de baterías o dispositivos de corriente

directa es más sencillo.

Para un mismo valor de capacidad instalada en kilowatio, un sistema con optimizadores de potencia genera más energía que uno convencional solamente con inversor de cadena.

### **Inconvenientes**

Tienen un mayor coste que los sistemas convencionales con inversor de cadena.

Su mantenimiento es más complejo debido a que cada panel solar tiene su propio optimizador.



Figura 10. Optimizador de potencia

Para nuestra instalación la potencia total de los inversores es de 75 KW, diseñado con 3 de 25 KW cada uno, modelo SMA Tripower 25000TL.



Figura 11. Inversor de la instalación

En caso de que alguno de nuestros paneles estuviera expuestos a largos periodos de sombreado parcial habría que plantear la opción de instalar para dicho panel un optimizador de potencia para reducir así las pérdidas por sombreados. Para nuestra instalación hemos comprobado que no se da este supuesto, de modo que no será necesario (Carrasco, A. 2021).

El inversor SMA Tripower 25000TL es un inversor de potencia con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red, 400 V, 50 Hz. Dispone de 3 entradas con sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y un rendimiento energético de 98,4 %.

Las características del inversor son:

• P nominal CC	25550 W
• Rango de tensión CC	390 – 800V
• I máxima entrada (DC)	33 A
• I máxima cortocircuito (DC)	43 A
• Número de MPPT	3
• P nominal CA	25000 W
• U nominal CA	400 V
• Frecuencia	50 Hz
• I nominal CA	36,2 A
• P nominal CA	25000 W
• Distorsión armónica	<3% (THD)
• Tipo de Protección	IP65
• Rendimiento	98,3 %

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose en la documentación mencionada en el Real Decreto 1699/2011 los certificados que así lo acrediten.

El inversor se instalará en el interior de un edificio cubierto próximo a los módulos fotovoltaicos, en una ubicación favorable tanto para la conexión del cableado de corriente continua, como el cableado de corriente alterna.

El inversor tiene asociado un equipo de seguimiento, el cual es capaz de medir la potencia generada como la consumida por el consumidor. Esto último, se obtendrá mediante la instalación de tres transformadores de intensidad en el punto donde comienza la instalación eléctrica del usuario, los cuales darán la información al equipo de seguimiento.

El inversor SMA Tripower 25000TL dispone de las siguientes protecciones integradas:

- Protección anti-isla
- Detección resistencia de aislamiento CC
- Monitorización a nivel de string
- Monitorización de corriente residual
- Protección contra polaridad inversa CC
- Protección sobreintensidad CC
- Protección sobreintensidad CA
- Descargador de sobretensiones de CC
- Descargador de sobretensiones de CA

### 1.7.5 Cargadores

El inversor cargador nace del desarrollo de la tecnología presente en inversores y que permite un abastecimiento sin interrupciones de nuestro sistema eléctrico. Como todos los inversores, los inversores cargadores transforman una corriente de entrada, corriente continua, en corriente de salida, alterna de 220V apta para uso doméstico.

Un inversor cargador de baterías es un equipo cuya función principal es la de detectar la tensión de las baterías y poder dar una orden de carga cuando dicha tensión sea baja, ya sea mediante grupos electrógenos externos o a través del suministro directo de la red eléctrica, de modo que recoge 3 funciones en un solo equipo: Inversor de corriente, regulador de carga y cargador de baterías

#### **Ventajas:**

Con el uso de los inversores cargadores nos aseguramos de que no haya interrupciones en el suministro eléctrico de nuestro hogar o empresa. En el caso de que se produzcan apagones el inversor cargador tarda sólo 20 milisegundos en proporcionar corriente eléctrica, evitando que nuestros aparatos electrónicos se apaguen.

El hecho de incorporar un cargador a la instalación solar permite no tener que sobredimensionar en exceso el sistema fotovoltaico. En caso de días de baja producción y disponer de un inversor cargador podemos realizar, en caso de ser necesario, una carga de baterías desde grupo electrógeno o red. De esta forma no necesitamos tener unas baterías de mucha más capacidad para cubrir estos pocos días al año de escasa producción solar.

Otra ventaja en la instalación es la posibilidad de suministro de energía a la vivienda a la vez que se cargan las baterías. El inversor cargador al tener incorporado un cargador en su interior, permite que en el momento que haya una fuente de energía auxiliar, el suministro energético a consumos se realice de forma directa desde la fuente auxiliar y al mismo tiempo se puedan cargar las baterías.

La incorporación del arranque automático de grupo electrógeno a partir de contactos de libre potencia nos permitirá poder programar el arranque automáticamente del grupo electrógeno cuando la carga de la batería descienda de un cierto valor. De esta forma evitará la descarga excesiva de la batería sin necesidad de eliminar los consumos de la vivienda. Una vez recuperada la carga de la batería, el relé manda la señal al grupo electrógeno para que se detenga. El sistema es totalmente autónomo.

#### **Aspectos a tener en cuenta de los inversores cargadores**

La potencia del cargador viene determinada por los amperios máximos de carga por la tensión del banco de baterías. A modo de ejemplo si nuestro cargador es de 50 amperios en un inversor de 48 voltios demandará una potencia al grupo electrógeno de algo más de 2.400W ( $50A \times 48V = 2.400 W$ ).

Los 50 amperios indican la máxima corriente de carga hacia la batería. Esta corriente es corriente continua (DC) y ha debido ser transformada internamente por el cargador desde la corriente alterna (AC) generada por el grupo electrónico. Al igual que en cualquier transformación energética, la energía resultante es inferior a la inicial dadas las pérdidas en los procesos de transformación y, por tanto, la energía que deberá entregar el grupo electrógeno será superior a esos 2.400W. Este valor dependerá de la eficiencia del equipo, siendo valores habituales del 95 al 98%. Por tanto, el grupo deberá entregar unos 2.500 W.

A la vez hay que tener en cuenta que para que el grupo electrógeno entregue 2.500 W también es relevante el factor de potencia del propio grupo electrógeno. Un factor de potencia del 0,85 supone que el grupo debe entregar 2.950 VA. Cuanto más cerca estemos del límite máximo de potencia del grupo electrógeno menor será el factor de potencia.

Como se ha comentado anteriormente, el grupo electrógeno debe dar servicio a consumos y a la carga de batería gracias a la labor del inversor cargador. Por tanto, si existe un consumo de 1.800 W y el cargador demanda 2.400W el grupo electrógeno debe ser capaz de suministrar en ese momento 4.300 W que teniendo en cuenta la eficiencia pasará a ser unos 4.500 W y con el factor de potencia del grupo electrógeno alcanzará

aproximadamente unos 5.325 VA.

Los grupos electrógenos expresan la potencia en voltioamperios (VA) o kilo-voltioamperios (kVA) ya que la salida en vatios (W) depende de la carga conectada a la salida que variará el factor de potencia de trabajo del grupo.

Si prevemos que nuestro grupo electrógeno no sea capaz de suministrar toda la potencia demandada, puesto que no podemos limitar el suministro a consumo, deberemos limitar la carga a baterías y evitar hacer caer el grupo electrógeno.

Por último recordar que la corriente de carga no debe sobrepasar el 10% de la capacidad de la batería expresada en C10, siendo conveniente consultar las especificaciones técnicas del fabricante, por lo que se deberá tener en cuenta las características técnicas del inversor cargador para que sea compatible con el banco de baterías y que no sobrepase el 10% de la capacidad de los acumuladores. (Carrasco, A. 2021)

Para nuestra instalación el cargador-convertidor seleccionado es el modelo Multiplus II 48/5000/70-50 230V de la marca Victron, sus características son:

- Potencia aparente 5000 VA
- Potencia nominal 4000 W
- Potencia pico 9000 W
- Tensión nominal CA 230 V
- Rango tensión CC 38-66 V
- Tensión nominal CC 57,6 V
- I máx. carga batería 70 A
- I nominal CA 20 A
- Rendimiento 96 %

El MultiPlus-II es un inversor/cargador multifuncional con todas las funciones del MultiPlus, más un sensor de corriente externa opcional que amplía las funciones PowerControl y PowerAssist hasta 50 A y 100 A respectivamente

Con este cargador se puede establecer una corriente máxima del generador o de la red, tendrá en cuenta las demás cargas de CA y utilizará la corriente sobrante para cargar la batería, evitando así sobrecargar el generador o la red.

En total se han instalado 15 cargadores monofásicos, uniendo en la parte de corriente alterna grupos de 3 cargadores, formando una línea trifásica.

Los cargadores podrán suministrar hasta 50 kWh durante 2 horas, lo que hacen un total de 100 kW.



Figura 12. Cargador de la instalación

### 1.7.6 Baterías

Las baterías para placas solares son unos acumuladores de energía que nos permiten almacenar la energía solar producida por nuestros paneles fotovoltaicos. Esta energía puede ser utilizada en cualquier momento del día al igual que la energía obtenida de la red. La capacidad de acumular energía y generar corriente eléctrica posteriormente, se va degradando con cada uso, en función de los siguientes parámetros:

Velocidad de descarga: mide la velocidad con la que se vacía la batería. A mayor velocidad de descarga menor será la vida de nuestra batería.

Profundidad de la carga: mide la cantidad de energía que introducimos en nuestra batería con cada carga. Es importante resaltar que, en el caso de las baterías de plomo, a mayor profundidad de carga, menor será la vida útil, por ello, para este tipo de baterías nunca se recomienda descargar las baterías más de un 50%. Esto no ocurre en el caso de las baterías de litio, que se pueden cargar y descargar a voluntad, no viéndose afectada su vida útil por ello.

Si bien hay una gran variedad de baterías, las baterías de ion-litio, son una de las mejores alternativas a futuro para las instalaciones solares. Sin embargo, a día de hoy son una opción cara y aún por desarrollar, por lo que es importante conocer las diferentes baterías que ofrece el mercado.

Baterías AGM: indicadas para pequeñas instalaciones y sin necesidad de mantenimiento. Son muy versátiles y ofrecen una larga vida útil.

Baterías de litio: ligeras, compactas y con rápidos tiempos de carga, pueden ser utilizadas en cualquier instalación. Su principal desventaja es el coste, el cual está cada día más cerca de ser competitivo. Requieren de un menos mantenimiento que otro tipo de baterías y por lo general superan los 6000 ciclos de descarga completa.

Baterías Monoblock: las encontramos habitualmente en coches y motos. Están indicadas para instalaciones de autoconsumo aisladas muy pequeñas.

Baterías estacionarias: poseen la mejor relación calidad precio del mercado actual. Tienen una larga vida útil y están indicadas para instalaciones con altos y continuos consumos.

Para el caso de nuestra instalación, la batería seleccionada ha sido la batería de litio modelo LVL 15,4 de la marca BYD, cuyas características principales son:

- Potencia 15,36 kWh
- I máx. 250 A
- Tensión nominal 51,2 V
- Rango Tensión 40-59 V
- Número de módulos 2
- Corriente de salida pico 375 A, 5 s
- Dimensiones (H/W/D) 500 x 575 x 650 mm
- Peso 164 kg Voltaje Nominal 51.2 V
- Temperatura Operativa -10 °C a +50°C
- Tecnología de Celda Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
- Protección IP IP20
- Eficiencia Ida/Vuelta  $\geq 95\%$



Figura 13. batería de la instalación

Estas baterías permiten suministrar 15,36 kW de potencia durante 1 hora cada una. Por lo tanto, el conjunto de las 7 baterías permitiría suministrar un total 107,52 kW durante una hora, aunque como se reflejará más adelante, este valor estará acotado por los cargadores inversores. Dichas baterías se gestionarán mediante 15 cargadores modelo Multiplus II 48/5000.

En la ubicación de las baterías se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones según la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas:

- a) La batería se instalará siguiendo las recomendaciones del fabricante.
- b) La batería debe situarse lejos de cualquier llama u objeto incandescente.
- c) Los lugares donde se ubiquen las baterías y los equipos eléctricos cumplirán lo indicado en la ITC-BT-30, apartados 3 y 7, del R.E.B.T.
- d) Los vasos se colocarán sobre bancadas, no directamente sobre el suelo y ésta será de material resistente al electrolito. Además, los vasos tendrán los bornes protegidos de un contacto exterior con material que sea aislante eléctrico.
- e) El suelo y paredes serán resistentes al electrolito líquido.
- f) Los vasos se colocarán a una distancia mínima unos de otros de 10 mm.

- g) Los vasos se colocarán de tal forma que sea claramente visible el nivel de electrolito de cada uno y accesibles para su mantenimiento.
- h) Los cables para conexionado entre vasos irán provistos de terminales.
- i) No se instalarán baterías en salas habitadas ni en aquellos lugares donde pudiera existir un foco caliente o chispa.
- j) Se procurará que estén lo más cerca posible del generador fotovoltaico y equipos acondicionadores de potencia.
- k) Las baterías se instalarán de forma que faciliten las tareas de mantenimiento.
- l) Cuando se empleen baterías de electrolito líquido, se prohíbe el uso de estructuras soporte de cobre, aluminio y acero galvanizado por ser atacados por el electrolito.

Por otro lado, se aplicarán las medidas de protección en la batería indicadas en la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas:

En cualquier lugar donde se ubique una batería se debe cumplir, como mínimo, lo siguiente:

- Se consultará con el proveedor los requisitos de las baterías en cuanto a ubicación y medidas de protección.
- En caso de renovación del aire de forma natural, el área de la superficie de entrada y salida del aire S será, como mínimo, para cada una de ellas, de:

$$S \text{ (cm}^2\text{)} = 28 * Q_r / 1000$$

- El aire de renovación debe entrar desde un nivel lo más cerca del suelo, circular a través de las baterías y salir, lo más alto posible, por la parte opuesta al lugar de entrada del aire en la habitación.
  - La temperatura ambiente en la zona donde se instalen las baterías debe oscilar entre +5°C y 35°C. A pesar de lo indicado aquí como referencia, los niveles máximos y mínimos de temperatura en la sala de baterías vendrán dados por el fabricante de las baterías a instalar.
  - Se procurará, en general, que sean inaccesibles simultáneamente los dos bornes (positivo y negativo).
  - Se protegerán mediante fundas no conductoras eléctricamente, las conexiones entre los vasos y todos los bornes que constituyen la batería.
  - Los vasos deben estar separados unos de otros, al menos, 10 mm.
  - Las hileras de baterías serán accesibles, al menos, por un lado.
  - El suelo será llano y resistente al electrolito.
  - No se requieren necesariamente ventanas. Si existieran se impedirá que las baterías reciban radiación directamente sobre ellas. Si son accesibles desde fuera se protegerá con malla fina menor o igual de 10\*10 mm para impedir la entrada de hojas o animales.
  - Las baterías irán protegidas con sistemas de protección contra sobrentensidadades y/o cortocircuitos, desconectando simultáneamente ambos polos (positivo y negativo).
- Cuando se utilicen baterías de más de 75 V de tensión nominal, será necesario asegurar, como mínimo, además de lo indicado anteriormente, que se cumpla lo siguiente:
- La sala de baterías será de uso exclusivo para este fin, no pudiéndose colocar otros equipos, ni siquiera interruptores ni tomas de corriente.
  - La puerta de entrada a la sala de baterías se abrirá hacia fuera, tendrá cerradura y su ancho será, como mínimo, de 1 m.
  - El ancho de pasillos será una vez y media el ancho de los vasos y, como mínimo 750 mm.
  - Las superficies de las paredes serán lisas. Es recomendable el uso de materiales cerámicos o pinturas adecuadas.
  - La iluminación de la sala se realizará de acuerdo a la ITC-BT-30 del R.E.B.T.

- En caso de derrame del electrolito, éste no pase a otras salas anexas. La sala podría tener un pequeño umbral en la puerta, que acabe en rampa hacia fuera y dentro, con el objeto de favorecer la entrada y salida de carretillas.
- Se instalarán los extintores necesarios de acuerdo a la legislación vigente.
- En la sala de baterías existirá neutralizante del electrolito de la batería, situado en lugar visible y seguro, incluyendo las instrucciones de manejo dadas por el fabricante. Abella, M. A. (2005).

### 1.7.7 Puntos de conexión

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica con la red interior del consumidor será en el cuadro de mando y protección desde donde se alimenta al edificio.

La ubicación del punto de conexión se indica en el plano “Distribución instalación eléctrica”.

### 1.7.8 Infraestructura para el tendido del cableado

Cuando el cableado de corriente continua discorra por los módulos fotovoltaicos el tendido se realizará bajo éstos.

El tendido del cableado entre los módulos y el inversor, y a la salida de éste, se realizará por bandeja porta cables. Cuando no sea posible la instalación de ésta, el tendido se realizará bajo tubo.

En el tramo previo al punto de conexión de la red del consumidor, el cableado discurrirá por el hueco existente en el interior del edificio.

A continuación, para facilitar la comprensión, se muestra de forma esquemática el cableado de la instalación.

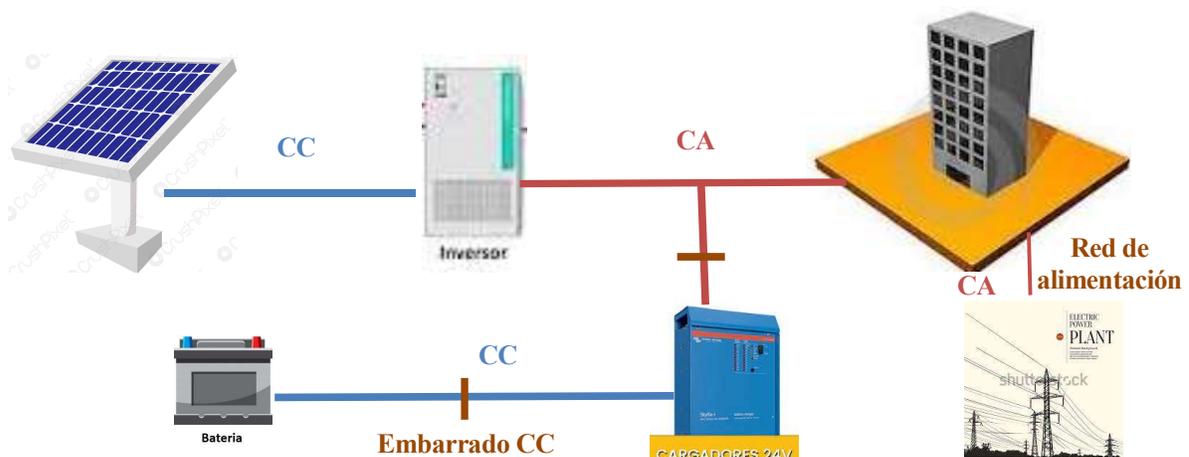


Figura 14. Esquema cableado instalación

En esta representación se puede apreciar como nuestra instalación está conectada a 3 distintas fuentes de alimentación, que son los paneles fotovoltaicos, las baterías de almacenamiento y la red de alimentación, de esta forma estamos garantizando que nuestro edificio en todo momento va a contar con un suministro fiable de energía para alimentar los distintos consumos que se requieran.

### 1.7.9 Cableado de baja tensión

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de CA para que la

caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### **1.7.9.1 Cableado de corriente continua**

El circuito de corriente continua comprende el cableado entre los módulos fotovoltaicos y la entrada del inversor, así como el cableado comprendido entre el embarrado de corriente continua y el circuito que conecta el embarrado de corriente continua con el cargador.

##### **Cableado panel fotovoltaico - inversor**

Elección del tipo de cable a utilizar:

Los cables a utilizar serán de cobre unipolares de tensión asignada 1 kV flexible de clase 5 según UNE EN 60228, no propagador de la llama para instalación exterior, no propagadores del incendio y con emisión de humo y opacidad reducida para instalación interior.

Se utilizará cable normalizado tipo H1Z2Z2-K de 2x4 mm<sup>2</sup> Cu, según se justifica en el apartado de cálculos.

Para la formación de las ramas en serie o string, se unirán los módulos con su propio cable. Para conectar módulos alejados entre sí se utilizará el cable solar mencionado H1Z2Z2-K de 4 mm<sup>2</sup>, tendido bajo los paneles fotovoltaicos, bajo tubo o por bandeja según proceda.

Igualmente, se utilizará el mismo cable para la conexión de las ramas series con el inversor.

La tensión asignada será no inferior a 1 kV y tendrán un recubrimiento que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie, debiendo satisfacer las exigencias específicas de la norma UNE 21030.

La conexión entre módulos fotovoltaicos se realizará mediante conectores, con un aislamiento de hasta 1.000 V y seguridad clase II. El conector estará protegido contra contactos accidentales.

El tendido de los conductores se hará evitando la formación de cocas, así como roces perjudiciales y tracciones elevadas, no dando a los conductores radios de curvatura superiores a los admisibles.

##### **Cableado batería - embarrado CC**

Según se justifica en el apartado de cálculos el cableado a emplear entre las baterías y el embarrado de corriente continua será cable normalizado tipo 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 2x(1x95) mm<sup>2</sup> Cu.

##### **Cableado embarrado CC - cargador**

Según se justifica en el apartado de cálculos el cableado a emplear entre el embarrado de corriente continua y los cargadores será cable normalizado tipo 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 2x(1x16) mm<sup>2</sup> Cu.

#### **1.7.9.2 Cableado de corriente alterna**

El circuito de corriente alterna comprende el cableado desde la salida de los inversores hasta el cuadro de baja tensión, así como el cableado desde el cargador hasta el cuadro de baja tensión y la sección de cable que conecta el cuadro de baja tensión de la instalación con el punto interior de conexión en la red interior de baja tensión del consumidor.

El cableado de corriente alterna de puede dividir en dos zonas; entre la salida del inversor y el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica, y entre éste y el punto de conexión de la red interior del usuario.

El cable a emplear entre el inversor y el cuadro de protección, y entre el cuadro de protección y el punto de

conexión, será cable libre de halógenos en montaje superficial. El cableado a emplear en cada tramo, según se indica en el apartado de cálculos, es el siguiente:

#### **Cableado inversor – cuadro BT**

Según se justifica en el apartado de cálculos el cableado a emplear los inversores y el cuadro de baja tensión será cable normalizado tipo 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4x(1x6) mm<sup>2</sup> Cu.

#### **Cableado cargador – cuadro BT**

Según se justifica en el apartado de cálculos el cableado a emplear entre los cargadores y el cuadro de baja tensión será cable normalizado tipo 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4 x(1x4) mm<sup>2</sup> Cu.

#### **Cableado cuadro BT – punto conexión**

Según se justifica en el apartado de cálculos el cableado a emplear entre el cuadro de protecciones y el punto de conexión será cable normalizado tipo 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 2x(1x95) mm<sup>2</sup> Cu.

### **1.7.10 Protecciones**

Las protecciones son muy importantes ya que son las encargadas de proteger la instalación y sobre todo a las personas, no sólo a las que trabajan en la instalación, sino a todas las personas en términos generales.

Debe distinguirse entre las protecciones del circuito de corriente continua, por un lado, y de corriente alterna por el otro.

#### **Protecciones circuito DC.**

El inversor SMA Tripower 25000TL dispone de las siguientes protecciones DC integradas:

- Monitorización de corriente residual
- Protección de polaridad inversa en entrada de batería

En este caso no sería necesario la protección de los string mediante fusibles, ya que los MPPT solo disponen de una entrada, y, por lo tanto, no existen ramas en paralelo.

#### **Protecciones circuito AC.**

El cuadro de mando y protección de la instalación fotovoltaica estará formado por los siguientes elementos:

- **Interruptor magnetotérmico 4P25A:** Cada inversor estará protegido por un interruptor magnetotérmico, el cual será capaz de interrumpir automáticamente intensidades de corriente anormalmente elevadas.
- **Embarrado:** Cada una de las salidas de los interruptores magnetotérmicos irá conectado al embarrado del cuadro de protección, alimentando desde éste al interruptor general automático.
- **Interruptor general automático 4P200A:** El IGA será capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de corriente de servicio o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como corrientes de cortocircuito.
- **Interruptor automático diferencial 200A/300mA:** Será capaz de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- **Dispositivo de protección contra sobretensiones:** El inversor dispondrá de protección de máxima y mínima frecuencia, así como de máxima y mínima tensión, cumpliendo con la legislación vigente.

### **1.7.11 Puesta a tierra**

Para la puesta a tierra de la instalación generadora se aplica la ITC-BT 40 del REBT, teniendo en cuenta que ésta se encuentra conectada con la Red de Distribución, la cual especifica que “Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra

será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución”.

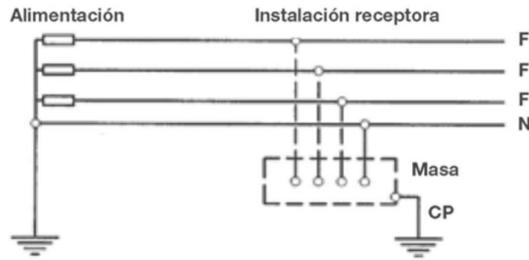


Figura 15. Esquema de puesta a tierra en TT

La puesta a tierra de las masas de la instalación generadora será única tanto para el lado de corriente continua, como para el lado de corriente alterna. Dicha puesta a tierra se conectará a la instalación ya existente, cumpliendo con lo indicado en la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas “La toma de tierra de las masas del edificio podrá ser la misma que la toma de tierra de las masas de la instalación fotovoltaica siempre y cuando esté el inversor en el interior del edificio”.

En la parte de corriente continua se conectará a tierra todos los marcos de los módulos fotovoltaicos, disponiendo estos de un orificio para facilitar la instalación, mediante latiguillos de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección. Por lo tanto, los dos polos del generador fotovoltaico estarán aislados de tierra, garantizando la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado y conectores clase II, incorporando además el propio inversor una monitorización de aislamiento.

El conductor común de la puesta a tierra de los módulos se conectará al embarrado general para la puesta a tierra ubicado en el interior del cuadro general de mando y protección de la instalación generadora.

El resto de masas como la carcasa del inversor o las bandejas metálicas porta cables también se conectarán al embarrado común de puesta a tierra mediante conductores de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección.

Se empleará un conductor de 95 mm<sup>2</sup> de sección para unir la instalación de puesta a tierra del generador fotovoltaico con la instalación ya existente. Dicho conductor partirá del embarrado común de puesta a tierra.

La sección del conductor se indica en la tabla 2 de la ITC-BT-18 del REBT, siendo en este caso la sección de los conductores de fase de corriente alterna 95 mm<sup>2</sup>:

En el lado de corriente alterna se instalará un interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad. Además, según la ITC-BT-18 del REBT la tensión de contacto máxima admisible será de 24 V, lo que define la resistencia máxima admisible de la instalación de puesta a tierra.

Según se justifica en el apartado de cálculos, la resistencia de la instalación de puesta a tierra será menor a 80 Ohmios.

### 1.7.12 Instalaciones auxiliares. Línea de vida

Debido a la construcción en la cubierta es necesario instalar una línea de vida alrededor del perímetro de la cubierta, de manera que se pueda trabajar en ella de una forma segura y facilite tanto los trabajos de instalación como los futuros trabajos de mantenimiento.

Una línea de vida (EN795 y EN353) es una instalación de seguridad que permite desplazamientos por las zonas donde exista riesgo de caída. Es un elemento o elementos rígidos o flexibles, fijados permanentemente a una estructura a la cual o a los cuales es posible sujetar un dispositivo de anclaje o un equipo de protección individual.

El cable de vida deberá tener una resistencia de 3600 daN. Existen tres tipos de líneas de vida:

- Líneas de vida horizontales (EN-795): flexibles (clase C, de cable, cuerda o cinta) o rígidas (clase D). Estas últimas deberán llevar un anclaje cada metro, que deberá aguantar un mínimo de 10KN.

- Líneas de vida Verticales (EN353): flexibles (EN 353-2, de cuerda o cable) o rígidas (EN 353-1, de rail, cable o pletina). Los puntos de anclaje del cable deben tener una resistencia mínima a la ruptura de 1000 daN y estar distribuidos de tal forma que en caso de caída accidental no se derive un movimiento pendular que podría acarrear un riesgo complementario de golpearse contra algún obstáculo fijo o móvil situado sobre la cubierta.
- Sistemas anticaídas retráctiles: Este dispositivo se fabrica en cinta o cable que va enrollado en el interior de una carcasa, la cual posee en su parte superior un punto de sujeción para su instalación. El cable o cinta lleva en su extremo un conector que se une al operario. El dispositivo posee un funcionamiento similar al de los cinturones de los coches, dejando correr libre la cinta o cable si no hay tensión, pero bloqueándose cuando existe una tensión determinada (Por ejemplo: al sufrir una caída).

Los anclajes son los puntos de sujeción que soportarán la fuerza generada en una caída sobre el sistema de seguridad. Hay anclajes constructivos, anclajes mecánicos, químicos, soldados, de fortuna, de peso muerto y móviles. Todos estos sistemas de fijación deben cumplir con los requisitos de la norma UNE EN 795. Los anclajes no certificados no se podrán usar sin consultar al servicio de prevención. La unión entre la línea de vida y el arnés de seguridad se realiza mediante un carro especialmente diseñado para recorrer toda su longitud.

El carro se desliza por el cable sin manipulación externa y en caso de caída del trabajador, se bloquea, eliminando así los riesgos de caída de altura y la aparición de oscilaciones muy peligrosas para el trabajador. La unión entre el carro y la cuerda de amarre del arnés que lleva el operario se efectúa a través de un dispositivo anticaídas de clase A, Tipo 1.

### 1.7.13 Contador bidireccional

Los contadores de energía instalados se adecuarán a lo recogido en el RD 224/2019.

Al tratarse de una instalación de menos de 100 KW se instalará por parte de la compañía eléctrica, un contador bidireccional de acuerdo con la normativa legal vigente.

Este contador medirá no solamente el consumo del Cliente, sino los excedentes vertidos a la red.

El contador incorporará las funciones de:

- Máximo: incorporado dentro de la misma caja del contador. Registra el valor máximo de las potencias activas generadas y consumidas con su fecha y hora, el valor de sobre pasamiento de la potencia contratada y el número de veces que se supera ese valor.
- Registrador: Incorporado dentro de la caja del contador, con las características que se requieren en el reglamento de Puntos de Medida (R.D. 1110/2007).
- Tarifador: Sistema tarifario de 9 tarifas por contrato (3 contratos independiente y segregados). Calendario de días ordinarios y especiales totalmente programable, además, posibilidad de cierre de los tramos de facturación, ofreciéndose la posibilidad de configurar las fechas de los mismos o de llevarlos a cabo de manera manual a través de los canales de comunicaciones o mediante un pulsador bajo la tapa precintable por la compañía. Funciones de Tarificación de Acceso a Redes para peajes, según Decreto 1110/2007.

## 1.8. Rendimiento del sistema

La transformación de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico se realiza con una eficiencia representada por el parámetro conocido como Performance Ratio (PR).

El Performance Ratio incluye las pérdidas de energía en baja tensión (BT) hasta el contador, no incluyendo la falta de disponibilidad de la planta ni su autoconsumo, así como tampoco incluye la degradación de los paneles ni demás componentes electromecánicos.

El PR engloba una serie de pérdidas de energía, algunas de las cuales dependen del diseño de la instalación y

los equipos que la forman, y otras están directamente relacionadas con las condiciones meteorológicas instantáneas del emplazamiento

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR, se debe de tener en cuenta las siguientes pérdidas, las cuales se detallan a continuación:

- Pérdidas IAM
- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas respecto a la potencia nominal.
- La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la  $T^a$ .
- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas por posición del generador y sombreado.

### **1.8.1 Pérdidas IAM**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, que además de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia y  $25^\circ\text{C}$  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  $0^\circ$  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.

Pérdidas IAM: 0,4 %

### **1.8.2 Pérdidas de mismatch o acoplamiento**

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de características eléctricas ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.

Este fenómeno cobra especial importancia en la asociación en serie de los módulos solares, dado que cada módulo de forma individual produce una tensión baja (en torno a  $37,6 \text{ V}$  en el punto de máxima potencia en este módulo), agrupándose en serie para llegar a tensiones de trabajo del inversor, siendo el módulo de menor corriente de salida el limitante de la intensidad de toda la serie completa.

Las cadenas de paneles en serie se conectarán al inversor de tal manera que se aprovechen todas sus entradas con seguimiento del punto de máxima potencia si fuera posible. En este caso los inversores SMA Tripower 25000TL disponen de 3 entradas con seguimiento del punto de máxima potencia, las cuales serán utilizadas como se indica en el diagrama unifilar.

Pérdidas mismatch: 7 %

### 1.8.3 Pérdidas por suciedad en los paneles fotovoltaicos

Tienen su origen en la disminución de la capacidad generadora de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos, que se traduce en una menor captación de energía solar.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando se acumula suciedad. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc...Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. La instalación está colocada cerca de carreteras y caminos con mucha circulación. Los módulos estarán inclinados 10° aproximadamente según la zona de la cubierta a la que se adaptan, siendo una inclinación aceptable para que la lluvia limpie los módulos.

Pérdidas por suciedad: 0,0 %

### 1.8.4 Pérdidas respecto a la potencia nominal

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal  $P^*$ , está dentro de una banda que oscila entre  $P^*+3\%$  y  $P^*+5\%$ . Por ello es de esperar que una vez instalados los módulos la potencia real instalada no coincida con la suma de las potencias de catálogo de cada uno.

En el caso de esta instalación la tolerancia de potencia es de  $-0\%$   $+5\%$ , además los paneles fotovoltaicos serán ordenados por intensidades para minimizar estas pérdidas. Se toma como tolerancia más desfavorable un 0%.

Pérdidas respecto a la potencia nominal: 0,0 %

### 1.8.5 Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia si su temperatura es superior a la de condiciones estándar de medida. Al mismo tiempo la temperatura del módulo dependerá de la temperatura ambiente y la irradiación que reciba.

El concepto de potencia pico, cuya unidad es el Watio pico (Wp), es la potencia que produciría una célula solar (o módulo fotovoltaico) si se expone a condiciones estándar y se hace funcionar a la tensión de máxima potencia. Da una idea de la potencia máxima que se puede extraer de una célula o módulo fotovoltaico

La potencia pico de los módulos se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000W/m<sup>2</sup>, una temperatura en la célula solar de 25° y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa. Estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar que normalmente está 20° por encima de la temperatura ambiente, este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y por lo tanto la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.

Para la verificación del funcionamiento de una instalación FV a partir de medidas instantáneas de las condiciones ambientales es necesario que las variaciones derivadas de la temperatura del módulo FV se calculen en el instante de la medición, pudiendo considerar constantes el resto de pérdidas.

Según lo indicado en el punto anterior se considerarán constantes los factores de pérdidas descritos a excepción de la temperatura. Se denomina PRCEM al PR de la instalación en Condiciones Estándar de Medida (CEM), que se toman como 1000 W/m<sup>2</sup> de radiación solar, 25°C de temperatura de la célula y un espectro estándar AM1.5G.

La corrección de las pérdidas originadas por la temperatura se realiza a través del método PRCEM que consiste en que para cada valor de irradiancia, G, y temperatura ambiente, Ta, la potencia en el punto de máxima potencia de un generador FV ideal, Pm, se puede obtener a partir del valor de la potencia en condiciones STC, P\*m.

$$P_m = P_m' [1 - \delta(T_c - T_c')] ]$$

$$T_c = T_a + G \times \frac{T_{TONC} - 20}{800}$$

Donde:

- T<sub>c</sub>: Temperatura de trabajo de la célula
- T<sub>a</sub>: Temperatura ambiente
- P<sub>m</sub>: Potencia en el punto de máxima potencia
- P<sub>m'</sub>: Potencia pico de la instalación
- T<sub>c'</sub>: 25 °C
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula
- δ: Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura
- G: Radiación solar incidente

Para el cálculo del efecto de la temperatura, se ha tomado la radiación solar en el plano del módulo, así como la temperatura ambiente en dicho momento, dichos datos se han obtenido del programa HELIOSCOPE, y con las fórmulas anteriores se ha calculado la temperatura de la célula, una vez calculado la temperatura de la célula en funcionamiento, se halla la pérdida en la misma por efecto de la temperatura, y la energía final de salida. Haciendo el cociente entre la energía que llega al módulo como radiación solar y la que sale de él, tenemos el efecto de la temperatura de la célula.

El efecto de la temperatura es mucho más acusado en verano que en invierno, ya que no sólo la temperatura ambiente es mayor, sino que además la radiación solar también es mayor en verano, por lo que el calentamiento propio de la célula también es mayor.

Las zonas que tengan un leve viento, que permita evacuar mejor el calor de los módulos conseguirán que la temperatura final alcanzada por la célula sea menor y en consecuencia aumente el rendimiento.

Pérdidas por temperatura: 13,5 %

### 1.8.6 Pérdidas óhmicas

En la parte de corriente continua y corriente alterna se producen pérdidas originadas por el calentamiento de los conductores.

Los conductores tanto de la parte de CC, como de la parte de CA, deberán tener una caída de tensión inferior del 1,5%, cumpliendo con la ITC-BT-40. Además, dichos conductores deberán estar sobredimensionados un 1,25%.

Pérdidas óhmicas: 0,3 %

### 1.8.7 Pérdidas por error en el seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor fotovoltaico de conexión a red tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV, cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un error en el seguimiento de este punto implica una pérdida de generación de energía. En este caso no aplica, al ser estructura fija.

Pérdidas error seguimiento MPP: 0,0 %

### 1.8.8 Pérdidas por posición del generador y sombras

La orientación de la instalación se realizará conforme a la existente en la cubierta de la nave donde se instalará la instalación PV.

En la simulación realizada en Helioscope se obtienen las pérdidas totales tanto por la posición de los módulos fotovoltaicos como por las sombras existentes.

Pérdidas por sombras: 7,1 %

### 1.8.9 Eficiencia energética del inversor

El inversor, que es el componente que, mediante transformaciones electrónicas, transforma la energía en corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna compatible con la red de suministro, tiene unos rendimientos específicos. El simple efecto Joule hace que el inversor sufra unas pérdidas en el proceso de transformación de dicha energía.

Este rendimiento tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema, así como las pérdidas en el propio transformador del inversor.

Rendimiento SMA Tripower 25000TL: 98,4 %

### 1.8.10 Energía generada

Aplicando las pérdidas mencionadas a la radiación disponible, en función de la ubicación de los módulos, se obtiene la energía total generada anualmente, con ellos se obtendrá el rendimiento global del sistema o performance ratio:

• Potencia pico	76,36 KW
• Energía anual generada	100.5 MWh
• KWh/KWp	1.317,1
• Performance Ratio	68,6 %

## 1.9. Fases de la instalación

A continuación, se detallan los trabajos a realizar en las distintas zonas, indicándose en el presupuesto y planos las características de los distintos materiales.

- Montaje de la estructura donde irán colocados los módulos fotovoltaicos.
- Instalación de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura.
- Instalar bandeja porta cable y tubos para el tendido posterior del cableado, tanto de corriente continua como de corriente alterna.
- Cablear los módulos fotovoltaicos en agrupaciones, llevando el cableado al inversor fotovoltaico.
- Instalar la toma de tierra y conectar los módulos a la estructura.
- Instalar el inversor y conectar la entrada de DC y la salida de AC.
- Tender el cableado de corriente alterna desde el inversor hasta el cuadro de mando y protección.
- Instalar las protecciones de AC según diagrama unifilar.
- Tender el cableado de corriente alterna desde el inversor hasta el cuadro de mando y protección.
- Realizar la conexión de la instalación generadora con la red interior del consumidor.
- Realización de la documentación para legalización de la instalación, por la empresa instaladora.
- En planos y mediciones se indica la composición de los distintos equipos.

Otros aspectos a tener en cuenta durante la ejecución son:

- Todas las normas de construcción e instalación se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.
- Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, dadas por organismos oficiales.
- El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

## 1.10. Pruebas reglamentarias

Una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de la entidad acreditada por los organismos públicos competentes, a la medición reglamentaria de valores especificados en Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Durante el transcurso de las obras se realizará un Control de Calidad en instalaciones en los siguientes ámbitos:

- Control de calidad de los materiales
- Control de calidad de los equipos
- Control de calidad en el montaje
- Control de calidad en las pruebas y puestas en marcha de las instalaciones.

Junto con el control de calidad de cada una de las partes indicadas se rellenarán las correspondientes fichas de control de la entidad competente en su caso respectivamente, que se adjuntarán a los informes periódicos que se realizarán en el transcurso de las obras.

### **CONTROL DE CALIDAD EN LOS EQUIPOS Y MATERIALES:**

Previa a la colocación de cualquier material o equipo de los previstos en el proyecto se requerirá el certificado correspondiente en el que se indiquen las características del producto y se verificará su idoneidad en cuanto al cumplimiento de reglamentos y normativas por las que se vea afectado.

### **CONTROL DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS A REALIZAR:**

En el control de la ejecución de las instalaciones se verificarán los siguientes aspectos:

- Inicialmente se controlará el replanteo de huecos para el paso de instalaciones (conductos, Tuberías, chimeneas, bandejas...), huecos de ventilación (rejillas de toma de aire y tracciones) y patinillos de instalaciones.
- Se controlará que los trazados de las instalaciones coincidan con los previstos en proyecto y se analizarán las distintas interferencias de unas instalaciones con otras, de tal forma que los trazados sean ordenados y permitan un adecuado mantenimiento.
- Se controlará el paso de instalaciones a través de elementos constructivos de tal forma que los encuentros permitan la libre dilatación de las distintas instalaciones.
- Se verificará que se colocan los soportes adecuados para cada una de las canalizaciones ejecutadas, así como la correcta interdistancia entre soportes.
- Se verificará que se da cumplimiento a las especificaciones técnicas de proyecto, así como a las reglamentaciones que les afecten.
- La revisión de los trabajos quedará reflejada en el informe mensual correspondiente y dicho informe quedará recogido en la documentación de final de obra.

## **CONTROL DE CALIDAD EN LAS PRUEBAS:**

Se realizarán las pruebas reglamentarias para cada una de las instalaciones, así como cualquier otra prueba que solicite la dirección facultativa para verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

- La empresa contratista rellenará un protocolo de pruebas en el que se indiquen todas las pruebas efectuadas, los resultados de las mismas y la fecha de realización.
- Durante la obra se realizarán pruebas parciales bajo la supervisión de la dirección facultativa y al finalizar las pruebas de funcionamiento de los sistemas y subsistemas completos que permitan verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones.

## **1.11. Condiciones de uso y mantenimiento**

### **MANTENIMIENTO Y USO DE LA INSTALACIÓN:**

La instalación fotovoltaica se utilizará y mantendrá de conformidad con los procedimientos que se establecen en la Normativa.

### **INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD:**

Las instrucciones de seguridad serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y su objetivo será reducir a límites aceptables el riesgo de que los usuarios u operarios sufran daños inmediatos durante el uso de la instalación.

### **INSTRUCCIONES DE MANEJO Y MANIOBRA:**

Las instrucciones de manejo y maniobra, serán adecuadas a las características técnicas de la instalación concreta y deben servir para efectuar la puesta en marcha y parada de la instalación, de forma total o parcial, y para conseguir cualquier programa de funcionamiento y servicio previsto.

### **INSTRUCCIONES DE FUNCIONAMIENTO:**

El programa de funcionamiento, será adecuado a las características técnicas de la instalación concreta con el fin de dar el servicio demandado.

## **1.12. Método de cálculo**

### **1.12.1. Procedimiento**

El procedimiento para el cálculo de los elementos de la instalación ha sido el estudiado en los estudios cursados, atendiendo a las necesidades de dicho edificio en particular y siempre siguiendo las recomendaciones y obligaciones de la normativa vigente expuesta en el CTE y el IDAE. Además, nos hemos apoyado en la herramienta HelioScope, la cual nos permite conocer las prestaciones de la instalación variando sus parámetros y pudiendo así hacer una aproximación de sus características.

En función de las características específicas de nuestra instalación se obtendrá, mediante la herramienta HelioScope, el modelo más eficiente, siendo no obstante posible cambiar los parámetros de la distribución obtenida en caso de estimarse necesario para su ejecución. Posteriormente se comprobará que todos los valores obtenidos cumplan con los requisitos propios para dicha instalación para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento de la normativa.

Para aquellos valores que no se obtienen mediante el uso de la herramienta HelioScope se procederá al cálculo de ellos mediante el método que se estime pertinente en función de los distintos parámetros que se pretendan obtener. Se comprobará que todos ellos cumplan con los requisitos necesarios para confirmar el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento de la normativa.

### 1.12.2. Herramienta HelioScope

HelioScope es una herramienta desarrollada por Folsom Labs. Es una aplicación web que simplifica el proceso de diseño y dimensionamiento AutoCAD de una instalación de paneles solares. Incluye todas las características de PVSyst y añade la funcionalidad de diseño, lo cual permite a los integradores hacer un diseño completo con un solo software.

El programa toma en cuenta las pérdidas generadas por factores como la ubicación geográfica, las sombras de árboles y edificios, el cableado, la eficiencia de los componentes y demás ajustes en la instalación. Proporciona recomendaciones para el diseño de los equipos, así como del número de arreglos y paneles fotovoltaicos.

La herramienta proporciona un diagrama a detalle de todo el cableado a utilizar, proyecta la ubicación exacta de los paneles, los inversores y el resto de los dispositivos y al finalizar el diseño, el software entrega una lista completa de materiales requeridos.

Para realizar la simulación, HelioScope importa archivos meteorológicos para obtener la climatología propia del lugar, incorpora análisis de sombras, tanto de otros edificios o vegetación cercana como de los módulos fotovoltaicos, analiza la resistencia de los cables, así como de otros factores para realizar una simulación lo más exacta posible. Esta herramienta estima valores de producción eléctrica y de producción de energía solar por hora y es capaz de calcular la potencia requerida con gran precisión. Además de esto, al seleccionar los componentes y ejecutar múltiples simulaciones para la misma ubicación nos brinda la opción de comparar los resultados y elegir la mejor opción de configuración del diseño.

En el programa existen diferentes pestañas que engloban distintos apartados a tener en cuenta en cuanto al diseño de la instalación:

Una vez abierto el programa empezaremos pulsando en la ventana de “Nuevo Proyecto”

**Nuevo proyecto:** Una vez abierta esta ventana introduciremos los datos que se piden, los cuales son

- a. Nombre del proyecto: Aquí introduciremos el nombre con el que deseemos referirnos al proyecto.
- b. Dirección: Aquí bien se puede introducir una dirección concreta, una dirección general, como el nombre de la ciudad o el código postal, o también podemos introducir las coordenadas de nuestra localización.
- c. Perfil de la instalación: Los perfiles son una serie de características predeterminadas que se pueden especificar, como, por ejemplo, los componentes que quiero utilizar o el espaciado entre filas entre otras, de manera, que cuando se cree el proyecto, estas características aparecerán por defecto. HelioScope ofrece una base de datos con distintas propuestas, aunque también permite diseñar una propia especificando los componentes a utilizar.
- d. Descripción: En este apartado se da la opción de añadir lo que se considere necesario a modo informativo para el entendimiento de la instalación.

### **Diseño**

Una vez terminada esta primera parte nos aparecerá creado nuestro proyecto, ahora pasamos a la parte de diseño, para ello seleccionamos la opción “nuevo” que aparece en la ventana “diseño”, dentro de esta sección nos encontraremos con cuatro secciones para realizar el diseño: mecánica, obstáculos, avanzada y eléctrico:

#### **a. Sección mecánica**

Aquí se muestra en modo mapa la zona previamente definida, es importante que seleccionemos la imagen que nos ofrezca la mayor calidad posible, así como que sea lo más vertical que se pueda.

HelioScope nos ofrece la opción de elegir imágenes entre Google o Bing, así como de subir imágenes directamente de fuentes propias, ya sean imágenes reales como planos para el caso que aún no se halla construido aún el edificio.

Una vez seleccionada la imagen deseada de nuestro edificio se procederá a delimitar la zona solar que va a ocupar nuestra instalación.

Una vez delimitada la zona de instalación, se procede a seleccionar en el menú de diseñador los módulos fotovoltaicos con los que vamos a trabajar.

Por defecto, HelioScope disponen los módulos solares alineados hacia el Sur. Esto se puede cambiar, en función de lo que nos interese, reescribiendo los valores de acimut, o la orientación de los módulos, también se puede orientar los paneles en función de uno de los bordes de nuestra área solar, simplemente pulsando en el centro de dicha línea con el botón derecho, así el acimut de los módulos quedará alineado con el borde de nuestra zona.

En caso de tener edificios altos o árboles que puedan dar sombra a la instalación se procederá a introducir el valor en el campo “altura”.

#### **b. Sección obstáculos**

El siguiente paso a tener en cuenta es el espacio entre filas, HelioScope permite calcular esa distancia de distintas formas, así como introducir manualmente el valor deseado, la más interesante de todas es la modalidad “hora del día”; este método nos va a permitir saber cuál es la distancia óptima entre nuestras filas para evitar sombreados, para ello HelioScope nos va a dar los datos del solsticio de invierno, que es el día más sombreado del año, de este modo se evita que en el día más desfavorable del año se produzca sombreado entre filas.

Aquellas zonas en las que se necesite dejar sin módulos se pueden especificar mediante la pestaña “Obstrucciones”. El método de diseño de dicha zona es el mismo que se siguió para determinar el campo solar, introduciendo a continuación, su retroceso y su altura a tener en cuenta.

#### **c. Sección avanzada**

En la sección “Avanzado” el programa nos calcula las pérdidas por sombra de cada hora de cada día del año para cada módulo de nuestro diseño, devolviéndonos el valor total de las pérdidas por sombreado que tiene nuestra instalación; debajo de este valor, se muestra una barra con la que se podrá limitar las pérdidas de la instalación de manera que quedarán marcados todos los módulos que tengan un porcentaje de pérdidas de producción por sombra mayor al valor seleccionado, a continuación se podrá eliminar dichos módulos en caso de que se considere conveniente.

#### **d. Sección eléctrica**

En la parte eléctrica, del mismo modo que antes seleccionamos nuestros módulos, podemos pasar a seleccionar nuestros inversores.

HelioScope pasará a calcular automáticamente el número de inversores para nuestra instalación, aunque también se puede introducir manualmente dicho valor o fijando el ratio de corriente continua a corriente alterna que me va a dar como resultado el número de inversores a utilizar.

El sistema calcula el número de módulos para cada cadena, para ello se basa en las temperaturas extremas de la localización de la instalación, de los voltajes de los módulos y de los voltajes de los inversores, devolviendo el valor recomendado de longitud de cadena máxima y de cadena mínima, este valor también se puede introducir manualmente.

Presionando en la pestaña SLD podemos observar el diagrama unifilar de la instalación. En esta sección podremos modificar y/o añadir cualquier componente relativo a la sección eléctrica.

Una vez tenemos el diseño deseado se procede a guardar la instalación.

Una vez hemos vuelto al menú principal de mi instalación, en la sección “Informes” podemos realizar una simulación del informe de producción en base a toda la información de nuestro proyecto.

## 1.13. Características del edificio

### 1.13.1. Ubicación

El edificio donde se realizará la instalación fotovoltaica se sitúa en Calle Santa Ana 33, 41410, Carmona, Sevilla.

Sus coordenadas UTM son:

- X: 266295.54
- Y: 4150934.74
- Huso: 30



Figura 16. Ubicación del local

### 1.13.2. Descripción del edificio

El edificio para el que se hace el estudio es el “Catering La Almazara de Carmona”, es el resultado de una ampliación del negocio llevada a cabo por el propietario del restaurante “La Almazara de Carmona” que recientemente ha ampliado sus instalaciones con la apertura de un catering para celebración de distintos eventos, con el correspondiente incremento de equipos eléctricos necesarios para dar servicio a estos fines.

Se trata de un local ubicado en suelo urbano, en la localidad sevillana de Carmona, provincia de Sevilla, destinado a realizar eventos tales como bodas, bautizos y comuniones, con una superficie, que, si bien es relativamente amplia, nos limita a la hora de diseñar la instalación de los módulos fotovoltaicos destinados a satisfacer las necesidades de consumo, no pudiendo disponer de todo el espacio deseado para ello, por lo que se buscará obtener el diseño más eficiente posible.

Debido a la disposición del edificio se ha determinado que sería factible la instalación de dichos módulos fotovoltaicos en la cubierta del mismo, debido a su orientación y a los distintos ángulos de inclinación con que cuenta la parte superior de la estructura será necesario hacer el diseño por sectores para optimizar el mayor rendimiento posible de la instalación, no obstante, según se ha determinado no habría ningún impedimento para escoger este emplazamiento para llevar a cabo la citada instalación fotovoltaica destinada a satisfacer la demanda de consumo.



Figura 17. Catering La Almazara de Carmona

### 1.14. Dimensionamiento de la instalación

Para el dimensionamiento de la instalación nos hemos basado en la potencia eléctrica que demandarán los distintos equipos emplazados en el local para dar servicio a los múltiples eventos que se celebren en este lugar. Dichos valores de consumo se adjuntarán en el apartado de cálculos, con estos valores obtendremos una potencia pico, a la que se le aplicará un coeficiente de simultaneidad para estimar el consumo medio del local, generalmente para este tipo de instalaciones el rango de valores que se utilizan para el dimensionamiento de la demanda eléctrica a contratar puede tomar valores de entre un 65% y un 70% y así se aplicará en nuestro caso.

## 1.15. Normativa

Los cálculos y las decisiones que se han tomado se han hecho siempre respetando la normativa vigente establecida en el Código Técnico de la Edificación, en concreto el documento básico de Ahorro de Energía (CTE-HE) y cualquier norma que afecte directamente a nuestro tipo de instalación o a un elemento de la misma. En nuestro caso, los documentos consultados y su contenido básico son:

- Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).
- Real Decreto 244/2019, de 5 de Abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 865/2003 de 4 de Julio, por el que se establecen los criterios higiénicos sanitarios para la prevención y control de la Legionelosis.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrónico para Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Reglamento de Instalaciones de PCI. RD 1942/1993, de 5 de noviembre de 1993.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 486/1997, Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en Lugares de Trabajo.
- Real Decreto 485/1997, Disposiciones Mínimas en Materia de Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- 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 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de Octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C Octubre 2002.
- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del sector eléctrico.
- Real Decreto Ley 7/2006 del 23 Junio por el que se adoptan medidas urgentes del sector eléctrico.
- Ley 24/2013, 26 Diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de Agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de Diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de Diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias.
- 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.
- Orden de 5 de marzo de 2013, por la que se dictan normas de desarrollo del Decreto 59/2005, de 1 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación, ampliación, traslado y puesta en funcionamiento de los establecimientos industriales, así como el control, responsabilidad y régimen sancionador de los mismos (PUES).
- Orden de 24 de Octubre de 2005, por la que se regula el procedimiento electrónico para la puesta en servicio de determinadas instalaciones de Baja Tensión (TECI).
- Decreto-ley 2/2018, de 26 de Junio, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de

las energías renovables en Andalucía.

- Normas Técnicas particulares de la Compañía distribuidora – ENDESA.

# Memoria de Cálculo



## 2. Memoria de Cálculo

---

En este apartado se describirán los procedimientos realizados para el dimensionado de todos los elementos de la instalación, haciendo referencia a las posibles alternativas existentes y a la justificación final de la elección de cada elemento.

Los cálculos han sido apoyados por los datos obtenidos de la herramienta HelioScope anteriormente nombrada y la elección de los elementos se ha hecho respetando la normativa vigente. En este caso, se ha prestado especial atención a las exigencias del CTE-HE, al RITE y al R.E.B.T., así como a cualquier norma que afecte a este tipo de instalación.

### 2.1. Datos de partida

#### 2.1.1. Ubicación del edificio

El edificio donde se realizará la instalación fotovoltaica se sitúa en Calle Santa Ana 33, 41410, perteneciente al municipio de Carmona, Sevilla. Sus coordenadas UTM son:

X: 266295.54

Y: 4150934.74

Huso: 30

#### 2.1.2. Datos climatológicos

Las condiciones ambientales y climatológicas son de los factores más importantes a tener en cuenta en el estudio de una instalación solar fotovoltaica ya que de ellas dependerán aspectos tan importantes como la ganancia energética y las pérdidas por ubicación, si bien es cierto que los datos climatológicos se obtienen mediante la base de datos que proporciona el programa HelioScope, se ha procedido a calcular en concordancia con el CTE-HE algunos de los datos más significativos para verificar que realmente los resultados obtenidos con el programa se justifican con los cálculos realizados.

##### 2.1.2.1. Zona climática y datos de irradiación y temperatura

La zona climática viene establecida por los criterios adoptados en el CTE-HE y en función de ella podemos estimar la producción de nuestra instalación, además de prever el rendimiento de la instalación según sea la zona en la que se encuentre.

En nuestro caso, Andalucía es una buena zona para la implantación de una instalación solar térmica, siendo la provincia de Sevilla un sitio idóneo, ya que proporciona una buena radiación solar tanto en cantidad como en calidad, asegurándonos el buen rendimiento de la instalación siempre y cuando haya sido diseñado correctamente.

En nuestro caso, para los cálculos de producción se toman los valores de radiación solar de Carmona, Sevilla, que aparecen en la base de datos de HelioScope. Esta fuente de datos se apoya en observaciones meteorológicas por todo el mundo. Para la obtención de la zona climática, se puede deducir mediante el CTE-HE, en el que se nos proporciona un mapa con las distintas zonas climáticas e incluso una tabla donde se especifica con mayor exactitud la zona climática a la que pertenece la localidad en la que estamos interesados.

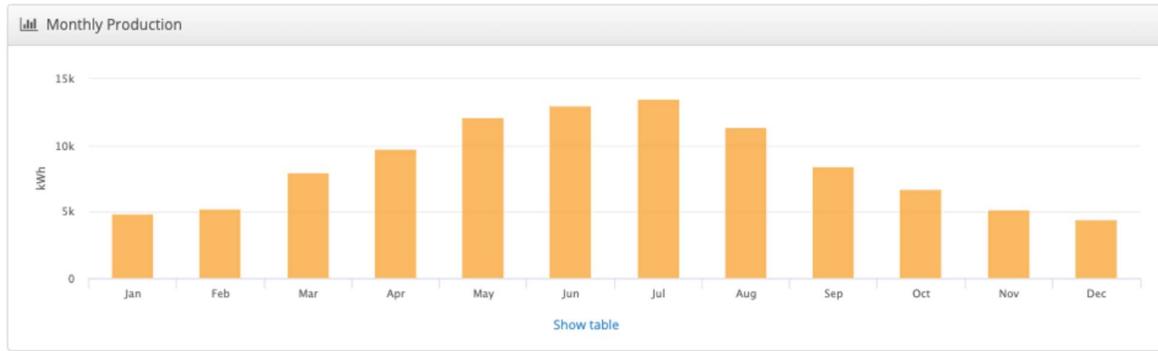


Figura 18. Producción anual de la instalación fotovoltaica

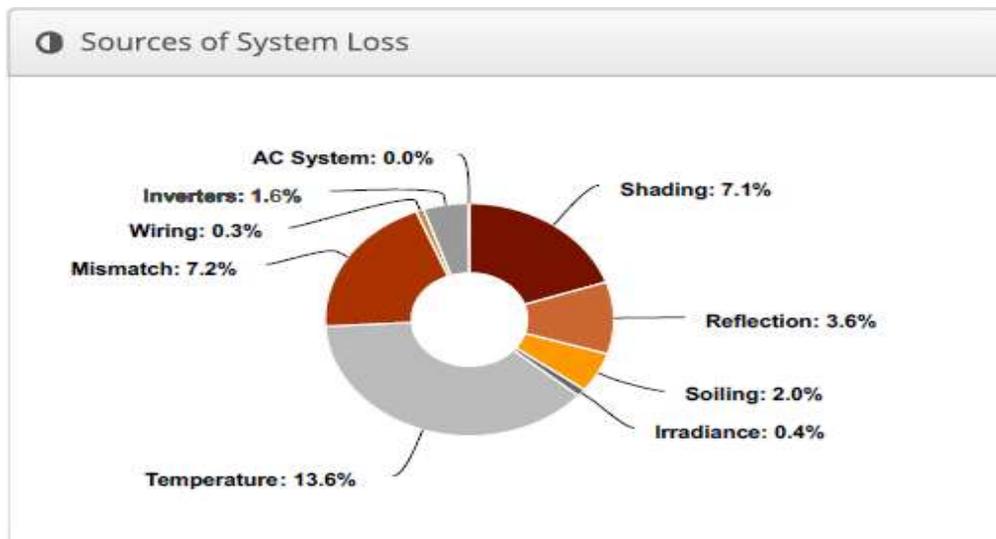


Figura 19. Porcentaje de pérdidas de la instalación fotovoltaica

Para el estudio que nos concierne, en conformidad con el Documento Básico de Ahorro de Energía DB-HE se establece que nuestra zona climática es la V, que, según el CTE, es la zona con mayor nivel de radiación. Dicho esto, la herramienta HelioScope proporciona los datos de irradiación horaria (de todos los días del año) sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$  en  $Wh/m^2$ , así como los datos de radiación horaria sobre la superficie del módulo ( $KWh/m^2$ ). Con dichos datos se obtienen el valor mensual y anual medio de irradiación diaria sobre el plano del generador  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  en  $KWh/(m^2 \cdot día)$ , siendo el parámetro  $\alpha$  el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.

De la simulación realizada en el programa Helioscope se obtiene la irradiancia horizontal anual en la ubicación del edificio donde se realizará la instalación fotovoltaica. Este parámetro se conoce como la suma de la radiación directa, la difusa y la reflejada sobre un metro cuadrado de superficie:

$$G_H = 1.926,6 \frac{kWh}{m^2}$$

### 2.1.2.2. Cálculo de la irradiación global sobre superficie inclinada

Conocidos los datos anteriores, es importante determinar la radiación global sobre el sistema de captación, para el caso que nos concierne se trata de un panel fotovoltaico, se denomina  $G_{IDEAL}$  (Irradiación global anual sobre superficie inclinada), ya que así sabremos la energía que recibirá nuestro sistema captador. Para ello, definiremos algunos parámetros y explicaremos el proceso de cálculo para hallar cada parámetro que nos falte.

El objetivo final es hallar  $G_{IDEAL}$ , para ello tendremos que tener en cuenta entre otros factores la orientación, e inclinación de nuestra instalación, con estos parámetros seremos capaces de cuantificar la inclinación necesaria de nuestros paneles, así como de cuantificar las pérdidas por orientación e inclinación.

### 2.1.3. Orientación e inclinación

Según el CTE-HE, en el hemisferio Norte la orientación al Sur es la que aporta mayores ganancias energéticas durante todo el año, por lo que ésta será la orientación predominante siempre y cuando las condiciones existentes lo permitan. En el caso del edificio de este proyecto debido a las distintas inclinaciones y orientaciones de la cubierta de la que disponemos para la instalación de las placas fotovoltaicas nos veremos obligados a disponer los captadores con una determinada orientación e inclinación en función de la zona de la cubierta en que se dispongan. A continuación, se muestra una representación de la cubierta con una rosa de los vientos para hacernos una primera idea de cómo irán orientados los m

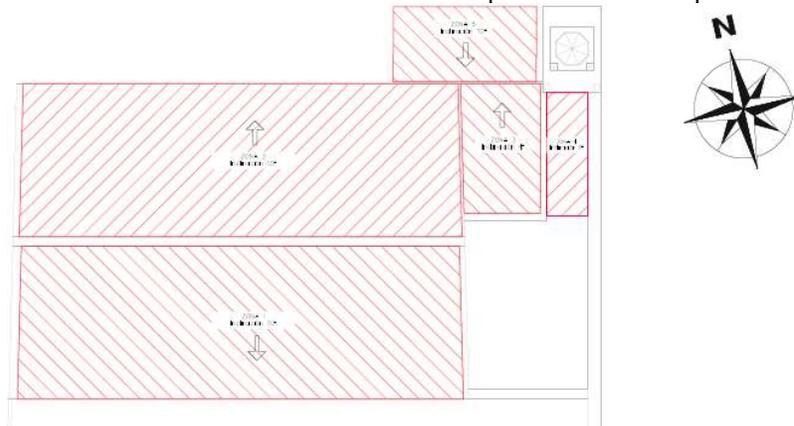


Figura 20. Representación de las zonas de la cubierta

En cuanto a la inclinación óptima de los captadores, el HE considera, según el periodo de utilización, uno de los siguientes valores:

- Demanda constante anual: la latitud geográfica.
- Demanda preferente en invierno: la latitud geográfica +10°.
- Demanda preferente en verano: la latitud geográfica -10°.

En nuestro caso, tenemos una instalación con una demanda constante anual, por lo que nuestra demanda hace referencia al primer tipo. Según el HE, nuestra inclinación óptima sería:

$$\beta_{opt} = \phi^{\circ} \quad (14)$$

Como en nuestro caso la latitud coincide con la inclinación óptima, tendríamos un valor recomendado de  $\beta=37,47^{\circ}$ . Sin embargo, ya que esto es solo una recomendación y no una imposición, usaremos para cada zona de paneles solares la inclinación específica con la obtengamos mejores rendimientos en HelioScope con la idea de diseñar la instalación más eficiente posible.

A continuación, se muestran los valores obtenidos mediante simulación, con los que se han obtenido los resultados mas eficientes para las distintas zonas de nuestra instalación en función de sus orientación específica.

	Orientación 1	Orientación 2	Orientación 3	Orientación 4	Orientación 5
Inclinación	10°	10°	4°	0°	10°
Azimet	189°	9°	9°	189°	189°
Estructura	Coplanar	Coplanar	Estructura inclinada 10°	Estructura inclinada 10°	Coplanar

Tabla 3. Inclinaciones óptimas de los paneles fotovoltaicos

#### 2.1.4. Pérdidas por orientación e inclinación

Para el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación se han tenido en cuenta la latitud, el ángulo de inclinación del panel y el azimet del panel. A continuación, se describen brevemente cada uno de estos parámetros:

- **Latitud ( $\phi$ ):** distancia angular de la localidad en relación al ecuador, norte positivo,  $-90^\circ < \phi < 90^\circ$ . En nuestro caso  $\phi=37,47^\circ$ .
- **Ángulo de inclinación del panel ( $\beta$ ):** ángulo entre el plano de la superficie receptora y el plano horizontal. Variará en función de la zona de la instalación en la que nos encontremos.
- **Azimet del panel ( $\gamma$ ):** ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal al panel solar con la dirección sur; cero al sur; este negativo; oeste positivo. En nuestro caso tomará un valor específico en función de la zona de la instalación en la que se encuentre.

En la siguiente ilustración se muestra un esquema para facilitar la comprensión de estos parámetros.

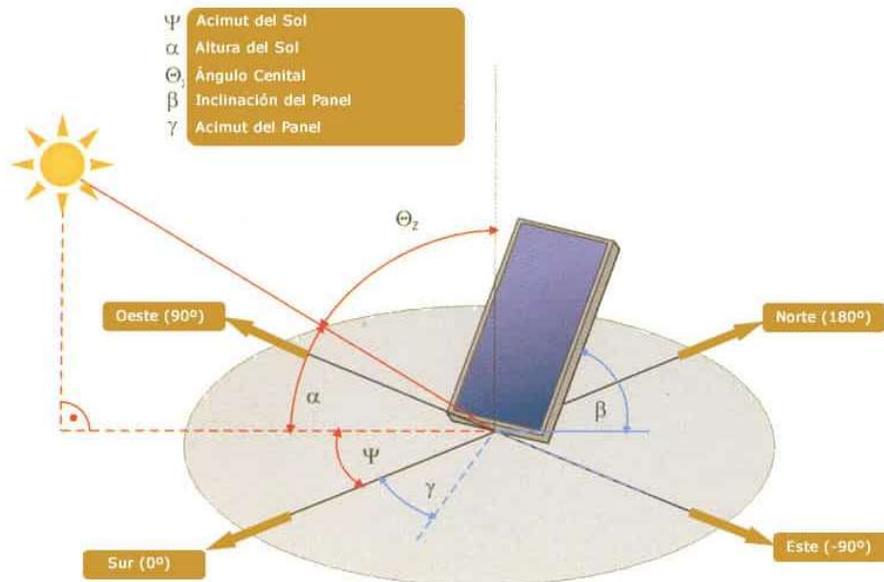


Figura 21. Esquema de los ángulos del captador solar

Antes de calcular estas pérdidas comprobaremos mediante el método manual que el ángulo de inclinación elegido satisface las exigencias del CTE (sabemos de antemano que las cumple ya que lo hemos comprobado primero mediante la herramienta HelioScope). Para ello, calculamos el rango de inclinaciones aceptables ( $\Delta\beta$ ) para el azimet dado para cada zona, usando la figura 21 dada en el CTE, que es para una latitud  $\phi=41^\circ$ . Como en nuestro caso  $\phi=37,47^\circ$ , deberemos corregir el rango de inclinaciones aceptables obtenido en función de

nuestra latitud mediante las fórmulas dadas por el CTE.

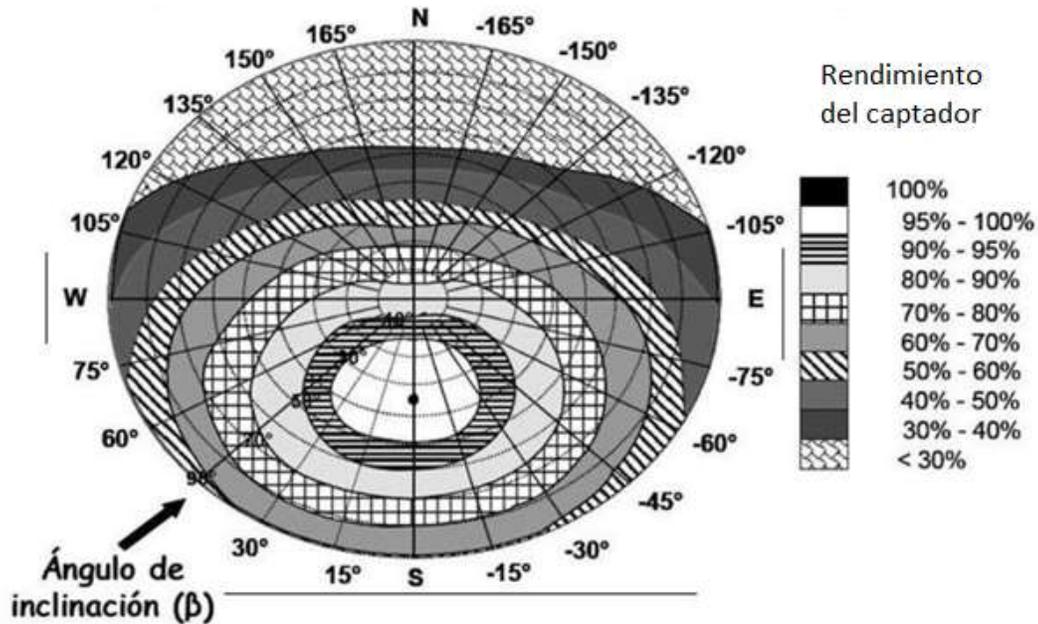


Figura 22. Factor de corrección de irradiación por orientación

Se pretende que nuestras pérdidas por orientación e inclinación sean las menores posibles, por lo que intentaremos que el rendimiento de nuestra instalación sea del 100% o próximo a éste. Nos fijamos en el tipo de dibujo que corresponde a este porcentaje y lo situamos en la figura. Hecho esto, determinamos los puntos de corte de la línea que corresponde a nuestro azimut según la zona de la cubierta que estemos calculando con la línea exterior que delimita el área del dibujo anteriormente mencionado. Proyectamos estos puntos en la línea del ángulo de inclinación y vemos cual es el rango de inclinaciones óptimas. Según esto, se han obtenido los valores correspondientes a la Tabla 3, en donde pueden observarse los valores del ángulo de inclinación óptimo de los paneles para las distintas zonas que presenta nuestra instalación. Según la gráfica anterior se obtendrá el mayor aprovechamiento solar cuando se da que el azimut es 0° y el valor de  $\beta$  sea 31°, siendo el rendimiento del 100%. Adaptando esto a nuestra instalación hemos obtenido que, según la simulación realizada, la irradiancia en estas condiciones sería:

$$G_{\text{IDEAL}} = 2.177,7 \frac{\text{kw}}{\text{m}^2}$$

Dicho esto, calculamos las pérdidas por inclinación mediante la ecuación dada por el CTE:

$$P\acute{e}r\text{didas}_{\text{orientaci3n e inclinaci3n}}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \gamma^2] \quad (17)$$

Donde:

o  $\beta$ : Ángulo de inclinación

o  $\alpha$ : Ángulo de azimut

o  $\gamma$ : Latitud

$$\rightarrow P\acute{e}r\text{didas}_{\text{orientaci3n e inclinaci3n}}(\%) = 11.82\%$$

Aplicando el porcentaje a la irradiancia ideal:

$$G_{\text{sobre plano}} = 1.920,4 \frac{\text{kwh}}{\text{m}^2}$$

Esta radiación sería el valor ideal que llegaría al panel fotovoltaico. A dicho valor se le aplican una serie de pérdidas de la propia radiación, por un lado, y pérdidas eléctricas, por el otro.

Performance Ratio		
Irradiancia (KWh/m)	Pérdidas sombras	7,1 %
	Pérdidas reflexión	3,6 %
	Pérdidas por suciedad	0,0 %
	Pérdidas baja radiación	0,4 %
Energía (KWh)	Pérdidas temperatura	13,5 %
	Pérdidas cableado CC	0,3 %
	Pérdidas acoplamiento	7,2%
	Pérdidas inversor	1,6 %
	Pérdidas cableado AC	0%
PR (%)		68,6%

Tabla 4. Performance Ratio del sistema fotovoltaico

La suma de todas las pérdidas anteriores se conoce como “Performance Ratio”, el cual permite conocer el rendimiento global de la instalación fotovoltaica. La producción anual de la instalación fotovoltaica se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$E_{AC} = P_{STC} \times \frac{G(\beta, \alpha)}{G_{STC}} \times PR$$

Donde:

- $E_{AC}$ : Energía generada (KWh)
- $P_{STC}$ : Potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (KW)
- $G(\beta, \alpha)$ : Irradiancia anual sobre el plano del generador (KWh/m<sup>2</sup>)
- $G_{STC}$ : Irradiancia en condiciones estándar de medida (1000 W/m<sup>2</sup>)
- PR: Rendimiento de la instalación (%)

Aplicando la ecuación anterior, se obtiene la energía anual:

$$E_{AC} = 76,36 \text{ kW} \times \frac{1.920,4 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} \times 0,686 = 100.576 \text{ kwh/año}$$

Otro valor que define el rendimiento de la instalación es la división entre la energía generada y la potencia pico, cuyo valor muestra que cantidad de la radiación disponible se transforma en energía eléctrica:

$$\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} = \frac{100.570,5}{76,36} = 1.317,1$$

La siguiente tabla muestra la energía generada mensualmente, la cual varía en función de la radiación y la temperatura de cada mes, variando ésta el Performance Ratio mensual:

Mes	Irradiancia (KWh/m <sup>2</sup> )	Ta °C	PR (%)	Energía (KWh)
Enero	85,10	18,8	71,13	4.622,3
Febrero	94,80	13,0	73,47	5.318,2
Mazo	150,00	14,6	72,80	8.338,4
Abril	180,60	17,4	71,68	9.885,5
Mayo	219,20	22,8	69,54	11.640,4
Junio	239,00	32,2	66,59	12.152,3
Julio	256,10	34,5	64,85	12.681,3
Agosto	226,60	31,9	65,89	11.401,6
Septiembre	170,20	26,4	68,08	8.847,8
Octubre	126,50	28,8	67,13	6.484,0
Noviembre	95,30	23,0	69,46	5.055,0
Diciembre	77,00	20,4	70,48	4.143,8
TOTAL	1.920,40			100.570,60

Tabla 5. Energía generada por la instalación fotovoltaica

### 2.1.5. Parámetros del panel fotovoltaico

#### **Factor de Forma:**

El factor de forma (FF) representa, para condiciones estándar de funcionamiento, la relación entre la potencia máxima de la célula ( $I_{mp} \times U_{mp}$ ) y la potencia teórica que se asignaría a los valores máximos de intensidad y potencia ( $I_{sc} \times U_{oc}$ ).

El valor del factor de forma para células cristalinas se sitúa entre 0,75 y 0,85, mientras que para células amorfas se encuentra entre 0,5 y 0,7.

El factor de forma es siempre inferior a la unidad e indicativo de la calidad de la célula solar, siendo mejor cuando más se acerque FF a la unidad.

$$FF = \frac{I_{mp} \times U_{mp}}{I_{sc} \times U_{oc}}$$

Donde:

- FF: Factor de forma
- $I_{mp}$ : Intensidad máxima de funcionamiento (A)
- $U_{mp}$ : Tensión máxima de funcionamiento (V)
- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito (A)
- $U_{oc}$ : Tensión a circuito abierto (V)

Aplicando la ecuación [4] en función de los valores de tensión e intensidad del panel GCL M2 415 se obtiene:

$$FF = \frac{11,04 \times 37,6}{11,47 \times 45,4} = 0,797$$

#### **Efecto de la temperatura:**

Un aumento de la temperatura en las células implica un aporte de energía a los electrones del semiconductor, y en consecuencia una disminución del potencial límite de la célula, o potencia a circuito abierto.

El punto de trabajo ideal de una célula se sitúa en las condiciones estándar, es decir, cuando la temperatura de la célula es de 25 °C. A partir de este valor la temperatura exterior afecta a la temperatura de la célula modificando los valores de trabajo de intensidad, y especialmente, tensión.

Para establecer el efecto de la temperatura sobre un módulo solar se establece el funcionamiento en condiciones estandarizadas, conocida como “Temperatura de Operación Nominal de la Célula” (TONC). Las condiciones

TONC son:

- Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>
- Masa del aire 1,5
- Temperatura ambiente 20 °C
- Velocidad del viento 1 m/s
- TONC panel GCL M2 42,3 °C  
415

La temperatura de trabajo de la célula se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + G \times \frac{T_{TONC} - 20}{800}$$

Donde:

- T<sub>c</sub>: Temperatura de trabajo de la célula (°C)
- T<sub>a</sub>: Temperatura ambiente
- G: Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)
- T<sub>TONC</sub>: Temperatura en condiciones estándar de temperatura (°C)

Aplicando la ecuación anterior se obtiene la temperatura media mensual de trabajo de la célula, suponiendo que la irradiancia en un momento dado es de 1.000 W/m<sup>2</sup>.

Mes	T <sub>a</sub> °C	T <sub>c</sub> °C
Enero	18,8	46,67
Febrero	13,0	40,83
Mazo	14,6	42,50
Abril	17,4	45,29
Mayo	22,8	50,64
Junio	32,2	58,03
Julio	34,5	62,38
Agosto	31,9	59,77
Septiembre	26,4	54,30
Octubre	28,8	56,69
Noviembre	23,0	50,84
Diciembre	20,4	48,31

Tabla 6, Temperatura mensual de trabajo de la célula fotovoltaica

Conociendo la temperatura media se puede obtener las pérdidas de potencia ocasionadas por este efecto sobre un panel fotovoltaico.

$$P_{(real)} = P_{max} + \delta \times (T_c - 25)$$

Donde:

- P(real): Potencia real de funcionamiento (Wp)
- Pmax: Potencia máxima de funcionamiento (Wp)
- δ: Variación de potencia por temperatura (Wp/°C)
- T<sub>c</sub>: Temperatura de funcionamiento de la célula (°C)

Para la variación de potencia por temperatura se aplica la siguiente ecuación:

$$\delta = \frac{\gamma(\%)}{100} \times P_{max}$$

Donde:

- $\delta$ : Variación de potencia por temperatura (Wp/°C)
- $\gamma$ : Coeficiente de potencia por temperatura (°/°C)
- Pmax: Potencia máxima de funcionamiento (Wp)

Aplicando las ecuaciones [6] y [7] se obtienen las pérdidas mensuales por el efecto de la temperatura:

Mes	Ta (°C)	Tc (°C)	Pérdidas Tc (KWp)	Pérdidas Tc (%)	P real (KWp)
Enero	18,8	46,67	6,62	8,67	69,74
Febrero	13,0	40,83	4,84	6,33	71,52
Marzo	14,6	42,50	5,35	7,00	71,01
Abril	17,4	45,29	6,20	8,12	70,16
Mayo	22,8	50,64	7,83	10,26	68,53
Junio	30,2	58,03	10,09	13,21	66,27
Julio	34,5	62,38	11,42	14,95	64,94
Agosto	31,9	59,77	10,62	13,91	65,74
Septiembre	26,4	54,30	8,95	11,72	67,41
Octubre	28,8	56,69	9,68	12,67	66,68
Noviembre	23,0	50,84	7,89	10,34	68,47
Diciembre	20,4	48,31	7,12	9,32	69,24

Tabla 7. Pérdidas mensuales por efecto de la temperatura

## 2.2. Circuito de Corriente Continua

### 2.1.1. Cableado panel fotovoltaico al módulo inversor

Se calculará por el método de caída de tensión y de intensidad máxima admisible para justificar la elección de la sección de los string.

La sección mínima a emplear por caída de tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\Delta U \times U \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L: Longitud de la línea (m)
- I: Intensidad nominal (A)
- $\Delta U$ : Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (V)
- $\gamma$ : Conductividad del cobre a 90° (44)

Aplicando la ecuación anterior, se obtiene la sección mínima a emplear por caída de tensión en función de la longitud de cada string o cadena serie, para el dimensionado se aplica el apartado 5 de la ITC-BT-40 del REBT:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una instalación no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal”.

			Módulos	Ump (V)	Imp (A)	L (m)	$\gamma$ 90°	Smin (mm <sup>2</sup> )	S (mm <sup>2</sup> )	AU (%)
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 1	10	376	11,04	28	44	2,5	4,0	0,63
		String 2	10	376	11,04	26	44	2,3	4,0	0,58
	MPPT2	String 3	10	376	11,04	24	44	2,1	4,0	0,54
		String 4	10	376	11,04	22	44	2,0	4,0	0,50
	MPPT3	String 5	9	338,4	11,04	39	44	3,9	4,0	0,97
		String 6	9	338,4	11,04	37	44	3,7	4,0	0,92
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 7	9	338,4	11,04	35	44	3,5	4,0	0,87
		String 8	9	338,4	11,04	33	44	3,3	4,0	0,82
	MPPT2	String 9	12	451,2	11,04	40	44	3,0	4,0	0,75
		String 10	12	451,2	11,04	45	44	3,3	4,0	0,84
	MPPT3	String 11	10	376	11,04	42	44	3,7	4,0	0,94
		String 12	10	376	11,04	44	44	3,9	4,0	0,98
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 13	10	376	11,04	30	44	2,7	4,0	0,67
		String 14	10	376	11,04	32	44	2,8	4,0	0,72
	MPPT2	String 15	9	338,4	11,04	38	44	3,8	4,0	0,94
		String 16	9	338,4	11,04	40	44	4,0	4,0	0,99
	MPPT3	String 17	13	488,8	11,04	37	44	2,5	4,0	0,64
		String 18	13	488,8	11,04	39	44	2,7	4,0	0,67

Tabla 8. Cálculos de sección del cableado entre módulo e inversor

La intensidad máxima admisible, según el catálogo del fabricante de cableado en CC para módulos fotovoltaicos, para agrupación de cables en superficie, se comprueba en la siguiente tabla:

Inversor mm <sup>2</sup>	Cable simple libre en aire (A)	Cable simple libre en superficie (A)	Agrupación cables en superficies (A)	Caída de voltaje V/A·km
1 x 1,5	30	29	24	38,2
1 x 2,5	41	39	33	23,0
1 x 4	55	52	44	14,3
1 x 6	70	67	57	9,49

Tabla 9. Datos cableado entre módulo e inversor

Según los cálculos realizados por el método de caída de tensión el cable a emplear será H1Z2Z2-K de 2x4 mm<sup>2</sup> Cu. Aplicando esta sección, la caída de tensión en cada uno de los string no superaría el 1,5%.

A continuación, se aplica el 125% a la máxima intensidad de cada rama serie, según ITC-BT-40 del REBT, ésta sería de 13,8 A, siendo la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico igual a 11,04 A.

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible del conductor se selecciona de referencia el conductor de menor sección, siendo en este caso 4 mm<sup>2</sup>. Según el fabricante para agrupación de cables sobre superficie, la intensidad máxima admisible es de 44 A, por lo que soportaría la máxima intensidad del generador fotovoltaico.

$$I_{DCn} \times 1,25 = 11,04 \text{ A} \times 1,25 = 13,80 < 44\text{A}$$

Como se puede apreciar, aplicando el método de intensidad máxima admisible también es válido el cable H1Z2Z2-K de  $2 \times 4 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ .

## 2.2.2 Cableado batería al embarrado CC

Para la justificación de la elección de la sección del cableado comprendido entre las baterías y el embarrado de corriente continua se empleará el método de caída de tensión y de intensidad máxima admisible.

La sección mínima a emplear por caída de tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación, siendo el circuito de mayor longitud de 7 metros. Para el cálculo se estima que la carga y descarga será como máxima el 80% de la potencia nominal.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\Delta U \times U \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- L: Longitud de la línea (7 m)
- I: Intensidad máx (250 A)
- $\Delta U$ : Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (51,2 V)
- $\gamma$ : Conductividad del cobre a  $90^\circ$  (44)

Para el cálculo se estima que la carga y descarga será como máxima el 80% de la potencia nominal:

$$S = \frac{2 \times 7 \times (250 \times 0,8)}{0,015 \times 51,2 \times 44} = 82,26 \text{ mm}^2$$

La intensidad máxima admisible, según la ITC-BT-19, para conductores aislados bajo tubo en montaje superficial, se comprueba en la siguiente tabla:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre? Distancia a la pared no inferior a 0.3D						3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo? Distancia a la pared no inferior a D							3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D										3x PVC	3x XLPE o EPR	
<b>Cobre</b>			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525			
185				268	297	317	354	386	415	464	601			
240				315	350	374	419	455	490	552	711			
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

Tabla 10. Cálculos de sección del cableado entre batería y embarrado de CC

De este cálculo se deduce, como puede apreciarse en la imagen que el cable a emplear para la sección del circuito comprendido entre las baterías y el embarrado de corriente continua será 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 2x(1x95) mm<sup>2</sup> Cu.

A continuación, se aplica el método de intensidad máxima admisible. El cable seleccionado soporta una intensidad máxima de 271 A, según la ITC-BT-19 del REBT, superior a la intensidad máxima aportada por la batería.

$$I_{Batería} = 200A < 271$$

### 2.2.3 Cableado embarrado CC al Cargador

Se empleará el método por caída de tensión y de intensidad máxima admisible para justificar la elección del circuito comprendido entre el embarrado de corriente continua y los cargadores, para ello se hará uso de las características del convertidor seleccionado, que es el modelo II 48/5000/70-50 230V de la marca Victron.

La sección mínima a emplear por caída de tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\Delta U \times U \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L: Longitud de la línea (m)
- I: Intensidad máx (70 A)
- ΔU: Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (57,6 V)
- γ: Conductividad del cobre a 90° (44)

Para el cálculo se considera el circuito de mayor longitud, el cual es de 4 metros:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\Delta U \times U \times \gamma} = \frac{2 \times 4 \times 70}{1,5\% \times 57,6 \times 44} = 14,73 \text{ mm}^2$$

La intensidad máxima admisible, según la ITC-BT-19, para conductores aislados bajo tubo en montaje superficial, se comprueba en la siguiente tabla:

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

Tabla 11. Cálculos de sección del cableado entre embarrado de CC y cargador

De este cálculo se deduce, como puede apreciarse en la imagen que el cable a emplear para la sección del circuito comprendido el embarrado de corriente continua y los cargadores será 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 2x(1x16) mm<sup>2</sup> Cu.

Una vez calculada la sección mínima por el método de la caída de tensión, se obtiene por la intensidad máxima admisible. El cable instalado soporta una intensidad máxima de 91 A, según la ITC-BT-19 del REBT, superior a la intensidad máxima aportada por la batería.

$$I_{\text{cargador}} = 70A < 91 A$$

## 2.3. Circuito de Corriente Alterna

### 2.1.1 Cableado cargador al cuadro BT

Se empleará el método por caída de tensión y de intensidad máxima admisible para justificar la elección del circuito comprendido entre los cargadores y el cuadro de baja tensión.

Se considera para el cálculo la unión de tres cargadores, los cuales forman una línea trifásica.

En ambos métodos se tiene en cuenta para el cálculo la intensidad nominal del cargador, siendo 20 A en la parte de corriente alterna.

La sección mínima a emplear por caída de tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \varphi}{\Delta U \times U \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L: Longitud de la línea (m)
- I: Intensidad nominal (20 A)
- $\cos \varphi$  (1)
- $\Delta U$ : Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (400 V)
- $\gamma$ : Conductividad del cobre a 90° (44)

Para el cálculo se considera el circuito de mayor longitud, el cual mide 18 metros:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 18 \times 20 \times 1}{0,015 \times 400 \times 44} = 2,36 \text{ mm}^2$$

La intensidad máxima admisible, según la ITC-BT-19, para conductores aislados bajo tubo en montaje superficial, se comprueba en la siguiente tabla:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre? Distancia a la pared no inferior a 0.3D					3x PVC		2x XLPE o EPR	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo? Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC			3x XLPE o EPR			
G		Cables unipolares separados mínimo D								3x PVC		3x XLPE o EPR		
			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35	77	85	96	104	116	119	131	144	154	206	
			50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
			70			149	160	171	188	202	224	244	321	
			95			180	194	207	230	245	271	296	391	
			120			208	225	240	267	284	314	348	455	
			150			236	260	278	310	338	363	404	525	
			185			268	297	317	354	386	415	464	601	
			240			315	350	374	419	455	490	552	711	
			300			360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 12. Cálculos de sección del cableado entre cargador y cuadro BT

De este cálculo se deduce que el cable a emplear para la sección del circuito comprendido entre el cargador y el cuadro de baja tensión será 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4x(1x4) mm<sup>2</sup> Cu.

Una vez calculada la sección mínima por el método de la caída de tensión, se obtiene por la intensidad máxima admisible. El cable instalado soporta una intensidad máxima de 44 A, según la ITC-BT-19 del REBT, superior a la intensidad máxima aportada por el cargador.

$$I_{\text{cargador}} = 20A < 34 A$$

### 2.3.2 Cableado inversor al cuadro BT

Para el cálculo de la sección del circuito entre los inversores y el cuadro de baja tensión se empleará el método de caída de tensión y de intensidad máxima admisible, para ello se hará uso de las características del inversor seleccionado, que es el modelo Tripower 25000 TL de la marca SMA.

La sección mínima a emplear por caída de tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \varphi}{\Delta U \times U \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L: Longitud de la línea (m)
- I: Intensidad nominal (36,2 A)
- cos φ (1)
- ΔU: Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (400 V)
- γ: Conductividad del cobre a 90° (44)

Para el cálculo de la sección mínima a emplear por caída de tensión se considera el circuito de mayor longitud, que es de 12 metros.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 12 \times 36,2 \times 1}{0,015 \times 400 \times 44} = 2,85 \text{ mm}^2$$

La intensidad máxima admisible, según la ITC-BT-19, para conductores aislados bajo tubo en montaje superficial, se comprueba en la siguiente tabla:

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

Tabla 13. Cálculos de sección del cableado entre inversor y cuadro BT

De este cálculo se deduce que el cable a emplear para la sección del circuito comprendido entre el inversor y el cuadro de baja tensión será 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4x(1x4) mm<sup>2</sup> Cu.

Una vez calculada la sección mínima por el método de la caída de tensión, se obtiene por la intensidad máxima admisible. El cable instalado soporta una intensidad máxima de 34 A, menor de lo necesario según la ITC-BT-

19 del REBT, la cual exige que esta debe ser superior a la intensidad máxima aportada por el inversor.

$$I_{Inversor} = 36,2 A > 34 A$$

A pesar de que el cable seleccionado en primera instancia cumple con el criterio de caída de tensión máxima se puede observar que no cumple con el criterio de intensidad máxima, por lo tanto, volvemos a repetir el proceso con el cable de sección inmediatamente superior, que será el 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4x(1x6) mm<sup>2</sup> Cu.

Evidentemente cumple con el criterio de caída de tensión máxima, ya que el inmediatamente inferior ya era válido, de modo que comprobamos si cumple el criterio de intensidad máxima admisible. El cable instalado soporta una intensidad máxima de 34 A, menor de lo necesario según la ITC-BT-19 del REBT, la cual exige que esta debe ser superior a la intensidad máxima aportada por el cargador.

$$I_{Inversor} = 36,2 A < 44 A$$

### 2.3.3 Cableado cuadro BT al punto de conexión

Para el cálculo de la sección del circuito entre los inversores y el cuadro de baja tensión se empleará el método de caída de tensión y de intensidad máxima admisible.

La potencia total de salida del cuadro de baja tensión será la suma de la potencia nominal de los tres inversores, y la potencia máxima descargada por las baterías a través de los quince cargadores, cuya potencia nominal es de 4.000 W.

$$P_{Total} = P_{Inversor} \times n^{\circ}inversores + P_{Cargador} \times n^{\circ}cargadores$$

Por tanto, introduciendo sus respectivos valores nos quedaría de la siguiente forma:

$$P_{Total} = 25 kW \times 3 + 4 kW \times 15 = 135 kW$$

La potencia total de la instalación no se dará en la realidad, ya que las baterías se han diseñado para que se descarguen durante la noche, por lo que la potencia aportada por los inversores no coincidirá con los cargadores. Se estima que la potencia total que se podría dar entre todos los equipos es de 100 kW.

Mediante la siguiente ecuación se obtiene la sección mínima mediante el método de la caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times P}{\Delta U \times U^2 \times \gamma}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- L: Longitud de la línea (m)
- P: Potencia (100000 W)
- $\Delta U$ : Caída de tensión (1,5%)
- U: Tensión nominal (400 V)
- $\gamma$ : Conductividad del cobre a 90° (44)

Para el cálculo se considera la longitud del circuito comprendido entre el cuadro de baja tensión y el punto de conexión, que es de 45 m, lo que nos da el siguiente valor:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 45 \times 100000}{0,015 \times 400^2 \times 44} = 73,81 \text{ mm}^2$$

La intensidad máxima admisible, según la ITC-BT-19, para conductores aislados bajo tubo en montaje superficial, se comprueba en la siguiente tabla:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR									
B		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B2		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>2)</sup>					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
E		Cables multiconductores al aire libre <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0.3D <sup>2)</sup>						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
F		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>2)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>2)</sup>						3x PVC				3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>				
G		Cables unipolares separados mínimo D <sup>2)</sup>									3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR			
<b>Cobre</b>			mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-		
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-		
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-		
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-		
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-		
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-		
			25	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166			
			35	59	77	86	96	104	110	119	131	144	154	206		
			50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	250			
			95			140	146	171	180	194	207	230	245	271	296	391
			120			208	225	240	267	284	314	348	455			
150			236	260	278	310	338	363	404	525						
185			268	297	317	354	386	415	464	601						
240			315	350	374	419	455	490	552	711						
300			360	404	423	484	524	565	640	821						

Tabla 14. Cálculos de sección del cableado entre cuadro BT y punto de conexión

De este cálculo se deduce que el cable a emplear para la sección del circuito comprendido entre el inversor y el cuadro de baja tensión será 0,1/6 kV RZ1-K (AS) 4x(1x95) mm<sup>2</sup> Cu.

Una vez obtenida la sección mínima por caída de tensión, se comprueba que la sección elegida tiene una intensidad admisible mayor a la intensidad que circulará por el circuito.

La intensidad se obtiene en función de la potencia de la siguiente forma:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 144,34 \text{ A}$$

Donde:

- P: Potencia (100000 W)
- I: Intensidad circuito (A)
- $\cos \varphi$  (1)

Por lo que, sustituyendo los valores, se obtiene que la intensidad que circulará por el circuito será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 144,34 \text{ A}$$

La intensidad admisible de la sección elegida, según la ITC-BT-19 del REBT, es de 245 A, superior a la intensidad real:

$$I_{Real} = 144,34 \text{ A} < 245 \text{ A}$$

## 2.4. Cuadro de protecciones

En la siguiente tabla se muestran las intensidades nominales de los elementos de protección escogidos en comparación con la potencia real de cada circuito y la intensidad admisible de los cables elegidos

El poder de corte de los interruptores estará comprendido entre la intensidad de cada circuito y la intensidad máxima admisible de los cables:

	Icircuito	In	Icable
C1: Cargador - Cuadro BT	20,0	25	34
C2: Inversor - Cuadro BT	36,2	40	44
C1: Cuadro BT - Punto Conexión	144,3	160	245

Tabla 15. Intensidades cuadro de protecciones

## 2.5. Puesta a tierra

La sección del cableado empleado para la puesta a tierra se obtiene en función de la siguiente tabla recogida en la ITC-BT-18 del reglamento electrotécnico de baja tensión: el siguiente:

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

Tabla 16. Sección mínima de los conductores de puesta a tierra

Los valores para el cableado de puesta a tierra de la instalación es la siguiente

- Unión módulos fotovoltaicos 1,5 mm<sup>2</sup>
- Conductor común módulos fotovoltaicos 16 mm<sup>2</sup>
- Cargadores 6 mm<sup>2</sup>
- Inversores 16 mm<sup>2</sup>
- Baterías 35 mm<sup>2</sup>
- Sobretensiones 6 mm<sup>2</sup>

Cada uno de los conductores anteriores se unifican en el embarrado común de puesta. El conductor común de la instalación de puesta a tierra es el siguiente:

- Conductor común instalación fotovoltaica 95 mm<sup>2</sup>

### 2.5.1. Resistencia de la instalación de puesta a tierra

Para obtener la resistencia máxima de la instalación de puesta a tierra para un esquema TT como el que se plantea en este proyecto se hará uso de la ITC-BT-24, la cual nos dice que para determinar la resistencia a tierra se aplica la siguiente condición:

$$R_t \leq \frac{V_c}{I_{defecto}}$$

Donde:

- R<sub>t</sub>: Resistencia instalación de puesta a tierra (Ω)
- V<sub>c</sub>: Tensión de contacto admisible (24 V)
- I<sub>defecto</sub>: Es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Sensibilidad interruptor diferencial (0,3 A)

Aplicando la ecuación anterior, la resistencia máxima de la instalación será menor a 80 Ω.

## 2.6. Parámetros del inversor

			Módulos	U <sub>mp</sub> (V)	I <sub>mp</sub> (A)
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 1	10	376	11,04
		String 2	10	376	11,04
	MPPT2	String 3	10	376	11,04
		String 4	10	376	11,04
	MPPT3	String 5	9	338,4	11,04
		String 6	9	338,4	11,04
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 7	9	338,4	11,04
		String 8	9	338,4	11,04
	MPPT2	String 9	12	451,2	11,04
		String 10	12	451,2	11,04
	MPPT3	String 11	10	376	11,04
		String 12	10	376	11,04
TRIPOWER 25000 TL	MPPT1	String 13	10	376	11,04
		String 14	10	376	11,04
	MPPT2	String 15	9	338,4	11,04
		String 16	9	338,4	11,04
	MPPT3	String 17	13	488,8	11,04
		String 18	13	488,8	11,04

Tabla 17. Parámetros del inversor

Los dos valores extremos de tensión MPP se deben de ajustar al rango de tensión MPPT del inversor.

- La tensión máxima se da en los string que disponen de 13 módulos en serie.

$$U_{MPP} = 37,6 V$$

$$U_{max} = 37,6 V \times 13 \text{ paneles} = 488,8 V < 850 V$$

La tensión mínima se da en los string que dispone de 9 módulos en serie

$$U_{min} = 37,6 \times 9 \text{ paneles} = 338,4 V > 200 V$$

- La intensidad máxima que se generará en cada rama paralelo (MPPT), será menor que la intensidad de entrada nominal del inversor:

$$I_{max} = I_{mp} \times \text{ramas paralelo} = 11,04 A \times 1 = 11,04 < 33 A$$

La corriente de cortocircuito que llegará al inversor debe ser inferior a la corriente máxima de cortocircuito soportada por el inversor:

$$I_{max} = I_{mp} \times \text{ramas paralelo} = 11,47 A \times 1 = 11,47 < 43 A$$

En base a estos cálculos queda comprobado que los valores obtenidos cumplen con los criterios del inversor seleccionado.

## 2.7. Cálculo de la superficie de captación y distribución de los captadores

Para determinar cuál será nuestra superficie óptima de captación y la mejor distribución posible de los paneles solares utilizamos la herramienta HelioScope, la cual, mediante la aportación de ciertos valores tales como la ubicación de nuestro edificio, el modelo del panel elegido, el perfil de ocupación y otros datos estimados

relacionados con las características específicas mecánicas, eléctricas, etc., vamos variando el número total de captadores, el número de captadores (baterías) en serie y el volumen de acumulación para obtener la fracción solar que resulta para cada opción, obteniendo como resultado más favorable la instalación descrita en este documento, dicho estudio se recogerá en el apartado de Anexos.

### 2.7.1 Distancia mínima entre filas de captadores

La distancia, medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo que pueda ocasionar sombras deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia será superior al valor obtenido por la expresión facilitada por el IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía):

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)} \quad (18)$$

Donde  $1/\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)$  es un coeficiente adimensional denominado k.

En la siguiente figura se muestra un pequeño esquema para facilitar la comprensión de los significados de ‘d’ y ‘h’. La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, siendo ‘h’ la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los captadores.

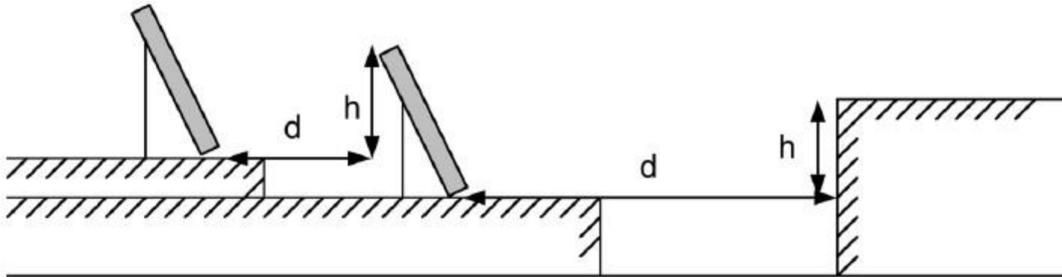


Figura 23. Esquema de distancias óptimas entre captadores

En nuestro caso la inclinación que nos ofrece la cubierta es adecuada para la captación de energía solar por lo que los módulos fotovoltaicos se instalarán de forma coplanar sobre el techo de la instalación como puede apreciarse en la siguiente figura añadida a modo de ejemplo, no siendo necesario por lo tanto el cálculo de la separación mínima entre filas de captadores.



Figura 24. Módulos fotovoltaicos dispuestos de forma coplanar

# Estudio de viabilidad



## 3. Estudio de viabilidad

---

El siguiente documento constituye un estudio de viabilidad destinado a determinar si la implementación de dicha instalación es beneficiosa para el cliente desde un punto de vista económico y operativo.

Para la realización de dicho documento es necesario tener en cuenta entre otros factores, los consumos actuales de la instalación, la producción de energía generada por la instalación objeto de este proyecto, así como los gastos que se generarán como resultado de dicha instalación, no solo los derivados de la misma obra sino también los generados de su operación, sin olvidar las ventajas sociales y fiscales que conlleva la instalación de una instalación de energía renovable como esta.

En base a las citadas consideraciones se ha llevado a cabo una serie de cálculos destinados a predecir el tiempo necesario para amortizar dicha instalación, así como los costes y/o beneficios esperados.

Es importante destacar que se ha estimado para nuestro proyecto, en función de los distintos equipos instalados, una potencia pico de 188 kWp, a este valor le aplicamos un coeficiente de simultaneidad, con el que obtendremos una estimación de la demanda necesaria para satisfacer los equipos eléctricos de nuestra instalación en condiciones normales de uso, generalmente el coeficiente de simultaneidad suele rondar en un rango de valores de entre el 65% y el 70% , por lo que a la hora de diseñar nuestra instalación su consumo estimado no debería de ser menor a 122 kW ni mayor de 131,6 kW, con estos números, hemos estimado que el consumo medio que cubrirá la demanda de nuestra instalación será de 130 kW.

Al tener la instalación una demanda superior a 100 KW, de conformidad con lo establecido en el punto 5 del Artículo 47, Capítulo II del TITULO III - DISTRIBUCIÓN del Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica y en el capítulo IV, artículo 9 del RD 222/2008 cuando se trate de un suministro en suelo urbanizado y la potencia solicitada para nuevo suministro o ampliación de uno existente sea superior a 100 KW, el peticionario deberá reservar el local necesario, destinado al montaje de la instalación de centro de transformación, situados preferentemente en el propio inmueble que recibe el suministro, o bien en la parcela en la que esté ubicado, siempre y cuando las ordenanzas aplicables así lo permitan, por lo que para este caso se requiere por Real Decreto la instalación de un centro de transformación propio, con un incremento económico notable para el proyecto.

Si al instalar la fotovoltaica, la energía que nuestra instalación demandase de la red fuese menor de 100 KW nos encontraríamos fuera del supuesto anterior que hace referencia a la necesidad del centro de transformación, de modo que dicha implantación de un sistema de generación de energía eléctrica fotovoltaica nos proporcionaría como resultado el ahorro de la instalación de un centro de transformación, valorado aproximadamente en 90.000 €, que el interesado dejaría de necesitar.

### 3.1. Premisas del Proyecto

- I. Que se base fundamentalmente en energías renovables
- II. Que sea lo más eficiente posible
- III. Que sea económicamente rentable
- IV. Que ofrezca garantía de suministro

### 3.2. Descripción del Proyecto

El proyecto que se va a cometer consiste en una instalación de un sistema fotovoltaico de 76,36 KWp y un equipo de almacenamiento de 107,52 kWh, que abastecerá la mayor parte de la energía eléctrica requerida por el catering La Almazara de Carmona. Este sistema fotovoltaico permitirá generar la mayor parte de la energía eléctrica que demandará la instalación, disminuyendo de este modo la potencia a contratar por el cliente a menos de 100 KW, evitando así la necesidad de instalar un centro de transformación, el cual encarecería notablemente la instalación.

### **3.3. Equipos principales del Proyecto fotovoltaico**

Ya se ha realizado un anteproyecto del sistema, que ha predimensionado la instalación a realizar. Esta instalación constara de los siguientes equipos:

#### **3.3.1 Módulos fotovoltaicos:**

Los módulos elegidos son módulos fotovoltaicos monocristalinos, de tecnología de silicio marca GCL. Su potencia será de 415 vatios cada uno, pudiéndose modificar en función del diseño final del proyecto. Según el diseño inicial serán un total de 184 módulos.

#### **3.3.2 Inversor**

El inversor que se propone instalar será de alta calidad, de la marca SMA, Schneider o similar para un mejor funcionamiento de la instalación. Los inversores a instalarse en este proyecto serán de una potencia de salida aproximada de 75 KW. Según el diseño inicial serán un total de 3 inversores de 25 KW cada uno.

#### **3.3.3 Cargador**

El inversor que se propone instalar será de alta calidad, de la marca SMA, Schneider o similar para un mejor funcionamiento de la instalación. Los inversores a instalarse en este proyecto serán de una potencia de salida aproximada de 50 KW. Según el diseño inicial serán un total de serán un total de 15 cargadores.

#### **3.3.4 Batería**

Las baterías que se propone instalar serán de alta calidad, de litio fosfato de hierro(LFP), de la marca BYD, Pylontech o similar para un mejor funcionamiento de la instalación. El diseño del sistema incluirá un conjunto de 7 baterías de litio de 15,36kWh, marca BYD, disponiendo de un total de 107,5 kWh. Estas baterías tienen una vida útil de 22.000 ciclos, muy superiores a las de sus competidores de plomo ácido que se encuentran en el mercado.

#### **3.3.5 Estructura soporte**

Los módulos se colocarán en el tejado del edificio, en una estructura metálica (aluminio o acero galvanizado) preparadas para este tipo de instalaciones. Esta estructura se anclará según las regulaciones vigentes.

La estructura se colocará orientada a Este-Oeste para optimizar el espacio disponible, teniendo un ángulo de inclinación entre 0 y 10 grados, y adaptándose a la inclinación de la cubierta.

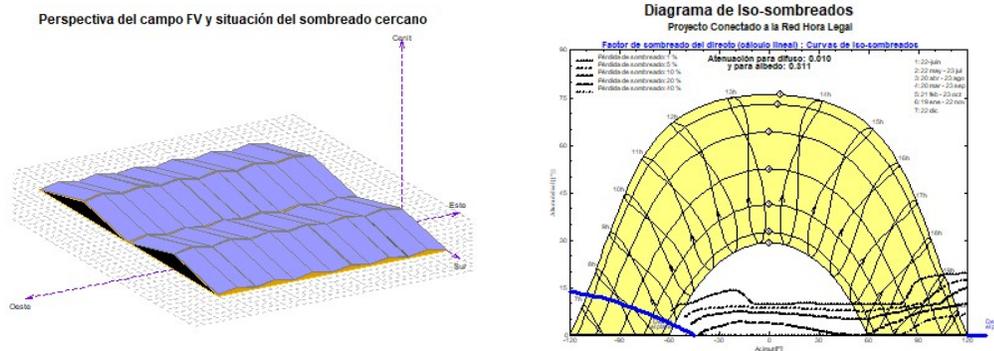


Figura 25. Diagrama de sombreados de la instalación

### 3.3.6 Sistema de monitoreo

Para realizar un seguimiento del funcionamiento de la instalación fotovoltaica, se incorporará al inversor un sistema de monitoreo que enviará de modo “on-line” toda la información de los datos de funcionamiento del sistema fotovoltaico, así como los avisos necesarios en caso de “fallo del sistema”. Este sistema de monitoreo podrá estar conectado a un centro de control que de aviso en caso de necesidad. De igual forma, el sistema de monitoreo se podrá conectar a los equipos informáticos y móviles que el cliente desee.

Para ello el cliente deberá aportar un sistema wi-fi y conexión a internet.

### 3.3.7 Sistema de respaldo

Como sistema de respaldo se contratará con la compañía distribuidora la energía necesaria para la instalación, para ser usada cuando el sistema fotovoltaico no pueda proveer la totalidad de la energía demandada por los distintos equipos instalados en la instalación, según se estima en el proyecto dicha energía a contratar para la instalación será inferior a 100 KW.

## 3.4. Instalación y servicios del Proyecto fotovoltaico

Al tratarse de una instalación solar fotovoltaica, será necesario la conformidad del mismo por parte de un técnico competente, concretamente de un Ingeniero Industrial, técnico o superior. La firma de un ingeniero es imprescindible para instalaciones de más de 10 kW de potencia. Adicionalmente en cualquier caso es necesario que la instalación sea también ejecutada y firmada por un instalador autorizado, que en el caso que representa nuestra instalación fotovoltaica ha de poseer el carnet de instalador en electricidad, y/o el de baja tensión otorgado por el Ministerio de Industria.

### 3.4.1 Ingeniería y diseño

El proyecto técnico será realizado por el ingeniero competente, de acuerdo a las normas y reglamentos actualmente en vigor en España.

### 3.4.2 Permisos

Deberán llevarse a cabo por una persona competente todas las gestiones necesarias para la obtención de los permisos que este tipo de instalaciones requiere.

### 3.4.3 Instalación Eléctrica

Una vez la estructura soporte y los paneles estén colocados, se procederá al montaje de toda la instalación

eléctrica, que conectarán las placas con el inversor, y este con el contador. Para ello, se utilizarán materiales y equipos certificados (cables, tubos, combiner box, fusibles, des-conectivos, etc), todo ello de acuerdo con el proyecto previamente diseñado.

#### **3.4.4 Puesta en Marcha**

La instalación del sistema fotovoltaico se dará por concluida una vez finalicen los trabajos de instalación eléctrica, y se proceda a la puesta en marcha, que consistirá en la comprobación del funcionamiento de cada una de los equipos del sistema, así como del sistema en su conjunto, emitiendo en ese momento el correspondiente certificado autorizado para el sistema fotovoltaico. Este certificado será remitido por un técnico debidamente autorizado.

#### **3.4.5 Operación y Mantenimiento**

Los servicios de operación y mantenimiento tienen dos tipos de trabajos distintos. Por una parte, la operación y mantenimiento preventivo, y por otra parte el mantenimiento correctivo.

##### **I. Operación y mantenimiento preventivo**

La operación del sistema consistirá en el monitoreo permanente y “on-line” de los índices principales de su funcionamiento, detectando los avisos por fallos que se produzcan, y resolviéndolos en caso de no requerir la sustitución de ningún elemento por rotura o falla del mismo, siempre y cuando no se encuentre en garantía. Además, el mantenimiento preventivo incluirá las siguientes acciones para evitar fallos y defectos en la instalación.

- Servicio “help desk” de lunes a viernes (excepto días festivos).
- Mantenimiento preventivo “on-line” a través del sistema de monitoreo.
- Una revisión anual de todo el sistema donde se realizará:
  - Mantenimiento de la estructura de acuerdo a protocolos del fabricante.
  - Limpieza y revisión de los módulos, de acuerdo con protocolos del fabricante.
  - Revisión de los componentes principales del inversor, según protocolo del fabricante.
- Emisión de un informe anual de las operaciones de mantenimiento realizadas, que podrá ser utilizado por el cliente para su remisión a AEE, según acuerdo de interconexión.

##### **II. Mantenimiento Correctivo**

El mantenimiento correctivo incluye la reparación y sustitución de equipos o materiales necesarios para un adecuado funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

El mantenimiento correctivo consistirá en:

- Reparación y resolución de cualquier problema. Esta reparación se realizará dentro de las siguientes 24 horas de haber detectado el fallo, y se realizará en horas normales de trabajo “regular business hours”.
- Una vez detectado el fallo y analizado, y siempre que no se trate de una acción inmediata de bajo costo, se le entregará al cliente un presupuesto y una previsión de tiempo de ejecución (sobre todo si requiere sustitución de equipos que no se encuentran normalmente en inventario) para su correspondiente autorización. En el primer caso se facturará al Cliente una vez realizado el servicio.

El costo de los equipos y materiales que se encuentren en garantía no se incluirán dentro del presupuesto de reparación.

## 3.5. Bases del ahorro económico

El ahorro económico que se pretende calcular se basa en determinar el valor en euros de la energía eléctrica que nuestra instalación va a producir a lo largo de un año. Es decir, determinar la cantidad de energía eléctrica que va a dejar de demandar la instalación gracias a la obtenida por la instalación fotovoltaica, además se debe tener en cuenta el ahorro obtenido al no ser necesaria la instalación de un centro de transformación.

Para obtener dichos números partiremos de los valores de energía eléctrica estimados producidos por nuestra instalación y haremos uso de las tablas referentes a las distintas tarifas eléctricas que nos incumben, dichas tablas, ofrecen la información del precio de la electricidad mensualmente, discriminando en 3 rangos de precios.

En base a estos períodos y a la demanda de la instalación se calculará el consumo de la electricidad en términos monetarios (€/ Wh)

### 3.5.1 Tarifas Mercado eléctrico

Se define la tarifa eléctrica como el precio que tenemos que pagar por la electricidad que consumimos.

Para la determinación del precio final de la tarifa eléctrica se parte de la facturación básica, a la que se suman algebraicamente los recargos o descuentos correspondientes a los cuatro complementos tarifarios existentes. Esta cantidad se complementa con los importes del alquiler de los equipos de medida y de los impuestos.

Las tarifas eléctricas cuentan con 3 franjas horarias distintas, donde cada una de ellas tiene su propio precio por cada Watio.

#### 3.5.1.1 Facturación básica

La facturación básica está formada por dos términos: un término de potencia y otro término de energía

- **Término de potencia:** Depende de la potencia que el abonado tenga contratada, es un valor fijo. Se utiliza el Kw como unidad de contratación y por cada KW que tenemos contratado se abona una cantidad fija al mes.

Dicho término variará en función del grado de electrificación que tenga nuestra instalación. Para la obtención de dicho valor se multiplica el número de KW contratados por el precio de cada KW.

- **Término de energía:** Es una cantidad variable que depende de la cantidad de energía que consumimos durante un período de tiempo determinado. El consumo en término de energía se mide en KWh y varía en función de la potencia de los distintos equipos eléctricos conectados y de la cantidad de horas que dichos equipos estén funcionando.

El término de energía consumido por el usuario puede verse reflejado en el contador. Su valor monetario se obtiene multiplicando el número de KWh consumidos por el precio de cada KWh.

#### 3.5.1.2 Complementos tarifarios

Sobre la tarifa básica se aplican una serie de descuentos o recargos, estos términos son los que se conocen como complementos tarifarios. Actualmente existen cuatro tipos de complementos tarifarios:

- **Energía reactiva:** El término de energía reactiva se basa en una serie de recargos y descuentos que se aplican de forma porcentual en función del factor de potencia de la instalación y se aplica a la totalidad de la facturación básica. Este término no se aplica para aquellos abonados con tarifa doméstica.

Se considera que una instalación es mejor cuando este factor de potencia tiende a 1. Se pueden llegar a obtener bonificaciones de hasta el 4% cuando se tiene un factor de potencia próximo a 0,7 y recargos de hasta el 47% para factores de potencia de 0,5 o inferiores a 0,5.

- **Discriminación horaria:** A lo largo del día el consumo de energía eléctrica no es uniforme, sino que existe una demanda máxima durante ciertas horas diurnas, llamada horas punta, y una mínima durante el periodo nocturno. Este hecho es el que obliga a las centrales eléctricas a generar durante el día una cantidad mayor de electricidad.

Con el objetivo de aprovechar la producción de electricidad de la mejor forma posible, interesa reducir o

limitar las puntas de demanda mediante un uso de la electricidad más repartido, y es por eso que, en la facturación, la hora en la cual la electricidad es consumida se tiene en cuenta.

- **Estacionalidad:** Estima sobre el término de energía para aquellos consumos que se efectúan durante la temporada baja (mayo, junio, agosto y septiembre) un descuento del 10% y un recargo del 10% para la temporada alta (enero, febrero, noviembre y diciembre). Este complemento solamente es aplicable a aquellos abonados que facturan por el modo estacional, para nuestro caso no se tendrá en cuenta pues nuestro cliente no se identifica en este tipo de abonados.
- **Alquiler e impuestos:** Dicho término de la tarifa eléctrica incluye los importes del alquiler de los equipos de medida, así como los impuestos de la electricidad e IVA. (Pablos Megía, J. 2016).

### 3.6. Equipos instalados

Para la estimación de los consumos es vital tener en consideración los distintos equipos que van a demandar energía eléctrica en el establecimiento, para ello se ha recogido la información pertinente sobre los componentes requeridos para el correcto funcionamiento del local.

A continuación, se reflejan los distintos equipos utilizados y sus potencias:

Descripción	Unidades	Potencia Eléctrica (W)	Potencia eléctrica x num de equipos (W)	Horas de trabajo	Días	Semanas	Consumo anual (kWh)
Equipo de frío Carnes	1	1.512	1.512	12	7	30	3.810,24
Equipo Frigorífico Pescado	1	1.512	1.512	12	7	30	3.810,24
Equipo Frigorífico para cámara de Verduras	1	1.492	1.492	12	7	30	3.759,84
Equipo congelación pastelería	1	1.039	1.039	12	7	30	2.618,28
Equipo refrigeración pastelería	1	884	884	12	7	30	2.227,68
Equipo frigorífico para congelación general	1	3.777	3.777	13	5	30	7.365,15
Equipo Refrigeración cámara general	1	4,077	4,077	13	5	30	7,950,15
Mesa Refrigerada 440 LT	1	250	250	13	5	30	487,50
Mesa Refrigerada 290 LT	1	250	250	13	5	30	487,50

Equipo Frigorífico para cuarto de reparaciones	1	5.681	5.681	13	5	30	11.077,95	
Mesa Refrigerada 590 LT	1	250	250	13	5	30	487,50	
Horno eléctrico combi	1	50.000	50.000	13	5	30	97.500	
Campana pared	1	70	70	13	5	30	136.50	
Iluminación	2	40	80	13	5	30	156.00	
Horno electrico combi 10 GL	2	25.000	50.000	13	5	30	97.500	
Campana INOX 340	1	60	60	13	5	30	117	
Iluminación	2	40	80	13	5	30	156	
Abat/Cong70	1	450	450	13	5	30	877,5	
Grupo Remoto aire	1	6.000	6.000	13	5	30	11.700	
Campana central	1	400	400	13	5	30	780	
Plenum	1	600	600	13	5	30	1.170	
Mesa refrigerada 440 Lt	1	250	250	13	5	30	487,5	
Campana central	1	350	350	13	5	30	682,5	
Equipo Refrigeración Camara pruebas	1	4.580	4.580	13	5	30	8.931	
Freidora Eléctrica	1	9.000	9.000	13	5	30	17.550	
Masa refrigeración 290 LT	1	250	250	13	5	30	487,5	
Lavacacerolas	1	26.000	26.000	13	5	30	50.700	
Lavavajillas bajo mostrador	1	5.500	5.500	13	5	30	10.725	
Lavavajillas de capota	1	12.900	12.900	13	5	30	25.155	
Ordenador	2	250	500	13	5	30	975	
Enchufe	20	30	600	13	5	30	1.170	
Potencia máxima requerida							<b>188.394 W</b>	<b>368.894 kWh</b>

Tabla 18. Potencia eléctrica de los equipos instalados

De aquí se obtiene la potencia máxima estimada de los equipos del local, que asciende a 188,394 kW, para dimensionar la demanda eléctrica que demanda nuestra instalación multiplicamos dicho valor por el coeficiente de simultaneidad, que para instalaciones como ésta toma unos valores entre el 65% y el 70%, concretamente en

este proyecto hemos aplicado un coeficiente de simultaneidad del 69%, por lo que obtenemos que nuestra instalación requerirá de una demanda de 130 kW en condiciones normales de uso.

### 3.7. Estimación de consumos

El Catering La Almazara tiene una potencia estimada de 130 KW para satisfacer el consumo de los equipos necesarios para dar servicio, seguidamente, se mostrarán los consumos de cada mes con su inherente coste para los dos supuestos que se mencionan a continuación, con la finalidad de esclarecer cuál de los dos supuestos es el más idóneo para nuestra instalación:

- A. **Sistema convencional**, en el que toda la energía es recibida a través de la compañía distribuidora, para ese sistema se necesitará de una potencia contratada de 130 KW, por lo que respetando la normativa vigente será necesario instalar un centro de transformación que será costado por el cliente por lo que en apartados posteriores se tendrá en cuenta su coste a la hora de determinar si este supuesto es el idóneo o no.
- B. **Sistema fotovoltaico**, en el que toda o gran parte del consumo demandado por la instalación es abastecida por una instalación de módulos fotovoltaicos instalados en la cubierta del edificio, dicho sistema nos permitirá contratar una potencia eléctrica menor a 100 kW, concretamente de 99 kW, por lo que en los costes se verá reflejado un ahorro en el término de potencia contratada, además es importante mencionar que gracias a esta disminución de la demanda el cliente se ahorrará los gastos reflejados de la construcción de un centro de transformación, tal y como se ha explicado en apartados anteriores; por último pero no menos importante, gracias a la instalación de baterías de almacenamiento se evitarán los costes derivados por exceso de potencia y en caso de que el sistema genere más energía de la demandada esta podrá ser vertida a la red recibiendo por ella una retribución económica en función de los kW inyectados.

Previamente para justificar los cálculos se explicará en detalle el estudio de un mes de los consumos desglosados, siendo el cálculo análogo para el resto de los meses.

#### 3.7.1 Desglose de consumos para el mes de Noviembre

A continuación, se detallan los cálculos de los consumos de la instalación de 130 kW para el mes de noviembre:

**Potencia:** El precio en término de potencia contratada se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$P_p = P_c \times P_{tp} \times n$$

Donde:

- $P_p$ : Precio en término de potencia (€).
- $P_c$ : Potencia contratada, para nuestro caso 40 KW.
- $P_{tp}$ : Precio unitario del término de potencia para cada mes en cada franja horaria, para P1 es de 0.161897 €/KW\*día, para P2 es 0.099839 €/KW\*día, para P3 es de 0.022893 €/KW\*día, P4 es de 0.161897 €/KW\*día, para P5 es 0.099839 €/KW\*día y para P6 es de 0.022893 €/KW\*día
- $n$ : Número de días facturados, para el mes de noviembre será de 30 días.

Como en nuestro caso P1=P4, P2=P5 y P3=P6 se ha procedido a realizar los cálculos suponiendo todos los días como días hábiles.

Aplicando la ecuación previamente descrita se obtienen los valores del precio del término de potencia para P1, P2 y P3, los cuales se muestran a continuación

$$P_{p1} = 130 \text{ kW} \times 0,161897 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = 631,40 \text{ €}$$

$$P_{p2} = 130 \text{ kW} \times 0,099839 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = 389,37 \text{ €}$$

$$P_{p3} = 130 \text{ kW} \times 0,022893 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = 89,28 \text{ €}$$

La suma de estos 3 términos compone el precio en términos de potencia contratada para el mes de noviembre, siendo su valor:

$$P_p = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} = 1.110,05 \text{ €}$$

**Exceso de potencia:** El precio en termino de exceso de potencia puede ser negativo si el consumo es menor que el contratado o positivo, si por el contrario la potencia real demandada supera la potencia contratada, su valor se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$E_p = \Delta p \times P_{tp} \times n$$

Donde:

- $E_p$ : Precio en término exceso de potencia (€).
- $\Delta p$ : Incremento de potencia demandada, se distinguen 3 casos distintos
  - Si  $P_{real} < 0,85 \times P_{contratada} \rightarrow \Delta p = -P_{contratada} \times 0,15$
  - Si  $0,85 \times P_{contratada} \leq P_{real} \leq 1,05 P_{contratada} \rightarrow \Delta p = E_{consumida} - P_{contratada}$
  - Si  $P_{real} > 1,05 \times P_{contratada} \rightarrow \Delta p = P_{contratada} \times 0,05 + 2 \times (E_{consumida} - 1,05 \times P_{contratada})$
- $P_{tp}$ : Precio del término de potencia para cada mes, para P1 es de 0,161897 €/KW\*día, para P2 es 0,099839 €/KW\*día, para P3 es de 0,022893 €/KW\*día, P4 es de 0,161897 €/KW\*día, para P5 es 0,099839 €/KW\*día y para P6 es de 0,022893 €/KW\*día
- $n$ : Número de días facturados, para el mes de noviembre será de 30 días.

Como en nuestro caso P1=P4, P2=P5 y P3=P6 se ha procedido a realizar los cálculos suponiendo todos los días como días hábiles.

Aplicando al ecuación anterior se obtiene los valores del exceso de potencia para  $E_{p1}$ ,  $E_{p2}$ ,  $E_{p3}$ :

$$E_{p1} = -17 \text{ kW} \times 0,161897 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = -82,57 \text{ €}$$

$$E_{p2} = 49,5 \text{ kW} \times 0,099839 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = 148,26 \text{ €}$$

$$E_{p3} = 49,5 \text{ kW} \times 0,022893 \frac{\text{€}}{\text{KW} * \text{día}} \times 30 = 34 \text{ €}$$

La suma de estos 3 términos compone el precio en términos de exceso potencia contratada para el mes de noviembre, siendo su valor:

$$E_p = E_{p1} + E_{p2} + E_{p3} = 99,69 \text{ €}$$

**Consumo:** El valor monetario de la energía consumida se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{ec} = T_{ec} \times E_c$$

Donde:

- $P_{ec}$ : Precio de la energía consumida (€).
- $T_{ec}$ : Tarifa del Precio del KW consumido en cada franja horaria, para P1 es de 0,108882€/KW\*día, para P2 es 0,09451 €/KW\*día, para P3 es de 0,066783 €/KW\*día, P4 es de 0,108882 €/KW\*día, para P5 es 0,09451 €/KW\*día y para P6 es de 0,066783 €/KW\*día
- $E_c$ : Energía consumida (KW)

Teniendo en cuenta estas consideraciones se obtiene el valor monetario de la energía eléctrica consumida, siendo sus valores:

Precio de la energía consumida	
$P_{ec1}$	288,84 €
$P_{ec2}$	714,99 €
$P_{ec3}$	425,14 €
$P_{ec4}$	96,28 €
$P_{ec5}$	238,33 €
$P_{ec6}$	141,71 €
$P_{ecTOTAL} = 1.905,29 €$	

**Reactiva:** La energía reactiva es un tipo de energía eléctrica, que absorben de la red algunos equipos eléctricos pero que luego la devuelven, por lo que no supone un consumo, aunque sí hay que generarla y transportarla hasta los equipos.

El precio en termino de consumo de energía reactiva se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$P_{er} = E_{er} \times P_{tf} \times n$$

Donde:

- $P_{er}$ : Precio en término de energía reactiva (€).
- $E_{er}$ : Exceso de energía reactiva.
- $P_{tf}$ : Precio del término de facturación de energía reactiva, para factores de potencia inferiores a 0,8, lo que implica una porcentaje de energía reactiva mayor al 75%  $P_{tf}$  es de 0,0623320 €/KW, para factores de potencia entre 0,95 y 0,8, lo que implica una porcentaje de energía reactiva entre el 34% y el 74%  $P_{tf}$  es de 0,0415540 €/KW y en el caso de factores de potencia superiores a 0,95, lo que implica una porcentaje de energía reactiva inferior al 33%  $P_{tf}$  es de 0, es decir, no habrá penalización en términos de energía reactiva.

Aplicando la ecuación previamente descrita se obtiene los valores del precio del término de potencia para P1, P2 y P3, los cuales se muestran a continuación

$$P_{er1} = 242 \text{ kW} \times 0,0623320 \frac{\text{€}}{\text{KW}} = 15,08 \text{ €}$$

$$P_{er2} = 501 \text{ kW} \times 0,0415540 \frac{\text{€}}{\text{KW}} = 20,82 \text{ €}$$

La suma de estos términos compone el precio en términos de potencia reactiva para el mes de noviembre, siendo su valor:

$$P_{er} = P_{er1} + P_{er2} = 35,90 \text{ €}$$

**Impuesto de electricidad:** el impuesto de la electricidad será del 5,1127% de la suma de potencia y consumos, que asciende a 1.028,10, por lo que para el valor del impuesto de la electricidad será:

$$3.150,94 \text{ €} \times 0,051127 = 161,10 \text{ €}$$

**Alquiler de equipos:** Este gasto hace referencia al precio mensual por el alquiler del contador, que asciende 12,04 €/mes.

**IVA:** Impuesto sobre el valor añadido, su coste representa el 21% de la suma de todos los costes mencionados, de tal forma que su valor será:

$$3.324,08 \text{ €} \times 0,21 = 698,06 \text{ €}$$

**Coste Total:** La suma de todos estos costes es el precio a pagar en la factura eléctrica para dicho mes, la cual

asciende en este caso a 4.022,13 €.

### 3.7.2 Comparación de consumos

En este apartado vamos a proceder a comparar las dos opciones de consumo que se han propuesto en este proyecto, para verificar que efectivamente la instalación fotovoltaica será la óptima, no solo en términos medioambientales y de desarrollo sostenible, sino también económicamente. Para ello, en base a los cálculos previamente descritos hemos podido calcular los costes estimados para nuestras posibles instalaciones, a continuación se muestra una gráfica que compara ambos supuestos y en la que se puede apreciar que mes a mes los costes en términos de demanda eléctrica son mayores para la instalación de 130 kW que para la instalación de 99 kW.

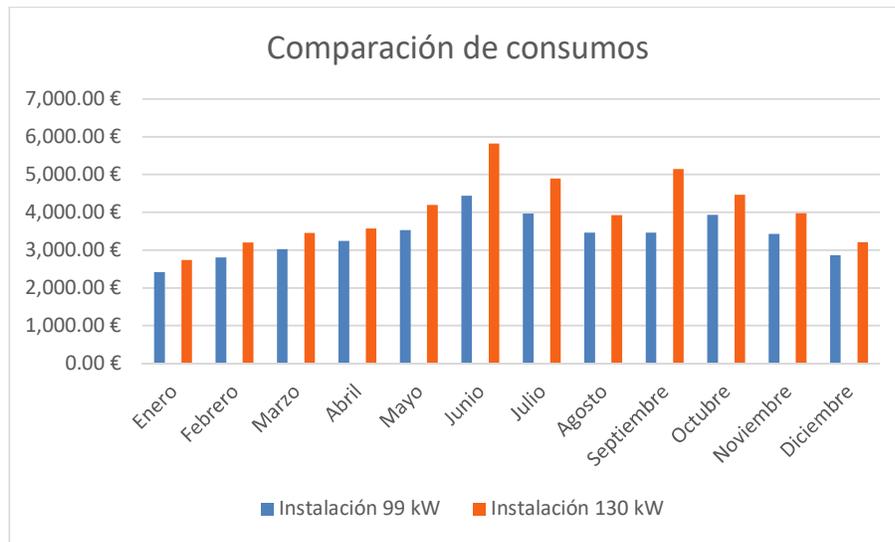


Figura 26. Comparación de consumos para las instalaciones de 99 kW y 130 kW

Para facilitar la comprensión de dichos valores hemos de entender que no solo estamos teniendo en cuenta que la demanda de consumo sea menor en la instalación de 99 kW, sino que gracias a la energía generada por los módulos fotovoltaicos y al almacenamiento de energía en los bancos de baterías estamos consiguiendo minimizar los costes derivados de los excesos de potencia que se denotan en un decremento notable de los costes derivados de los consumos eléctricos.

Sumando los costes de cada instalación mes a mes se ha podido concluir que el sobrecoste anual en relación al consumo eléctrico, en caso de optar por la instalación convencional con una demanda de 130 kW es de 8.011,48 €, este valor únicamente hace referencia al ahorro producido como consecuencia de reducir la tarifa eléctrica de 130 kW a 99 kW, asumiendo que los costes por exceso de potencia para la instalación de 99 kW serán nulos.

## 3.8. Instalación fotovoltaica

### 3.1.1 Potencia generada por la instalación fotovoltaica

La instalación está diseñada para generar una potencia eléctrica pico de 76,36 KW en su máximo rendimiento, según los parámetros específicos de nuestra instalación disponemos de 1575 horas equivalentes del recurso solar

A continuación, se muestra la estimación de los consumos generados por la instalación fotovoltaica.

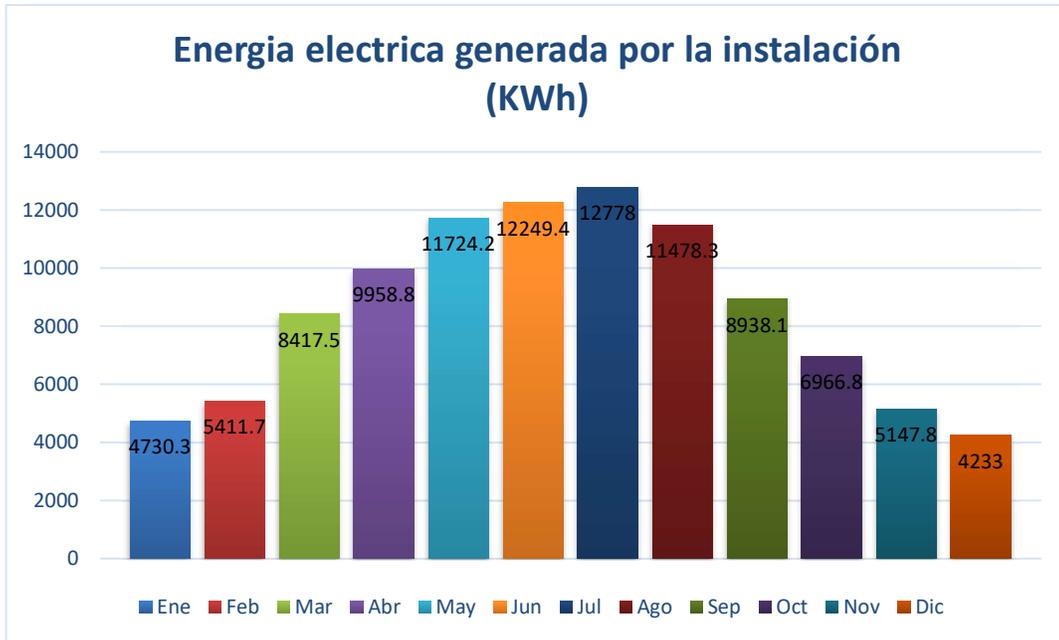


Figura 27. Producción eléctrica mensual de la instalación fotovoltaica

El número de horas anuales en la que se dispondrá del recurso solar se ha estimado en 1.575, multiplicando dicha cantidad de horas por la potencia de la instalación, que como bien hemos dicho, es de 76,36 KW<sub>p</sub>, se obtiene como resultado una producción estimada prevista de 120.267 KWh para el primer año.

Se debe de tener en cuenta a la hora de estimar la producción, las distintas pérdidas ocasionadas durante el período de funcionamiento y las distintas inclemencias del tiempo que acarrearán pérdidas de generación, en nuestro caso estas pérdidas anuales se han estimado en 0,5%; teniendo en cuenta este dato, es fácil obtener los valores de producción estimada para nuestra instalación.

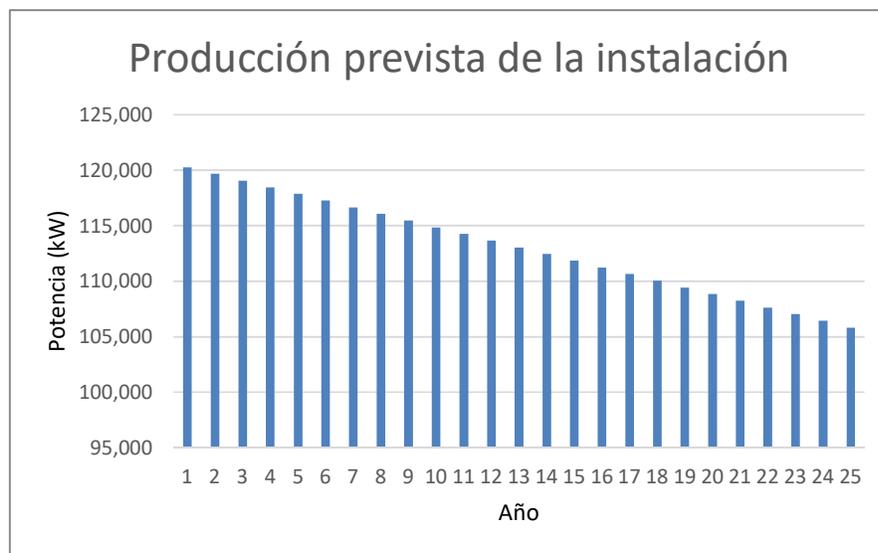


Figura 28. Producción eléctrica anual de la instalación fotovoltaica

Con esta previsión de energía generada vamos a pasar a calcular el valor monetario directo que se obtendrá de dicha generación para los próximos 25 años, para ello estableceremos que el precio unitario de la energía eléctrica es de 0,10 €/kW y supondremos un incremento anual del mismo del 1%, así como una degradación de la instalación de 0,5% para cada año, en función de estos valores se obtiene la siguiente tabla que representa la cuantía monetaria ahorrada que se genera en nuestra instalación.

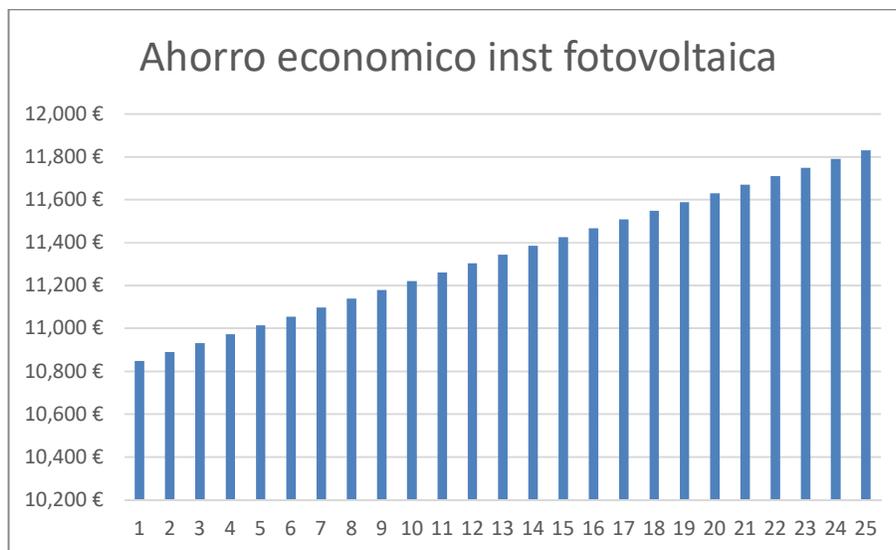


Figura 29. Ahorro generado por la instalación fotovoltaica

Se puede observar que a pesar de las pérdidas que presenta la instalación, debido al incremento anual estimado del precio del kW la instalación seguirá siendo económicamente rentable mucho tiempo después de su puesta en servicio.

### 3.9.2 Presupuesto estimado instalación fotovoltaica

Para comenzar se muestra un desglose de los distintos equipos que se van a instalar, así como los costes estimados de mano de obra requeridos.

REF	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARI	PRECIO TOTAL
<b>CAPÍTULO 1. INVERSIÓN MATERIAL</b>					
1.1	Suministro e instalación de toma de tierra de la instalación compuesto por cable de cobre de 16 mm2 .	m	30	3,00 €	90,00 €
1.2	Suministro e instalación de toma de tierra común con cable de cobre de 35 mm2 .	m	50	3,00 €	150,00 €
1.3	Toma de tierra para la estructura metálica de los soportes de los módulos fotovoltaicos, conductor cobre de 4 mm2.	m	250	3,00 €	750,00 €
1.4	Suministro e instalación de estructura Autoportante coplanar Modelo Metasole + de la marca Renusol para modulos de 72 células solares, montaje horizontal con una inclinación segun cubierta, incluso grapas y tornillos de sujeccion de Modulos fotovoltaicos.	ud	184	16,00 €	2.944,00 €
1.5	Suministro e instalación de estructura a 8º/12,5º sobre la superficie horizontal de la marca Renusol para módulos en posición horizontal	ud	2	500,00 €	1.000,00 €
1.6	Suministro e instalación de bandeja portacables aislante con resistencia a la radicción ultravioleta de 200x60 Unex U43x. con tapa y pequeño material para montaje y sujeción de la misma.	m	200	3,00 €	600,00 €
1.7	Suministro e instalación de Tubo plastico portacables para instalar en interperie D=20 mm, incluso material de fijación.	m	50	3,00 €	150,00 €
1.8	Suministro e instalación de cableado de continua CC desde los módulos hasta el inversor, cable unipolar H1Z2Z2-K de 10 mm2 de sección	m	1600	3,00 €	4.800,00 €
1.9	Suministro e instalación de conectores rápidos MC4 macho para conexión entre filas de módulos fotovoltaicos.	ud	68	3,00 €	204,00 €
1.10	Suministro e instalación de Conectores rápidos MC4 hembra para conexión entre filas de módulos fotovoltaicos.	ud	68	3,00 €	204,00 €
1.11	Suministro e instalación de cableado de interconexión entre inversores y cuadro de protecciones AC con conductor de cobre con aislamiento tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x6 mm2	m	100	15,00 €	1.500,00 €
1.12	Suministro e instalación de cableado de interconexión entre cuadro de protecciones AC y punto de conexión, con conductor de cobre con aislamiento tipo RZ1-K (AS) 0,6/1 kV 4x95 mm2	m	60	15,00 €	900,00 €
1.13	Interruptor magnetotermico tetrapolar 200 A, Interruptor diferencial tetrapolar 200 A 300 mA y 10 interruptores magnetotérmicos 25 A, montado en modulo de doble aislamiento. Instalación, transporte, montaje y conexionado.	ud	1	3.000,00 €	3.000,00 €
1.14	Suministro e instalación de Monitorización compuesto por: Modulo de medida de corriente de modulos ,sensores de Tº Ambiente y de placas Sensor de Radiación, datalogger, fuente de alimentacion y router, Mano de obra de instalación, cableado, conexionado todo ello totalmente instalado y funcionando.	ud	1	3.300,00 €	3.300,00 €
1.15	Grúa para colocación de materiales	ud	2	900,00 €	1.800,00 €
<b>TOTAL CAPITULO 1</b>					<b>21.392,00</b>
<b>CAPÍTULO 2. EQUIPOS GENERADORES</b>					
2.1	Suministro e instalación de módulos solares GCL M2 celulas de 415 Wp. Garantía del fabricante 25 años	ud	184	192,00 €	35.328,00 €
2.2	Suministro e instalación de 3 inversores solares de conexión a Red Trifásico Sunny Tripower 25000 TL de potencia nominal 25 kW de la marca SMA o equivalente	ud	3	3.500,00 €	10.500,00 €
2.3	Suministro e instalación de batería BYD Battery-Box Premium LVL15.4 de 15,36 kWh de almacenamiento.	Ud	7	8.500,00 €	59.500,00 €
2.4	Suministro e instalación de cargador modelo Multiplus II 48/5000 de la marca VICTRON o equivalente	Ud	15	3.200,00 €	48.000,00 €
<b>TOTAL CAPITULO 2</b>					<b>153.328,0</b>

<b>RESUMEN DEL PRESUPUESTO</b>		
TOTAL CAPITULO 1		21.392,00 €
TOTAL CAPITULO 2		153.328,00 €
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>174.720,00 €</b>
GASTOS GENERALES	13%	22.713,60 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	6%	10.483,20 €
<b>TOTAL CON BENEFICIO INDUSTRIAL</b>		<b>207.916,80 €</b>
	IVA	21%
<b>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</b>		<b>251.579,33 €</b>

Tabla 19. Presupuesto de la instalación fotovoltaica

El presupuesto estimado de nuestra instalación antes de impuestos asciende a 207.916,80 €, en el anexo referente al presupuesto se pueden ver los costes detallados, según las subvenciones que ofrece la junta de Andalucía para la instalación de placas solares, hemos estimado al menos una subvención del 45% del coste de la instalación antes de impuestos, lo que se materializa en una depreciación de 93.562,56 €, la cual se prevé se reciba por completo en un plazo de 7 años en pagos fraccionados de 13.366,08 € anuales

En un principio, la potencia que la instalación debería de demandar a la red sería de 130 KW, pero debido a la instalación de la fotovoltaica, estimado en 76,36 KWh, la potencia necesaria a contratar se reducirá a un total de 99 KW. En el primer supuesto, debido a que se trata de una instalación de más de 100 KW según la normativa sería necesario la instalación de un centro de transformación, debido a nuestra instalación fotovoltaica, la potencia contratada únicamente será de 99 KW, por lo que no es necesaria la instalación de un centro de transformación, el ahorro que se obtiene al no necesitar dicha instalación se ha estimado en 90,000 € que es el precio aproximado que costaría, el cual se puede entender como inversión evitada, que se refleja en un ahorro de dicha cantidad al optar por la instalación de generación fotovoltaica descrita.

Además de esto, gracias a la instalación de baterías, capaces de suministrar hasta 50 KW a la hora durante dos horas se asegurará que no se dé un exceso de potencia en ningún momento para nuestra instalación, evitando así los elevados sobrecostes que se dan por un exceso de potencia.

### **3.9.3 Solicitud de incentivos a la Junta de Andalucía**

Para este propuesto se ha considerado solicitar los incentivos que la Agencia Andaluza de la Energía ha publicado recientemente, los cuales consisten en una ayuda de hasta el 45% sobre el valor global de la inversión antes de impuestos para el caso de proyectos fotovoltaicos. Los incentivos se abonarán una vez la instalación esté terminada y conectada y se estima que serán abonados en pagos fraccionados durante los primeros 7 años de la instalación.

Estos incentivos podrán ser solicitados, bien por la persona encargada del diseño de la instalación o bien por el propietario de la misma, directamente a la Agencia Andaluza de la Energía.

### **3.9.4 Rentabilidad de la instalación**

Basándonos en la predicción de consumos, así como en la potencia que proporciona nuestra instalación, vamos a proceder a calcular el consumo energético que deja de demandar nuestra instalación a la compañía eléctrica, lo cual nos permitirá obtener un valor monetario para los consumos ahorrados, para ello, tendremos en consideración los siguientes términos que se explican a continuación:

- Año: Número de años de la vida útil considerada para nuestra instalación.
- Inversión evitada [€]: Hace referencia al ahorro económico obtenido como consecuencia de no necesitar la instalación de un centro de transformación.
- Producción prevista [kW]: Es la cantidad estimada de generación en KW para la instalación cada año.
- Pérdidas de generación anual [%]: Se tendrá en cuenta la pérdida de rendimiento a lo largo de su vida útil, se ha estimado en un 0,5% para cada año.
- Coste medio del kWh [€]: Se considera una subida anual constante del precio del kWh del 1%, siendo este un dato muy conservador.
- Ahorro energético [€]: Es el ahorro aproximado que se produce cada año como consecuencia de la producción generada por la instalación. Para el cálculo del ahorro en términos de energía consumida, tomamos como referencia la producción estimada de nuestra instalación para el primer año, que asciende a 120.267 kWh, y tendremos en consideración las pérdidas de producción de nuestra instalación, que como mencionamos anteriormente serán de 0,5% anuales, así como del precio unitario medio del

kW, que es de 0,1 €/kWh y del incremento anual del mismo, que se ha estimado en 1%.

- Ahorro en término de potencia [€]: Es el ahorro aproximado que se produce cada año como consecuencia de la disminución de la potencia contratada por la instalación. Para el cálculo del ahorro en términos de potencia se ha calculado la diferencia monetaria anual que hay al reducir la potencia contratada de 130 kW a 99 kW, que ascienden a 3.211,15 € anuales
- Ahorro en termino de excesos de consumo [€]: Este valor se ha obtenido a partir del cálculo del exceso de potencia que se prevé pueda ser requerido por la instalación de 130 kW, en comparación con la instalación de 99 kW, que gracias al sistema de almacenamiento de energía en forma de baterías no necesitará más potencia de la contratada por la instalación, según nuestras estimaciones, serán de 927,60 kW, multiplicando dicho número por el precio unitario de kW obtendremos la cantidad monetaria que ahorra esta instalación en términos de exceso de potencia anuales.
- Subvención Junta [€]: Hace referencia a la aportación que hace la Junta de Andalucía para incentivar las instalaciones fotovoltaicas. Se prevee que el pago de dicha subvención se produzca a partir de la puesta en marcha de la instalación en 7 pagos iguales fraccionados de la cuantía total.
- Saldo [€]: Representa el flujo de caja libre al final del año. Se obtiene a partir del balance total entre los flujos de entrada y salida como consecuencia de la instalación para cada año. Usaremos el color rojo para distinguir los saldos negativos de los saldos positivos.

	Inversion	Incentivo	Inversion evitada (CT)	Produccion prevista	Coste medio del kWh	Ahorro energetico	Ahorro en termino de potencia	Ahorro termino exceso de consumo (kW)	Ahorro exceso de consumo (kW)	Subvencion Junta	Saldo
Año 0	207,916.8 €		90,000 €								117,917 €
Año 1				120,267	0.100 €	10,848 €	3,211.15 €	927.60	92.76 €	13,366 €	90,399 €
Año 2				119,666	0.101 €	10,890 €	3,211.15 €	927.60	93.69 €	13,366 €	62,838 €
Año 3				119,064	0.102 €	10,931 €	3,211.15 €	927.60	94.62 €	13,366 €	35,235 €
Año 4				118,463	0.103 €	10,973 €	3,211.15 €	927.60	95.57 €	13,366 €	7,590 €
Año 5				117,862	0.104 €	11,014 €	3,211.15 €	927.60	96.53 €	13,366 €	20,098 €
Año 6				117,260	0.105 €	11,055 €	3,211.15 €	927.60	97.49 €	13,366 €	47,828 €
Año 7				116,659	0.106 €	11,097 €	3,211.15 €	927.60	98.47 €	13,366 €	75,600 €
Año 8				116,058	0.107 €	11,138 €	3,211.15 €	927.60	99.45 €		90,049 €
Año 9				115,456	0.108 €	11,179 €	3,211.15 €	927.60	100.45 €		104,540 €
Año 10				114,855	0.109 €	11,221 €	3,211.15 €	927.60	101.45 €		119,073 €
Año 11				114,254	0.110 €	11,262 €	3,211.15 €	927.60	102.46 €		133,649 €
Año 12				113,652	0.112 €	11,303 €	3,211.15 €	927.60	103.49 €		148,267 €
Año 13				113,051	0.113 €	11,344 €	3,211.15 €	927.60	104.52 €		162,927 €
Año 14				112,450	0.114 €	11,385 €	3,211.15 €	927.60	105.57 €		177,629 €
Año 15				111,848	0.115 €	11,426 €	3,211.15 €	927.60	106.63 €		192,373 €
Año 16				111,247	0.116 €	11,467 €	3,211.15 €	927.60	107.69 €		207,159 €
Año 17				110,646	0.117 €	11,508 €	3,211.15 €	927.60	108.77 €		221,986 €
Año 18				110,044	0.118 €	11,549 €	3,211.15 €	927.60	109.86 €		236,856 €
Año 19				109,443	0.120 €	11,589 €	3,211.15 €	927.60	110.95 €		251,767 €
Año 20				108,842	0.121 €	11,630 €	3,211.15 €	927.60	112.06 €		266,720 €
Año 21				108,240	0.122 €	11,670 €	3,211.15 €	927.60	113.18 €		281,714 €
Año 22				107,639	0.123 €	11,710 €	3,211.15 €	927.60	114.32 €		296,750 €
Año 23				107,038	0.124 €	11,750 €	3,211.15 €	927.60	115.46 €		311,827 €
Año 24				106,436	0.126 €	11,790 €	3,211.15 €	927.60	116.61 €		326,945 €
Año 25				105,835	0.127 €	11,830 €	3,211.15 €	927.60	117.78 €		342,104 €

Tabla 20. Flujos de caja de la instalación

Debido al coste necesario para implantar la instalación será necesario un tiempo para que los beneficios económicos de la instalación empiecen a compensar el coste de la misma, observando la tabla previamente aportada se puede apreciar a simple vista que la instalación empezará a presentar valores de flujo de caja libre positivos a partir del quinto año de funcionamiento, por lo que se estima un periodo de 20 años de flujo de caja libre positivos para dicha instalación, estimándose dicho flujo de caja libre al final de la vida de la misma en 342.104 €.

### 3.9.5 Estudio económico de la inversión

En esta sección se va a demostrar que es incuestionable a la vista de los datos proporcionados que la opción óptima tanto energética como económicamente es aquella en la que se ha instalado un sistema fotovoltaico para cubrir parte de la demanda del local. A continuación, vamos a realizar un estudio económico para poder valorar la viabilidad en términos monetarios de dicha instalación fotovoltaica frente a la instalación convencional. Para ello tendremos en cuenta los datos recabados anteriormente.

A continuación, se mencionan los datos a considerar para dicho estudio, que serán:

- Coste de la instalación fotovoltaica [€]: estimados en 207.916 €.
- Coste de la instalación de un centro de transformación [€]: Para la instalación convencional, al tener una potencia contratada mayor de 100 KW se requiere la instalación de un centro de transformación, estimado en 90.000 €.
- Subvención de la Junta de Andalucía para la instalación fotovoltaica: Para ese tipo de instalaciones las subvenciones de la Junta de Andalucía son hasta del 45% del precio de la instalación, que en nuestro caso dicha cantidad asciende a 93.562 €, que serán abonados en 7 pagos anuales iguales.
- Precio anual de la factura eléctrica de cada instalación [€]: Se han estimado los consumos de ambas instalaciones suponiendo una subida anual constante del precio del kWh en un 1%, siendo este un dato muy conservador.
- Energía producida por la instalación fotovoltaica en valor monetario [€]: Es la cantidad estimada que se prevé que genere la instalación fotovoltaica anualmente, que será de 10.848 € el primer año, además se tendrá en cuenta la pérdida de rendimiento a lo largo de su vida útil, que se ha estimado en un 0,5% para cada año y una subida anual constante del precio del kWh de un 1%.

Con estos datos que acabamos de mencionar vamos a comparar los costes acumulados para los próximos 25 años en las dos instalaciones propuestas, para poder apreciar cuál de ellas será económicamente favorable.

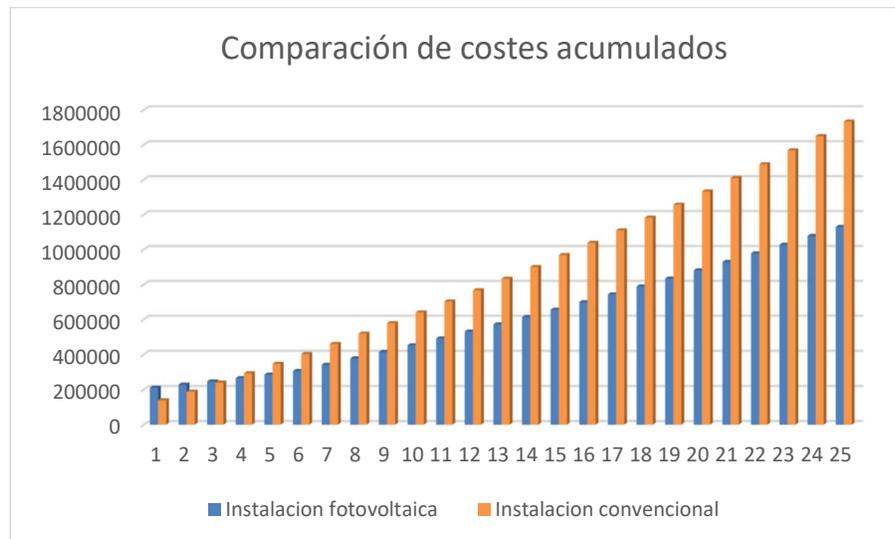


Figura 30. Comparación de costes acumulados para ambas instalaciones

Como podemos apreciar en la gráfica, debido a los costes de implantación, que son algo mayores para el caso de la instalación fotovoltaica, no será hasta el cuarto año cuando la instalación fotovoltaica empiece a dar mayor rentabilidad que la instalación convencional, pero se puede observar que una vez pasado ese momento la diferencia de costes entre ambas instalaciones se aumentará de forma significativa, hasta llegar al final de la vida útil de la instalación, en donde según nuestras estimaciones, se habrá logrado un flujo de caja positivo de hasta 603.351 € al optar por la elección de la instalación fotovoltaica en lugar de la convencional.

### 3.9.6 Tasa interna de rentabilidad

La Tasa Interna de Retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión, y sirve para que el cliente decida si participar o no en él, ya que su cálculo permite comparar el valor actual de los gastos con los ingresos que se han proyectado para más adelante.

La expresión para obtener la TIR es la siguiente:

$$0 = -I + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

I: inversión inicial (€)

CFn: flujo de caja el año n (€)

TIR: tasa interna de rentabilidad (%)

n: año n

Conociendo los flujos de caja anuales sin actualizar y la inversión inicial se tiene una TIR igual al:

$$TIR = 19,59 \%$$

Según el TIR la inversión generaría un flujo de caja libre superior al 19 %.

### 3.9.7 Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

La expresión para obtener el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + k)^n} \quad [5.3.]$$

Donde:

I: inversión inicial (€)

CFn: flujo de caja el año n (€)

k: tasa de descuento (%), se define como la rentabilidad mínima a exigir a la inversión a valorar

n: año n

Mediante los flujos de caja sin actualizar y una tasa de descuento del 7 %, se tiene un VAN igual a:

$$VAN = 984.141,99 \text{ €}$$

El VAN es positivo, por lo que el proyecto dará una rentabilidad mayor al 7% exigido.

### 3.9.8 Período de retorno de la inversión

Para obtener el periodo de retorno o Pay-Back se utiliza el flujo de caja acumulado, a continuación, se puede observar una representación de dicho parámetro para el tiempo de vida útil estimado de la instalación.

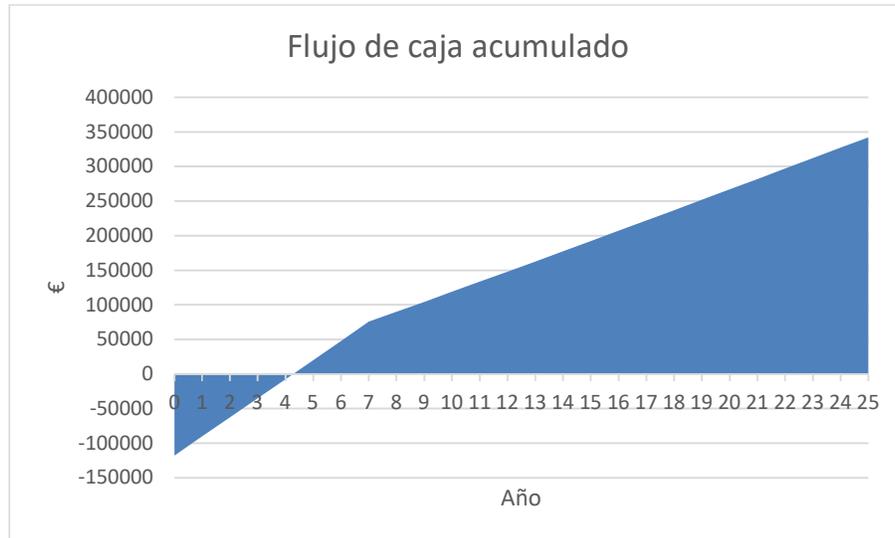


Figura 31. Estudio del retorno de la inversión

En función de los datos obtenidos se ha determinado que la inversión se recuperaría en el año 5 y aplicando un Pay-Back dinámico se puede aproximar a 5 años y 3 meses.

### 3.9.9 Conclusión

En conclusión, en base a los resultados recogidos en los apartados previos, podemos afirmar que los valores obtenidos en el estudio de viabilidad muestran unos flujos de caja libre elevados, que empezarán a ser positivo a partir de los 5 años y 3 meses y que se irá incrementando notablemente desde ese momento durante toda la vida útil de la instalación.

Según los criterios tenidos en cuenta a la hora de calcular la rentabilidad de la inversión el proyecto se pueda considerar viable en términos económicos, puesto que todos los valores así lo respaldan.

### 3.9.10 Financiación de la inversión

A pesar de las últimas subidas que recientemente han tenido el precio de las instalaciones de placas fotovoltaicas, en el conjunto de los últimos años su precio se ha reducido de forma considerable, dicha bajada de precios se puede imputar a la reducción de precios de los distintos equipos que la componen. Este factor, unido a una mejora tecnológica con un grado de eficiencia en aumento y una vida útil cada vez mayor hacen de la energía fotovoltaica una tecnología cada vez más atractiva, reduciendo cada vez más los periodos de amortización.

A la hora de hacer frente a la inversión inicial a dicha instalación contamos con diferentes opciones de financiación, las cuales son: fondos propios, deuda, renting o PPA, dependiendo del carácter y de las previsiones de rentabilidad, así como de la disponibilidad de capital por parte del interesado será más favorable elegir uno u otro modo o más de uno.

- Fondos propios: Si bien se podría creer a priori que ésta sería la opción más beneficiosa para el interesado, basándonos para ello en el criterio de la rapidez de la amortización con las que cuentan ahora las instalaciones fotovoltaicas como la nuestra, de cara a obtener el mayor rendimiento de las placas solares podría considerarse una buena opción tener la instalación en propiedad, una de las principales ventajas de este régimen es la de poder acogerse a los distintos incentivos estatales y autonómicos para la implantación de sistemas de autoconsumo. No obstante, habría que tener en cuenta también que si la rentabilidad fuera muy elevada esta opción podría dar una rentabilidad menor que la opción de financiación a través de deuda, dependiendo del tipo de proyecto que se pretenda financiar.
- Deuda: A través de este método el cliente adquiere una deuda con la entidad financiera, en el cual la propia planta fotovoltaica pasa a ser el activo financiado a través de un préstamo que se sitúa en el pasivo. Esto disminuye la capacidad de endeudamiento que la empresa podría necesitar para afrontar otras inversiones que estuviesen directamente relacionadas con su negocio. Por ello, se recomienda este tipo de financiación cuando la instalación deba ser de forma obligatoria propiedad del cliente como ocurre, por ejemplo, cuando se solicita una subvención, además para casos de alta rentabilidad con bajos niveles de incertidumbre como es la implantación de una instalación de generación fotovoltaica en el que los porcentajes de rentabilidad superasen a los de la deuda, este método podría suponer un aumento de la rentabilidad.
- Renting: Otra de las posibles opciones por la que se puede optar es el arrendamiento de la instalación a través del renting, alquiler de distintos equipo a largo plazo con una tarifa fija. Una vez haya finalizado dicho periodo el cliente pasará a ser el propietario de la instalación de autoconsumo. El renting representa un método de financiación muy útil para que el cliente pueda optar por una opción financiada evitando tener que aportar una inversión inicial, en el cual los ahorros generados por producción de la planta cubran las cuotas del renting.

En conclusión, la financiación de la instalación disminuye los esfuerzos por parte del cliente a la hora de acometer la inversión, pero al introducir costes financieros se amplía el payback, también llamado periodo de retorno de la inversión.

- PPA: Los acuerdos de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor, más conocidos como PPAs están adquiriendo cada vez más peso entre las empresas y se están convirtiendo en un elemento clave a la hora de potenciar las energías renovables.

En este tipo de modelo, las comercializadoras energéticas son los compradores que, a su vez, revenden a sus clientes finales la energía comprada. Los PPAs se caracterizan por definir todos los términos de la venta de electricidad, como el inicio de la operación, los plazos de entrega, las garantías y los términos de pago.

Los PPA favorecen la reducción de costes proporcionando al sistema energético una mayor transparencia y competitividad y transparencia garantizando tarifas fijas (durante largos periodos de entre 10 y 20 años). En otras palabras, conceden mayor estabilidad y previsión en los costes debido a que ofrecen la posibilidad de obtener un precio competitivo por debajo de las condiciones del mercado actual.

Existen dos tipos de PPAs:

- a) PPA físico: En este caso la instalación se encuentra conectada a través de unos cables directamente al consumidor, sin pasar por la red eléctrica.
- b) PPA financiero: En este método un comprador obtiene los derechos de la energía eléctrica generada a un valor más beneficioso por lo general que los que se pueden encontrar en el mercado mayorista y utiliza la propia red eléctrica para dicho intercambio. En este caso existe una conexión a la red general de transporte y distribución.

En el autoconsumo este tipo de contratos se suele gestionar de forma general mediante la figura de la Empresa de Servicios Energéticos que será quien corra con todos los costes de la inversión y cobrará al cliente solamente por el consumo de energía que realice al precio del KWh previamente pactado, el cual será menor al de mercado.

Generalmente la instalación pasa a ser propiedad del cliente una vez ha finalizado el contrato, aunque

también existe la posibilidad de optar por la retirada de los paneles fotovoltaicos. La principal ventaja de los PPA's es que no requiere de un aporte económico a la inversión por parte el cliente ni el compromiso de pagar cuota fija alguna. Como contraprestación, dicho cliente se compromete a consumir la energía producida por la planta durante el tiempo acordado. (EDF Solar, 2020)

### 3.9.11 Garantías

Las garantías que se aconsejan para este proyecto son las siguientes:

- I. Instalación:** 2 años.
- II. Materiales y equipos:** Los aportados por los fabricantes.
  - Paneles solares: 10 años de producto y 25 de producción
  - Inversor: 5 años, ampliable a 20 años
  - Baterías: 10 años
  - Estructura soporte: 25 años
- III. Mano de obra:** Un (1) año

### 3.9.12 Precio y forma de pago

#### I. Precio

- Sistema fotovoltaico ..... 207.916,80 €

A estas cantidades se deben añadir los impuestos legalmente vigentes.

- Mantenimiento anual del sistema fotovoltaico, según términos de mantenimiento preventivo..... 800 €

#### II. Forma de pago

- Para el mantenimiento, los pagos se harán por adelantado y semestrales por la mitad del importe pactado.
- Para la instalación fotovoltaica se desglosa a continuación los distintos costes:

<b>Precio</b>	<b>203,916.80 €</b>	
<b>Certificado previo y posterior</b>	<b>4,000.00 €</b>	
<b>Certificado previo</b>	50%	2,000.00 €
<b>Firma del contrato</b>	5%	10,195.84 €
<b>Ingeniería</b>	5%	10,195.84 €
<b>Permisos</b>	5%	10,195.84 €
<b>Abastecimiento equipos</b>	35%	71,370.88 €
<b>Instalación (certificaciones mensuales)</b>	45%	91,762.56 €
<b>Puesta en marcha</b>	5%	10,195.84 €
<b>TOTAL INSTALACIÓN</b>	<b>100%</b>	<b>203,916.80 €</b>
<b>Certificado posterior</b>	50%	2,000.00 €
<b>TOTAL ACTUACIÓN</b>		<b>207,916.80 €</b>

Tabla 21. Desglose del presupuesto de la instalación

### 3.9.13 Diagrama de GANTT





# **Estudio básico de seguridad y salud**



## 4. Estudio básico de seguridad y salud

### 4.1. Objetivo

El Real Decreto 1627/1997 supone el marco normativo sobre la seguridad e Higiene en el trabajo. Entre las exigencias se encuentra la necesaria realización de una documentación referente a los aspectos sobre la seguridad de la obra que se vaya a ejecutar.

En cumplimiento de las prescripciones del referido Reglamento corresponde realizar para la obra que nos ocupa un estudio básico de seguridad, en virtud del citado RD.

Este estudio básico debe recoger las normas de seguridad aplicables a la obra de que se trata, con identificación de los riesgos que estén presentes, así como las medidas técnicas dispuestas en orden a su disminución. Se debe incluir asimismo la relación de equipos de protección que se utilizan, incluyendo también aquellas informaciones útiles para la posterior realización de trabajos sucesivos que pudieran ser previsibles.

Este estudio de seguridad establece, durante la ejecución de los trabajos de la unidad de obra citada, las previsiones respecto a la prevención de riesgos y accidentes profesionales.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa instaladora (y sus contratistas, si las hubiere) para llevar a término sus obligaciones en materia de prevención de los riesgos laborales facilitando el desarrollo de las obras bajo el control de la Dirección Técnica de la misma en consonancia con lo exigido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre.

Si se contratara alguna empresa auxiliar para el desarrollo de los trabajos, el adjudicatario de las obras es responsable solidario con la principal de cualquier incumplimiento en esta materia (art. 42.20 de la Ley 31/95, de Prevención de Riesgos Laborales).

Por último, hay que tener en cuenta que en cada obra las situaciones de riesgo son distintas, aunque el trabajo a realizar sea prácticamente el mismo, por lo que habrá que realizar este estudio en cada una de las obras adaptándolo a sus propias características.

### 4.2. Legislación aplicable

Resulta aplicable el Real Decreto 1627/97, sobre seguridad en obras de construcción en relación con la Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales y sus Reglamentos de desarrollo, en especial el RD 39/96 sobre los Servicios de Prevención.

Las instalaciones responderán a los Proyectos tipo y se ajustarán a lo dispuesto en la normativa vigente:

- a) Reglamento técnico de Líneas eléctricas de Alta Tensión, aprobado por Decreto REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- b) Real Decreto 1725/1984, de 18 de Julio, por el que se modifican el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y el modelo de póliza de abono para el suministro de energía eléctrica y las condiciones de carácter general de la misma.
- c) Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- d) Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

- e) Otras disposiciones Oficiales, Decretos, O. Ministeriales, Resoluciones de la Dirección General de la Energía, etc., que modifican o puntualizan el contenido de los citados.
- f) Normativa de Endesa, en la que se recoge la anterior, así como las Normas y Recomendaciones UNESA.

Resultan de aplicación asimismo las siguientes normas de la Compañía suministradora:

- g) Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 KV) Y baja tensión, según MTDYC 2.03.20 de noviembre de 1994, por la que se fijan:
  - I. Las condiciones técnicas y de aplicación de los Proyectos tipo
  - II. Las características de los materiales. La ejecución de las instalaciones.
  - III. La recepción técnica de las instalaciones.
  - IV. Plan Básico de prevención de riesgos para

### **4.3. Descripción por fases del proceso**

#### **4.3.1 Fase de actuaciones previas: Replanteo**

El constructor, una vez firmada el acta de replanteo y antes del comienzo de la obra, comprobará que han sido reflejadas en el proyecto las modificaciones para adecuarlas a la realidad de la obra. Las variaciones se comunicarán al director de la obra y al encargado de la recepción de la obra.

En esta fase se consideran las labores previas al inicio de las obras, como puede ser el replanteo, mediante el cual el topógrafo marca la zona de terreno donde se colocarán los distintos elementos integrantes de la instalación, como módulos, inversores, soportes o línea eléctrica. Se pondrán señales de prohibido el paso a toda persona ajena a la obra.

#### **➤ Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caídas en el mismo nivel
- Generación de polvo
- Pisadas sobre objetos
- Factores climáticos de frío o calor
- Contactos con líneas eléctricas existentes

#### **➤ Medidas preventivas de seguridad:**

Se llevará a cabo la inspección visual por la/s. personas encargadas de realizar el replanteo sobre el terreno, de modo que se observen los lugares donde se sitúen posibles líneas eléctricas aéreas u otros servicios.

Se confirmará y verificará la existencia o inexistencia de instalaciones subterráneas en el lugar (gas, agua, pozos).

Estará absolutamente prohibida la presencia de trabajadores operando en planos inclinados en lugares de fuerte pendiente, así como debajo de macizos horizontales.

#### **➤ Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:**

- Casco homologado
- Ropa de trabajo

- Guantes homologados
- Calzado de seguridad

#### 4.3.2 Fases de acopio y transporte de materiales

Se realiza mediante la selección de los materiales a emplear en el propio almacén de la empresa instaladora o en otros almacenes donde se encuentren los materiales a utilizar. Se transportarán por medios propios de la empresa o ajenos (camiones con pluma). El material se deposita a pie de obra para su posterior instalación, construcción y montaje.

##### ➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Atropellos, atrapamientos y colisiones originados por maquinaria y vehículos
- Vuelcos y deslizamientos de vehículos en obra
- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Generación de polvo
- Choques entre vehículos
- Contactos con líneas eléctricas

##### ➤ **Medidas preventivas de seguridad**

Mantener una adecuada ordenación de los materiales delimitando las zonas de apilamiento.

Mantener en condiciones de limpieza y libre de obstáculos las zonas de almacenaje.

El acarreo de materiales debe realizarse por medios mecánicos siempre que sea posible para evitar sobre esfuerzos. No se izarán cargas manualmente superiores a 25 Kilogramos.

Para la manipulación manual de objetos: mantener la espalda recta; deben estar limpios y sin sustancias resbaladizas; la base de apoyo de los objetos debe ser estable, en otro caso se deberá proceder a estabilizar. Utilizar medios auxiliares siempre que sea posible en estas tareas de transporte (Carretillas de mano, etc.)

Para los vehículos: los elementos de seguridad deben estar en buen estado (frenos, resguardos, etc.); revisar las ITV's. Utilizar los vehículos sólo para el fin establecido; limitar la velocidad de circulación en el recinto de la obra a 15 Km/h en zonas con trabajadores. Los medios de transporte automotores dispondrán de pódico de seguridad; para las plumas de los camiones; respetar la capacidad de carga del elemento de carga y descarga; la pluma debe orientarse en el sentido de los vientos dominantes y ser puesta en veleta (giro libre), desenfrenando el motor de orientación.

En Camiones de transporte, para la operación de carga y descarga: Antes de iniciar las operaciones de carga y descarga disponer el freno de mano del vehículo y calzos en las ruedas. Las operaciones de carga y descarga serán dirigidas por una persona experta, además de contar con la asistencia de al menos otras dos personas, que sigan sus indicaciones.

En camiones de transporte, para la operación de transporte: El colmo máximo permitido de los materiales no sujetos no podrá superar la pendiente ideal del 5% y se cubrirán con lonas aradas en previsión de desplomes. La carga de los vehículos debe disponerse de forma adecuada, quedando uniformemente repartida; se atará la carga con cadenas, cuerdas, sirgas o medios adecuados que la dejen sujeta y sin posibilidad de desplazamiento; los vehículos se desplazarán cautelosamente una vez cargados.

En camión-grúa: Antes de iniciar maniobras se calzarán las ruedas y los gatos estabilizadores.

Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad. Se prohíbe la capacidad de carga de la pluma o elemento de carga bajo ningún concepto. Las rampas de acceso a los tajos no superarán el: 20% en evitación de vuelcos. Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga. Se prohíbe arrastrar cargas con el camión-grúa. Las cargas en suspensión se guiarán mediante guías de gobierno. Se prohíbe la presencia de personas en torno al camión-grúa a menos de

5 metros de distancia. Se prohíbe el paso y permanencia bajo cargas en suspensión. Se prohíbe realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas. Se balizará la zona de trabajo siempre que se altere por la ubicación de la máquina la normal circulación de vehículos, señalizando con señales de dirección obligatoria.

Para operadores de camión-grúa: Mantener la máquina alejada de terrenos inseguros, con pendiente o propensos a hundimientos. Evitar el brazo articulado sobre el personal. Subir y bajar del camión por las zonas previstas para ello. Asegurar la inmovilización del brazo de la grúa antes de iniciar ningún desplazamiento.

Levantar una sola carga cada vez. No permitir que nadie se encarama o suba sobre la carga. Limpiar el calzado del conductor de barro o grava antes de iniciar maniobras para evitar resbalones sobre los pedales. No permitir trabajo o estancias de trabajadores bajo cargas suspendidas. No realizar arrastres de cargas ni tirones sesgados. Mantener la vista en la carga y su zona de influencia.

No abandonar la máquina con cargas suspendidas. Antes de poner en servicio el camión grúa comprobar el frenado. Utilice las prendas de protección que se le indique en la obra.

El anclaje de las máquinas y aparatos que produzcan ruidos, vibraciones o trepidaciones, se realizará de modo que se logre su óptimo equilibrio estático y dinámico, tales como bancadas cuyo peso sea superior 2 veces al menos al de la máquina que soportan, por aislamiento de la estructura general o por otros medios técnicos (art. 31 OGSHT).

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm., al menos. Entre la base de plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm., deben colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg., por metro lineal.

Utilizar cinturones anti-caída y equipos de protección individual.

➤ **Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:**

- Casco homologado + Mono de trabajo
- Guantes de seguridad
- Calzado de seguridad
- Cinturones anti-caída para trabajos en altura

### 4.3.3 Fases de excavaciones

Se procede a realizar las excavaciones y zanjas por medios mecánicos (retroexcavadora y pala mecánica) donde se colocarán los postes o torres a instalar, así como las zapatas para los seguidores o la estructura soporte, según sea el caso.

➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caídas en el mismo nivel - Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos Vuelcos
- Contactos con líneas eléctricas e infraestructuras urbanas existentes
- Proyección de partículas
- Ruido y vibraciones
- Desplomes de taludes

➤ **Medidas preventivas de seguridad: palas y retroexcavadoras:**

Para subir y bajar de la pala o retroexcavadora, utilizar los peldaños dispuestos para ello de forma frontal, asistiéndose con las manos. No realizar ajustes con las máquinas en movimiento o el motor funcionando, para ello: apoyar en el suelo el cazo o cuchara, parando el motor, poniendo el freno de mano y bloqueando la máquina. No poner trapos grasientos o combustible sobre la máquina. Seguir un mantenimiento de la máquina. En

operaciones de limpieza con aire a presión colocarse guantes, mascarilla, mono y mandil. No liberar los frenos de la máquina en posición de parada sin instalar antes los tacos de inmovilización. Las palas y retos deben tener pórtico de seguridad en la cabina para su conductor. Revisar los puntos de escape del motor periódicamente. Debe existir botiquín de primeros auxilios en la máquina. Se prohíbe que los conductores abandonen la máquina con el motor en marcha o con el cazo izado sin apoyar en el suelo.

La cuchara permanecerá lo más cerca posible del suelo en los desplazamientos de tierras. Se prohíbe izar personas utilizando la cuchara de la maquinaria.

Deberán estar dotadas de extintor revisado al día. Deberán disponer de luces y bocina de retroceso. Los conductores, antes de iniciar nuevos recorridos, deberán recorrer a pie el terreno a recorrer. Se prohíbe mover grandes cargas en caso de fuertes vientos.

En retroexcavadoras se prohíbe realizar movimientos de tierras sin poner en servicio antes los apoyos hidráulicos de inmovilización. Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de la máquina.

El Cambio de posición se realizará situando el brazo en el sentido de la marcha.

Se instalará una señal de peligro sobre una pica o estaca (o señal móvil) en el límite de actuación de la máquina

➤ **Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos**

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anticaída

#### **4.3.4 Fases de puesta a tierra de estructura de soportación**

Se tomará medida de la resistividad del terreno a diferentes profundidades y según tablas técnicas se realizará en la forma propuesta en los proyectos-tipo.

➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Contactos con líneas eléctricas e infraestructuras existentes
- Proyección de partículas
- Contactos eléctricos

➤ **Medidas preventivas de seguridad:**

El hincado de electrodos de barra se realizará mediante sufrideras adecuadas para no deformar la barra.

Los conductores de cobre de unión de los electrodos con los apoyos estarán entubados en la peana y abrochados a los montantes en la parte interior de éstos, de modo que queden ocultos.

Las conexiones de los flagelos y picas con los apoyos se realizarán mediante los conectores y terminales adecuados.

Para mediciones de tierras: La resistencia será medida con aparatos apropiados y los valores obtenidos se pondrán en conocimiento del representante de la empresa encargado de la recepción, se efectuará sin tensión. En caso de que no se puedan clavar picas se humedecerá el terreno con agua salada, colocando encima la pica

con un paño también con agua salada; nunca se desconectará la toma de tierra del apoyo.

➤ **Protecciones Personales para controlar y reducir los riesgos descritos:**

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anticaída

#### **4.3.5 Fase de montaje de soportes y colocación de módulos fotovoltaicos.**

Se procede a replantear la estructura sobre la cubierta de la nave, hecho esto se procede a taladrar la cubierta para pasar los pernos de anclaje de los soportes fotovoltaicos a la estructura de la nave.

Se procede a montar las estructuras metálicas, trabajando en la cubierta y en el interior de la nave mediante plataformas elevadoras.

Una vez montada la estructura se procede a montar los módulos fotovoltaicos.

➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas y vehículos.
- Colisión entre vehículos
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas

➤ **Medidas preventivas de seguridad:**

Antes de montar los tubos sobre el chasis se comprobará que se mantienen los caballetes de sujeción del mismo.

Para el camión grúa se habilitará una zona adecuada para poder realizar los trabajos. La puesta en estación y movimientos del vehículo durante las operaciones de montaje serán dirigidas por un señalista. Las operaciones de montaje a lo largo de cortes en el terreno se efectuarán sin que las ruedas del camión sobrepasen la línea blanca de seguridad situada a dos metros del borde.

Para la grúa, antes de iniciar maniobras se calzarán las ruedas y los gatos estabilizadores.

Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad. Se prohíbe superar la capacidad de carga de la pluma o elemento de carga bajo ningún concepto. Las rampas de acceso o los tajos no superarán el 20% en evitación de vuelcos. Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga. Se prohíbe arrastrar cargas con la grúa. Las cargas en suspensión se guiarán mediante guías de gobierno. Se prohíbe la presencia de personas en torno a la grúa a menos de 5 metros de distancia. Se prohíbe el paso y permanencia bajo cargas en suspensión.

Se prohíbe realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas. Se balizará la zona de trabajo siempre que se altere la ubicación de la máquina la normal circulación de vehículos, señalizando con señales de dirección obligatoria. El izado se realizará coordinadamente, disponiéndose una persona como señalista de las operaciones. Los miembros de las empresas participantes deberán estar coordinados y bajo las órdenes de la dirección de obra.

Para el montaje de módulos fotovoltaicos: estará calificado como material autorizado, se trasladarán a la obra en su propio embalaje y no desembalado hasta el momento mismo del montaje; evitar golpes durante el transporte; los módulos se sujetarán a sus soportes utilizando los materiales adecuados con las dosificaciones

encomendadas por el fabricante, el soporte debe quedar perfectamente concentrado con el módulo.

➤ **Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:**

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado de seguridad
- Cinturón anticaída
- Escaleras aisladas en todas sus partes

#### **4.3.6 Fase de tendido, tensado y regulado**

Se dispone el conductor en su bobina en un extremo del tramo a instalar tirando de este hasta dejarlo cerca del lugar de su utilización. Se colocan poleas para proceder al tiro del conductor que se anclan en la parte superior de cada apoyo.

Se fijan las poleas al poste en su parte superior y se pasa por la canaleta el conductor. Se tira del mismo para conseguir su elevación.

➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caídas en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Sobreesfuerzos
- Contactos eléctricos directos de electrocución atmosférica por aparato eléctrico

➤ **Medidas preventivas de seguridad:**

Se utilizarán siempre que se puedan medios mecánicos. Si se procede a tirar a mano se realizará entre varias personas con los descansos correspondientes.

Se dispondrá la bobina del conductor sobre una superficie estable y quedará fijada de modo que no toque el suelo. Se deberán utilizar los medios de protección individual suministrados, su falta de utilización supondrá una negligencia del trabajador.

En trabajos en altura se utilizarán siempre cinturones anti-caída y se amarrarán convenientemente. Se procederá a la reposición de los equipos siempre que sea necesario.

En el tiro del conductor se procederá a tirar en el plano definido por el poste y la polea siempre que sea posible, a fin de no someterla a sobreesfuerzos. La polea deberá quedar anclada con su correspondiente pasador. El coeficiente de seguridad de la polea deberá ser de al menos 3, es decir su diseño deberá permitir su uso en condiciones seguras para efectuar esfuerzos tres veces superiores al que se la somete. Si el tramo ofrece dificultades orográficas o de otro tipo no previstas, se estudiarán antes de proceder a los trabajos.

Las operaciones de tendido se iniciarán siempre que el hormigón haya alcanzado al menos el 50% de su resistencia característica proyectada, tomando precauciones como arriostramiento para evitar fatigas o deformaciones anormales, en particular en los apoyos correspondientes a los puntos firmes.

Estos trabajos se realizarán al menos por una brigada de trabajo de tres personas, que actuarán coordinadamente bajo la dirección del jefe de equipo o brigada: deberán estar comunicados. No se realizarán trabajos de regulado con vientos superiores a 10 Km/h., o temperaturas inferiores 0°C.

La regulación se realizará en cada tramo comprendido por dos apoyos, dejando al menos 24h. el conductor sobre las poleas. La comprobación de la tensión del tendido se hará por dinamómetro o bien fijando la flecha correspondiente en cada tramo.

Las cadenas de suspensión una vez apretadas a las grapas quedarán en posición vertical. No se deben sobrepasar los pares de apriete de los estribos a las grapas según indicación del fabricante.

Colocación de tierras tanto en la zona anterior como en la posterior de la zona de trabajos, de modo que ésta quede por completo aislada y protegida con las conexiones a tierra.

➤ **Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos:**

- Casco homologado
- Ropa de trabajo
- Guantes homologados
- Calzado anticaída
- Escaleras aisladas en todas sus partes
- Faja
- Juego de tierras portátil

#### **4.3.7 Fase de conexionado a red**

Se procede a conectar la instalación a la red de modo que quede en funcionamiento, colocando en este la caja de protecciones correspondientes.

➤ **Identificación de los riesgos laborales más frecuentes:**

- Caída en el mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atrapamientos, golpes, cortes por objetos, herramientas
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra
- Proyección de objetos desprendidos
- Proyección de partículas
- Contactos eléctricos directos e indirectos

# **Estudio de impacto ambiental**



## 5. Estudio de impacto ambiental

---

Para el proyecto que nos ocupa debemos tener en cuenta que se trata de una instalación de autoconsumo y que además se va a instalar sobre la cubierta de un edificio, por tanto este proyecto no está sujeto a ningún instrumento de prevención ambiental regulado por la Ley 7/2007 de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de la Comunidad autónoma de Andalucía, y por tanto el estudio de impacto ambiental que se va a realizar tiene como fin comparar dos situaciones, la que se propone en el proyecto, instalación de paneles fotovoltaicos y su no instalación, en cuanto a una reducción de emisiones de gases GEI y por tanto una menor Huella de Carbono de la empresa.

La energía solar fotovoltaica, como fuente renovable, representa una fórmula energética más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales debido a que se dispone de recursos inagotables, a escala humana, para cubrir las necesidades energéticas. Un elemento específico favorable a la energía solar fotovoltaica es que su aplicación suele tener lugar en el ámbito local, lo que hace innecesaria la creación de infraestructuras de transporte energético desde los puntos de producción a los de consumo.

Entre las ventajas que presentan las plantas solares fotovoltaicas respecto a otras instalaciones energéticas destacan la disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo de este modo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible a largo plazo, a la vez que permite diversificar las fuentes de energía primaria, como por ejemplo los recursos hidráulicos o eólicos entre otros, además estos sistemas tienen la ventaja de que no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera y generan baja producción de residuos y vertidos contaminantes durante la fase de explotación.

Las principales cargas ambientales se producen en las operaciones extractivas de las materias primas, aunque la mayor parte de las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas, así como en el proceso industrial de fabricación de las células y módulos fotovoltaicos y de la estructura de montaje. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos, ya que sólo suponen ligeras tareas manuales de limpieza y supervisión.

Todos estos materiales pueden ser recuperados y reutilizados al final de la vida de los módulos, reduciendo de manera notable las cantidades destinadas a convertirse en residuos. Por lo general, cuando un módulo se daña, vuelve al productor para su reparación y posterior reutilización.

El vidrio y el aluminio se incorporan a los cauces de reciclado, al igual que el silicio.

En el medio físico no existen afecciones sobre la calidad del aire, no provocando ruidos ni afectando a la hidrología existente, aunque hay que tener especial cuidado con los impactos que se puedan derivar de una mala gestión de los módulos fotovoltaicos una vez agotada su vida útil, implementando estrategias de reciclado y reutilización de los materiales que constituyen el módulo fotovoltaico.

El principal impacto sobre el medio físico es el del efecto visual sobre el paisaje, susceptible de ser enmascarado o reducido en la mayoría de las instalaciones, para lo cual debe buscarse una integración respetuosa con el medio ambiente y los edificios.

A continuación, se van a analizar posibles impactos derivados de la construcción y fase de funcionamiento de la instalación propuesta:

Es importante aclarar que la evaluación de los impactos debe centrarse en las afecciones más relevantes, que dependerán del tipo de proyecto y su ubicación, pero que en términos generales están ligadas principalmente a la ocupación de una amplia superficie de territorio, por tanto, el presente proyecto además de lo comentado presenta una ventaja significativa dada su ubicación en la cubierta de los edificios presentes.

### 5.1. Afección al paisaje

Si bien es cierto que se introducen elementos antrópicos, que modifican la calidad del entorno, y que en función de su ubicación (tipo de orografía, vegetación circundante, presencia de puntos de observación sensibles) pueden llegar a resultar muy visibles, también se debe valorar que los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras,

minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas por lo que se considera que la afección al paisaje provocado por esta instalación es nula o despreciable.

## **5.2. Cambio de uso de suelo**

El terreno donde se enmarca este proyecto es la cubierta del propio edificio al que se va a destinar la generación de energía fotovoltaica, por lo tanto, no se considera que dicha instalación ocasione ningún impacto referente al cambio de uso del terreno.

## **5.3. Afección a la movilidad de la fauna**

Por motivos de seguridad en ocasiones estas instalaciones se encuentran valladas, y la longitud del cerramiento es amplia, pudiendo suponer un problema al paso de fauna terrestre, si se encuentra ocupando un paso de fauna para distintas especies. Empleando un cerramiento adecuado (paso de malla amplio, y huecos en la parte inferior) se pueden evitar los principales impactos sobre las especies de menor tamaño (anfibios, micromamíferos), pero no así para los grandes mamíferos como los ungulados.

Debido a que se trata de una instalación en la cubierta del edificio dichos criterios anteriormente mencionados no serán un problema, por lo que se descarta que esta instalación ocasione cualquier tipo de afección a la fauna terrestre, aunque sí que podría darse ocasionalmente accidentes a la avifauna, aunque los impactos que ocasionaría serían despreciables.

## **5.4. Afección por ocupación de biotopos**

La ocupación de la superficie en casos de superficies de gran tamaño puede suponer la eliminación de un biotopo relevante y escaso en el peor de los casos o en la mayor parte de ellos, la reducción de la superficie de biotopo disponible que se convierte en biotopo de tipo antrópico, el menos atractivo para la mayor parte de los grupos de especies silvestres.

Para el caso concreto que nos concierne en este proyecto debido a sus dimensiones y a su emplazamiento no se considera que haya ocupación de biotopos.

## **5.5. Afección por ruidos**

Las placas solares y las baterías no hacen ningún ruido. El inversor de corriente, que es necesario en todas las instalaciones fotovoltaicas sí hace un leve ruido de zumbido eléctrico totalmente despreciable para este apartado.

Las principales fuentes de ruidos y vibraciones del proyecto se generarán durante la fase de construcción.

Toda la maquinaria utilizada cumplirá lo estipulado en la legislación existente en materia de ruidos y vibraciones: Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero (y posterior modificación en el Real Decreto 524/2006), por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre.

## **5.6. Gestión de residuos**

Para la gestión de los residuos generados se aplica la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, la cual establece el régimen jurídico básico aplicable a los residuos en España.

Dentro de la lista de residuos reflejada en la Ley 10/1998 es de aplicación el número 17 “Residuos de la construcción y demolición”.

Material según Orden Ministerial MAM/304/2002	Código LER	Densidad aparente (Tm/m3)	Peso (TM)	Volumen (M <sup>3</sup> )
<b>RCD de Nivel I</b>				
<b>1.- Tierras y pétreos de la excavación</b>				
Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05	17 05 06	1		0
<b>RCD de Nivel II</b>				
<b>RCD de naturaleza no pétreo</b>				
<b>1.- Asfalto</b>				
Mezclas bituminosas que contienen alquitran de hulla	17 03 01	1		0
Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01	17 03 02	1		0
Alquitran de hulla y otros productos alquitranados	17 03 03	1		0
<b>2.- Madera</b>				
Madera	17 02 01	0,6	0,22	0,367
<b>3.- Metales (incluidas sus aleaciones)</b>				
Cobre, bronce y latón	17 04 01	8,966		0
Aluminio	17 04 02	2,7		0
Plomo	17 04 03	11,34		0
Zinc	17 04 04	7,14		0
Hierro y acero	17 04 05	7,86		0
Estaño	17 04 06	7,31		0
Metales mezclados	17 04 07	7		0
<b>4.- Papel y cartón</b>				
Papel y cartón	17 012 01	0,5	0,35	0,700
<b>5.- Plásticos</b>				
Plástico	17 02 03	0,6	0,18	0,300
<b>6.- Vidrio</b>				
Vidrio	17 02 02	2,5		0,000
<b>7.- Yeso</b>				
Yeso	17 08	2,32		0
<b>RCD de naturaleza pétreo</b>				
<b>1.- Arena, grava y otros áridos</b>				
Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07.	01 04 08	1,51	0	0
<b>2.- Hormigón, ladrillos, tejas y otros materiales cerámicos</b>				
Hormigón (hormigones, morteros y prefabricados).	17 01 01	2,5		0
Ladrillos	17 01 02	1,4		0
Tejas y materiales cerámicos	17 01 03	1,5		0
Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos que contienen sustancias peligrosas	17 01 06	1,9		0
Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de 17 01 06	17 01 07	1,8		0
<b>4.- Piedra</b>				
Residuos del corte y serrado de piedra distintos de los mencionados en el código 01 04 07	01 04 13	1,5	0	0
<b>RCD potencialmente peligrosos</b>				
<b>1.- Basuras</b>				
		1		0
<b>2.- Otros</b>				
Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	17 09 04	1,5	0	0

Tabla 22. Gestión de residuos

El resumen de los residuos generados es el siguiente:

Material según Orden Ministerial MAM/304/2002	Peso (Tn)	Volumen (M <sup>3</sup> )
<b>RCD de Nivel I</b>		
<b>1.- Tierras y pétreos de la excavación 0 0</b>		
<b>RCD de Nivel II</b>		
<b>RCD de naturaleza no pétreo</b>		
1.- Asfalto	0,000	0,000
2.- Madera	0,220	0,367
3.- Metales (incluidas sus aleaciones)	0,000	0,000
4.- Papel y cartón	0,350	0,700
5.- Plásticos	0,180	0,300
6.- Vidrio	0,000	0,000
7.- Yeso	0,000	0,000
<b>RCD de naturaleza pétreo</b>		
1.- Arena, grava y otros áridos	0,000	0,000
2.- Hormigón, ladrillos, tejas y otros materiales cerámicos	0,000	0,000
3.- Piedra	0,000	0,000
<b>RCD potencialmente peligrosos</b>		
1.- Basuras	0,000	0,000
2.- Otros	0,000	0,000

Tabla 23. Residuos generados

A continuación, se estima el coste del tratamiento de los residuos, suponiendo un coste de 10 €/m<sup>3</sup> para los residuos de nivel II y un coste administrativo de 200 €.

ESTIMACION DE COSTES DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO				
TIPOLOGIA	Volumen (M3)	Coste de gestion (€/m3)	Importe (€)	% sobre PEM
<b>RCD de Nivel I</b>				
1.- Tierras y pétreos de la excavación	0	40,00 €	0,00 €	0,00%
<b>TOTAL CAPITULO I</b>			<b>0,00 €</b>	<b>0,00%</b>
<b>RCD de Nivel II</b>				
RCD de naturaleza no pétreo	1,367	10,00 €	13,67 €	0,01%
RCD de naturaleza pétreo	0,000	10,00 €		0,00%
RCD potencialmente peligrosos	0,000	10,00 €		0,00%
<b>TOTAL CAPITULO II</b>			<b>13,67 €</b>	<b>0,01%</b>
Resto de costes de gestion				
<b>CONCEPTO</b>			<b>Importe (€)</b>	<b>% sobre PEM</b>
Costes administrativos			200,00 €	0,11%
<b>TOTAL CAPITULO III</b>			<b>200,00 €</b>	<b>0,11%</b>
<b>TOTAL CALCULO DE LA FIANZA PREVIO AL MINIMO</b>			<b>213,67 €</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>1.747,20 €</b>	<b>1,00%</b>

Tabla 24. Costes del tratamiento de residuos

Según el Decreto 73/2012, de 22 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Residuos de Andalucía, se establece el cálculo de la garantía prevista en base al presupuesto de ejecución material total de la obra, aplicando un mínimo del 1% para obras de nueva construcción.

En este caso, el 1% del PEM sería superior a la estimación realizada, por lo que el coste de la gestión de los residuos sería de 1.747,20 €.

En la siguiente tabla se muestra el tratamiento de los diferentes residuos generados según la Ley 10/1998:

Material según Orden Ministerial MAM/304/2002	Código LER	Tratamiento	Destino
<b>RCD de Nivel I</b>			
<b>1.- Tierras y pétreos de la excavación</b>			
Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 05	17 05 06	Sin tratamiento específico	Restauración/Vertedero
<b>RCD de Nivel II</b>			
<b>RCD de naturaleza no pétreo</b>			
<b>1.- Asfalto</b>			
Mezclas bituminosas que contienen alquitran de hulla	17 03 01	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01	17 03 02	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Alquitran de hulla y otros productos alquitranados	17 03 03	Reciclado	Planta reciclaje RCD
<b>2.- Madera</b>			
Madera	17 02 01	Sin tratamiento específico	Restauración/Vertedero
<b>3.- Metales (incluidas sus aleaciones)</b>			
Cobre, bronce y latón	17 04 01	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Aluminio	17 04 02	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Plomo	17 04 03	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Zinc	17 04 04	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Hierro y acero	17 04 05	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Estaño	17 04 06	Reciclado	Planta reciclaje RCD
Metales mezclados	17 04 07	Reciclado	Planta reciclaje RCD
<b>4.- Papel y cartón</b>			
Papel y cartón	17 012 01	Reciclado	Planta reciclaje RCD
<b>5.- Plásticos</b>			
Plástico	17 02 03	Reciclado	Gestor autorizado RCD
<b>6.- Vidrio</b>			
Vidrio	17 02 02	Reciclado	Gestor autorizado RCD
<b>7.- Yeso</b>			
Yeso	17 08	Sin tratamiento específico	Restauración/Vertedero
<b>RCD de naturaleza pétreo</b>			
<b>1.- Arena, grava y otros áridos</b>			
Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07.	01 04 08	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
<b>2.- Hormigón, ladrillos, tejas y otros materiales cerámicos</b>			
Hormigón (hormigones, morteros y prefabricados).	17 01 01	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
Ladrillos	17 01 02	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
Tejas y materiales cerámicos	17 01 03	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos que contienen sustancias peligrosas	17 01 06	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de 17 01 06	17 01 07	Reciclado/Vertedero	Planta reciclaje RCD
<b>4.- Piedra</b>			
Residuos del corte y serrado de piedra distintos de los mencionados en el código 01 04 07	01 04 13	Sin tratamiento específico	Restauración/Vertedero
<b>RCD potencialmente peligrosos</b>			
<b>1.- Basuras</b>			
		Sin tratamiento específico	Restauración/Vertedero
<b>2.- Otros</b>			
Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	17 09 04	Reciclado/Vertedero	Restauración/Vertedero

Tabla 25. Tratamiento de los residuos generados

## 5.7. Evaluación de las emisiones de CO<sub>2</sub> que dejan de emitirse a la atmósfera.

La energía solar fotovoltaica ayuda a disminuir los problemas medioambientales como:

- El efecto invernadero (provocado por las emisiones de CO<sub>2</sub>)
- La lluvia ácida (provocada por las emisiones de SO<sub>x</sub>)

La siguiente tabla recoge las cantidades de los principales contaminantes que dejan de emitirse a la atmósfera por KWh de energía producida por energías renovables en lugar de con combustibles fósiles.

Cantidades que se dejan de emitir a la atmósfera por KWh de energía producida por energía renovables	
CO2 (kg)	0,60
SO2 (kg)	1,33
NOx (kg)	1,67

Tabla 26. Emisiones evitadas como consecuencia de la instalación fotovoltaica

A continuación, se muestra el balance medioambiental de la instalación de 76,36 KWp de paneles fotovoltaicos y 75 KW de inversores, objeto de este proyecto:

MES	Energía (KWh)	CO <sub>2</sub> (kg)	SO <sub>2</sub> (gr)	NO <sub>x</sub> (gr)
Enero	4.622,30	2.773,38	6.147,66	7.719,24
Febrero	5.318,20	3.190,92	7.073,21	8.881,39
Marzo	8.338,40	5.003,04	11.090,07	13.925,13
Abril	9.885,50	5.931,30	13.147,72	16.508,79
Mayo	11.640,40	6.984,24	15.481,73	19.439,47
Junio	12.152,20	7.291,32	16.162,43	20.294,17
Julio	12.681,30	7.608,78	16.866,13	21.177,77
Agosto	11.401,60	6.840,96	15.164,13	19.040,67
Septiembre	8.847,80	5.308,68	11.767,57	14.775,83
Octubre	6.484,00	3.890,40	8.623,72	10.828,28
Noviembre	5.055,00	3.033,00	6.723,15	8.441,85
Diciembre	4.143,80	2.486,28	5.511,25	6.920,15
TOTAL	100.570,50	60.342,30	133.758,77	167.952,74

Tabla 27. Balance medioambiental de la instalación

Teniendo en cuenta que el consumo medio de un hogar español es de aproximadamente 3.000 KWh/año, la producción eléctrica de este sistema fotovoltaico conectado a la red supone alimentar a unos 35 hogares españoles.

## 5.8. Medidas preventivas y correctivas.

En este apartado se tratará de dar soluciones que aminoren la importancia y magnitudes de los impactos señalados anteriormente. A continuación, se señalan las medidas correctoras tomadas y el momento que se ha considerado para ejecutarlas (en la fase de proyecto, en obra o en funcionamiento):

La existencia de las partículas sólidas, polvo, gases derivados de las operaciones de excavación y el tráfico de maquinaria ligera se darán en la fase de planificación y ejecución de la obra.

Se utilizará la maquinaria en correctas condiciones, que realicen la combustión liberando niveles de gases nocivos de acuerdo a lo estimado en la normativa vigente en la fecha de fabricación de dicha maquinaria, incorporando si es preciso sistemas de recirculación de gases quemados y catalizadores monolíticos de

oxidación, reducción y trifuncionales.

Las medidas protectoras a adoptar, dado que esta contaminación es debida principalmente a las operaciones de izado del material y movimiento de gravas e instalación de las estructuras y equipos que van a producir una contaminación sónica, ruidos, impactos temporales, además del tránsito de maquinaria ligera, serán:

- Instalación de silenciadores en los equipos móviles
- Reducción de la velocidad de circulación
- Construcción de una pantalla acústica perimetral que haga de barrera sónica para la disminución del nivel de presión acústica
- Colocación de silenciadores en las máquinas utilizadas durante la fase de explotación y en los útiles empleados



# Bibliografía

---

- Arancibia Bulnes, C., Best y Brown, R. (2010). Energía del sol. Revista Ciencia, pág 10-17.
- Pareja Aparicio, Miguel. (2010) Radiacion solar y su aprovechamiento energético.
- Introducción a la energía solar fotovoltaica, Documentación del Master en energías renovables. Universidad Antonio de Nebrija.
- Blanca. (2021). Energía solar ventajas y desventajas. Erenovable.com.
- Diaz Corcobado, Tomás y Carmona Rubio, Guadalupe. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas
- Serrano, R. (2017) Tipos de paneles fotovoltaicos. <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- Ruíz, Eva. (2021). La diferencia entre las placas solares monocristalinas y policristalinas.
- Rivas, P. (2019) Paneles solares fotovoltaicos. <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com/paneles-solares-fotovoltaicos/>
- Carrasco, Alicia. (2021). Inversor solar: qué es, funcionamiento, tipos y cómo escoger el más adecuado
- Alonso Abella, Miguel. (2005). Sistemas fotovoltaico. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Pablos Megía, J. F. (2016). La tarifa eléctrica: pasado, presente y futuro (Bachelor's thesis).
- Planas, O. (2017) Tipos de paneles fotovoltaicos. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos>
- La generación fotovoltaica. Master en energías renovables. Universidad Antonio de Nebrija.
- Hurtado, Christian. (2019). Energias renovables, Inversores. <https://quelepasaamicasa.com/energias-renovables/inversores/>
- Rodríguez Montero, J.A. (2011). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas autónomas.
- Instalaciones fotovoltaicas en conexión a red. Documentación del Master en energías renovables. Universidad Antonio de Nebrija.
- Ojeda, G. (2021) ¿Qué inversor solar elegir para tu instalación de placas solares?. <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/inversor-solar>
- Inversores solares, ¿Qué son y qué tipo existen? (2020), <https://sotysolar.es/placas-solares/inversor-solar-que-son-que-tipos-existen>
- Micronversores vs optimizadores de potencia (2019). <https://www.cambioenergetico.com/blog/micro-inversores-vs-optimizadores-de-potencia/>
- Díaz, Tomás. (2010) Instalaciones solares fotovoltaicas.
- Abella, M. A. (2005). Sistemas fotovoltaicos. SAPT Publicaciones Técnicas, SL.
- Sánchez González, José Alberto. Baterías de Litio para instalaciones solares fotovoltaicas.
- Código técnico de la edificación. Real Decreto 314/2006.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión. Real Decreto 842/2002.
- Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE). (2009). Instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Moro Vallina, Miguel. (2018) Instalaciones solares fotovoltaicas. Capítulos 5, 6 y 7.
- EDF Solar, S. (2020). Financiación de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico. Energía eficiente. Ventajas y desventajas de la energía solar. (s.f.).



# Anexos



**Anexo 1.**  
**Pliego de Condiciones**  
**Técnicas y**  
**Administrativas**





# Anexo 1. Pliego de Condiciones Técnicas y Administrativas

---

## 1. Objeto

El presente pliego de condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de las obras, suministro de material, montaje e instalación y puesta en marcha de la instalación, fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable a la propiedad, al contratista de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

## 2. Material

Todos los materiales a emplear en la obra del sistema solar fotovoltaico serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de índole técnica previstas en el pliego de condiciones. En el caso de que un equipo o algún material resultaran dañados o en mal estado por su inadecuada o incompleta realización, se reparará o repondrá como consecuencia de la actividad a desarrollar.

Los materiales deberán ser almacenados en un área acondicionada, libre de humedad y con una temperatura adecuada para evitar el deterioro o daño de los mismos.

### 2.1. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio policristalino, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en la memoria, siendo del mismo modelo y totalmente compatibles entre ellos en el montaje y conexión.

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

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

Todos los módulos fotovoltaicos vendrán con sus curvas características de tensión-intensidad y de potencia a  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  de temperatura de célula y una radiación de  $1000\text{ W/m}^2$ .

### 2.2. Inversor

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superior a las condiciones estándar de medida (CEM). Además, soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida).
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles cumpliendo con la legislación vigente.

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

### **2.3. Estructura soporte**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el código técnico de la edificación (CTE) y demás normas aplicables. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

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

El diseño de la estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes

### **2.4. Cableado**

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

CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

## **2.5. Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el 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 (artículo 14). En conexiones a la red trifásicas, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase.

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

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

En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

## **3. Montaje**

El primer paso a la hora del montaje del sistema solar fotovoltaico, será la limpieza de los terrenos en los que se llevará a cabo.

### **3.1. Estructura soporte**

El primer paso a la hora del montaje del sistema solar fotovoltaico, será la limpieza del terreno en los que se llevará a cabo.

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre estructura autoportante horizontal coplanaria al plano de la cubierta. La estructura coplanaria irá fijada al propio panel sándwich de la cubierta, aplicando a su vez junta de sellado para evitar filtraciones. A su vez, los paneles irán fijados a la estructura mediante tornillería y presores.

### **3.2. Módulo fotovoltaico**

Después de verificar la parrilla de la estructura soporte, se procede al montaje mecánico de los módulos fotovoltaicos. Se colocarán respetando los márgenes de distancia y seguridad impuestos por el fabricante.

Una vez colocados se fijarán siguiendo las indicaciones del fabricante.

Posteriormente después del montaje mecánico se realizará el montaje eléctrico, se conectarán utilizando los conectores proporcionados por el fabricante y se hará una conexión siguiendo los resultados obtenidos en los cálculos técnicos.

A continuación, se fijan firmemente los terminales de los cables a los tornillos de conexiones teniendo en cuenta el positivo y el negativo indicados en la caja de conexiones, cerrando y colocando la caja de conexiones en su posición correspondiente.

### **3.3. Inversor**

Para la instalación del inversor se ha de seleccionar el lugar adecuado para la instalación, teniendo en cuenta que la instalación debe realizarse en lugares secos protegidos de fuentes de calor y humedad. Es necesario también que el inversor se instale en un lugar ventilado sin excesivo polvo y que no supere los límites de temperatura ambiente entre -20 °C y 65 °C.

Una vez elegido el lugar se comenzará con la instalación, el inversor irá instalado en una edificación cubierta.

La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado, consultando las normas que regulan tanto la utilización de cables, conectores y canalizaciones.

No se obstruirá de forma alguna las salidas y entradas de ventilación al equipo.

Es importante evitar cualquier tipo de contacto con las partes internas del inversor que podrían provocar averías.

### **3.4. Cableado**

Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos se llevarán a cabo las siguientes comprobaciones:

- Se procederá al pelado de los hilos, para lo que se empleará herramienta adecuada, con el fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.

- Se efectuará una comprobación al 100 % de la continuidad eléctrica de los hilos que se pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de corriente continua y utilizando un aparato luminoso o acústico.

- Se realizará una comprobación del aislamiento entre los conductores y de sus protecciones a tierra.

- Simultáneamente con el conexionado, se realizarán las operaciones de apriete, enhebrado o taladro que deban llevarse a cabo para asegurar la estanqueidad del paso del cable o el grapado de los perfiles normalizados que aseguren su firmeza.

Durante la ejecución de las obras y finalizadas las mismas el director de la obra podrá verificar los trabajos realizados de acuerdo con las especificaciones del pliego de condiciones, incluyendo en la finalización de la obra las pruebas del funcionamiento de los equipos.

## **4. Mantenimiento**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo en el que se incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes de cada elemento.

Éste mantenimiento lo realizará personal técnico cualificado realizando un informe técnico de cada una de las visitas al sistema solar fotovoltaico en el que se reflejarán las condiciones y el estado de las instalaciones, así como las incidencias ocurridas.

Cada elemento consta de un mantenimiento específico el cual se detalla a continuación:

### **4.1. Módulo fotovoltaico**

Los módulos están diseñados para una larga vida útil y apenas requieren mantenimiento, por su propia configuración, sin partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión bien protegidas del ambiente exterior por capas de material protector.

Si el ángulo del módulo fotovoltaico es de 5 grados o más, las precipitaciones normales son suficientes para mantener limpia la superficie de vidrio del módulo en la mayoría de las condiciones climáticas.

Si la acumulación de suciedad se vuelve excesiva, será suficiente con limpiar la superficie de vidrio únicamente con un trapo suave utilizando agua.

Si fuera necesario limpiar la parte trasera del módulo, se deberá ser sumamente cuidadoso para no dañar los materiales de dicha parte.

Para garantizar el perfecto funcionamiento del sistema, se recomienda comprobar la conexión del cableado y el estado de las envolturas de los cables regularmente.

### **4.2. Inversor**

El mantenimiento del inversor no requiere de un alto nivel, ya que posee indicadores de manera remota o en el propio frontal que nos indican el estado. Son poco frecuentes las averías en estos equipos por su simplicidad, es por ello que su mantenimiento es menor y es suficiente con hacer una comprobación visual del conexionado y cableado de los componentes y además evitar la acumulación de polvo o suciedad que pueda obstruir los conductos de ventilación.

### **4.3. Estructura soporte**

La estructura soporte tiene un fácil y reducido mantenimiento que será correctivo y preventivo electromecánico anual de los seguidores en los plazos y con la frecuencia que determine el cliente.

En este mantenimiento se revisarán las partes tanto mecánicas como eléctricas para conservar la vigencia de la garantía.

#### **4.4. Cableado**

Se eliminará la suciedad de los conductores y se comprobará el estado mecánico de los cables, terminales y uniones.



# **Anexo 2.**

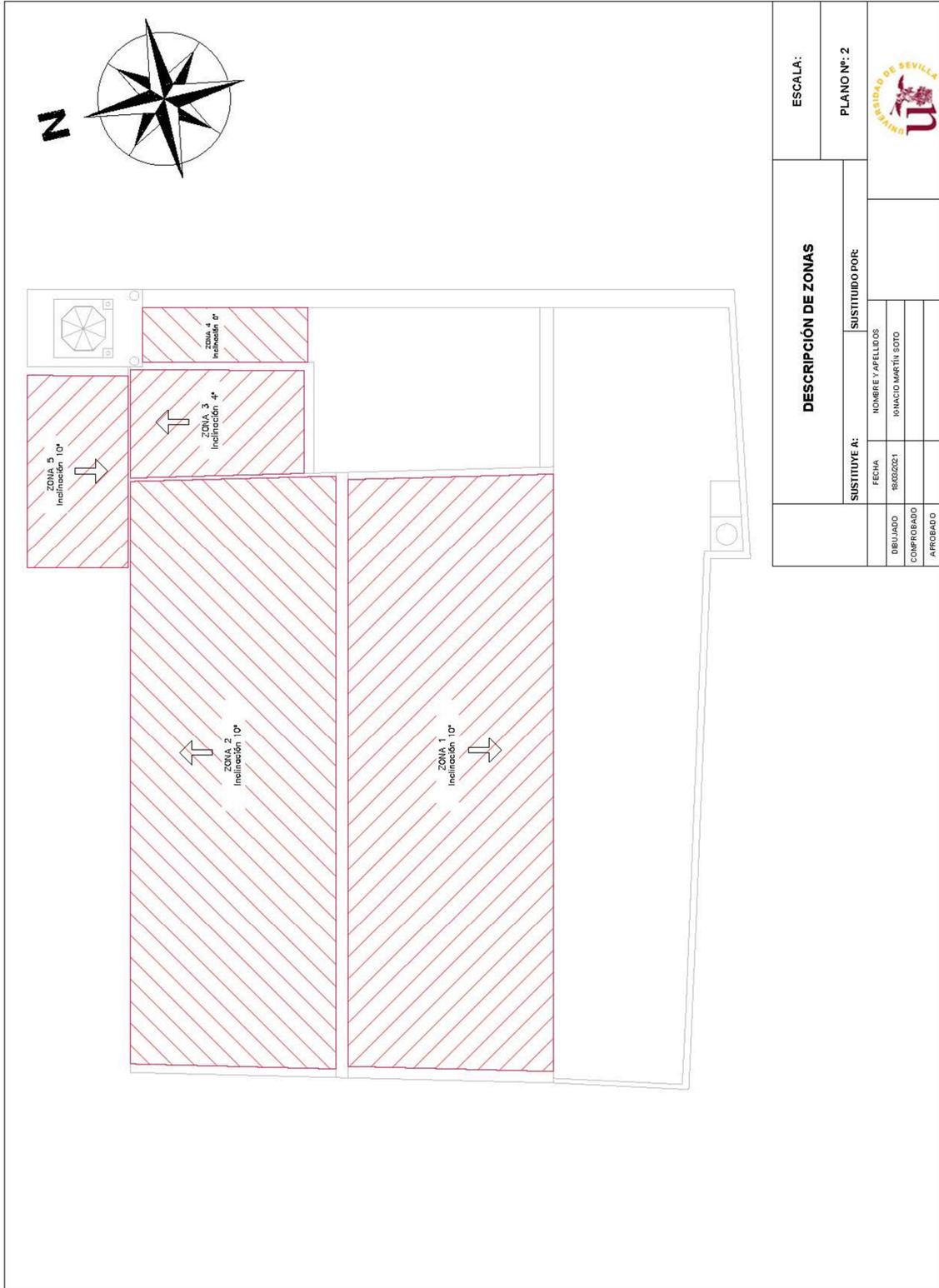
## **Planos**



# Anexo 2. Planos

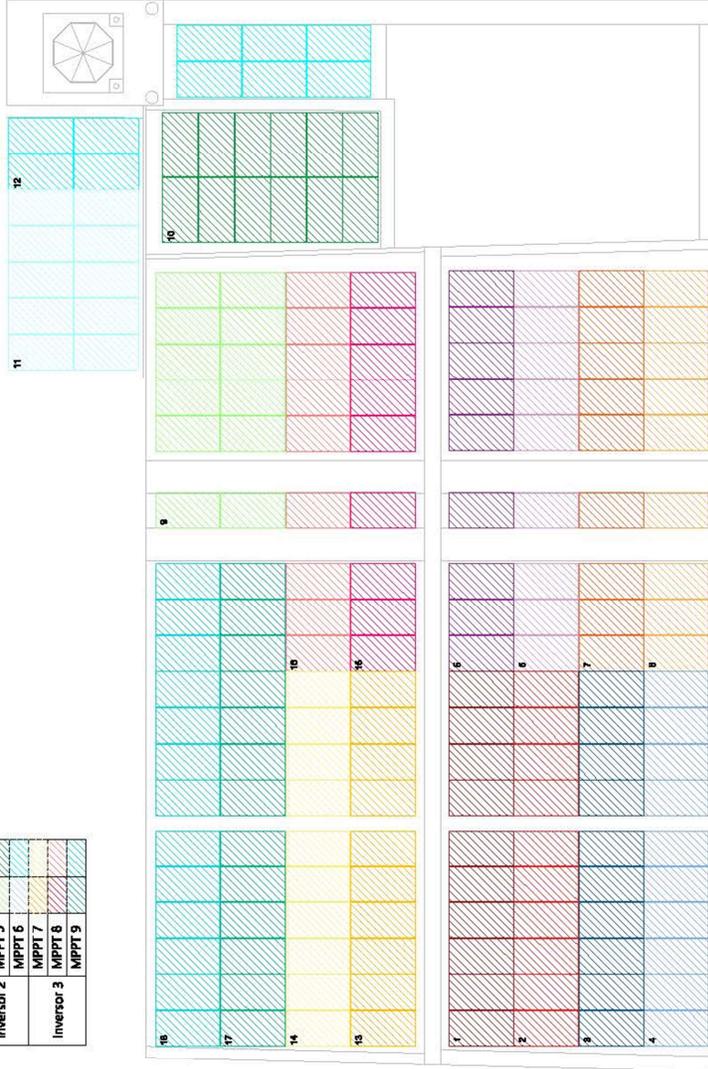


<b>ESCALA:</b>		<b>PLANO N.º 1</b>	
<b>PLANO DE EMPLEZAMIENTO</b>			
<b>SUSTITUYE A:</b>	<b>SUSTITUIDO POR:</b>		
<b>NOMBRE Y APELLIDOS</b>	<b>NOMBRE Y APELLIDOS</b>		
<b>FECHA</b>	<b>FECHA</b>		
<b>DIBUJADO</b>	<b>COMPROBADO</b>		
<b>APROBADO</b>	<b>APROBADO</b>		
		<b>IGNACIO MARTÍN SOTO</b>	
		<b>19/03/2021</b>	



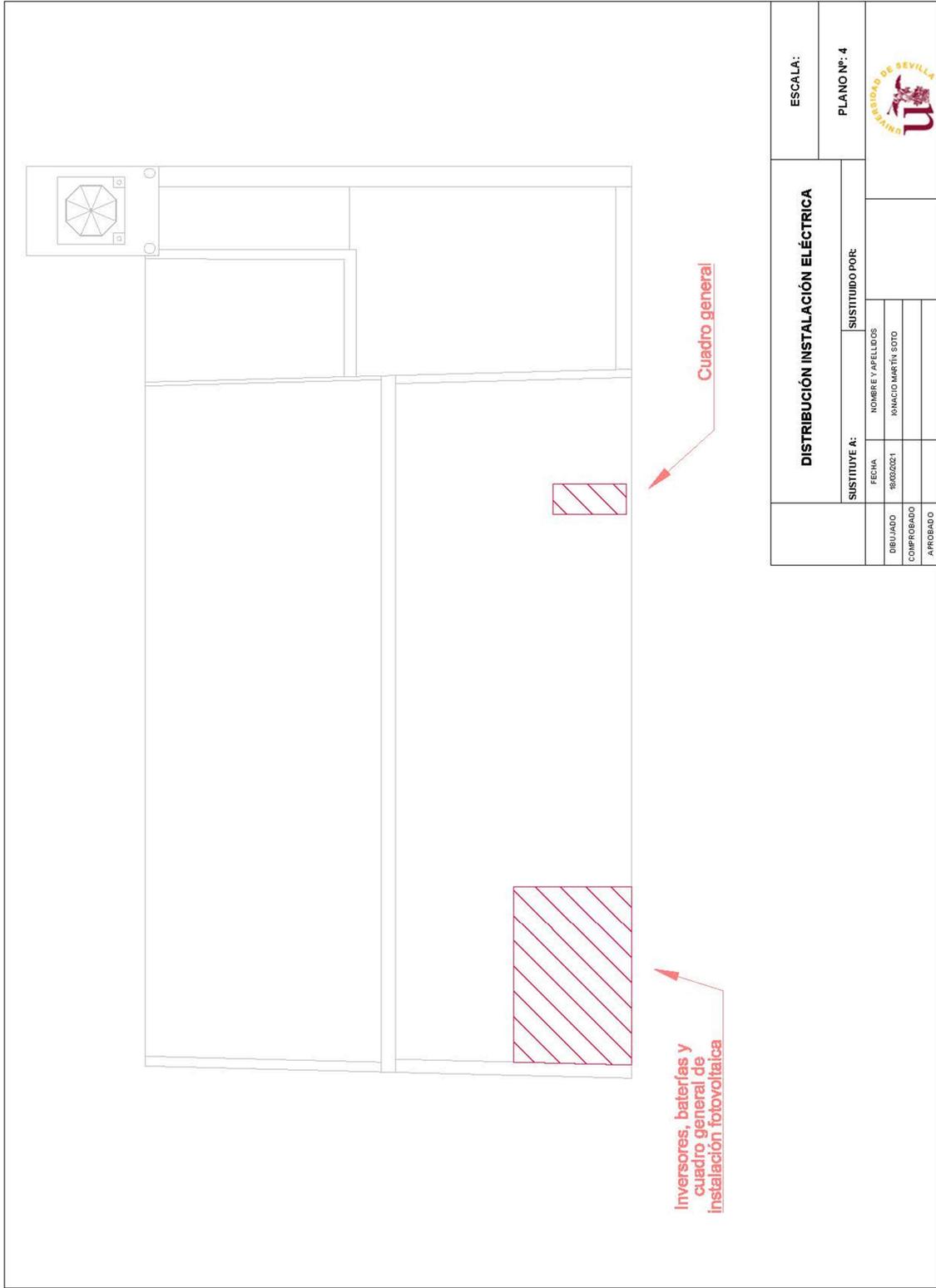
DESCRIPCIÓN DE ZONAS		ESCALA:	
		PLANO Nº. 2	
			
SUSTITUYE A:		SUSTITUIDO POR:	
FECHA	NOMBRE Y APELLIDOS		
9/03/2021	IBNACIO MARTÍN SOTO		
COMPROBADO			
APROBADO			

	String 1	String 2
Inversor 1	MIPPT 1 MIPPT 2 MIPPT 3 MIPPT 4	
Inversor 2	MIPPT 5 MIPPT 6 MIPPT 7	
Inversor 3	MIPPT 8 MIPPT 9	



DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS		ESCALA:	
SUSTITUYE A:		SUSTITUIDO POR:	
DIBUJADO	FECHA	NOMBRE Y APELLIDOS	PLANO Nº: 3
COMPROBADO	16/02/2021	IGNACIO MARTÍN SOTO	
APROBADO			

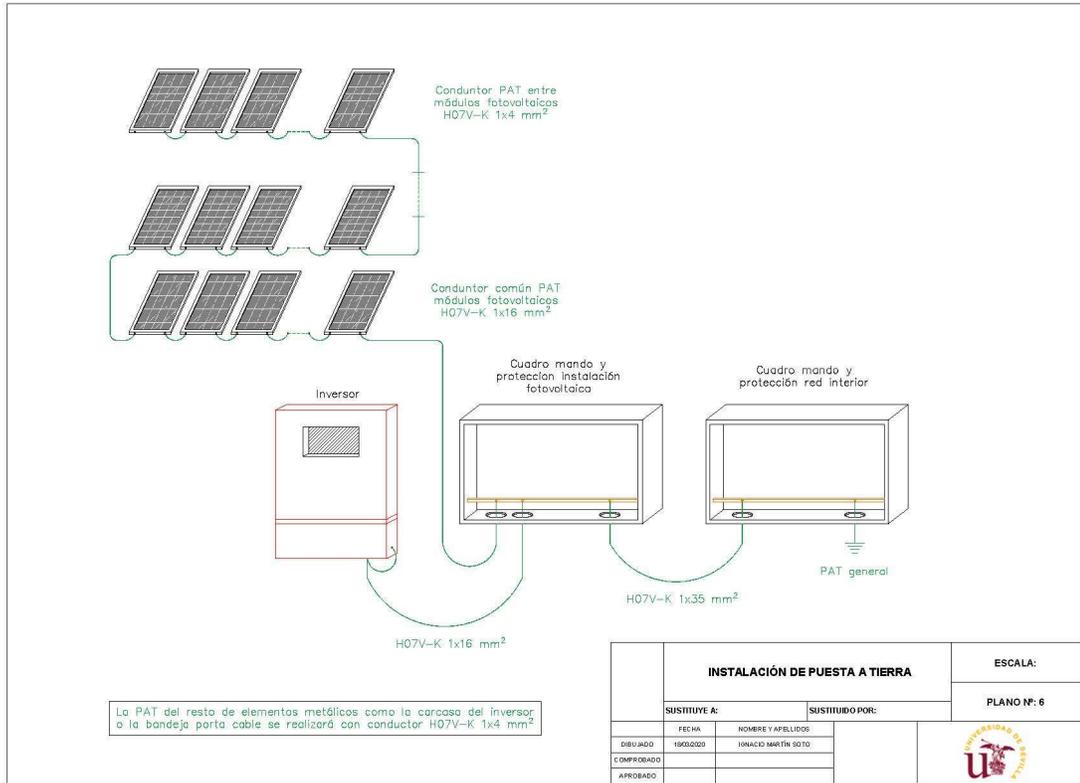




<b>DISTRIBUCIÓN INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>		ESCALA:	
		PLANO Nº: 4	
SUSTITUYE A:		SUSTITUIDO POR:	
DIBUJADO	FECHA	NOMBRE Y APELLIDOS	
COMPROBADO	18/03/2021	IONACIO MARTÍN SOTO	
APROBADO			









# **Anexo 3.**

## **Resultados simulación HelioScope**



# Anexo 3. Resultados Simulación HelioScope

## Design Inst. fotovoltaica Catering La Almazara de Carmona

**Report**

**Project Name:** Catering La Almazara de Carmona

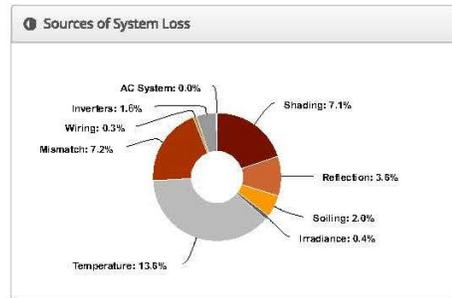
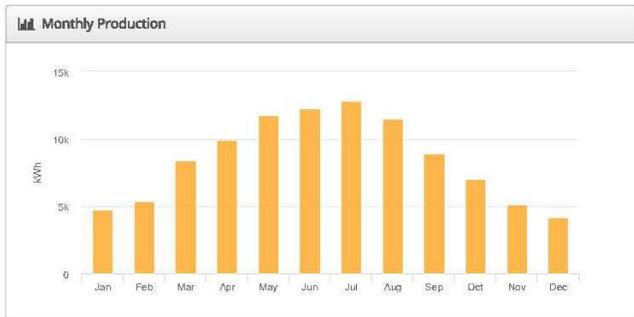
**Project Address:** calle santa ana, Carmona

**Prepared By:** Ignacio Martín Soto  
ignacioms204@gmail.com



**System Metrics**

<b>Design</b>	Design Inst. fotovoltaica
<b>Module DC Nameplate</b>	76.3 kW
<b>Inverter AC Nameplate</b>	75.0 kW Load Ratio: 0.77
<b>Annual Production</b>	100.5 MWh
<b>Performance Ratio</b>	68.6%
<b>kWh/kWp</b>	1,317.1
<b>Weather Dataset</b>	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
<b>Simulator Version</b>	52a80ff061-dbb408471b-b410765f13-2dc56c59f6



**Annual Production**

	Description	Output	% Delta
<b>Irradiance (kWh/m²)</b>	Annual Global Horizontal Irradiance	1,926.2	
	POA Irradiance	1,922.8	-0.2%
	Shaded Irradiance	1,785.7	-7.1%
	Irradiance after Reflection	1,721.3	-3.6%
	Irradiance after Soiling	1,686.8	-2.0%
	<b>Total Collector Irradiance</b>	<b>1,687.6</b>	<b>0.0%</b>
<b>Energy (kWh)</b>	Nameplate	130,506.2	
	Output at Irradiance Levels	130,007.6	-0.4%
	Output at Cell Temperature Derate	112,350.3	-13.6%
	Output After Mismatch	104,277.3	-7.2%
	Optimal DC Output	103,954.2	-0.3%
	Constrained DC Output	103,954.1	0.0%
	Inverter Output	102,083.0	-1.6%
	<b>Energy to Grid</b>	<b>100.5</b>	<b>0.0%</b>
<b>Temperature Metrics</b>			
	Avg. Operating Ambient Temp		21.8 °C
	Avg. Operating Cell Temp		40.6 °C
<b>Simulation Metrics</b>			
	Operating Hours	4623	
	Solved Hours	4623	

**Condition Set**

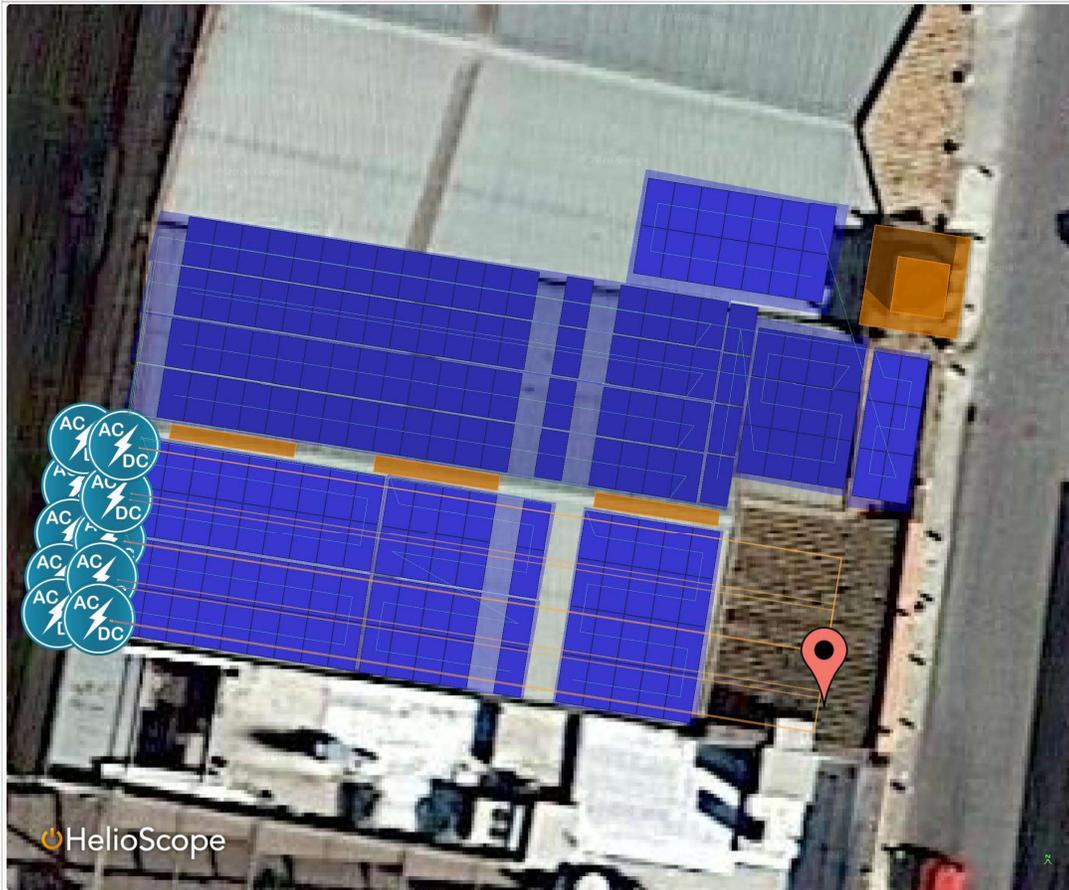
Description	Condition Set 1											
<b>Weather Dataset</b>	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
<b>Solar Angle Location</b>	Meteo Lat/Lng											
<b>Transposition Model</b>	Perez Model											
<b>Temperature Model</b>	Sandia Model											
<b>Temperature Model Parameters</b>	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
<b>Soiling (%)</b>	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>Irradiation Variance</b>	5%											
<b>Cell Temperature Spread</b>	4° C											
<b>Module Binning Range</b>	-2.5% to 2.5%											
<b>AC System Derate</b>	0.50%											
<b>Module Characterizations</b>	Module	Uploaded By	Characterization									
	GCL-M2/72H 420 (GCL)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN									
<b>Component Characterizations</b>	Device	Uploaded By	Characterization									
	GW10K-ET (GoodWe)	Folsom Labs	Spec Sheet									

Components		
Component	Name	Count
Inverters	TRIPower 25000TL (SMA)	9 (75.0 kW)
AC Home Runs	50 mm2 (Copper)	9 (1,271.5 m)
Strings	10 AWG (Copper)	9 (505.5 m)
Module	GCL, GCL-M272H 420 (420W)	184 (77.3 kW)

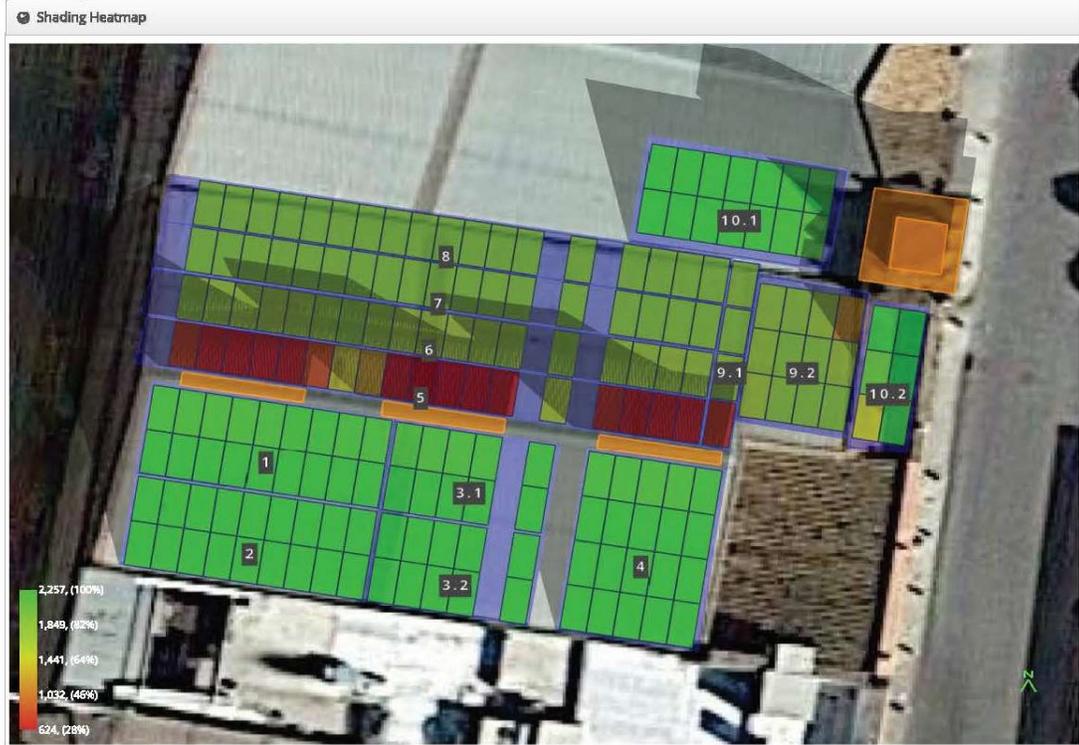
Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone 1	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 2	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 3	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 4	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 5	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 6	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 7	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 8	12	6-20	Along Racking
Wiring Zone 9	12	6-20	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	18	18	7.56 kW
5	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.0 m	1x1	21	18	7.56 kW
10.1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	14	14	5.88 kW
9.2	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.0 m	1x1	12	12	5.04 kW
10.2	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	6	6	2.52 kW
2	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	18	18	7.56 kW
3.1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	12	10	4.20 kW
3.2	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	12	10	4.20 kW
4	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	189°	0.0 m	1x1	20	20	8.40 kW
6	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.0 m	1x1	20	18	7.56 kW
7	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.0 m	1x1	21	18	7.56 kW
8	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.0 m	1x1	21	18	7.56 kW
9.1	Flush Mount	Portrait (Vertical)	10°	9°	0.1 m	1x1	4	4	1.68 kW

Detailed Layout



Design Inst. fotovoltaica Catering La Almazara de Carmona

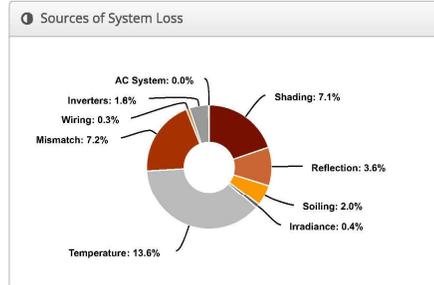
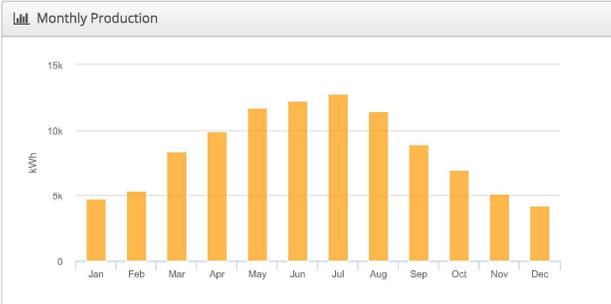


Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOP <sup>2</sup>	Solar Access	Avg TSRF <sup>2</sup>
1	10.0°	189.0°	18	7.56 kWp	2,033.2kWh/m <sup>2</sup>	11.3 MWh <sup>1</sup>	92.7%	97.2%	90.1%
5	10.0°	9.0°	18	7.56 kWp	813.4kWh/m <sup>2</sup>	4.91 MWh <sup>1</sup>	77.1%	46.8%	36.0%
10.1	10.0°	189.0°	14	5.88 kWp	2,039.3kWh/m <sup>2</sup>	8.77 MWh <sup>1</sup>	92.7%	97.5%	90.4%
9.2	10.0°	9.0°	12	5.04 kWp	1,635.2kWh/m <sup>2</sup>	6.14 MWh <sup>1</sup>	77.1%	94.0%	72.5%
10.2	10.0°	189.0°	6	2.52 kWp	1,928.7kWh/m <sup>2</sup>	3.57 MWh <sup>1</sup>	92.7%	92.2%	85.5%
2	10.0°	189.0°	18	7.56 kWp	2,089.8kWh/m <sup>2</sup>	11.6 MWh <sup>1</sup>	92.7%	99.9%	92.6%
3.1	10.0°	189.0°	10	4.20 kWp	2,031.4kWh/m <sup>2</sup>	6.25 MWh <sup>1</sup>	92.7%	97.1%	90.0%
3.2	10.0°	189.0°	10	4.20 kWp	2,089.6kWh/m <sup>2</sup>	6.42 MWh <sup>1</sup>	92.7%	99.9%	92.6%
4	10.0°	189.0°	20	8.40 kWp	2,061.3kWh/m <sup>2</sup>	12.7 MWh <sup>1</sup>	92.7%	98.6%	91.3%
6	10.0°	9.0°	18	7.56 kWp	1,633.4kWh/m <sup>2</sup>	9.17 MWh <sup>1</sup>	77.1%	93.9%	72.4%
7	10.0°	9.0°	18	7.56 kWp	1,728.7kWh/m <sup>2</sup>	9.72 MWh <sup>1</sup>	77.1%	99.4%	76.6%
8	10.0°	9.0°	18	7.56 kWp	1,732.9kWh/m <sup>2</sup>	9.74 MWh <sup>1</sup>	77.1%	99.6%	76.8%
9.1	10.0°	9.0°	4	1.68 kWp	1,455.7kWh/m <sup>2</sup>	1.84 MWh <sup>1</sup>	77.1%	83.7%	64.5%
<b>Totals, weighted by kWp</b>			<b>184</b>	<b>76.3 kWp</b>	<b>1,785.7kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>100.5 MWh</b>	<b>85.2%</b>	<b>92.9%</b>	<b>79.1%</b>

<sup>1</sup> approximate, varies based on Inverter performance  
<sup>2</sup> based on location Optimal POA Irradiance of 2,256.7kWh/m<sup>2</sup> at 35.1° tilt and 181.5° azimuth

Solar Access by Month												
Description	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
1	99%	99%	99%	97%	96%	94%	95%	98%	99%	99%	99%	99%
5	38%	36%	39%	46%	55%	64%	53%	41%	34%	39%	36%	41%
10.1	96%	96%	96%	98%	98%	99%	99%	99%	97%	96%	96%	95%
9.2	91%	92%	94%	95%	95%	94%	95%	96%	94%	91%	91%	89%
10.2	93%	93%	92%	93%	93%	92%	93%	93%	92%	91%	91%	89%
2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3.1	99%	98%	98%	97%	96%	94%	95%	97%	99%	99%	99%	99%
3.2	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4	99%	99%	99%	99%	98%	97%	97%	99%	99%	99%	99%	99%
6	49%	94%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	94%	53%	48%
7	97%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98%	92%
8	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98%
9.1	72%	80%	83%	85%	88%	90%	87%	83%	82%	80%	72%	71%
Solar Access, weighted by kWp	90.1%	92.6%	93.0%	93.3%	93.9%	94.2%	93.4%	92.9%	92.7%	92.7%	90.2%	89.8%
AC Power (kWh)	4,730.3	5,411.7	8,417.5	9,958.8	11,724.2	12,249.4	12,778.0	11,478.3	8,938.1	6,966.8	5,147.8	4,233.0





# **Anexo 4.**

## **Fichas Técnicas**

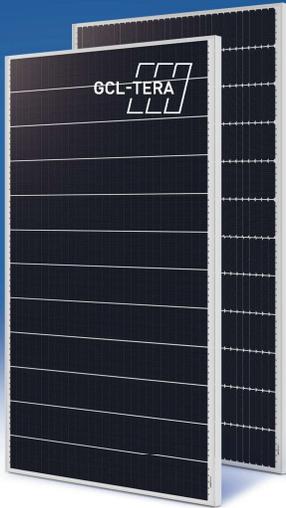


# Anexo 4. Fichas técnicas

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



**GCL-M2/72H**  
High Efficiency Shingling Module  
390-420W



**420W**  
Maximum Power Output

**20.2%**  
Maximum Module Efficiency

**0~+5W**  
Power Output Guarantee



Unique cell cutting and inter-connecting process, increases light absorption area and decreases module internal power loss



Selected encapsulating material and stringent production process control ensure the product is highly PID resistant and snail trails free



Sand blowing test, salt mist test and ammonia test passed to endure harsh environments



Optimized system performance due to module level current sorting



Special cell process ensures great performance under low irradiance conditions



Highly transparent self-cleaning glass brings additional yield and easy maintenance

### Company Introduction

GCL System Integration Technology Co., Ltd. (002506 Shenzhen Stock) [GCL System] is part of GOLDEN CONCORD Group [GCL] which is an international energy company specializing in clean and sustainable power production. The group, founded in 1990 now employs 30,000 people.

### GCL Delivers Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO9001:2015, ISO14001:2015 and OHSAS:18001:2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60668-2-68)
- Long term reliability tests
- 2\*100% EL inspection ensuring defect-free modules

### Linear Performance Warranty



### Additional Insurance Backed by Swiss RE



\* Please refer to GCL for details

Bringing Green Power To Life

en.gclsi.com

# GCL-M2/72H

High Efficiency  
Shingling Module

390-420W

### Electrical Specification (STC\*)

Maximum Power	Pmax(W)	390	395	400	405	410	415	420
Maximum Power Voltage	Vmp(V)	37.1	37.2	37.3	37.4	37.5	37.6	37.7
Maximum Power Current	Imp(A)	10.51	10.62	10.72	10.83	10.93	11.04	11.14
Open Circuit Voltage	Voc(V)	45.1	45.2	45.2	45.3	45.3	45.4	45.5
Short Circuit Current	Isc(A)	11.27	11.31	11.35	11.39	11.43	11.47	11.53
Module Efficiency	(%)	18.8	19.0	19.3	19.5	19.7	20.0	20.2
Power Output Tolerance	(W)					0-+5		

\* Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

### Electrical Specification (NMOT\*)

Maximum Power	Pmax (W)	290	294	298	302	305	309	313
Maximum Power Voltage	Vmp (V)	35.1	35.2	35.3	35.4	35.5	35.6	35.7
Maximum Power Current	Imp (A)	8.27	8.35	8.44	8.52	8.60	8.68	8.77
Open Circuit Voltage	Voc(V)	42.7	42.8	42.8	42.9	42.9	43.0	43.1
Short Circuit Current	Isc (A)	9.09	9.13	9.16	9.19	9.22	9.26	9.30

\* Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

### Mechanical Data

Solar Cell Type	Mono 91.35x158.75mm (6 inches)
Number of Cells	600 Cells (6x12)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	1942*1069*40mm (76.46*42.09 * 1.57 inches)
Weight (kg)	24 kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP67 Rated
Cable	4.0mm <sup>2</sup> ±10.00% inches <sup>2</sup> , 1200mm (47.2 inches)
Number of diodes	2
Wind/Snow Load	2400Pa/5400Pa*
Connector	MC4 Compatible

\* For more details please check the installation manual of GCLSI

### Temperature Ratings

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42.3±2°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.31%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C

### Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+65°C
Maximum System Voltage	1500V DC-[H]
Max Series Fuse Rating	20A

### Optional

Connector:  Original MC4

### Packaging Configuration

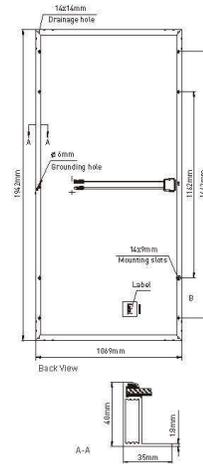
Module per box	24 pieces
Module per 40' container	624 pieces



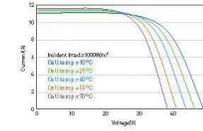
Contact Us for More Information

website: en.gclsi.com email: gclsi@sales@gclsi.com

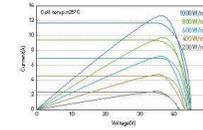
### Module Dimension



U-I Curve at Different Temperature (100W)



U-I/P-U Curve at Different Irradiation (10W)



CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT

Bringing Green Power To Life

GCL-EN-M2/72H-2018-V1.0

SUNNY TRIPower  
15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

**Intelligent service with  
SMA Smart Connected**

**SMA ShadeFix**  
STRING LEVEL OPTIMIZATION

<p><b>Efficient</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximum efficiency of 98.4%</li> <li>• Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix</li> </ul>	<p><b>Safe</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DC surge arrester (SPD-type II) can be integrated</li> </ul>	<p><b>Flexible</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DC input voltage of up to 1000 V</li> <li>• Multistring capability for optimum system design</li> <li>• Optional display</li> </ul>	<p><b>Innovative</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cutting edge grid management functions with Integrated Plant Control</li> <li>• Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)</li> </ul>
---	--	---	---

## SUNNY TRIPower 15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).

## SMA SMART CONNECTED

### The integrated service for ease and comfort

SMA Smart Connected\* is the free monitoring of the inverter via the SMA Sunny Portal. If there is an inverter fault, SMA proactively informs the PV system operator and the installer. This saves valuable working time and costs.

With SMA Smart Connected, the installer benefits from rapid diagnoses by SMA. They can thus quickly rectify the fault and score points with the customer thanks to the attraction of additional services.



#### ACTIVATION OF SMA SMART CONNECTED

During registration of the system in the Sunny Portal, the installer activates SMA Smart Connected and benefits from the automatic inverter monitoring by SMA.



#### AUTOMATIC INVERTER MONITORING

SMA takes on the job of inverter monitoring with SMA Smart Connected. SMA automatically checks the individual inverters for anomalies around the clock during operation. Every customer thus benefits from SMA's long years of experience.



#### PROACTIVE COMMUNICATION IN THE EVENT OF FAULTS

After a fault has been diagnosed and analyzed, SMA informs the installer and end customer immediately by e-mail. Everyone is thus optimally prepared for the troubleshooting. This minimizes the downtime and saves time and money. The regular power reports also provide valuable information about the overall system.



#### REPLACEMENT SERVICE

If a replacement device is necessary, SMA automatically supplies a new inverter within one to three days of the fault diagnosis. The installer can contact the PV system operator of their own accord and replace the inverter.

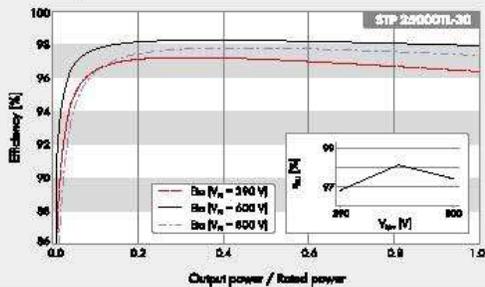


#### PERFORMANCE SERVICE

The PV system operator can claim compensation from SMA if the replacement inverter cannot be delivered within three days.

\* Details: see document "Description of Services - SMA SMART CONNECTED"

### Efficiency Curve



### Accessory



• Standard features • Optional features • Not available  
 Data at nominal conditions  
 Date: 02/2021

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input [DC]			
Max. generator power	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	15330 W	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Max. DC short-circuit current input A / input B	43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3
Output [AC]			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	15000 VA	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current / rated output current	29 A / 21.7 A	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD		≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices			
DC side disconnection device		•	
Ground fault monitoring / grid monitoring		• / •	
DC surge arrester (Type II) can be integrated		•	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated		• / • / -	
All-pole sensitive residual current monitoring unit		•	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)		I / AC; III; DC; II	
General data			
Dimensions (W / H / D)		661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]	
Weight		61 kg [134.48 lb]	
Operating temperature range		-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
Noise emission (typical)		51 dB(A)	
Self-consumption (at night)		1 W	
Topology / cooling concept		Transformerless / Optical	
Degree of protection (as per IEC 60529)		IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)		4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)		100%	
Features / function / Accessories			
DC connection / AC connection		SUNCLIK / spring-cage terminal	
Display		•	
Interface: RS485, Speedwire/Web connect		• / •	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus		• / •	
Multifunction relay / Power Control Module		• / •	
Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		• / • / •	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible		• / •	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years		• / • / • / •	
Certificates and permits (more available on request)			
<small>                     AS 4777, EDI 2008, C10/11, CE, CEI 016, CEI 0-21, CNS 15382, CNS 15426, DEWA 2.0, DK1, DK2, EN 50549-1, EN 50549-2, G99/1, EN 50438:2013, IEC 60060-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IS 16221-1/2, IS 16169, MBEA 2013, NEM 16149, NEM EN 50438, NIS 097431, REA 2013, NIS, NRC, ID 1699/413, ID 661/2/001, Res. # 12013, IEC-compliant, S4777, EDI governor, UTEC15-7121, VDE 0126-1-1, VDE A1-N 41 05, VDE A1-N 4116, VFR 2014                 </small>			
Type designation	STP 15000TL30	STP 20000TL30	STP 25000TL30

<sup>A</sup> Does not apply to all national appendices of EN 50438

**www.SunnyPortal.com**

Professional PV system monitoring, management and data display



**SMA-Solar.com**

**SMA Solar Technology**

SUNNY PORTAL (SMA) ist ein eingetragenes Warenzeichen von SMA Solar Technology AG, SÜNDWILDE (ein eingetragenes Warenzeichen von SUNNY BRUNNEN CONTACT GmbH & Co. KG, Pöchlarn) oder PSC power. Alle Funktionen und Services detailliert auf der Website [www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com) oder in der Sunny-App. SMA übernimmt keine Haftung für typographische Fehler und andere Mängel. Für alle Fragen kontaktieren Sie bitte [info@sma-solar.com](mailto:info@sma-solar.com).

## MultiPlus-II Inverter/Charger

▶ [Victron online product page](#)

<https://ve3.nl/6H>



### A MultiPlus, plus ESS (Energy Storage System) functionality

The MultiPlus-II is a multifunctional inverter/charger with all the features of the MultiPlus, plus an external current sensor option which extends the PowerControl and PowerAssist function to 50A resp. 100A. The MultiPlus-II is ideally suited for professional marine, yachting, vehicle and land based off-grid applications. It also has built-in anti-islanding functionality, and an increasingly long list of country approvals for ESS application. Several system configurations are possible. For more detailed information see the ESS Design and configuration manual.

### PowerControl and PowerAssist - Boosting the capacity of the grid or a generator

A maximum grid or generator current can be set. The MultiPlus-II will then take account of other AC loads and use whatever is extra for battery charging, thus preventing the generator or grid from being overloaded (PowerControl function).

PowerAssist takes the principle of PowerControl to a further dimension. Where peak power is so often required only for a limited period, the MultiPlus-II will compensate insufficient generator, shore or grid power with power from the battery. When the load reduces, the spare power is used to recharge the battery.

### Solar energy: AC power available even during a grid failure

The MultiPlus-II can be used in off grid as well as grid connected PV and other alternative energy systems. It is compatible with both solar charger controllers and grid-tie inverters.

### Two AC Outputs

The main output has no break functionality. The MultiPlus-II takes over the supply to the connected loads in the event of a grid failure or when shore/generator power is disconnected. This happens so fast (less than 20 milliseconds) that computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption.

The second output is live only when AC is available on the input of the MultiPlus-II. Loads that should not discharge the battery, like a water heater for example, can be connected to this output.

### Virtually unlimited power thanks to parallel and three phase operation (not available for the 8k and 10k models)

Up to 6 Multis can operate in parallel to achieve higher power output. Six 48/5000/70 units, for example, will provide 25 kW / 30 kVA output power with 420 Amps charging capacity.

In addition to parallel connection, three units of the same model can be configured for three phase output. But that's not all: up to 6 sets of three units can be parallel connected for a 75 kW / 90 kVA inverter and more than 1200 Amps charging capacity.

### On-site system configuring, monitoring and control

Settings can be changed in a matter of minutes with VEConfigure software (computer or laptop and MK3-USB interface needed).

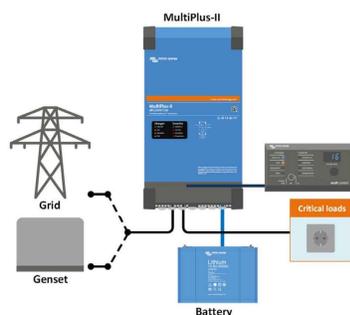
Several monitoring and control options are available: Cerbo GX, Color Control GX, Venus GX, Octo GX, CANvu GX, Laptop, computer, Bluetooth (with the optional VE.Bus Smart dongle), Battery Monitor, Digital Multi Control Panel.

### Remote configuring and monitoring

Install a Cerbo GX or other GX product to connect to the internet.

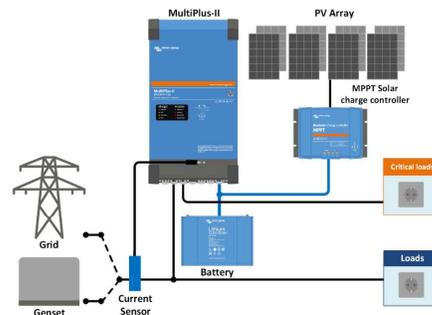
Operational data can be stored and displayed on our VRM (Victron Remote Management) website, free of charge.

When connected to the internet, systems can be accessed remotely, and settings can be changed.



### Standard marine, mobile or off-grid application

Loads that should shut down when AC input power is not available can be connected to a second output (not shown). These loads will be taken into account by the PowerControl and PowerAssist function in order to limit AC input current to a safe value when AC power is available.



### Grid parallel topology with MPPT solar charge controller

The MultiPlus-II will use data from the external AC current sensor (must be ordered separately) or power meter to optimise self-consumption and, if required, to prevent grid feed. In case of a power outage, the MultiPlus-II will continue to supply the critical loads



**GX Touch 50 and Cerbo GX**  
Provides intuitive system control and monitoring  
Besides system monitoring and control the Cerbo GX enables access to our free remote monitoring website: the VRM Online Portal



**VRM Portal**  
Our free remote monitoring website (VRM) will display all your system data in a comprehensive graphical format. System settings can be changed remotely via the portal. Alarms can be received by e-mail.



**VRM app**  
Monitor and manage your Victron Energy system from your smart phone and tablet. Available for both iOS and Android.



**VE.Bus Smart Dongle**  
Measures battery voltage and temperature and allows monitoring and control with a smart phone or other Bluetooth enabled device.



Connection Area MultiPlus-II 3k



**Current sensor 100A:50mA**  
To implement PowerControl and PowerAssist and to optimize self-consumption with external current sensing. Maximum current: 50A resp. 100A. Length of connection cable: 1 m.



**Digital Multi Control Panel**  
A convenient and low-cost solution for remote monitoring, with a rotary knob to set PowerControl and PowerAssist levels.

MultiPlus-II	12/3000/120-32 24/3000/70-32 48/3000/35-32	24/5000/120-50 48/5000/70-50	48/8000/110-100	48/10000/140-100
PowerControl & PowerAssist	Yes			
Transfer switch	32 A	50 A	100 A	100 A
Maximum AC input current	32 A	50 A	100 A	100 A
<b>INVERTER</b>				
DC Input voltage range	12V - 9,5-17 V	24V - 19-33V	48V - 38-66 V	
Output	Output voltage: 230 VAC ± 2%		Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)	
Cont. output power at 25°C (3)	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA
Cont. output power at 25°C	2400 W	4000 W	6400 W	8000 W
Cont. output power at 40°C	2200 W	3700 W	5500 W	7000 W
Cont. output power at 65°C	1700 W	3000 W	4000 W	6000 W
Maximum apparent feed-in power	3000 VA	5000 VA	8000 VA	10000 VA
Peak power	5500 W	9000 W	15000 W	18000 W
Maximum efficiency	93%/94%/95%	96%	95%	96%
Zero load power	13 / 13 / 11 W	18 W	29 W	38 W
Zero load power in AES mode	9 / 9 / 7 W	12 W	19 W	27 W
Zero load power in Search mode	3 / 3 / 2 W	2 W	3 W	4 W
<b>CHARGER</b>				
AC Input	Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 - 65 Hz			
Charge voltage 'absorption'	14,4 / 28,8 / 57,6 V			
Charge voltage 'float'	13,8 / 27,6 / 55,2 V			
Storage mode	13,2 / 26,4 / 52,8 V			
Maximum battery charge current (4)	120 / 70 / 35 A	120 / 70 A	110 A	140 A
Battery temperature sensor	Yes			
<b>GENERAL</b>				
Auxiliary output	Yes (32A)		Yes (50A)	
External AC current sensor (optional)	50A or 100A			
Programmable relay (5)	Yes			
Protection (2)	a - g			
VE.Bus communication port	For parallel (not for 8k and 10k models) and three phase operation, remote monitoring and system integration			
General purpose com. port	Yes, 2x			
Remote on-off	Yes			
Operating temperature range	-40 to +65°C (fan assisted cooling)			
Humidity (non condensing)	max 95%			
<b>ENCLOSURE</b>				
Material & Colour	Steel, blue RAL 5012			
Protection category	IP22			
Battery-connection	M8 bolts		Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections)	
230 V AC-connection	Screw terminals 13 mm <sup>2</sup> (6 AWG)		Bolts M6	Bolts M6
Weight	19 kg	30 kg	42 kg	49 kg
Dimensions (hxwxd) mm	546 x 275 x 147 499 x 268 x 141 499 x 268 x 141	565 x 328 x 240 560 x 320 x 141	642 x 363 x 206	677 x 363 x 206
<b>STANDARDS</b>				
Safety	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1, EN-IEC 62109-2			
Emission, Immunity	EN 55014-1, EN 55014-2 EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3 IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3			
Uninterruptible power supply	Please consult the certificates on our website.			
Anti-islanding	Please consult the certificates on our website.			
1) Can be adjusted to 60 Hz 2) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) 230 VAC on inverter output g) input voltage ripple too high 3) Non-linear load, crest factor 3:1 4) At 25°C ambient 5) Programmable relay which can be set for general alarm, DC under voltage or genset start/stop function. AC rating: 230V / 4A, DC rating: 4A up to 35VDC and 1A up to 60VDC				

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands  
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | E-mail: sales@victronenergy.com  
www.victronenergy.com



## BATTERY-BOX PREMIUM LVL

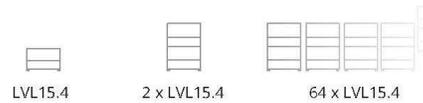
- Escalable desde 15.4 hasta 983 kWh
- Compatible con Inversores Mono y Trifásicos
- Libre de Cobalto. Litio Fosfato de Hierro (LFP): Máxima Seguridad, Ciclos de Vida y Potencia
- Capacidad Back-Up de Alta Potencia y trabajar Off-Grid
- Menos espacio de suelo necesario al poder Apilar hasta dos sistemas
- Posibilidad de añadir sistemas en Paralelo para Ampliar Capacidad



### BATTERY-BOX PREMIUM LVL

BYD Battery-Box Premium LVL es una batería de litio fosfato de hierro (LFP) para ser utilizada en combinación con un inversor compatible.

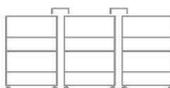
Gracias a su unidad de control y comunicación (BMU), la BYD Battery-Box Premium LVL se puede expandir para alcanzar cualquier necesidad energética de sus proyectos, no importa cuanto grande estos sean. Puede empezar con un sistema LVL15.4 (15.36kWh) y ampliar el sistema más tarde hasta 983 kWh conectando en paralelo hasta 64 sistemas.



### FLEXIBLE, EFICIENTE, SIMPLE



**Fácil Instalación**  
Manejo sencillo



**15.4 - 983 kWh**  
Capacidad Diseñada para Cada Aplicación



**Ampliación en Cualquier Momento**  
Sencilla Adaptación a Necesidades Futuras



**Alta Potencia**  
Potencia para Cada Aplicación



## PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM LVL



### LVL15.4

Número de módulos	2
Energía Utilizable [1]	15.36 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	250 A
Corriente de salida pico [2]	375 A, 5 s
Dimensiones (H/W/D)	500 x 575 x 650 mm
Peso	164 kg
Voltaje Nominal	51.2 V
Voltaje Operativo	40-59 V
Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
Comunicación	CAN/RS485
Protección IP	IP20
Eficiencia Ida/Vuelta	≥95%
Escalabilidad	Máx. 64 en paralelo (983 kWh)
Certificados	IEC62619 / CE / CEC / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantía [3]	10 Años
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima e Inversores Compatibles de Battery-Box Premium

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el inversor que se utilice

[2] Derating de corriente de carga ocurre desde -10°C a +5°C

[3] Aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía de BYD Battery-Box Premium



BYD Company Limited  
www.byd.com/energy  
Global Sales: batteryboxgrp@byd.com  
Global Service: bboxeservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner  
EFT-Systems GmbH  
www.eft-systems.de  
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner  
Alps Power Pty Ltd  
www.alppower.com.au  
service@alppower.com.au

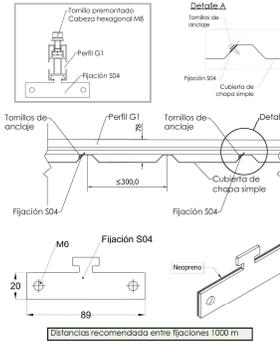
Battery-Box US Service Partner  
EFT-Systems GmbH  
www.eft-systems.de/us  
USservice@eft-systems.de

V1.0ESP



# KHX915

## Soporte coplanar continuo fijación a chapa para cubierta metálica



### El kit incluye:

- Fijaciones S04
- Tornillería de anclaje
- Junta de estanqueidad
- Perfiles G1
- Uniones UG1
- Presos laterales
- Presos centrales

### Número de paneles

- Vertical: de 1 a 6 módulos
- Horizontal: de 1 a 3 módulos

Para módulos de 60 y 72 células [1.650/2000x1000] de 33 a 50 mm de espesor.

### Válido para:

- Cubiertas de chapa.
- Anclaje lateral a chapa.
- En disposición horizontal válido para módulos de ancho especial.

Tornillos de anclaje autorroscantes para evitar virutas sobre la chapa.

Disponibilidad de tuercas antirrobo. Material 100% reciclable. Cómoda instalación.

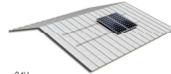
### Ventajas:

- Mayor resistencia debido al anclaje en lateral de la graca.
- Evita cualquier posible filtración de agua, ya que no se taladra la canal de la cubierta.
- Rápida instalación.

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de su sistema.
- Comprobar la impermeabilidad de la junta y su estanqueidad.
- Identificar los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- Los presos en su caso deben respetar unas mínimas de separación.



Perfil compatible: G1



D4V Disposición de los módulos en vertical



D4H Disposición de los módulos en horizontal

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

Viento 120 km/h  
MATERIALES Perfiles de aluminio EN AW 6005A T6  
TORNILLERÍA Tornillería acero inoxidable A2-70

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Para más información consultar

### Herramientas necesarias:



### Seguridad:



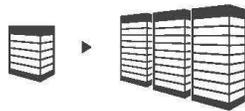
### Por de serie:

- Tornillo Anclaje 7 An
- Tornillo M6 Hexagonal 20 An
- Tornillo M6 Hexagonal 40 An
- Tornillo M6 Z hexagonal 10 An

# Battery-Box HV

Die Battery-Box HV ist die erste echte Hochvolt-Batterie, die flexibel und modular aufgebaut ist und keine Kabel benötigt. Eine Battery-Box HV enthält 4 bis 9 Batteriemodule B-Plus H 1.28 in Reihenschaltung und erreicht eine nutzbare Kapazität von bis zu 11,52 kWh.

Die Parallelschaltung von bis zu 3 identischen Battery-Box HV ermöglicht eine maximale Kapazität von 34,5 kWh (folgt in Kürze).



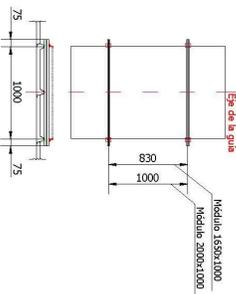
	Battery-Box H 5.1	Battery-Box H 6.4	Battery-Box H 7.7	Battery-Box H 9.0	Battery-Box H 10.2	Battery-Box H 11.5
	B-Plus H 1.28 (1,28kWh, 26 kg)					
Batteriemodul	4 Module	5 Module	6 Module	7 Module	8 Module	9 Module
Nutzbare Kapazität [1]	5,12 kWh	6,40 kWh	7,68 kWh	8,96 kWh	10,24 kWh	11,52 kWh
Max. Ausgangsleistung	5,12 kW	6,40 kW	7,68 kW	8,96 kW	10,24 kW	11,52 kW
Peak Ausgangsleistung	10,24 kW, 30 s	12,80 kW, 30 s	15,36 kW, 30 s	17,92 kW, 30 s	20,48 kW, 30 s	23,04 kW, 30 s
Batteriewirkungsgrad	≥95,3 % [1]					
Nennspannung	204 V	256 V	307 V	358 V	409 V	460 V
Spannungsbereich	160–225 V	200–282 V	240–338 V	280–395 V	320–451 V	360–500 V
Schnittstellen	RS485 / CAN					
Abmessungen (B/H/T)	580 x 774 x 380 mm	580 x 894 x 380 mm	580 x 1014 x 380 mm	580 x 1134 x 380 mm	580 x 1254 x 380 mm	580 x 1374 x 380 mm
Gewicht	122 kg	148 kg	174 kg	200 kg	226 kg	252 kg
IP Schutzart	IP55					
Garantie [2]	10 Jahre					
Umgebungstemperatur [3]	-10°C bis +50°C					
Zertifizierung und Standards	UL1642 / TÜV(IEC62619) / CE / RCM / UN38.3 / Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher					
Skalierbar	Wird noch bekannt gegeben					
Kompatible Wechselrichter [4]	SMA (4-8 Module) / Kostal / Fronius (5-9 Module) / Goodwe / Ingeteam					
Anwendung	ON Grid / ON Grid + Backup (entsprechend BYD Minimale Konfigurationsliste)					

[1] Testbedingungen: 100% DOD, 0,2C Ladung und Entladung bei +25°C; nutzbare Kapazität ggf. abhängig vom Wechselrichter

[2] Es gelten Bedingungen entsprechend des Garantiebrief von BYD (Battery-Box Warranty Letter).

[3] Von +10°C bis +12°C wird die Leistung gedrosselt

[4] Detaillierte und aktuelle Informationen sind in der Liste der kompatiblen BYD Battery-Box Wechselrichter zu finden. Weitere werden bekannt gegeben.



**Distancias recomendadas. Estas distancias pueden variar en función del tipo de chapa.**

**Nota:**  
 - Distribuir los módulos para que en cualquier caso, siempre a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.  
 - Las presiones no se deben aplicar con máquinas de impacto.

**Paso 1:** Insertar los soportes KHX necesarios en la ranura inferior del perfil RCVEA 0.



**Paso 2:** Situar los soportes KHX a la distancia correcta entre nervios de chapa (distancia recomendada 1000 mm).



**Paso 3:** Atornillar los soportes KHX en los nervios de la chapa.



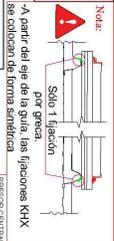
**Paso 4:** Fijación de los módulos.



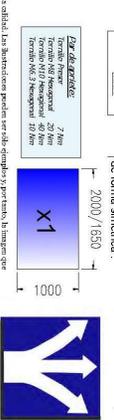
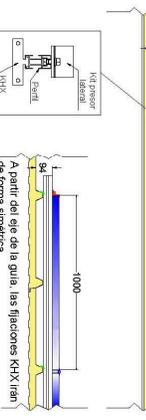
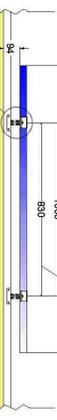
Non necessari el d'andare a estudiar manifestacione en el productor en cualquier momento, lo más pronto al dende nuestro punto de vista son convenientes para la seguridad de la calidad. Las instalaciones pueden ser de cualquier y por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto realmente.



**Kit Presor Lateral regulable**  
 Kit Presor Central  
 Fijador KHX



**Incluye:**  
 - Presor y tornillería para fijación de los módulos.  
 - Tornillería de fijación a chapa metálica.  
 - Junta de sellado para evitar el contacto entre el aluminio y la chapa de cubierta y evitar filtraciones.



Kit Presor lateral regulable  
 Kit Presor central  
 Fijador KHX  
 Kit Lateral RCVEA 0  
 Kit Central RCVEA 0  
 Kit Lateral RCVEA 0  
 Kit Central RCVEA 0



# PLANO DE MONTAJE



