



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100
kW_n EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON
COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN
TARRAGONA (CATALUÑA)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Roca Galdón, Rubén

Tutor/a: Quijano Lopez, Alfredo

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por enseñarme el valor de la constancia.

A Josep, Andrés, Lorena, Arnau, Pilar, Pau y Carles, por permitirme aprender de ellos.

A mi tutor, Alfredo Quijano, por su paciencia y asesoramiento sacando tiempo de donde no había.

RESUMEN

En el siguiente proyecto de final de grado se definen las características de diseño y las infraestructuras técnicas de una instalación fotovoltaica de 100 kWh en régimen de autoconsumo con compensación de excedentes, ubicada sobre la cubierta de las instalaciones del Club de Tennis Reus Monterols (Tarragona/Barcelona).

En primer lugar, tras la obtención de los consumos energéticos y de la información inicial sobre el emplazamiento, se procede a estudiar diferentes alternativas sobre la ubicación de los paneles, basándose en los datos de producción obtenidos para cada una. Tras la definición de las alternativas, se realiza una comparación para escoger la que mejor se adapta a los objetivos deseados.

Seguidamente, se diseña la instalación, dimensionando los equipos de manera que se garantice su buen funcionamiento. En este punto se justifica la elección de los módulos y del inversor, tras realizar los cálculos eléctricos pertinentes. Así mismo, se definen las conexiones eléctricas y las protecciones del cableado, determinando la sección, la longitud y otras características necesarias, como la manera en la que se realizarán las conexiones entre los diferentes elementos de la instalación. También se diseñan los sistemas de protección de la instalación eléctrica, todo ello para garantizar el cumplimiento de las normativas legales y criterios de seguridad que se aplican a las instalaciones fotovoltaicas.

Tras esto, se presenta un breve análisis del impacto ambiental, así como un análisis económico del proyecto, donde se elabora el presupuesto de la instalación, con los costes de cada partida de gasto desglosados y se expone el cálculo de diferentes indicadores económicos para valorar la rentabilidad de la inversión.

Por último, se incluye un recopilatorio de los diferentes trámites necesarios para legalizar la instalación proyectada, una instalación en régimen de autoconsumo con compensación de excedentes.

Palabras Clave: Energía, Renovable, Instalación fotovoltaica, Autoconsumo, Electricidad.

RESUM

En el següent projecte de final de grau es defineixen les característiques de disseny i les infraestructures tècniques d'una instal·lació fotovoltaica de 100 kWh en règim d'autoconsum amb compensació d'excedents, situada sobre la coberta de les instal·lacions del Club de Tennis Reus Monterols (Tarragona/Barcelona).

En primer lloc, després de l'obtenció dels consums energètics i de la informació inicial sobre l'emplaçament, es procedeix a estudiar diferents alternatives sobre la ubicació dels panells, basant-se en les dades de producció obtinguts per a cadascuna. Després de la definició de les alternatives, es realitza una comparació per a triar la que millor s'adapta als objectius desitjats.

Seguidament, es dissenya la instal·lació, dimensionant els equips de manera que es garantisca un bon funcionament. En aquest punt es justifica l'elecció dels mòduls i de l'inversor, després de realitzar els càlculs elèctrics pertinents. Així mateix, es defineixen les connexions elèctriques i les proteccions del cablejat, determinant la secció, la longitud i altres característiques del cablejat necessari, així com la manera en la qual es realitzaran les connexions entre els diferents elements de la instal·lació. També es dissenyen els sistemes de protecció de la instal·lació elèctrica, tot això per a garantir el compliment de les normatives legals i criteris de seguretat que s'apliquen a les instal·lacions fotovoltaïques.

Després, es presenta un breu anàlisi de l'impacte ambiental, així com un anàlisi econòmic del projecte, on s'elabora el pressupost de la instal·lació, amb els costos de cada partida de despesa desglossats i s'exposa el càlcul de diferents indicadors econòmics per a valorar la rendibilitat de la inversió.

Finalment, s'inclou un recopilatori dels diferents tràmits necessaris per a legalitzar la instal·lació projectada, una instal·lació en règim d'autoconsum amb compensació d'excedents.

Paraules clau: Energia, Renovable, Instal·lació fotovoltaica, Autoconsum, Electricitat.

ABSTRACT

The following final degree project defines the design characteristics and technical infrastructures of a 100 kWh photovoltaic installation for self-consumption with surplus compensation, located on the roof of the facilities of the Reus Monterols Tennis Club (Tarragona/Barcelona).

Firstly, after obtaining the energy consumption and initial information of the site, different alternatives for the location of the panels are studied, based on the production data obtained for each one. After defining the alternatives, a comparison is made to choose the one that best suits the desired objectives.

The installation is then designed, sizing the equipment in such a way that the good operation is guaranteed. At this point, the choice of modules and inverter is justified, after carrying out the relevant electrical calculations. Likewise, the electrical connections and wiring protections are defined, determining the section, length, and other characteristics of the necessary wiring, as well as the way in which the connections will be made between the different elements of the installation. The protection systems of the electrical installation are also designed, all to ensure compliance with the legal regulations and safety criteria that apply to photovoltaic installations.

After this, it is presented a brief analysis of the environmental impact, as well as an economic analysis of the project, where the installation budget is drawn up, with the costs of each item of expenditure broken down and the calculation of different economic indicators to assess the profitability of the investment.

Finally, it includes a compilation of the different procedures necessary to legalise the planned installation, a self-consumption installation with surplus compensation.

Keywords: Energy, Renewable, Photovoltaic installation, Self-consumption, Electricity.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Planos
- Anexos

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG.....	5
ÍNDICE DE LA MEMORIA.....	7
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	9
ÍNDICE DE TABLAS	10
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	11
1.2. ALCANCE DEL PROYECTO	11
1.3. ANTECEDENTES	12
1.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	13
1.3.2 ESPAÑA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	14
2. NORMATIVA APLICABLE	15
3. INFORMACIÓN DE PARTIDA	17
3.1. EMPLAZAMIENTO.....	17
3.2. CONSUMOS ELÉCTRICOS.....	18
3.3. DISPONIBILIDAD DE LA CUBIERTA.....	20
3.4. RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO.....	22
4. DIMENSIONAMIENTO	23
4.1. OPCIÓN 1.....	24
4.2. OPCIÓN 2.....	26
4.3. OPCIÓN 3.....	29
4.4. SELECCIÓN DE LA PROPUESTA	31
4.4.1. COMPARATIVA ENTRE OPCIÓN 1 Y OPCIÓN 2	31
4.4.2. COMPARATIVA ENTRE OPCIÓN 1 Y OPCIÓN 3	35
5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	40
5.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	40
5.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	40
5.3. INVERSOR	42
5.4. ESTRUCTURA SOPORTE	48
5.5. SISTEMA DE GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN	49
5.6. CANALIZACIONES	49

5.7.	CABLEADO	50
5.7.1.	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLEADO. LADO DE CC	51
5.7.2.	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLEADO. LADO DE CA	57
5.8.	PROTECCIONES.....	60
5.8.1.	PROTECCIONES DEL LADO DE CC	60
5.8.2.	PROTECCIONES DEL LADO DE CA	61
5.9.	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	62
5.10.	RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	64
6.	IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.....	66
6.1.	REDUCCIÓN DE EMISIONES.....	66
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO	68
7.1.	CONTEXTO ECONÓMICO	68
7.2.	PRESUPUESTO	69
7.3.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	72
7.4.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA.....	72
7.5.	CRITERIOS DE INVERSIÓN.....	73
7.5.1.	VAN.....	73
7.5.2.	TIR.....	75
7.5.3.	PERIODO DE RETORNO (<i>PAYBACK</i>)	76
7.6.	CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	76
8.	PLANIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	77
9.	TRÁMITES LEGALES	79
9.1.	INICIO DE LAS OBRAS	79
9.2.	VENTA DE EXCEDENTES.....	79
9.3.	LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	80
10.	CONCLUSIONES	81
	ÍNDICE DE PLANOS	85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Objetivos de desarrollo sostenible.....</i>	11
<i>Ilustración 2: Cuota de energías renovables en la producción de electricidad.</i>	12
<i>Ilustración 3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022.....</i>	14
<i>Ilustración 4: Cubierta de las instalaciones de Club de Tennis Reus Monterols.</i>	17
<i>Ilustración 5: Gráfico de barras del consumo mensual total de la empresa a lo largo de 2022..</i>	19
<i>Ilustración 6: Distribución de los periodos horarios de facturación propios de la tarifa 3.0 TD...</i>	19
<i>Ilustración 7: Consumos mensuales según el periodo tarifario.....</i>	20
<i>Ilustración 8: Azimut.....</i>	21
<i>Ilustración 9: Ubicación de los módulos según opción 1.</i>	24
<i>Ilustración 10: Ubicación de los módulos según opción 2.....</i>	26
<i>Ilustración 11: Ubicación de los módulos según opción 3.</i>	29
<i>Ilustración 12: Producción media de un sistema fotovoltaico de 1 kWp para las coordenadas del Club de Tennis Reus Monterols según el grado de inclinación.....</i>	32
<i>Ilustración 13: Producción vs Consumo mensual según las dos opciones de dimensionamiento.</i>	33
<i>Ilustración 14: Cálculo de la distancia mínima de separación entre paneles fotovoltaicos.....</i>	34
<i>Ilustración 15: Variables para el cálculo de la altura del panel sobre el suelo.....</i>	34
<i>Ilustración 16: Eficiencia de paneles Risen de 650 Wp nominales..</i>	35
<i>Ilustración 17: Eficiencia de paneles Risen de 550 Wp nominales.</i>	36
<i>Ilustración 18: Eficiencia de paneles Leapton Solar de 650 Wp nominales.....</i>	36
<i>Ilustración 19: Eficiencia de paneles Leapton Solar de 550 Wp nominales.....</i>	36
<i>Ilustración 20: Comparativa de producción anual estimada entre instalaciones.</i>	38
<i>Ilustración 21: Garantía de potencia de 25 años.</i>	41
<i>Ilustración 22: tabla 52-B1.</i>	51
<i>Ilustración 23: tabla A.52-1 bis de intensidades admisibles.</i>	52
<i>Ilustración 24: Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40 °C.</i>	53
<i>Ilustración 25: Tabla 52-E1.....</i>	53
<i>Ilustración 26: Valores de resistividad y del coeficiente de temperatura para los materiales más comúnmente empleados en función de la temperatura de servicio.</i>	55
<i>Ilustración 27: Valores de conductividad en (m/Ω·mm²) para diferentes materiales en función de la temperatura de servicio</i>	55
<i>Ilustración 28: Diagrama del circuito interno del Inversor fotovoltaico HUAWEI.....</i>	62

Ilustración 29: Sección mínima de los conductores de puesta a tierra 63
Ilustración 30: Precio medio final anual de la electricidad en España de 2010 a 2022. 68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Energía eléctrica consumida por la empresa durante cada mes y periodo tarifario del último año 18
Tabla 2: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 1...... 24
Tabla 3: Datos energéticos de la opción 1 de dimensionamiento...... 25
Tabla 4: Inversión inicial estimada para la opción 1. 25
Tabla 5: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 1. 26
Tabla 6: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 2...... 27
Tabla 7: Datos energéticos de la opción 2 de dimensionamiento...... 27
Tabla 8: Inversión inicial estimada para la opción 2. 28
Tabla 9: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 2. 28
Tabla 10: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 3...... 29
Tabla 11: Datos energéticos de la opción 3 de dimensionamiento...... 30
Tabla 12: Inversión inicial estimada para la opción 3. 30
Tabla 13: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 3. 31
Tabla 14: Resumen de características principales de las alternativas 1 y 2...... 35
Tabla 15: Comparativa de producción anual estimada entre instalaciones. 37
Tabla 16: Resumen de características principales de las alternativas 1 y 2...... 38
Tabla 17: Características eléctricas...... 42
Tabla 18: Especificaciones técnicas...... 43
Tabla 19: Conexión de los módulos con el inversor. 47
Tabla 20: Parámetros de diseño de las conexiones eléctricas de corriente continua y cumplimiento del criterio de caída de tensión. 56
Tabla 21: Precios a los que el promotor pagó la electricidad durante 2022...... 69
Tabla 22: Variables del cálculo del VAN. 75

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es definir las características de diseño, las infraestructuras técnicas y las medidas adoptadas para la construcción de una instalación solar fotovoltaica en las instalaciones del Club de Tenis Reus Monterols, ubicadas en Reus (Tarragona).

La finalidad de la instalación es dotar de un sistema de autoabastecimiento energético con la intención de disminuir la dependencia energética de la red eléctrica, a la vez que se contribuye al cumplimiento de algunos de los objetivos de desarrollo sostenible establecidos por la ONU.



Ilustración 1: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: Naciones Unidas.

1.2. ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto comprende la especificación de las medidas necesarias para llevar a cabo la ejecución de una instalación fotovoltaica de 100 kWh en régimen de autoconsumo con compensación de excedentes, incluyendo todos los aspectos necesarios para este fin, como son:

- Dimensionamiento de la instalación en base al análisis de los consumos eléctricos de la empresa.
- Evaluación de la producción estimada con las instalaciones planteadas.
- Selección y dimensionamiento de los equipos.
- Diseño de la instalación eléctrica en base a la normativa.
- Estudio económico de la propuesta.
- Planificación del proyecto.
- Pasos para la tramitación legal de la instalación.

1.3. ANTECEDENTES

Las energías renovables son cada vez más relevantes a nivel mundial por ser fuentes de energía limpia y casi inagotable.

Su aprovechamiento está siendo motivado por la necesidad de reducir el impacto de las actividades humanas sobre el cambio climático (ya que durante el proceso de generación de estas energías no se emiten gases de efecto invernadero), y por representar, a su vez, fuentes de energía con una capacidad de uso casi ilimitado y de gran disponibilidad en cualquier parte del planeta, a diferencia de los combustibles fósiles.

El gran impulso a las energías renovables en los últimos años ha favorecido la mejora de las tecnologías utilizadas para su generación a la vez que una disminución progresiva de los costes de fabricación.

Como consecuencia de todo esto, el aprovechamiento de las energías renovables es una materia cada vez más relevante a nivel gubernamental y más atractiva desde el punto de vista tanto empresarial como particular.

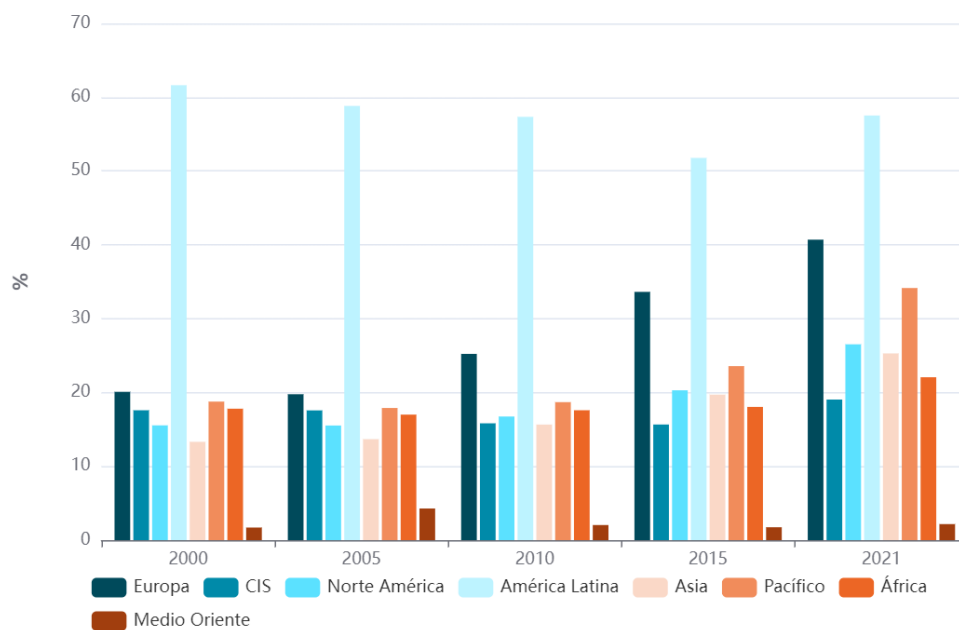


Ilustración 2: Cuota de energías renovables en la producción de electricidad. Fuente: Enerdata.

1.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Entre las energías renovables más populares se encuentra la solar fotovoltaica, que consiste en transformar parte de la radiación electromagnética proveniente del Sol en energía eléctrica.

A grandes rasgos, la generación de electricidad con los paneles fotovoltaicos ocurre cuando las partículas de luz que portan radiación electromagnética (fotones) interactúan con los átomos del material semiconductor¹ que forman los paneles. Durante la interacción, los fotones ceden gran parte de su energía a los electrones del material semiconductor, que la absorben quedando en un estado excitado, lo que provoca que estos salten de capa de valencia y haya un movimiento de cargas en el material (efecto fotoeléctrico) que resulta en la generación de corriente eléctrica (efecto fotovoltaico).

No obstante, la energía solar fotovoltaica presenta tanto ventajas como desventajas, algunas de las cuáles se mencionan a continuación.

Ventajas:

- Energía renovable y limpia
Ya que procede de una fuente de energía casi infinita como lo es el Sol y no se emiten gases de efecto invernadero durante la producción de energía.
- Accesible y modulable
Las instalaciones fotovoltaicas pueden ocupar grandes superficies de terreno o montarse sobre cubiertas de naves o casas.
- Generación directa y silenciosa
La generación de electricidad se produce en el lugar donde se ubican las placas, y no se produce contaminación acústica alguna.
- Independencia
Una vez realizada la instalación los paneles producen energía sin necesidad de puestas en marcha ni desconexiones.

Desventajas:

- Dependencia e intermitencia
La generación estará determinada por la disponibilidad de horas de luz del emplazamiento.
- Sombras
Las sombras totales y parciales sobre los módulos perjudican la producción de electricidad, pudiendo anularla completamente.
- Emplazamiento
Se necesita un emplazamiento con una cantidad elevada de horas de luz disponibles, al igual que una buena orientación además de una superficie libre de objetos que puedan causar sombras sobre los paneles.

¹ Un material semiconductor es aquel capaz de actuar como conductor y aislante de la corriente eléctrica en función de diversos factores como la temperatura o la intensidad del campo magnético al que se somete al material.

1.3.2 ESPAÑA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En lo que respecta a España, es un país comprometido con el cumplimiento de los objetivos propuestos en el Pacto Verde Europeo, con el que Europa pretende convertirse en 2050, en el primer continente climáticamente neutro del mundo.

Esto hace que España esté adaptando políticas que ayuden a incrementar la presencia de las energías renovables en su mix eléctrico, y favorecer e impulsar las instalaciones destinadas al autoconsumo a nivel de las empresas y la población.

Por su situación geográfica, España es un territorio que dispone de muchas horas de sol a lo largo del año, por lo que el aprovechamiento de la energía solar representa un punto clave de cara a conseguir la neutralidad de emisiones.

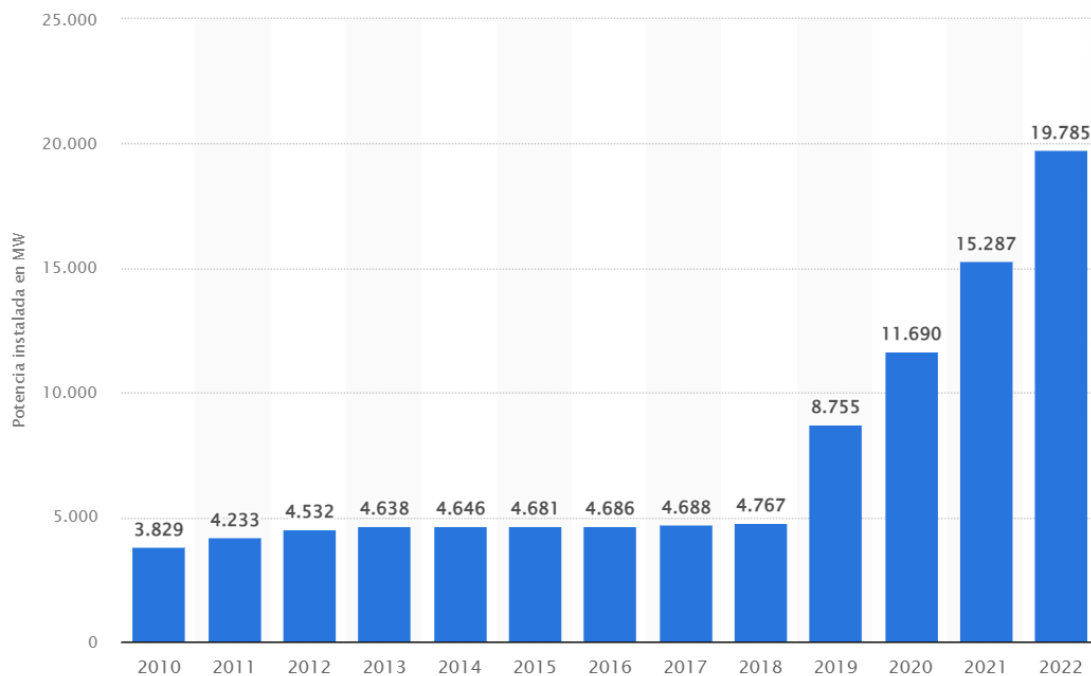


Ilustración 3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022. Fuente: Statista.

2. NORMATIVA APLICABLE

El proyecto aquí expuesto ha sido realizado en el marco de la siguiente normativa aplicable, de manera que tanto la instalación en su conjunto, como los diferentes componentes que la forman y la propia ejecución de este han sido proyectados teniendo en cuenta su obligado cumplimiento:

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión a la red de baja tensión.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Resolución de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

- Real Decreto 314/2006, de 6 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013, de 26 diciembre, del Sector 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 energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de la energía eléctrica.

3. INFORMACIÓN DE PARTIDA

En el siguiente punto se presentan los datos de inicio de los que se dispone y se definen conceptos necesarios para la realización del diseño y estudio de la solución fotovoltaica.

3.1. EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica proyectada se encuentra en el municipio de Reus, sobre la cubierta de las instalaciones de Club de Tennis Reus Monterols. Ubicación que se encuentra más detallada en el plano de ubicación del anexo Planos.

- Ubicación: Av. Cambrils, 1
- Localidad: 43206, Reus
- Provincia: Tarragona
- Coordenadas Geográficas: 41°08'17.8"N 1°05'45.9"E
- Coordenadas UTM 31N: X: 340208,50 Y: 4555854,60
- Referencia catastral: 0260801CF4506S0001YW



Ilustración 4: Cubierta de las instalaciones de Club de Tennis Reus Monterols. Fuente: Google Maps.

3.2. CONSUMOS ELÉCTRICOS

Los datos de consumo que se analizan (registrados durante el año 2022), han sido extraídos de las facturas eléctricas de la empresa, información que ha sido proporcionada por la compañía comercializadora. El resto de los datos que identifican al punto de suministro se han obtenido a través del CUPS (Código Universal de Punto de Suministro) de la empresa, presente también en las facturas.

El CUPS es un código alfanumérico de entre 20 y 22 dígitos que sirve de identificador de un punto de acceso a la red eléctrica española y que permite acceder a la información del punto de suministro al que está asociado.

En lo relativo al punto de acceso de las instalaciones del Club de Tennis Reus Monterols la información disponible es la siguiente:

- Dirección de suministro: AVENIDA FERRANDIS SALVADOR, 27
0338 Reus (Tarragona)
- Tarifa: 3.0 TD
- Potencia contratada: P1: 170 kW, P2: 170 kW, P3: 170 kW
P4: 170 kW, P5: 170 kW, P6: 184 kW
- Derechos de acceso: 184 kW
- Tensión: 3x400/230 V
- CUPS: ES0031405711544001PD0F
- Código distribuidora: 0031
- Distribuidora: ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.

En cuanto a los consumos encontramos (en kWh):

MES	P1+P4	P2+P5	P3+P6	TOTAL
Ene	16.648	7.928	18.070	42.646
Feb	15.494	7.221	13.575	36.290
Mar	0	16.223	22.872	39.095
Abr	12.088	7.460	13.893	33.441
May	17.270	11.065	17.881	46.216
Jun	14.062	0	42.032	56.094
Jul	24.317	16.111	25.771	66.199
Ago	15.978	0	47.976	63.954
Sep	11.661	0	36.012	47.673
Oct	17.129	9.038	17.438	43.605
Nov	0	15.295	19.790	35.085
Dic	10.098	7.854	25.745	43.697

Tabla 1: Energía eléctrica consumida por la empresa durante cada mes y periodo tarifario del último año. Fuente: Audax.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Que visualizados gráficamente quedan:

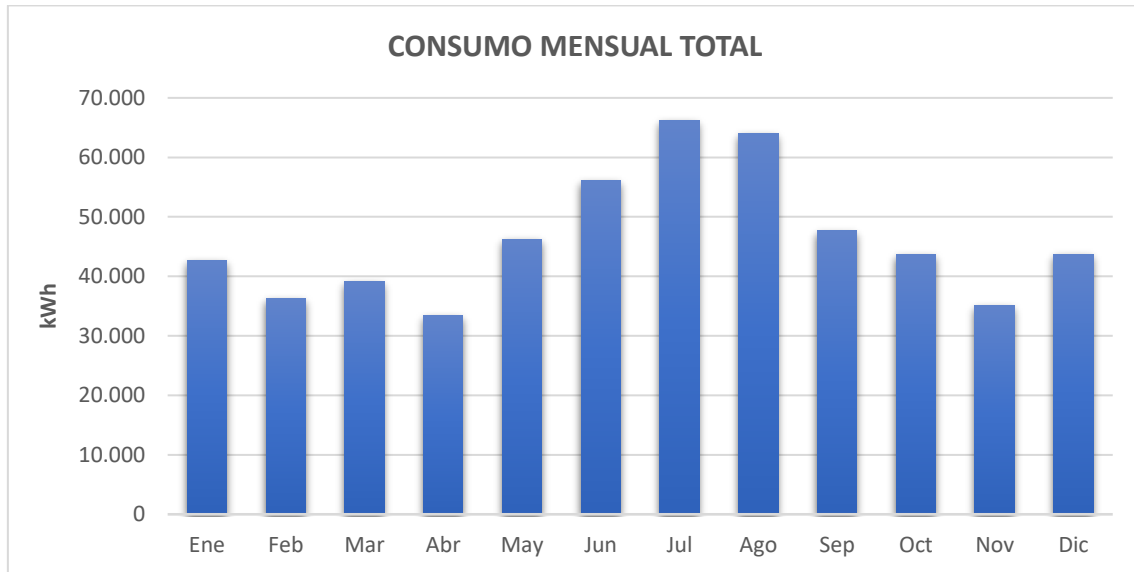


Ilustración 5: Gráfico de barras del consumo mensual total de la empresa a lo largo de 2022.
Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mostrado, la tarifa contratada es la 3.0 TD, esta tarifa consta de 6 términos de potencia contratada y 6 términos de energía. Está destinada a puntos de suministro de baja tensión que tengan una potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los 6 periodos horarios.

La distribución de los periodos horarios de la tarifa 3.0 TD es la siguiente:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 6: Distribución de los periodos horarios de facturación propios de la tarifa 3.0 TD.
Fuente: Energigreen.

Si evaluamos los consumos en función del periodo tarifario obtenemos la siguiente gráfica:

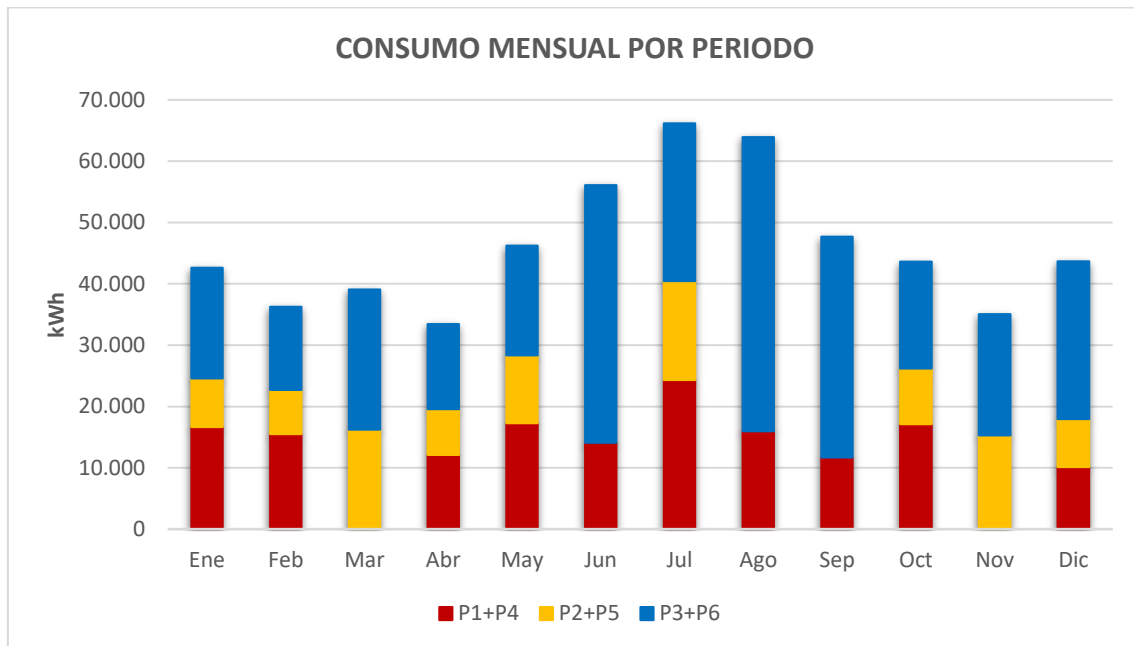


Ilustración 7: Consumos mensuales según el periodo tarifario. Fuente: Elaboración propia.

Por último, cabe señalar que el precio medio de compra de la energía pactado con la comercializadora es de 0,245 €/kWh.

3.3. DISPONIBILIDAD DE LA CUBIERTA

Como se ha mostrado en la *Ilustración 4*, la cubierta de las instalaciones del Club de Tennis Reus Monterols está dotada de diferentes inclinaciones y orientaciones, por lo que se debe estudiar la colocación de los paneles en función de la zona del tejado en la que nos encontremos.

Estas disposiciones incluyen instalar los módulos de forma coplanar a la cubierta o bien mediante estructura inclinada. Cada una permite adaptarse de forma diferente a la cubierta, con la estructura coplanar, los paneles y la cubierta comparten inclinación, mientras que, con la estructura inclinada, se consigue una inclinación de los módulos independiente a la de la superficie de anclaje.

La elección de un tipo u otro depende de diversos factores interrelacionados entre sí, como son la orientación y espacio disponible de la cubierta, la producción eléctrica de los paneles y el coste económico de cada estructura.

Para comprender correctamente estos factores se explican una serie de conceptos:

Azimut

En fotovoltaica, se define como el ángulo (α) que forma la proyección horizontal de la perpendicular a la superficie del panel con la dirección sur geográfica.

En el presente proyecto se ha definido el azimut negativo cuando la orientación del panel es hacia el este (sentido antihorario) y positivo cuando se orienta hacia el oeste (sentido horario).

La variación del ángulo de azimut afecta a la producción energética de los módulos, siendo el azimut óptimo de 0° . Sin embargo, para azimuts de entre $\pm 45^\circ$ la pérdida de producción suele tener un valor de entre un 1% y un 3%, hasta que, en ángulos de $\pm 90^\circ$ estas pérdidas pueden llegar a suponer un 30%.

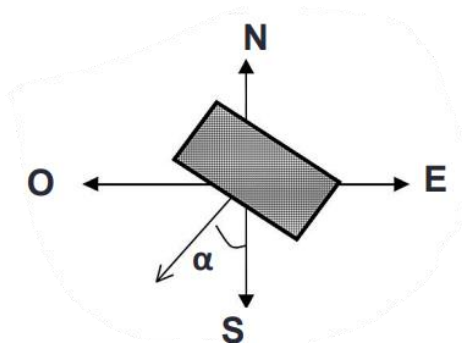


Ilustración 8: Azimut. Fuente: Tema 1 de la asignatura Energías Renovables Térmicas. UPV.

Radiación solar

La radiación solar es un factor clave en la producción de energía fotovoltaica (como se ha explicado en la introducción al definir el efecto fotovoltaico). Sin embargo, para maximizar la producción eléctrica de los paneles, la radiación debe incidir lo más perpendicular al plano del panel posible, lo cual dependerá de la latitud del lugar y de la inclinación con la que se instalen los módulos.

Efecto de las sombras totales y parciales en la producción fotovoltaica

Las sombras sobre los módulos evitan que se produzca correctamente el efecto fotovoltaico, con lo que pueden afectar significativamente a la producción energética de la instalación. Estas pueden ser causadas por objetos que forman parte, o se ubican, en las cubiertas.

Una sombra parcial sobre un módulo afectará a su producción sin necesidad de reducirla por completo, debido a que cada panel está equipado con una serie de diodos capaces de aislar las células sombreadas, sin embargo, esto dependerá de la disposición del panel y de la proyección de la sombra sobre él. Por lo que, cuantas más células se encuentren afectadas por la sombra, peor será la producción del panel, pudiendo llegar a ser nula.

El efecto de las sombras sobre un panel puede afectar al resto de paneles que formen parte del mismo string fotovoltaico (conexión de módulos en serie), ya que el inversor ajusta la producción de cada string a la del panel que menos energía está produciendo en cada momento, limitando así la producción de los demás módulos.

3.4. RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO

En base al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, *por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica* se definen distintas modalidades de autoconsumo.

Autoconsumo sin excedentes

Las instalaciones acogidas a esta modalidad no pueden realizar vertidos de energía a la red, lo cual se consigue mediante sistemas antivertido incluidos en los inversores de las instalaciones. No hay restricciones de potencia instalada.

Autoconsumo con compensación de excedentes

Autorizadas a realizar vertidos a la red de distribución y transporte.

Estas instalaciones deben contar con una potencia instalada igual o inferior a 100 kW, la empresa comercializadora es la encargada de compensar en las facturas eléctricas la energía vertida a la red.

El precio de compensación de la energía vertida varía según el tipo de contrato que se realice con la comercializadora, ya que se puede optar por una opción con el precio de venta fijo (independiente de las fluctuaciones del precio del mercado), o se puede negociar una opción que se acoja a un precio regulado y determinado por el precio del mercado eléctrico.

Autoconsumo con venta de excedentes

Tienen permisos para verter energía a la red.

Deben ser instalaciones cuya potencia instalada sobrepase los 100 kW.

Las instalaciones con esta modalidad de autoconsumo no se acogen al precio de compensación ofrecido por las comercializadoras, sino que participan en el mercado energético como un productor más, por lo que el precio de venta de la energía viene marcado directamente por el precio del mercado eléctrico.

El trámite para darse de alta como productor de energía y participar directamente en el mercado eléctrico es muy complejo, por lo que este tipo de autoconsumo sólo se recomienda para grandes instalaciones con una gran cantidad de excedentes o que presenten periodos de inactividad elevados.

4. DIMENSIONAMIENTO

En el punto de dimensionamiento se visualizan y estudian varias propuestas de instalación con el objetivo de definir la que mejor se ajusta al emplazamiento y a los consumos del promotor.

Para cada una se analiza:

- Disposición de los paneles sobre la cubierta.
- Producción fotovoltaica anual.
- Cuota autárquica.
- Inversión inicial.
- Ahorro anual.
- Periodo de retorno estimado de la inversión.

Los datos utilizados en el estudio de la producción energética para las coordenadas del emplazamiento de la instalación se han obtenido mediante el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica de la Comisión Europea (Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS), una herramienta online que proporciona una estimación de la radiación solar y del rendimiento fotovoltaico para cualquier localización de Europa y África, así como gran parte de Asia y América. Esta herramienta permite obtener datos estimados de la producción para una potencia definida de 1 kWp, así como la media de irradiación en un punto estimado.

Así mismo, para el cálculo de la inversión inicial de cada alternativa, se han utilizado valores orientativos basados en el precio medio de componentes con características similares en el mercado.

4.1. OPCIÓN 1

Empezaremos analizando el potencial solar.

La primera alternativa consta de 182 módulos de 550 Wp (cuyas dimensiones estándar son 2278x1133x35 mm), lo que supone una instalación de 100,1 kWp de potencia. Los módulos están ubicados en tres orientaciones diferentes a lo largo de la cubierta:



Ilustración 9: Ubicación de los módulos según opción 1. Fuente: Elaboración propia.

	Acimut (°)	Inclinación (°)	Módulos	Estructura
Orientación 1	-5	13	80	coplanar
Orientación 2	-95	13	62	coplanar
Orientación 3	-4	15	40	inclinada

Tabla 2: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 1. Fuente: Elaboración propia.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Los datos obtenidos para este dimensionamiento:

Consumo anual	553.995,00 kWh
Producción fotovoltaica anual	139.297,27 kWh
Autoconsumo	100,00%
Energía autoconsumida anual	139.297,27 kWh
Cuota de vertido	0,00%
Cuota autárquica	25,14%

Tabla 3: Datos energéticos de la opción 1 de dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Siendo el autoconsumo el porcentaje de energía fotovoltaica total autoconsumida, y definiendo la cuota autárquica como la parte del consumo anual cubierta por la energía autoconsumida.

En lo que respecta a la inversión inicial de esta primera alternativa:

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe total (€)
Panel fotovoltaico 550 Wp	182	175,00	31.850,00
Inversor fotovoltaico 100 Wn	1	6.000,00	6.000,00
Equipos de gestión y monitorización	1	700,00	700,00
Cableado y protecciones	1/inversor	1.500,00	1.500,00
Estructura coplanar	142	30,00	4.260,00
Estructura inclinada 15º	40	75,00	3.000,00
Coste de materiales	TOTAL		47.310,00
Mano de obra y gastos generales	20% del coste de materiales		9.462,00
Gestión de residuos	1	250,00	250,00
Precio sin IVA			57.022,00
IVA	21% del precio sin IVA		11.974,62
Inversión inicial	TOTAL		68.996,62

Tabla 4: Inversión inicial estimada para la opción 1. Fuente: Elaboración propia.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Sabiendo que el precio de compra de la energía es de 0,245 €/kWh, se puede estimar el último parámetro significativo del dimensionamiento:

Inversión inicial (€)	68.996,62
Ahorro económico (€/año)	34.127,83
Periodo de retorno (años)	2,02

Tabla 5: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 1.

4.2. OPCIÓN 2

En lo que respecta al estudio de la producción de la segunda opción, ésta consta de 171 módulos de 550 Wp nominales, por lo que la potencia total de la instalación asciende a 94,05 kWp.

La disposición de los módulos sobre la cubierta queda:



Ilustración 10: Ubicación de los módulos según opción 2. Fuente: Elaboración propia.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

	Acimut (°)	Inclinación (°)	Módulos	Estructura
Orientación 1	-5	13	80	coplanar
Orientación 2	-95	13	62	coplanar
Orientación 3	-4	30	29	inclinada

Tabla 6: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 2. Fuente: Elaboración propia.

Los datos de producción energética obtenidos para esta opción son:

Consumo anual	553.995,00 kWh
Producción fotovoltaica anual	131.528,99 kWh
Autoconsumo	100,00%
Energía autoconsumida	131.528,99 kWh
Cuota de vertido	0,00%
Cuota autárquica	23,74%

Tabla 7: Datos energéticos de la opción 2 de dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estimación de la inversión inicial para esta alternativa:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe total (€)
Panel fotovoltaico 550 Wp	171	175,00	29.925,00
Inversor fotovoltaico 90 Wn	1	5.100,00	5.100,00
Equipos de gestión y monitorización	1	700,00	700,00
Cableado y protecciones	1/inversor	1.500,00	1.500,00
Estructura coplanar	142	30,00	4.260,00
Estructura inclinada 30º	29	75,00	2.175,00
Coste de materiales	TOTAL		43.660,00
Mano de obra y gastos generales	20% del coste de materiales		8.732,00
Gestión de residuos	1	250,00	250,00
Precio sin IVA			52.642,00
IVA	21% del precio sin IVA		11.054,82
Inversión inicial	TOTAL		63.696,82

Tabla 8: Inversión inicial estimada para la opción 2. Fuente: Elaboración propia.

Con esto, obtenemos:

Inversión inicial (€)	63.696,82
Ahorro económico (€/año)	32.224,60
Periodo de retorno (años)	1,98

Tabla 9: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 2.

4.3. OPCIÓN 3

La tercera opción se basa en el uso de 155 paneles de 650 Wp nominales, lo que hace una potencia total de 100,75 kWp:



Ilustración 11: Ubicación de los módulos según opción 3. Fuente: Elaboración propia.

	Acimut (º)	Inclinación (º)	Módulos	Estructura
Orientación 1	-5	13	65	coplanar
Orientación 2	-95	13	52	coplanar
Orientación 3	-4	10	38	inclinada

Tabla 10: Descripción de la ubicación de los paneles según opción 3. Fuente: Elaboración propia.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

La caracterización de la producción energética queda:

Consumo anual	553.995,00 kWh
Producción fotovoltaica anual	137.938,17 kWh
Autoconsumo	100,00%
Energía autoconsumida	137.938,17 kWh
Cuota de vertido	0,00%
Cuota autárquica	24,90%

Tabla 11: Datos energéticos de la opción 3 de dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.

Con la estimación de la inversión inicial se obtiene:

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe total (€)
Panel fotovoltaico 650 Wp	155	220,00	34.100,00
Inversor fotovoltaico 100 Wn	1	6.000,00	6.000,00
Equipos de gestión y monitorización	1	700,00	700,00
Cableado y protecciones	1/inversor	1.500,00	1.500,00
Estructura coplanar	117	30,00	3.510,00
Estructura inclinada 10º	38	75,00	2.850,00
Coste de materiales	TOTAL		48.660,00
Mano de obra y gastos generales	20% del coste de materiales		9.732,00
Gestión de residuos	1	250,00	250,00
Precio sin IVA			58.642,00
IVA	21% del precio sin IVA		12.314,82
Inversión inicial	TOTAL		70.956,82

Tabla 12: Inversión inicial estimada para la opción 3. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, los datos económicos de esta opción:

Inversión inicial (€)	70.956,82
Ahorro económico (€/año)	33.794,85
Periodo de retorno (años)	2,10

Tabla 13: Ahorro económico y periodo de retorno orientativos de la opción 3.

4.4. SELECCIÓN DE LA PROPUESTA

Es importante aclarar que no se ha estudiado ninguna opción en la que los paneles sobre las cubiertas inclinadas se instalen con estructura diferente de la coplanar debido a la legislación vigente. El artículo 9 bis del *Decreto Legislativo 1/2010, de 3 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido por la ley de urbanismo de Cataluña*, relativo a las normas de aplicación directa sobre instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar y la rehabilitación de edificaciones:

“1. Se admite la implantación de las instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar mediante captadores solares térmicos o paneles fotovoltaicos, sin necesidad de modificar el planeamiento urbanístico, en los siguientes casos”:

- a) “Sobre la cubierta de las edificaciones y otras construcciones auxiliares de estas, incluidas las pérgolas de los aparcamientos de vehículos, cuando las instalaciones no superen el metro de altura desde la cubierta plana o, en caso de cubierta inclinada, cuando los captadores o paneles se ubiquen adosados en paralelo”.
- b) “En los espacios de las parcelas en suelo urbano, no ocupados por las edificaciones y otras construcciones auxiliares de estas, cuando las instalaciones se destinen a reducir la demanda energética de la edificación y no superen el metro de altura desde la rasante del suelo ni comporten un empleo de la parcela superior al 25% de su superficie no edificable.” [...]

4.4.1. COMPARATIVA ENTRE OPCIÓN 1 Y OPCIÓN 2

En primer lugar, se comparan las dos primeras opciones presentadas, ya que, al no existir la posibilidad de instalar los módulos de las cubiertas inclinadas con una estructura distinta de la coplanar, la única diferencia entre estas dos opciones radica en el grado de inclinación de los módulos instalados sobre la zona de la cubierta plana.

De esta manera, se ha buscado estudiar cómo la diferencia de inclinación afecta a la producción de la instalación.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

En la siguiente gráfica se presenta la producción media de un sistema fotovoltaico de 1 kWp de potencia a lo largo del año, para las coordenadas del Club de Tennis Reus Monterols y con orientación de azimut -4º:

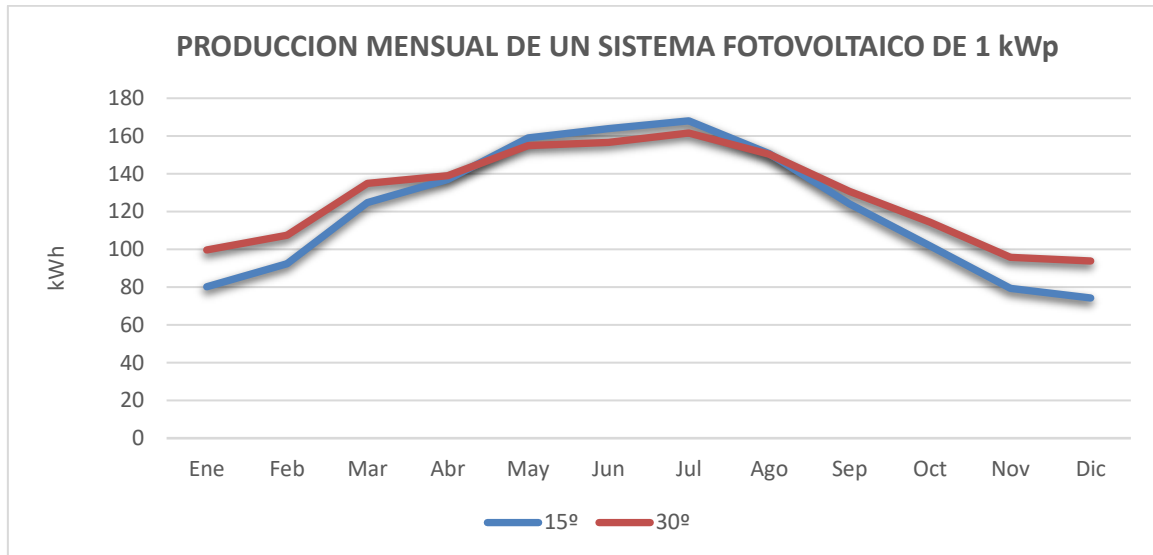


Ilustración 12: Producción media de un sistema fotovoltaico de 1 kWp para las coordenadas del Club de Tennis Reus Monterols según el grado de inclinación. Fuente: PVGIS.

Observando ambas curvas, se puede extraer que la inclinación de 15º favorece la producción durante los meses de verano, temporada durante la cual el Sol está a una altura mayor y sus rayos inciden de forma más perpendicular sobre la superficie. De igual forma, una inclinación mayor, de 30º, favorece la producción en los meses de invierno, donde los rayos del Sol inciden más inclinados sobre el terreno geográfico en el que se encuentran las instalaciones del promotor.

A continuación, se muestra la producción respecto al consumo de las dos alternativas, la opción 1 y la opción 2:

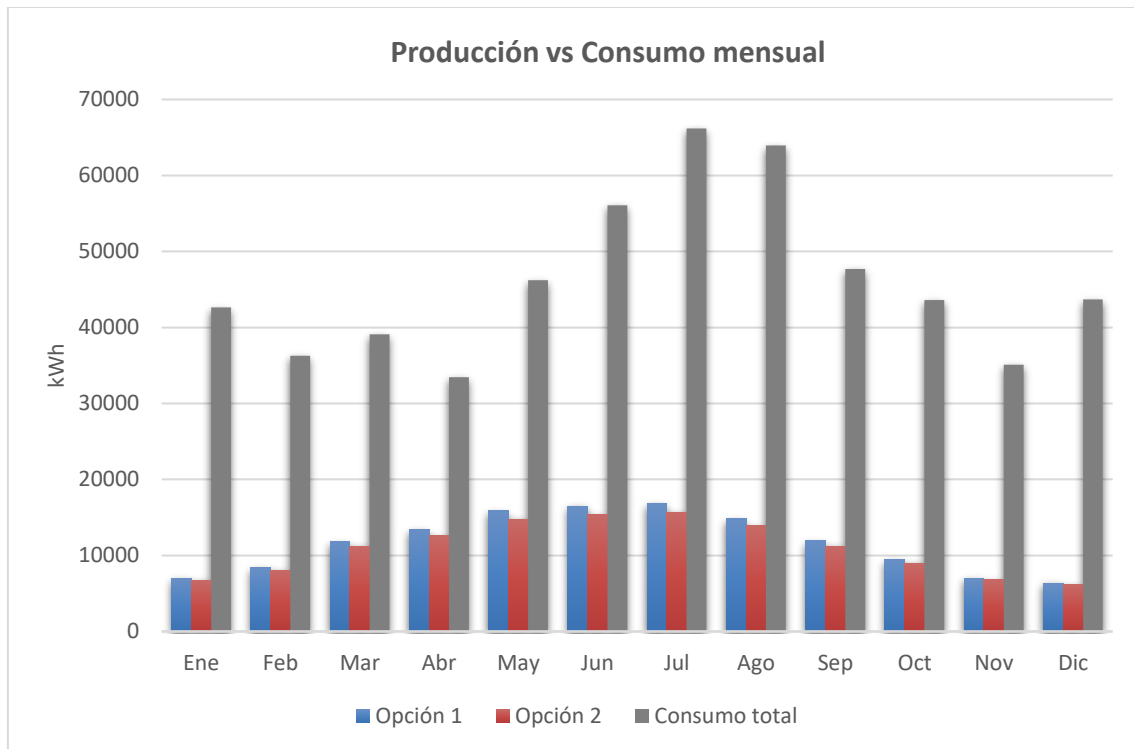


Ilustración 13: Producción vs Consumo mensual según las dos opciones de dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.

La primera alternativa presenta una producción energética mayor que la segunda durante todos los meses del año, a pesar de contar con los paneles inclinados a 15º en lugar de a 30º como ocurre en la opción 2, sin embargo, en esta gráfica se tiene en cuenta la producción del número de paneles totales por instalación, que son 182 para la primera, y 171 para la segunda.

El motivo por el que la segunda instalación cuenta con un menor número de módulos es debido a la distancia mínima de separación entre filas de paneles, ya que las características de número, orientación e inclinación del resto de módulos (coplanares a la cubierta) son iguales en ambas.

Ya se ha introducido el efecto negativo que las sombras tienen sobre la producción, es por esto que, entre las filas de los módulos instalados con estructura inclinada se debe calcular una distancia mínima de separación, para evitar que las sombras producidas por una fila afecten a la posterior.

Dicho cálculo está recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, donde se indica en el Anexo 3, apartado 5, cómo calcular la distancia mínima de separación entre paneles para garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno:

$$d_{\min}(m) = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud}^\circ)} * h(m) \quad [1]$$

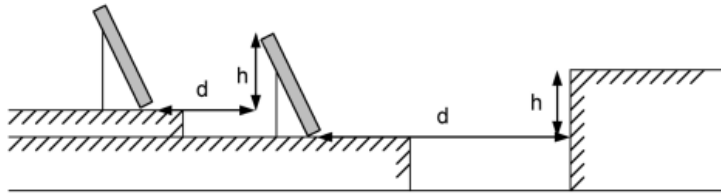


Ilustración 14: Cálculo de la distancia mínima de separación entre paneles fotovoltaicos.
Fuente: IDAE

El valor de h varía según el grado de inclinación de los paneles:

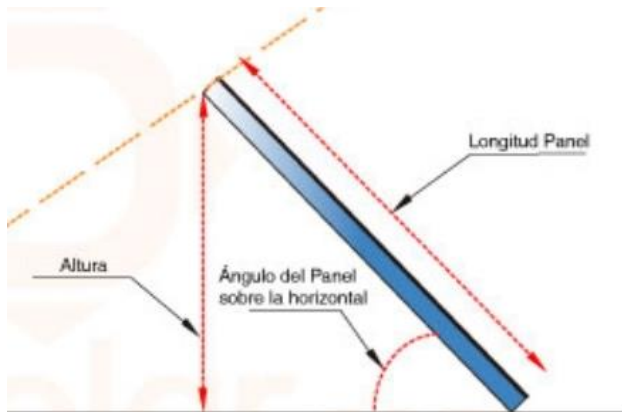


Ilustración 15: Variables para el cálculo de la altura del panel sobre el suelo. Fuente: Monsolar

Siendo la longitud del panel (l) una constante, para cada ángulo deseado del panel sobre la horizontal (α) se obtiene una altura (h) diferente, que se calcula mediante la expresión:

$$h = l * \text{sen}(\alpha) \quad [2]$$

Siguiendo este procedimiento se obtiene una distancia de $0,81 \text{ m}$ para las filas de la opción 1 y $1,56 \text{ m}$ de separación para la opción 2. Cabe destacar que estos valores se han aumentado posteriormente un 20% para tener un rango mayor de seguridad en cuanto a la proyección de sombras.

Se procede a comparar los parámetros característicos de estas dos instalaciones mediante la siguiente tabla:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

	OPCION 1	OPCION 2
Producción (kWh/año)	139.297,27	131.528,99
Cuota autárquica	25,14%	23,74%
Inversión inicial (€)	68.996,62	63.696,82
Ahorro económico (€/año)	34.127,83	32.224,60
Periodo de retorno de la inversión (años)	2,02	1,98

Tabla 14: Resumen de características principales de las alternativas 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar un valor de inversión inicial más alto en la primera opción debido a que cuenta con una cantidad mayor de módulos y un inversor de más potencia nominal, factores que favorecen un aumento en la producción fotovoltaica, que lleva a mayor ahorro económico anual respecto de la segunda opción.

Se concluye que, aunque el periodo de retorno de la primera opción sea más elevado, la diferencia de tiempo no es suficiente para no decantarse por la opción 1, superior en los demás aspectos analizados.

4.4.2. COMPARATIVA ENTRE OPCIÓN 1 Y OPCIÓN 3

Habiendo descartado una de las tres instalaciones, se va a comparar las dos restantes.

Así, en la tercera opción se propone una instalación formada por 155 paneles con una potencia nominal de 650 kWp. El objetivo de esta propuesta es optimizar el espacio disponible con un tipo de panel diferente (de mayor potencia y tamaño) al de las otras opciones y estudiar los posibles beneficios.

En primer lugar, pese a tener una mayor potencia unitaria (lo que permite aumentar la producción con respecto a un panel de menor potencia en igualdad de condiciones), por norma general la eficiencia de los paneles de 650 Wp es menor que en los de 550 Wp, como se muestra a continuación con las imágenes de las fichas técnicas de módulos de las marcas Risen y Lepton.

Panel RISEN 650 Wp:

ELECTRICAL DATA (STC)			
Model Number	RSM132-8-645M	RSM132-8-650M	RSM132-8-655M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	645	650	655
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.15	45.35	45.55
Short Circuit Current-Isc(A)	18.18	18.23	18.28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.58	37.76	37.94
Maximum Power Current-Impp(A)	17.17	17.22	17.27
Module Efficiency (%) *	20.8	20.9	21.1

Ilustración 16: Eficiencia de paneles Risen de 650 Wp nominales. Fuente: Risen Energy.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Panel RISEN 550 Wp:

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-530M	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.38	37.58	37.78	38.02	38.24
Short Circuit Current-Isc(A)	18.08	18.13	18.18	18.23	18.28
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.06	31.26	31.46	31.66	31.86
Maximum Power Current-Impp(A)	17.07	17.12	17.17	17.22	17.27
Module Efficiency (%) *	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0

Ilustración 17: Eficiencia de paneles Risen de 550 Wp nominales. Fuente: Risen Energy.

Panel LEAPTON 650 Wp:

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Power	650W	655W
Open Circuit Voltage	45.58V	45.78V
Short Circuit Current	18.16A	18.21A
Maximum Power Voltage	37.61V	37.81V
Maximum Power Current	17.28A	17.32A
Module Efficiency	20.92%	21.09%

Ilustración 18: Eficiencia de paneles Lepton Solar de 650 Wp nominales. Fuente: Lepton Solar.

Panel LEAPTON 550 Wp:

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Power	530W	535W	540W	545W	550W
Open Circuit Voltage	49.00V	49.20V	49.40V	49.60V	49.80V
Short Circuit Current	13.76A	13.81A	13.87A	13.93A	13.99A
Maximum Power Voltage	40.80V	41.00V	41.20V	41.40V	41.60V
Maximum Power Current	13.00A	13.05A	13.11A	13.17A	13.23A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%

Ilustración 19: Eficiencia de paneles Lepton Solar de 550 Wp nominales. Fuente: Lepton Solar.

Sin embargo, estos paneles más potentes siguen siendo una opción viable, ya que la diferencia entre rendimientos no es significativa.

Las dimensiones de estos módulos son superiores a los de 550 Wp, es por esto por lo que en la ubicación de la cubierta plana se ha escogido una inclinación de 10º, que permite maximizar la cantidad de paneles reduciendo la distancia mínima entre las filas para evitar el efecto de las sombras.

Con ello, la producción obtenida en esta opción 3 en comparación con la primera queda:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

	Producción total estimada (kWh)	
	OPCION 1	OPCION 3
Ene	6.965,09	6.787,44
Feb	8.391,16	8.235,80
Mar	11.815,70	11.681,02
Abr	13.397,92	13.308,86
May	15.856,30	15.805,86
Jun	16.500,30	16.466,73
Jul	16.810,34	16.763,72
Ago	14.837,23	14.750,78
Sep	11.908,98	11.791,86
Oct	9.431,44	9.289,76
Nov	7.022,41	6.868,75
Dic	6.360,40	6.187,61
TOTAL ANUAL	139.297,27	137.938,17

Tabla 15: Comparativa de producción anual estimada entre instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

Datos que visualizados gráficamente:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

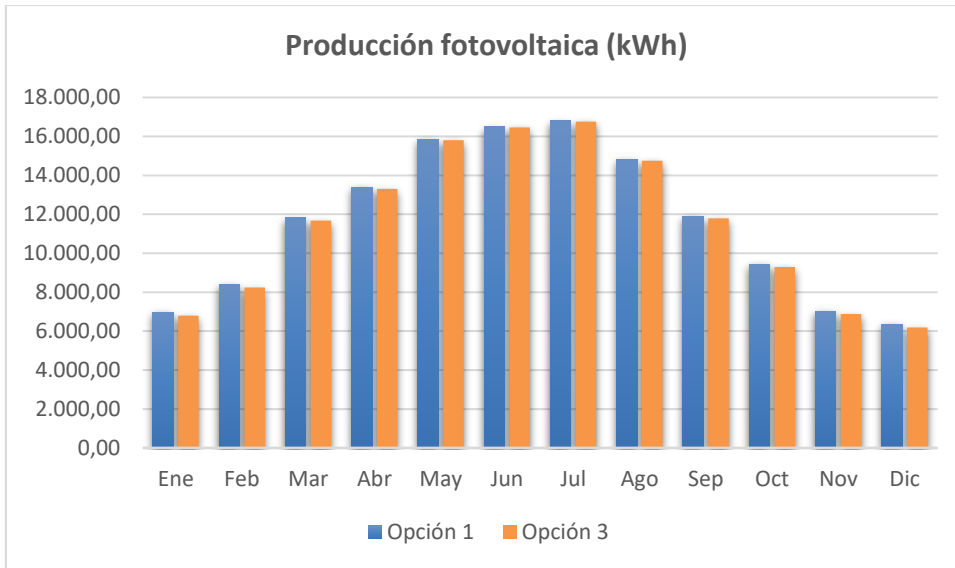


Ilustración 20: Comparativa de producción anual estimada entre instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

Se puede extraer para la instalación 3, que pese a contar con una mayor potencia instalada total, la producción mensual es menor que con una instalación que cuenta con más paneles, aunque sean de potencia nominal menor.

De esta forma, el resumen comparativo final de ambas instalaciones queda:

	OPCION 1	OPCION 3
Producción (kWh/año)	139.297,27	137.938,17
Cuota autárquica	25,14%	24,90%
Inversión inicial (€)	68.996,62	70.956,82
Ahorro económico (€/año)	34.127,83	33.794,85
Periodo de retorno de la inversión (años)	2,02	2,10

Tabla 16: Resumen de características principales de las alternativas 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.

Con lo que la tercera instalación no solo tiene una producción menor a la primera, sino que presenta unos costes más elevados y un ahorro anual menor, que desemboca en un periodo de retorno de la inversión más largo.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Así pues, tras haberse comparado las tres alternativas presentadas, se concluye que la instalación 1 es aquella en la que se encuentra el mejor equilibrio entre producción y coste, con las mejores características en lo que a cantidad de paneles, orientación y potencia de estos se refiere y siendo la opción con mayor ahorro económico anual.

La disposición final de los módulos sobre la cubierta se encuentra detallada en el plano de situación del anexo Planos.

5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se presentan los diferentes equipos que conforman la instalación y se elabora el diseño de la misma, presentando los cálculos eléctricos pertinentes que justifican la selección de los equipos.

5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica cuenta con una potencia total de 100,1 kWp, ubicada sobre la cubierta del edificio.

Está formada por 182 paneles de 550 Wp nominales repartidos en un inversor de 100 kWh y proporcionará a las infraestructuras del Club de Tennis Reus Monterols de un suministro de energía limpia y de origen renovable.

Se trata de una instalación en régimen de autoconsumo con compensación de excedentes, cuyo objetivo principal es reducir los costes económicos asociados al consumo de energía proveniente de la red eléctrica.

La instalación fotovoltaica dispone de un sistema de gestión y monitorización encargado de controlar las dos fuentes que suministran la energía a las instalaciones (fotovoltaica y red eléctrica), gestionando la energía consumida proveniente de la instalación fotovoltaica y monitorizando en tiempo real tanto la generación fotovoltaica como los consumos eléctricos de las infraestructuras.

5.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los 182 módulos de 550 Wp que componen la instalación fotovoltaica son de silicio monocristalino, la tecnología más utilizada para las instalaciones de autoconsumo y los campos solares. Los paneles de silicio monocristalino presentan eficiencias más elevadas que los de silicio policristalino y amorfo, esto es debido a que las células que componen los módulos están hechas a base de un solo lingote de silicio, lo que proporciona una homogeneidad en las características del material que no se encuentran cuando es policristalino o amorfo.

Se ha escogido paneles de la marca Longi, en concreto, el modelo LR5-72HIH-550M, la elección de esta marca ha sido determinada por diversos factores:

- Pertenencia a la lista de fabricantes de paneles solares Tier-1

La lista Tier-1 es una clasificación cuatrimestral de fabricantes de paneles solares realizada por Bloomberg New Energy Finance Corporation (BNEFC). Esta clasificación se basa en la estabilidad financiera de las empresas. Bloomberg elabora la lista con “fabricantes que hayan proporcionado productos a seis proyectos diferentes financiados sin recursos por seis bancos diferentes en los últimos dos años”.

También cabe destacar que sólo pueden ser incluidas en la lista Tier-1, fabricantes que cuenten con sus propias plantas de fabricación, por lo que son empresas que tienen un mayor control sobre los procesos y que realizan sus propias inversiones en I+D con el objetivo de adelantar a sus competidores.

- Tecnología de célula partida

Los módulos escogidos cuentan con la tecnología de célula partida, la cual ofrece diversas ventajas frente a los paneles de célula completa, como:

Reducción de pérdidas por resistencia térmica.

Reducción del daño por el efecto de punto caliente.

Mitigación de los efectos de las sombras sobre la producción, debido a que cuentan con dos series de cadenas conectadas internamente que dividen la producción del panel en dos mitades.

Mayor durabilidad ya que cada unidad de generación es más pequeña, lo que reduce el estrés mecánico de cada pieza.

- Garantía del fabricante

Los módulos escogidos cuentan con una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia lineal de 25 años. Certificando menos del 2% de degradación de la potencia durante el primer año y un 0,55% de degradación de la potencia nominal de cada panel desde el segundo hasta el vigésimo quinto año.

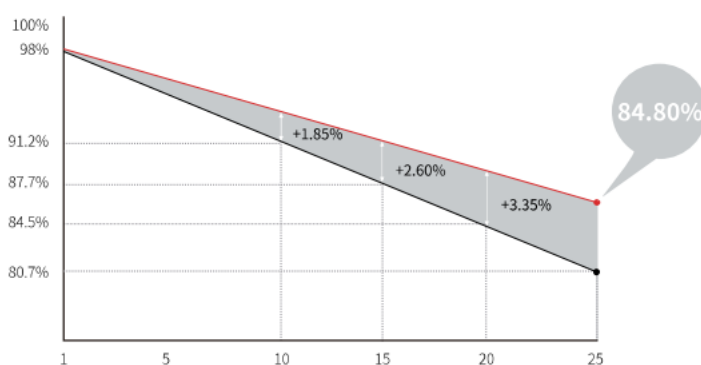


Ilustración 21: Garantía de potencia de 25 años. Fuente: Ficha técnica LONGI LR5-72HIH.

A continuación, se muestran las características eléctricas del panel, extraídas de la ficha técnica para las Condiciones de Test Standard (Irradiación de 1,000 W/m², espectro AM 1.5 y temperatura 25°):

LONGI LR5-72HIH-550M	
Características eléctricas (condiciones STC)	
Potencia Máxima (Pmax)	550 Wp
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	41,92 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13,12 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49,80 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13,98 A
Eficiencia del Módulo	21,3 %
Tolerancia de Potencia	0 /+3% W
Capacidad Máxima del Fusible	25 A
Máxima Tensión del Sistema	DC 1500 V (IEC)
Temperatura de Funcionamiento Nominal de la Célula	45±2 °C

Tabla 17: Características eléctricas. Fuente: Ficha técnica LONGI LR5-72HIH.

5.3. INVERSOR

El inversor es el sistema encargado de conmutar la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna (CA), modificando así mismo el nivel de tensión a 400V (inversor trifásico) y con una frecuencia de 50 Hz para su conexión a la red.

Para la instalación se ha escogido el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1, con una potencia nominal de 100 kW. También es importante conocer los sistemas de protección eléctrica incluidos con el inversor, los cuáles se analizarán en un apartado posterior.

Las características principales del inversor se muestran a continuación:

HUAWEI SUN2000KTL-100-M1	
Entrada (CC)	
Tensión de entrada nominal	600 V
Tensión de entrada máxima (V _{cc-max})	1.100 V
Tensión de funcionamiento MPPT	200 - 1.000 V
Corriente de cortocircuito máx.	40 A
Corriente de entrada máx. por MPPT	26 A
Número de entradas MPPT	10
Número de entradas por MPPT	2
Salida (CA)	
Potencia nominal	1.000 W
Tensión nominal de salida	400 V
Corriente de salida nominal	144,4 A
Conexión de red	3N~400 V
Frecuencia de referencia	50 Hz

Tabla 18: Especificaciones técnicas. Fuente: Ficha técnica HUAWEI SUN 2000KTL-100-M1

La justificación de la elección del inversor viene dada por el cumplimiento de los requisitos de conexión entre las diferentes líneas de módulos fotovoltaicos con el mismo inversor, satisfaciendo las siguientes condiciones:

- C1. La tensión máxima del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la tensión continua máxima permitida por el inversor. $V_{PMP_MAX} < V_{DC_MAX}$
- C2. La tensión mínima del string fotovoltaico en la entrada debe ser mayor a la tensión continua mínima permitida por el inversor. $V_{PMP_min} > V_{DC_min}$
- C3. La máxima corriente del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la intensidad máxima permitida por el inversor. $I_{PMP_MAX} < I_{DC_MAX}$

Haciendo uso de los datos en condiciones estándar de medida STC, que se extraen de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos, se pueden calcular los valores de V_{PMP_MAX} , V_{PMP_min} , I_{PMP_MAX} para compararlos con los datos de V_{DC_MAX} , V_{DC_min} y I_{DC_MAX} que pertenecen a las características técnicas del inversor y de esta manera dimensionar correctamente los strings fotovoltaicos asegurando el cumplimiento de estas condiciones.

Así pues, se calcula el número máximo (N_{S_MAX}) y mínimo (N_{S_min}) de paneles por string:

$$V_{OC_MAX} = V_{OC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - 25)) \quad [3]$$

Siendo:

V_{OC_MAX} (V), la tensión en circuito abierto del campo fotovoltaico en las condiciones más desfavorables.

V_{OC} (V), la tensión en circuito abierto en condiciones STC.

β , el coeficiente de temperatura en V_{OC} en condiciones STC.

T_{min} (°C), la temperatura ambiente mínima histórica.

$$V_{OC_MAX} = 49,80 \cdot (1 - 0,00265 \cdot (-10 - 25))$$
$$V_{OC_MAX} = 54,42 \text{ V}$$

Con este dato y el de la tensión máxima de entrada admitida por el inversor (V_{DC_MAX}) extraído de la ficha técnica:

$$N_{S_MAX_1} = \frac{V_{DC_MAX}}{V_{OC_MAX}} \quad [4]$$
$$N_{S_MAX_1} = \frac{1100}{54,42} = 20,21 \approx 20 \text{ paneles}$$

La otra forma de calcular el número máximo de módulos conectados por string es:

$$V_{PMP_MAX_FV} = V_{PMP_STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min} - 25)) \quad [5]$$

Siendo:

$V_{PMP_MAX_FV}$ (V), la tensión máxima obtenida en un panel.

V_{PMP_STC} (V), la tensión a máxima potencia obtenida en un panel en condiciones STC.

$$V_{PMP_MAX_FV} = 41,95 \cdot (1 - 0,00265 \cdot (-10 - 25))$$
$$V_{PMP_MAX_FV} = 45,77 \text{ V}$$

Por lo que, con el dato de tensión de funcionamiento del inversor:

$$N_{S_MAX_2} = \frac{V_{DC_MAX}}{V_{PMP_MAX_FV}} \quad [6]$$

$$N_{S_MAX_2} = \frac{1000}{45,77} = 21,84 \approx 21 \text{ paneles}$$

Se escoge el valor más restrictivo, es decir $N_{S_MAX_1} = 20 \text{ paneles}$

Ahora se calcula el número mínimo de paneles por string que garantiza la puesta en marcha del inversor:

$$T_{MAX} = T_{amb_MAX} + \frac{G_{MAX}}{800} \cdot (NOTC(^{\circ}C) - 20) \quad [7]$$

Siendo:

T_{MAX} ($^{\circ}C$), la temperatura máxima alcanzada en operación.

T_{amb_MAX} ($^{\circ}C$), la temperatura ambiente máxima.

G_{MAX} (W/m^2), valor de irradiancia de las condiciones STC .

$NOTC$, temperatura de las condiciones de ensayo NOTC ($T_{amb_MAX} + 2$)

$$T_{MAX} = 42 + \frac{1000}{800} \cdot (44 - 20)$$
$$T_{MAX} = 72 \text{ }^{\circ}C$$

Con este dato de temperatura máxima, calculamos:

$$V_{PMP_min_FV} = V_{PMP_STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{MAX} - 25)) \quad [8]$$

Siendo:

$V_{PMP_min_FV}$ (V), tensión mínima obtenida en un panel.

V_{PMP_STC} (V), tensión a máxima potencia obtenida en un panel en condiciones STC.

$$V_{PMP_min_FV} = 41,95 \cdot (1 - 0,00265 \cdot (72 - 25))$$
$$V_{PMP_min_FV} = 36,73 \text{ V}$$

Con este resultado y el valor mínimo de tensión de arranque del inversor (V_{DC_min}):

$$N_{S_min} = \frac{V_{DC_min}}{V_{PMP_min_FV}} \quad [9]$$

$$N_{S_min} = \frac{200}{36,73} = 5,45 \approx 6 \text{ paneles}$$

Ahora se calcula la corriente entregada por un panel en las peores condiciones ($I_{PMP_MAX_FV}$):

$$I_{PMP_MAX_FV} = I_{SC} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{MAX} - 25)) \quad [10]$$

Siendo:

I_{SC} (A), la corriente de cortocircuito del panel en condiciones STC.

α , el coeficiente de temperatura en I_{SC} , en condiciones STC.

$$I_{PMP_MAX_FV} = 13,98 \cdot (1 + 0,00050 \cdot (72 - 25))$$

$$I_{PMP_MAX_FV} = 14,30 \text{ A}$$

De esta manera, se ha calculado que el número de paneles por string para cumplir las condiciones 1 y 2 de que $V_{PMP_MAX_FV} < V_{DC_MAX}$ y $V_{PMP_min_FV} > V_{DC_min}$ está comprendido en el rango de entre 6 a 20 módulos.

El cumplimiento de la condición 3 ($I_{PMP_MAX_FV} < I_{DC_MAX}$) se ha demostrado al obtener un valor de $I_{PMP_MAX_FV} = 14,30 \text{ A} < 26 \text{ A} = I_{DC_MAX}$

Para realizar el diseño de los strings que conforman la instalación fotovoltaica se han calculado, para cada fila de paneles, los parámetros V_{PMP_MAX} , V_{PMP_min} y I_{PMP_MAX} para asegurar el cumplimiento de las condiciones, para ello se ha hecho uso de las siguientes expresiones:

$$V_{PMP_MAX} = N_S \cdot (V_{OC} + \beta \cdot (T_{min} - 25)) \quad [11]$$

$$V_{PMP_min} = N_S \cdot (V_{PMP_STC} + \beta \cdot (T_{MAX} - 25)) \quad [12]$$

$$I_{PMP_MAX} = N_P \cdot (I_{SC} + \alpha \cdot (T_{MAX} - 25)) \quad [13]$$

Con lo que se ha obtenido para cada string:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

INVERSOR: HUAWEI SUN2000-100KTL-M1					
Entrada	N_S	N_P	I_{PMP_MAX} (A)	V_{PMP_MAX} (V)	V_{PMP_min} (V)
MPPT A1	14	1	13,12	761,87	516,10
MPPT A2	14	1	13,12	761,87	516,10
MPPT B1	12	1	13,12	653,03	442,37
MPPT B2	-	-	-	-	-
MPPT C1	17	1	13,12	925,12	626,69
MPPT C2	-	-	-	-	-
MPPT D1	15	1	13,12	816,28	552,96
MPPT D2	-	-	-	-	-
MPPT E1	15	1	13,12	816,28	552,96
MPPT E2	15	1	13,12	816,28	552,96
MPPT F1	17	1	13,12	925,12	626,69
MPPT F2	-	-	-	-	-
MPP G1	17	1	13,12	925,12	626,69
MPPT G2	-	-	-	-	-
MPPT H1	15	1	13,12	816,28	552,96
MPPT H2	-	-	-	-	-
MPPT I1	14	1	13,12	761,87	516,10
MPPT I2	-	-	-	-	-
MPPT J1	17	1	13,12	925,12	626,69
MPPT J2	-	-	-	-	-

Tabla 19: Conexión de los módulos con el inversor. Fuente: Elaboración propia.

Comprobando que para todos los strings se cumple que:

- $V_{PMP_MAX} < V_{DC_MAX}$
- $V_{PMP_min} > V_{DC_min}$
- $I_{PMP_MAX} < I_{DC_MAX}$

En el diseño de los strings, se ha evitado alcanzar una cifra de V_{PMP_MAX} superior a los 1000 V (manteniendo el rango de tensiones de cada string entre 200 y 1000 V) con el objetivo de evitar un funcionamiento incorrecto del inversor, como se menciona en la ficha técnica del mismo.

En el diseño de las instalaciones fotovoltaicas se recomienda dimensionar el inversor de manera que su potencia nominal sea en torno a un 10% menor que la potencia pico total de la instalación, proporcionada por la potencia total de los módulos fotovoltaicos. Esto es debido a que la potencia pico de los paneles es determinada por unas condiciones óptimas de irradiación, temperatura, inclinación y orientación, por lo que en pocas ocasiones se darán tales condiciones durante el funcionamiento real de la instalación. El hecho de utilizar un inversor con menor potencia es para favorecer que este trabaje durante más horas al día en un punto más cercano a sus condiciones de operación nominales.

La instalación proyectada cuenta con 100,1 kWp de potencia total, siguiendo esta recomendación, se debería escoger un inversor cuya potencia nominal fuese de 90 kW, sin embargo, la mayoría de estos inversores poseen 12 entradas y 6 MPPT (como en el caso de la marca Solar Edge) o se han descatalogado con el tiempo, como en los casos de las marcas Huawei o Sungrow.

Esto ha incentivado la elección del inversor de 100 kWh de Huawei, puesto que cumple con los requisitos de la instalación, como se ha mostrado en los cálculos anteriores, a pesar de estar ligeramente sobredimensionado.

5.4. ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura soporte es la encargada de fijar los paneles a la superficie de la cubierta en cada caso, estas estructuras serán capaces de aguantar las cargas, tanto de los módulos como otras derivadas de agentes atmosféricos.

Debido a las características de la cubierta de las instalaciones del Club de Tennis Reus Monterols, una parte de la instalación fotovoltaica se ha proyectado sobre cubierta plana, mientras que la otra parte de la instalación se fija sobre cubierta inclinada haciendo uso de estructura coplanar.

Los 40 módulos de la cubierta plana se instalan con estructura autolastrada inclinada 15° de la marca SOLARBLOC, la cual consiste en un soporte prefabricado de hormigón para paneles solares. Esta estructura tendrá orientación e inclinación fijas y se ubicará en la cubierta plana formada por gravilla.

Los 140 módulos de la cubierta inclinada se anclan mediante estructura metálica coplanar para teja de la marca SUNFER, de modo que comparten las características de orientación e inclinación propias del tejado donde se encuentran. Para asegurar la estanqueidad de la cubierta con este tipo de estructura se propone utilizar, en la unión soporte-cubierta, masa adhesiva SIKAFLEX, además de la incorporación de una junta EPDM de 4 mm de espesor. Se seguirán las recomendaciones de instalación del fabricante de manera que se asegure una separación del módulo respecto de la cubierta para la instalación del cable de DC, y la regulación y nivelación del perfil soporte.

La ubicación y detalle de las estructuras utilizadas en el proyecto se encuentran detalladas en el plano estructuras del anexo Planos.

5.5. SISTEMA DE GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN

El sistema de gestión y monitorización permite hacer un seguimiento en tiempo real de los parámetros de la instalación fotovoltaica, tanto de la producción de los paneles como de los consumos. Así mismo notifican y permiten detectar errores de funcionamiento en la instalación.

Este sistema está compuesto por dos dispositivos que se conectan al inversor mediante un cable RS-485.

El primero de ellos es el contador DTSU666-H de Huawei, que se conecta mediante toroidales de medición a la línea de alimentación del CGBT, al que se conecta la instalación. Es el dispositivo encargado de medir y registrar los datos de producción y consumo eléctricos, además de controlar la cantidad de energía vertida a la red.

El contador DTSU666-H se conecta mediante cable ethernet al SmartLogger3000A de Huawei, este segundo dispositivo es el encargado de recibir los datos del contador y transmitirlos a la plataforma eu5.fusionsolar de Huawei, donde se puede acceder y visualizar los datos de la instalación fotovoltaica para realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación.

5.6. CANALIZACIONES

Tramo de CC

El cableado de corriente continua, que incluye las conexiones de los strings de paneles fotovoltaicos con el inversor, discurre por la cubierta en la que se ubica la instalación.

En las conexiones entre paneles, siempre que es posible, los cables se ubican en la parte posterior de los mismos, discurrendo por canalizaciones mediante tubo corrugado libre de halógenos de 50 mm de diámetro.

Para la canalización principal entre los strings y el inversor se utiliza bandeja metálica perforada galvanizada, que cumple con las particularidades establecidas en el ITC-BT21 del REBT. Se estima que la bandeja tendrá unas dimensiones de 100x100mm y que como máximo dicha canalización albergue 12 cables de CC de 6 mm² de sección junto con el cable de tierra.

Los conductores son unipolares de doble aislamiento basado en Polietileno Reticulado (XLPE) y caucho de petileno-propileno (EPR), materiales apropiados para estar ubicados al aire libre de acuerdo con la norma UNE 21123.

Tramo de CA

El cableado de corriente alterna comprende el tramo de unión entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT).

Está formado por 4 cables unipolares (uno por cada una de las 3 fases y el neutro) que saldrán del inversor. Esta canalización discurre mediante bandeja metálica perforada por la pared de la habitación en la que se ubican el inversor y el CGBT.

5.7. CABLEADO

El cableado de la instalación debe diseñarse siguiendo las directrices de Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), de manera que la sección mínima normalizada asegure el cumplimiento del criterio térmico (referente a la seguridad) y del criterio de caída de tensión (referente a la calidad del servicio).

Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento

En condiciones de trabajo a plena carga y en régimen permanente, la temperatura del cable conductor no debe superar en ningún momento la temperatura máxima admisible del material aislante del cable.

Criterio de caída de tensión

El Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDAE establece una caída de tensión máxima del 1,5 % en la parte CC y del 1,5 % en la parte de AC.

A continuación, se describe el tipo de cable empleado en cada tramo:

TRAMO CC. Módulos FV a Inversor

- Conductores de Cu estañado, clase 5 según UNE 21022/IEC 228.
- Cableado tipo H1Z2Z2-K (XLPE) 1,5/1,5 kV
- Tensión máxima en sistemas DC: 1,8 kV
- Secciones de 6 mm²

Cumplirá con las normas siguientes:

- No propagador de llama según IEC 60332-1 17 P
- IEC 61034, EN 50268
- UNE 21123, UNE 20460-5-52.

TRAMO AC. Inversores a CGBT.

- Conductores de Cu recocido electrolítico, clase 5 según UNE 21022/IEC 228
- Cableado tipo RV1-K 0,6/1 kV
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX3
- Discurrirá mediante bandeja metálica perforada
- Secciones de 120 mm²

Cumplirá con las normas siguientes:

- Normativa española: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50266 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034
- Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 6103
- En caso de incendio no emite sustancias tóxicas ni gases corrosivos, por lo que protege la salud pública y evita posibles daños a los equipos electrónicos

5.7.1. CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLEADO. LADO DE CC

Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento

Para calcular la sección necesaria de cable que cumple la condición:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX} \quad [14]$$

Siendo:

I_z (A), corriente máxima admisible por el cable

I_{MAX} (A), corriente máxima que puede presentarse en el cable

Se hará uso de las tablas 52-B1 y A.52-1 bis de la norma UNE-20.460-5-523 (referenciadas para una temperatura ambiente de 40°C). Una vez obtenido el valor de I_z , se entra en la tabla A.52-1 bis y se obtiene la sección mínima del cableado:

Instalación de referencia		Tabla y columna							Factor de temperatura ambiente	Factor de reducción de agrupamiento	
		Intensidad admisible para los circuitos simples						Factor de temperatura ambiente			Factor de reducción de agrupamiento
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		Aislamiento mineral					
		Número de conductores									
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	52-C1 Col. 2	52-C3 Col. 2	52-C2 Col. 2	52-C4 Col. 2	–	52-D1	52-E1		
habitación (local)											
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	52-C1 Col. 3	52-C3 Col. 3	52-C2 Col. 3	52-C4 Col. 3	–	52-D1	52-E1		
habitación (local)											
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera	B1	52-C1 Col. 4	52-C3 Col. 4	52-C2 Col. 4	52-C4 Col. 4	–	52-D1	52-E1		
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera	B2	52-C1 Col. 5	52-C3 Col. 5	52-C2 Col. 5	52-C4 Col. 5	–	52-D1	52-E1		
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera	C	52-C1 Col. 6	52-C3 Col. 6	52-C2 Col. 6	52-C4 Col. 6	Cubierta 70 °C 52-C5 Cubierta 105 °C 52-C6	52-D1	52-E1		
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	52-C1 Col. 7	52-C3 Col. 7	52-C2 Col. 7	52-C4 Col. 7	–	52-D2	52-E3		
	Cable multiconductor al aire libre	E	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1		
	Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable										
	Cables unipolares en contacto al aire libre.	F	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	52-E1		
	Distancia al muro no inferior al diámetro del cable										
	Cables unipolares espaciados al aire libre	G	Cobre 52-C9 Aluminio 52-C10		Cobre 52-C11 Aluminio 52-C12		Cubierta 70 °C 52-C7 Cubierta 105 °C 52-C8	52-D1	–		
	Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable										

Ilustración 22: tabla 52-B1. Fuente: norma UNE-20.460-5-523.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

El factor k_1 se puede obtener a través de la siguiente tabla del ITB-BT, que proporciona el factor de corrección para una temperatura ambiente distinta de 40 °C:

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Ilustración 24: Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40 °C. Fuente: ITC-BT-07.

En este caso, tomaremos una temperatura ambiente de 45°C y el cable aislante utilizado es XLPE, por lo que la temperatura en servicio es de 90°C, así $k_1 = 0,95$

El factor k_2 se extrae de la tabla 52-E1 de la norma UNE20-460.-5-523:

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores											Tablas de los métodos de referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			52 – C1 a 52 – C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Ilustración 25: Tabla 52-E1. Fuente: UNE20-460.-5-523.

Conociendo que el cable de corriente continua se instala según la configuración E (que corresponde a cable multiconductor al aire libre), y que como máximo, se presentan 12 cables juntos, uno por cada string, obtenemos un valor de $k_2 = 0,72$

Por último, el factor k_3 se considera 1, al no haber cable enterrado en la instalación.

Con esto:

$$I_{MAX} = \frac{1 \cdot 13,98}{0,95 \cdot 0,72 \cdot 1} = 20,44 A$$

De esta forma, el valor de corriente con el que entramos a la tabla A.52-1 bis es:

$$I_z \geq 1,25 \cdot 20,44$$

$$I_z = 25,55 \text{ A}$$

Con el valor de I_z (conociendo que la instalación de referencia es la tipo E, que el conductor es de cobre, y que el aislante de la parte de corriente continua es XLPE2), se obtiene de la tabla A.52-1 bis una sección mínima de valor $2,5 \text{ mm}^2$, con un valor de $I_{Tabla} = 33 \text{ A}$

Este es el valor de sección mínima con el que se cumple el criterio térmico para todos los strings de la instalación, pues comparten las mismas características. Pero, la sección escogida de cable debe cumplir tanto con el criterio de corriente máxima, como con el de caída de tensión.

Criterio de caída de tensión ($\Delta V < 1,5\%$)

La variación de la tensión en el cableado de corriente continua se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V (\%) = \frac{L_{única} \cdot N_p \cdot I_{mp}}{S \cdot \gamma \cdot N_s \cdot V_{mp}} \cdot 100 \quad [15]$$

Siendo:

$L_{única}$ (m), longitud del string fotovoltaico.

N_p , número de paneles conectados en paralelo.

I_{mp} (A), corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico.

S (mm^2), sección del cable.

γ ($\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$), conductividad del material.

N_s , número de paneles conectados en serie.

V_{mp} (V), tensión de máxima potencia del panel fotovoltaico.

De estas variables, conocemos:

- El valor de $L_{única}$, varía en función del string.
- $N_p = 1$
- $I_{mp} = 13,12 \text{ A}$ según la ficha técnica de los paneles.
- El valor de γ se obtiene a partir de los siguientes valores tabulados:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Material	$\rho_{20} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{70} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{90} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\alpha (^\circ\text{C}^{-1})$
Cobre	0,018	0,021	0,023	0,00392
Aluminio	0,029	0,033	0,036	0,00403
Almelec (Al-Mg-Si)	0,032	0,038	0,041	0,00360

Ilustración 26: Valores de resistividad y del coeficiente de temperatura para los materiales más comúnmente empleados en función de la temperatura de servicio. Fuente: Tabla 2. Guía REBT-2002, Anexo 2.

Sabiendo que:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad [16]$$

Obtenemos los valores:

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Ilustración 27: Valores de conductividad en ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$) para diferentes materiales en función de la temperatura de servicio. Fuente: Guía REBT-2002, Anexo 2.

Así, para el cobre a 90°C (temperatura máxima de servicio del aislante XLPE) se obtiene:

$$\gamma = 44 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right)$$

N_S es un valor que depende del string fotovoltaico.

$V_{mp} = 41,95 \text{ V}$, obtenido de la ficha técnica de los paneles.

Con los valores conocidos, se calcula para cada string ajustando la sección del cableado de manera que el valor de caída de tensión (ΔV) sea inferior o igual a 1,5%, obteniendo de esta forma las secciones mínimas necesarias del cableado:

$$\Delta V (\%) = \frac{L_{única} \cdot 1 \cdot 13,12}{S \cdot 44 \cdot N_S \cdot 41,95} \cdot 100 \leq 1,5\%$$

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

String	Entrada del inversor	Ns	Longitud única (m)	Sección normalizada (mm ²)	ΔV
String 1	A	14	70	6,00	0,59%
String 2		14	90	6,00	0,76%
String 3	B	12	70	6,00	0,69%
String 4		-	-	-	-
String 5	C	17	130	6,00	0,91%
String 6		-	-	-	-
String 7	D	17	150	6,00	1,05%
String 8		-	-	-	-
String 9	E	15	155	6,00	1,22%
String 10		-	-	-	-
String 11	F	15	160	6,00	1,26%
String 12		15	165	6,00	1,30%
String 13	G	17	120	6,00	0,84%
String 14		-	--	-	-
String 15	H	17	130	6,00	0,91%
String 16		-	-	-	-
String 17	I	15	170	6,00	1,34%
String 18		-	-	-	-
String 19	J	14	170	6,00	1,44%
String 20		-	-	-	-

Tabla 20: Parámetros de diseño de las conexiones eléctricas de corriente continua y cumplimiento del criterio de caída de tensión. Fuente: Elaboración propia.

La sección normalizada mínima del cableado es aquella que cumple tanto el criterio de intensidad máxima como el de caída de tensión. Comparando los valores obtenidos con los cálculos de ambos criterios, se observa que el más restrictivo para la parte de corriente continua es el criterio de caída de tensión. Por lo que las secciones escogidas serán las calculadas en la [tabla 20](#).

En el plano conexiones del anexo Planos se encuentran descritas de manera gráfica las características de conexión de los strings fotovoltaicos.

5.7.2. CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLEADO. LADO DE CA

Los cálculos son análogos a los realizados para la parte de corriente continua.

Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento

De la ficha técnica del inversor conocemos que la máxima intensidad de salida ($I_{MAX_inversor}$) es de 160,4 A a 400 V de tensión.

Conociendo este dato, los factores de corrección pertinentes, y las expresiones presentadas anteriormente, se puede calcular la corriente de entrada a la tabla A.52-1 bis.

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

$$I_{MAX} = \frac{I_{MAX_inversor}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \quad [17]$$

k_1 se determina a través de la tabla de la [ilustración 24](#) sabiendo que el aislante es XLPE con temperatura máxima de operación de 90 °C y que la temperatura máxima en el recinto donde se alojarán el inversor y el CGBT será, desde el lado de la seguridad, de 50 °C, así:

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

$$k_1 = 0,90$$

Para determinar el valor de k_2 la disposición de los cables será sobre bandeja metálica perforada y, como máximo, habrá 4 cables agrupados (1 por cada una de las 3 fases más el neutro), por lo que de la tabla 52-E1 de la norma UNE20-460-5-523, mostrada en la [ilustración 25](#):

$$k_2 = 0,72$$

Como en el caso de la parte de corriente continua, al no haber cable enterrado el factor de corrección k_3 no se tiene en cuenta, o lo que es igual a efectos de cálculo:

$$k_3 = 1$$

De esta forma:

$$I_{MAX} = \frac{160,4}{0,90 \cdot 0,72 \cdot 1} = 247,53 \text{ A}$$

Con lo que:

$$I_z \geq 1,25 \cdot 247,53$$

$$I_z \geq 309,41 \text{ A}$$

Sabiendo que el cable es XLPE 3, el conductor de cobre, y la instalación de referencia es del tipo F (cable unipolar al aire libre), se entra en la tabla A.52-1 bis de la norma UNE20-460-5-523 mostrada en la *Ilustración 23* con la que se obtiene la sección mínima del cableado de alterna para que se cumpla el criterio de intensidad máxima:

$$S_{min} \geq 120 \text{ mm}^2$$

$$I_{Tabla} = 314 \text{ A}$$

Criterio de caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en la parte de corriente alterna se usa la siguiente expresión:

$$\Delta V (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{SC} \cdot \cos(\varphi)}{S_{AC} \cdot \gamma_{CU}(T_{MAX}) \cdot V_{AC}} \cdot 100 \quad [18]$$

Siendo:

$L_{AC} = 10 \text{ m}$, longitud de la línea de corriente alterna.

$I_{SC} = 160,4 \text{ A}$, corriente máxima de salida del inversor.

$\cos(\varphi) = 1$, factor de potencia.

S_{AC} , sección del cableado de la línea de corriente alterna.

$\gamma_{CU}(T_{MAX})$, conductividad del cobre a temperatura máxima.

$V_{AC} = 400 \text{ V}$, tensión de la línea de corriente alterna.

En primer lugar, el factor de potencia se supondrá unitario. Calcularemos el valor de la conductividad del cobre a temperatura máxima, para ello se emplean las expresiones:

$$\gamma = \frac{1}{\rho}$$

$$\rho(T_{MAX}) = \rho_{20^{\circ}C} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{MAX} - 20)) \quad [19]$$

Siendo:

$$\rho_{20^{\circ}C} \left(\Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \right) = 0,018, \text{ resistividad del material a } 20^{\circ} \text{ de temperatura.}$$

$$\alpha = 0,00392 \text{ } (^{\circ}C^{-1}), \text{ coeficiente de temperatura.}$$

$$T_{MAX} = 50 \text{ } ^{\circ}C$$

Tanto el valor de la resistividad del material a 20°, como el coeficiente de temperatura son valores disponibles en la tabla 2, del anexo 2 del REBT, mostrados en la *ilustración 26*.

$$\rho(50^{\circ}C) = 0,018 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (50 - 20))$$

$$\rho(50^{\circ}C) = 0,020 \left(\Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \right)$$

Por lo que:

$$\gamma_{CU}(T_{MAX}) = \frac{1}{\rho} = \frac{1}{0,020}$$

$$\gamma_{CU}(T_{MAX}) = 49,71 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right)$$

Ahora, se calcula el valor de la caída de tensión para la sección mínima, obtenida al calcular el criterio de intensidad máxima:

$$\Delta V (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 160,4 \cdot 0,8}{120 \cdot 49,71 \cdot 400} \cdot 100$$

$$\Delta V (\%) = 0,12 \leq 1,5$$

Se demuestra que, a diferencia del tramo en corriente continua, el criterio más restrictivo en el tramo de corriente alterna es el de intensidad máxima, así, la sección mínima del cableado para este tramo será $S_{min} = 120 \text{ } mm^2$.

De esta forma, se finaliza el dimensionamiento del cableado eléctrico usado en la instalación.

5.8. PROTECCIONES

Se va a proceder al cálculo de las protecciones dimensionando los equipos necesarios para proteger la instalación eléctrica frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones en cada parte.

5.8.1. PROTECCIONES DEL LADO DE CC

Protección frente a sobrecargas

Para sobre asegurar la instalación frente a sobrecorrientes, se podrían dimensionar elementos adicionales de protección (fusibles), que se instalarían en el lado positivo de cada string fotovoltaico en la entrada al inversor.

Sin embargo, la protección frente a sobrecargas viene incorporada en el propio inversor ya que cuenta con interruptores-seccionadores de potencia de CC, uno para cada conexión entre el string y el inversor.

De esta forma, en caso de que la corriente de entrada de algún string fotovoltaico se encuentre fuera de los parámetros de funcionamiento del inversor, el interruptor correspondiente abriría el circuito cortando por completo la conexión entre string e inversor.

Protección frente a sobretensiones

La protección frente a sobretensiones se garantiza con el inversor, el cuál posee integrados descargadores de sobretensiones de corriente continua de tipo 2, necesarios cuando la configuración a tierra de la instalación sigue el esquema TT. Esto es porque el descargador de sobretensiones está conectado a tierra, generando un camino de baja impedancia a tierra por el que transcurre la energía generada por sobretensiones transitorias en la instalación.

Protección frente a contactos directos e indirectos

La protección frente a contactos directos e indirectos en el lado de corriente continua queda asegurada por el aislamiento de clase II ($1000 V_{CC}$) de los módulos fotovoltaicos, cables y cuadros eléctricos, que se han seleccionado teniendo en cuenta dicha característica.

El aislamiento de clase II se diseña de forma que estos equipos no requieren una toma a tierra, evita el contacto con las partes con tensión mediante una capa de aislamiento doble o con el uso de aislamiento reforzado.

Esta protección se combina con el vigilante de aislamiento incorporado en el inversor, que desconecta la instalación en caso de detectar la resistencia de aislamiento por debajo de un determinado valor.

5.8.2. PROTECCIONES DEL LADO DE CA

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos

La protección frente a sobrecargas y cortocircuitos vendrá asegurada por un interruptor automático magnetotérmico tetrapolar que se ubicará en el cuadro de protecciones a la salida del inversor.

Para dimensionar correctamente el interruptor automático (IA) frente a sobrecargas se debe cumplir:

1. $I_{MAX_{inversor}} \leq I_{n_{IA}} \leq I_{MAX_{cableado}}$
2. $I_2 \leq 1,45 \cdot I_{MAX_{cableado}}$

Para un interruptor automático se cumple que $I_2 < 1,45 \cdot I_{n_{IA}}$, por lo que la segunda condición queda incluida dentro de la primera, ya que $I_2(IA) \leq 1,3 \cdot I_{n_{IA}}$, con lo cual:

$$160,4 < I_{n_{IA}} < 314 A$$

De esta forma, la corriente nominal de disparo normalizada del IA ($I_{n_{IA}}$) que será de 200 A.

Para dimensionar el interruptor automático frente a cortocircuitos, el poder de corte del dispositivo (PdC) debe ser mayor que la corriente de cortocircuito en el punto donde está instalado I_{SC} :

$$PdC > I_{SC}$$

Siendo que el PdC del IA de 200 A es de 36 kA.

$$36 kA > 160,4 A$$

Protección frente a sobretensiones

La protección frente a sobretensiones se garantiza con el inversor, el cuál posee integrado un descargador de sobretensiones de corriente alterna de tipo II.

Protección frente a contactos directos e indirectos

Para proteger la instalación frente contactos directos e indirectos se utiliza un interruptor diferencial tetrapolar ubicado a la salida del inversor.

Según la normativa en el reglamento electrotécnico de baja tensión ITC-BT y la norma UNE 20.460 se establece que los interruptores diferenciales de las instalaciones deben tener una intensidad diferencial máxima ($I_{\Delta n}$) de 300 mA. Para que el interruptor diferencial esté protegido por el interruptor magnetotérmico se instalará al primero aguas abajo del segundo y deberá tener una corriente nominal igual o superior a la del interruptor magnetotérmico, con lo que se ha seleccionado un interruptor diferencial con características:

$$I_{n_int_diferencial} = 200 A$$

$$I_{\Delta n} = 300 mA.$$

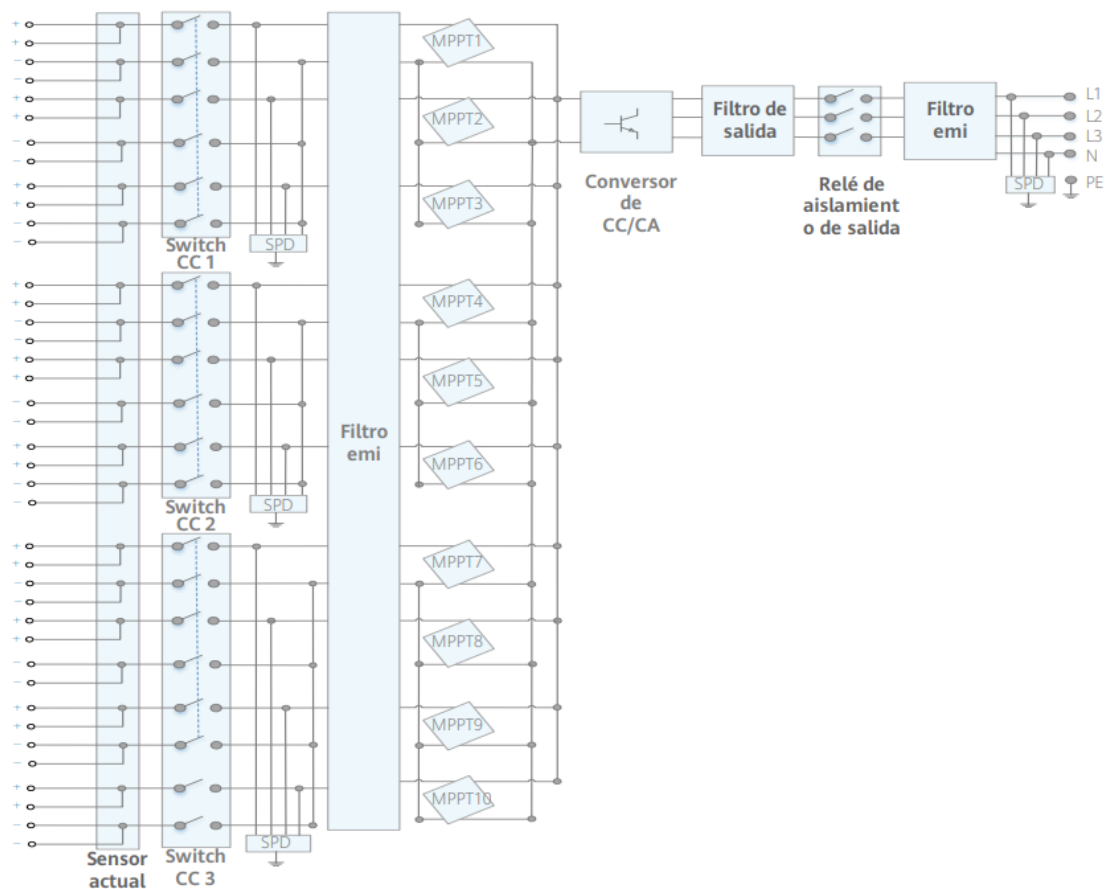


Ilustración 28: Diagrama del circuito interno del Inversor fotovoltaico HUAWEI. Fuente: Ficha técnica HUAWEI SUN2000-100KTL-M1.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Es necesario conectar a tierra todas las masas de la instalación susceptibles de quedar bajo tensión por fallos de aislamiento.

Los paneles fotovoltaicos disponen de aislamiento eléctrico de clase II, por lo que no requieren una conexión a tierra, de la misma forma, tampoco lo necesitan las estructuras de hormigón utilizadas para el anclaje de los módulos ubicados sobre la cubierta plana, por ser la estructura de un material aislante.

Las estructuras metálicas coplanares utilizadas para la fijación de los módulos instalados sobre cubierta inclinada serán conectadas a tierra, así como la carcasa que conforma el inversor.

Para calcular los conductores a tierra de los elementos metálicos de la instalación se ha seguido la tabla del ITC-BT-18:

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

Ilustración 29: Sección mínima de los conductores de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-28.

Los conductores de conexión a tierra tendrán las siguientes secciones normalizadas según la parte de la instalación.

- Puesta a tierra de las estructuras metálicas coplanares: cableado de 6 mm²
- Puesta a tierra de la carcasa que compone el inversor: cableado de 70 mm²

La puesta a tierra de estos equipos, tanto los que trabajan en corriente continua como los que trabajan en corriente alterna, se lleva a cabo mediante picas de tierra a las que se conecta el cableado a tierra, o mediante la conexión de estos cables a la tierra existente en el CGBT de las instalaciones del promotor.

En caso de que, debido a las características de la instalación, o de la conexión a tierra existente en las instalaciones del promotor, sea necesario instalar picas de tierra adicionales, éstas se calcularían de la siguiente forma:

La instalación fotovoltaica se encuentra protegida mediante diferenciales de 300mA, para asegurar que el valor de la tensión de contacto (U_L) no sea superior a 24 V (local seco), la resistencia a tierra (R_t) debe ser menor o igual a 80 Ω .

$$I_{\Delta n} \leq \frac{U_L}{R_t} \quad [20]$$

$$R_t \leq \frac{24 V}{0,3 A} \leq 80 \Omega$$

Para calcular la longitud del electrodo necesaria, sabiendo que será del tipo de pica vertical:

$$R_t = \frac{\rho}{L} \quad [21]$$

Siendo:

$\rho = 200 (\Omega \cdot m)$, suponiendo la resistividad del terreno

L , la longitud de la pica en metros

$$L = \frac{200}{80} = 2,5 \text{ m}$$

La información relativa a los componentes y sus características, así como la forma de conexión se encuentra de manera más detallada en el plano unifilar del anexo Planos.

5.10. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	Instalación fotovoltaica de 100,00 kWh en régimen de autoconsumo con compensación de excedentes
UBICACIÓN	Av. Cambrils, 1 43206, Reus (Tarragona)
TIPO DE INSTALACIÓN	Autoconsumo con compensación de excedentes
POTENCIA TOTAL	100,1 kWp
POTENCIA NOMINAL	100 kWh
NÚMERO DE PANELES	182
TIPO DE PANEL	LONGI LR5-72HIH-550M 550 Wp MONOCRISTALINO
INVERSORES	1 x HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

- INVERSOR 1, SUN2000-100KTL-M1: 182 módulos configurados en 12 cadenas.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

BALANCE ENERGÉTICO

CONSUMO	553.995,00 kWh/año
PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	139.297,27 kWh/año
CUOTA DE AUTOCONSUMO	100%
ENERGÍA AUTOCONSUMIDA	139.297,27 kWh/año
CUOTA DE VERTIDO	0,00%
ENERGÍA VERTIDA A LA RED	0,00 kWh/año
CUOTA AUTÁRQUICA	25,14%

Se puede ver que la instalación se acoge al régimen de autoconsumo con compensación de excedentes, sin embargo, según los datos estimados con los que se han realizado los cálculos, se obtiene una cuota de vertido del 0%.

Esto se debe a que los datos de los consumos analizados son mensuales y a que los datos de producción fotovoltaica, extraídos del PVGIS, se basan en estimaciones. En caso de tener acceso a los consumos horarios durante el periodo de un año, se podría estudiar de una manera más exacta la cobertura que proporciona la instalación fotovoltaica, y se obtendría una cuota de vertido más aproximada a la real.

Así, conociendo que los resultados poseen cierto margen de error, la instalación se acogerá al régimen de autoconsumo con excedentes, siendo que el principal objetivo de la instalación es reducir la dependencia energética de la red eléctrica, y como adición, se podrán vender al precio pactado con la comercializadora los excedentes de producción cuando los haya.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

La energía fotovoltaica es una energía renovable y limpia, ya que tiene como fuente de energía la radiación electromagnética proveniente del sol y no se generan gases de efecto invernadero durante el proceso de producción de la energía eléctrica.

Con las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se favorece la generación de energía en el ámbito local, así como una mayor independencia de la red eléctrica, generando además esta energía de forma renovable y limpia.

El mantenimiento de los paneles presenta un impacto prácticamente nulo, sin embargo, el principal impacto medioambiental generado por la energía fotovoltaica proviene tanto de la extracción de las materias primas necesarias para construir los propios paneles, los componentes electrónicos y el cableado, así como de los procesos de producción de estos equipos.

Por eso es importante que la gran mayoría de estos materiales que conforman la instalación pueden ser reciclados y reutilizados al final de la vida de la instalación, favoreciendo de esta manera la economía circular.

En cuanto al medio físico, los paneles fotovoltaicos no producen ruidos. Los inversores pueden llegar a ocasionar molestias acústicas, pero a una escala en la que el entorno no se ve afectado de manera significativa. En lo que respecta al impacto visual, la instalación se ha diseñado para integrarse de la mejor manera posible en la cubierta de las instalaciones del Club de Tennis Reus Monterols.

Por último, cabe destacar que existe riesgo de incendio por fallo eléctrico, motivo por el que se colocarán extintores en las cercanías de la instalación y debidamente señalizados.

6.1. REDUCCIÓN DE EMISIONES

Se ha hablado de los beneficios del uso de la energía fotovoltaica, en este apartado se presentan los datos de reducción de emisiones derivados del uso de la instalación fotovoltaica planteada en el presente proyecto.

La media del factor de emisiones del mix de generación de electricidad en España del año 2021 es de $0,259 \text{ (KgCO}_2/\text{kWh)}$, con este dato se calcula las emisiones de CO_2 que ahorramos al generar la energía mediante la instalación fotovoltaica y no obteniéndola de la red.

El resultado son $36,08 \text{ (tCO}_2/\text{año)}$ ahorradas, para una producción solar de $139.297,27 \text{ kWh/año}$.

Lo que equivale al CO_2 absorbido durante un año por 1804 árboles, suponiendo que cada uno absorbe $20 \text{ (kg}CO_2\text{/año)}$.

Así, se justifica la instalación fotovoltaica desde el punto de vista medioambiental, pues suponiendo una vida útil de la instalación de 25 años y sin tener en cuenta la caída de producción de los paneles a lo largo de los años, se evita la emisión de, aproximadamente, unas 902 (tCO_2) durante toda la vida útil de la instalación.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se presenta el estudio económico del proyecto, comenzando por un breve contexto económico para dar lugar al presupuesto de la instalación, finalmente se exponen las formas de financiación y se estudian algunos factores económicos para estudiar la viabilidad del proyecto como son el VAN, el TIR y el periodo de retorno.

7.1. CONTEXTO ECONÓMICO

El precio medio de venta de la electricidad se ha disparado en los últimos años debido a diversos factores, entre los que destaca la política internacional con el inicio de la guerra entre Ucrania y Rusia el 24 de febrero de 2022.

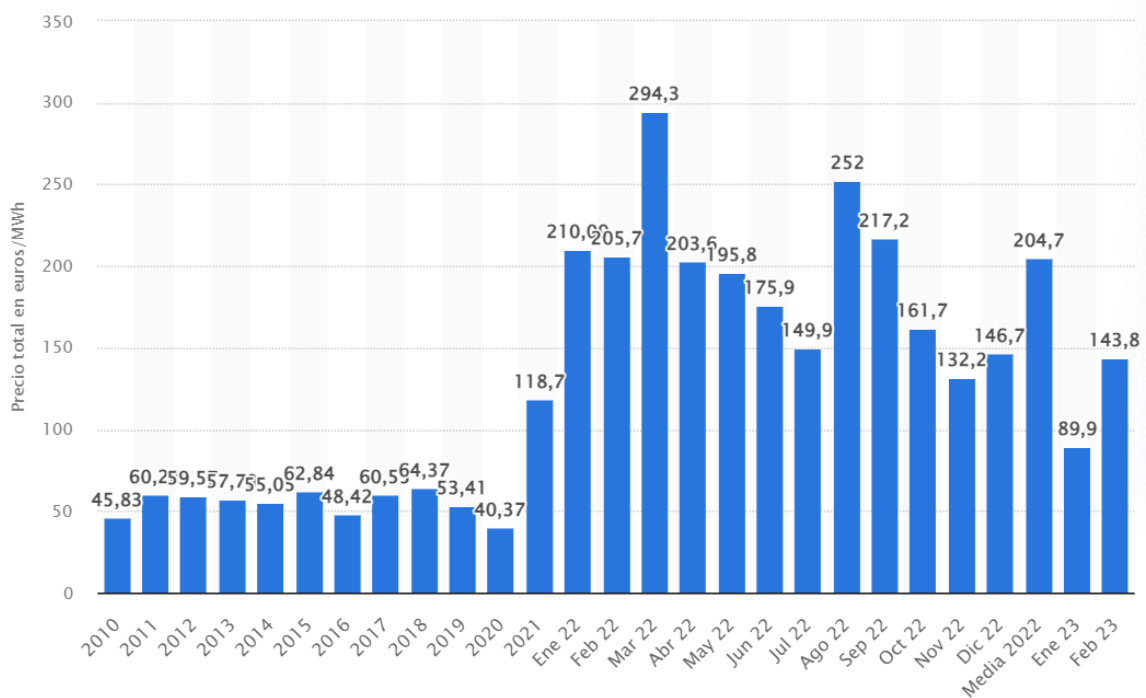


Ilustración 30: Precio medio final anual de la electricidad en España de 2010 a 2022. Fuente: Statista.

Como se aprecia en la ilustración, el precio medio de la electricidad se mantenía de manera estable hasta el año 2021, a partir del cual se ha comportado de manera fluctuante, aunque siempre en valores muy elevados respecto a los precios medios la pasada década.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

Las previsiones del ministerio para la Transición Ecológica estiman que el precio medio de la electricidad para 2023 sea de 207,88 €/MWh, para 2024 de unos 129,66€/MWh y para 2025 de unos 78,19€/MWh, siendo que el precio medio en 2022 fue de 209,69 €/MWh, se puede deducir una tendencia a la baja en estos precios, lo que podría afectar al ahorro económico proporcionado por la instalación fotovoltaica a lo largo de los años.

El precio de compra de la energía del Club de Tennis Reus Monterols extraído de las facturas eléctricas del último año es de:

PERIODO	€/kWh
P1	0,277
P2	0,259
P3	0,247
P4	0,239
P5	0,230
P6	0,218
PRECIO MEDIO	0,245

Tabla 21: Precios a los que el promotor pagó la electricidad durante 2022. Fuente: Facturas eléctricas del Club de Tennis Reus Monterols.

Estos datos serán la base para calcular la rentabilidad económica del proyecto.

Para ello, en primer lugar, se va a elaborar el presupuesto detallado del proyecto, con el objetivo de conocer el coste de la instalación de una manera más detallada que la propuesta durante la presentación de las diversas opciones de instalación en el punto 3.

7.2. PRESUPUESTO

La elaboración del presupuesto es necesaria para establecer el coste real que supone para el cliente la realización del proyecto fotovoltaico, de igual forma es necesario para calcular los factores económicos que permiten determinar la rentabilidad y viabilidad de realizar la instalación.

El presupuesto está formado por el coste económico descompuesto de cada una de las partidas necesarias para la realización del proyecto aquí expuesto. Con esto se conforma el Presupuesto de Ejecución Material (PEM), añadiendo al PEM el beneficio industrial de la empresa encargada de la realización, montaje y puesta en marcha de la instalación y el IVA asociado, se obtiene el Presupuesto de Ejecución por Contrata.

Así, el desglose de precios queda:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

CONCEPTO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE TOTAL
LONGI LR5-72HPH-550M Panel fotovoltaico 550 Wp	182 uds.	0,246 €/kWh	24.624,60 €
		PANELES	24.624,60 €
SOLABRLOC 15º Estructura inclinada autolastrada	53 uds.	42,52 €	2.253,56 €
SUNFER COPLANAR TEJA 01V Estructura coplanar para teja	142 uds.	38,18 €	5.421,56 €
		ESTRUCTURA	7.675,12 €
HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 Inversor 100 kWh	1 uds.	3.974,61 €	3.974,61 €
		INVERSOR	3.974,61 €
HUAWEI DTSU666H SmartMeter	1 uds.	119,04 €	119,04 €
HUAWEI SmartLogger3000A SmartLogger	1 uds.	414,78 €	414,78 €
CABLE RS485 Cable comunicación de la monitorización	15 m	6,51 €	97,65 €
CIRCUTOR 250/5 A Toroidales de medición	3 uds.	54,83 €	164,49 €
		MONITORIZACIÓN	795,96 €
H1Z2Z2-K (XLPE) cu 1,5/1,5 kV 6 mm ² Cableado de Corriente Continua	1580 m	0,87 €	1.366,70 €
RV1-K cu 0,6/1 kV 6 mm ² Cableado de tierra parte de CC	1580 m	0,87 €	1.366,70 €
RV1-K cu 0,6/1 kV 120 mm ² Cableado de Corriente Alterna	20 m	53,34 €	1.064,8 €
RV1-K cu 0,6/1 kV 70 mm ² Cableado de tierra parte de CA	20 m	8,05 €	161,06 €

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

CONCEPTO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE TOTAL
		CABLEADO	3.959,26 €
REJIBAND 100x100 Bandeja metálica	100 m	5,60 €	560,00 €
TUBO CORRUGADO 50 mm Tubo corrugado	500 m	0,48 €	240,00 €
		CANALIZACIONES	800 €
CUADRO PROTECCIONES CA IP65 Caja estanca CA	1 uds.	50,00 €	50,00 €
IA200-4P Interruptor magnetotérmico 200 A	1	568,12 €	568,12 €
ID200-4P-300 CLASE C Interruptor diferencial tetrapolar 200 A	1	612,34 €	612,34 €
		PROTECCIONES	1.230,46 €
Gestión de residuos	-	250 €	250 €
Estudio Seguridad y Salud	-	1500 €	1500 €
Mano de Obra	-	100 €/kWp	10010 €
Legalización de la instalación	-	350 €	350€
		OTROS	12.110 €
		TOTAL	55.170,01 €

7.3. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

El presupuesto de ejecución material se obtiene de la suma total del coste económico de las partidas:

- PANELES
- ESTRUCTURA
- INVERSOR
- MONITORIZACIÓN
- CABLEADO
- CANALIZACIONES
- PROTECCIONES
- OTROS (donde se incluye la mano de obra, el estudio de seguridad y salud y la legalización de la instalación)

Con esto se obtiene un Presupuesto de Ejecución Material de 55.170,01 €.

7.4. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

Para obtener el Presupuesto de Ejecución por Contrata se debe incluir al Presupuesto de Ejecución Material los importes asociados a los gastos generales y al beneficio industrial.

	IMPORTE
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	55.170,01 €
Gastos Generales (13% del PEM)	7.172,10 €
Beneficio Industrial (6 % del PEM)	3.310 €
PRESUPUESTO BASE SIN IVA	65.652,11 €
IVA (21%)	13.786,94 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	79.439,05 €

De este modo, el presupuesto total de la instalación asciende a un total de:

SETENTA Y NUEVE MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y NUEVE CON CINCO CÉNTIMOS

7.5. CRITERIOS DE INVERSIÓN

A continuación, se estudian diversos criterios de inversión para valorar la viabilidad económica que supone el proyecto para el cliente.

Siendo los dos objetivos principales del proyecto, como se ha mencionado anteriormente:

- Contribuir con el medio ambiente mediante la producción de energía obtenida de una fuente renovable y limpia.
- Producir un ahorro económico en las facturas eléctricas al incrementar el grado de independencia de la red eléctrica.

La consecución del primero de estos objetivos se ha justificado en el apartado anterior de reducción de emisiones. A lo largo de este apartado se pretende analizar la cantidad de ahorro económica que se consigue con la instalación.

7.5.1. VAN

Es el Valor Actual Neto y permite evaluar el valor futuro de una inversión, lo que lo hace un buen indicativo para las inversiones a largo plazo.

Este criterio tiene diversas interpretaciones en función de su valor:

- $VAN > 0$: el proyecto será rentable.
- $VAN = 0$: el proyecto ni aportará beneficios ni pérdidas.
- $VAN < 0$: el proyecto generará pérdidas económicas.

La expresión que permite calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad [22]$$

Siendo:

I_0 (€), la inversión inicial

F_t (€), el flujo neto de caja en cada periodo de tiempo (t)

k , la tasa de actualización

n , el número de periodos de tiempo (t)

Suposiciones de cálculo:

- Se va a considerar que la instalación posee una vida útil de 25 años.
- A la hora del cálculo se aplica un 2% de reducción a la potencia de los paneles durante el segundo año, y del año 2 al 25 un 0,55% de reducción. Esto se debe a la degradación de los paneles con el tiempo, lo que afecta a su producción, estos valores de reducción de potencia se han extraído de la ficha técnica de los módulos.

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

- Se considerará una tasa de actualización del 5%, teniendo en cuenta la variabilidad de la inflación anual.
- Se asumirá que el pago inicial se realiza el primer año y de manera directa, sin opción de renting o pago fraccionado.
- Se va a suponer que el precio de la electricidad irá disminuyendo cada año hasta estabilizarse en un valor de 0,075 €/kWh, teniendo en cuenta las estimaciones del ministerio para la Transición Ecológica.

Se ha elaborado la siguiente tabla con las variables anuales que intervienen en el cálculo del VAN:

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	PRECIO ELECTRICIDAD (€/kWh)	F_t (€)	$\frac{F_t}{(1+k)^t}$ (€)
1	139.297,27	0,245	34.127,83	32.502,70
2	136.511,33	0,165	22.524,37	20.430,27
3	135.760,52	0,087	11.811,16	10.202,93
4	135.013,83	0,082	11.071,13	9.108,25
5	134.271,26	0,077	10.338,89	8.100,79
6	133.532,76	0,075	10.014,96	7.473,32
7	132.798,33	0,075	9.959,88	7.078,30
8	132.067,94	0,075	9.905,10	6.704,16
9	131.341,57	0,075	9.850,62	6.349,80
10	130.619,19	0,075	9.796,44	6.014,16
11	129.900,79	0,075	9.742,56	5.696,27
12	129.186,33	0,075	9.688,97	5.395,18
13	128.475,81	0,075	9.635,69	5.110,01
14	127.769,19	0,075	9.582,69	4.839,91
15	127.066,46	0,075	9.529,98	4.584,09
16	126.367,59	0,075	9.477,57	4.341,78
17	125.672,57	0,075	9.425,44	4.112,29

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWh EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO
CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES UBICADA EN TARRAGONA (CATALUÑA)

18	124.981,37	0,075	9.373,60	3.894,93
19	124.293,98	0,075	9.322,05	3.689,05
20	123.610,36	0,075	9.270,78	3.494,06
21	122.930,50	0,075	9.219,79	3.309,37
22	122.254,38	0,075	9.169,08	3.134,45
23	121.581,98	0,075	9.118,65	2.968,77
24	120.913,28	0,075	9.068,50	2.811,85
25	120.248,26	0,075	9.018,62	2.663,22
			TOTAL	174009,89

Tabla 22: Variables del cálculo del VAN. Fuente: Elaboración Propia.

De esta forma el cálculo del VAN quedaría:

$$VAN = -79.439,05 + 174.009,89$$

$$VAN = 94.570,84 \text{ €} > 0$$

Con lo que podemos afirmar que el proyecto será rentable para la empresa promotora, a falta de calcular más indicadores económicos.

7.5.2. TIR

El parámetro TIR es la Tasa Interna de Retorno, representa el porcentaje de ingresos que se obtiene cada año debido a la inversión, es la rentabilidad mínima que se le exige al proyecto y la que hace que el VAN se anule.

Cuanto mayor sea este parámetro mayor será la rentabilidad de la inversión:

- $TIR > k$: el proyecto será rentable.
- $TIR = k$: el proyecto ni aportará beneficios ni pérdidas.
- $TIR < k$: el proyecto generará pérdidas económicas.

El TIR se calcula para un valor de VAN igual a 0:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad [23]$$

Se obtiene un $TIR = 20,04\% > 5\%$ por lo que el proyecto es rentable.

7.5.3. PERIODO DE RETORNO (*PAYBACK*)

El periodo de retorno, como su nombre indica, aporta información sobre el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial a partir del ahorro económico anual generado por la instalación.

El periodo de retorno se calcula:

$$PAYBACK = a + \frac{(I_0 - b)}{F_t} \quad [24]$$

Siendo:

a , periodo anterior a la recuperación de la inversión.

I_0 , inversión inicial.

b , suma de los flujos de caja hasta el periodo anterior en que se recupera la inversión.

F_t , flujo de caja del periodo de recuperación de la inversión.

$$PAYBACK = 3 + \frac{(79.439,05 - 68.463,37)}{11.071,13} = 3,99 \text{ años}$$

Es decir, en 3,99 años se recupera el valor total de la inversión inicial.

7.6. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Como se ha podido observar a través del cálculo de los criterios económicos, la inversión es rentable para el cliente, llegando a ser recuperada en su totalidad en un periodo de 3,99 años.

A partir de este periodo y hasta los 25 años de vida útil de la instalación, la producción de energía anual formará parte del ahorro proporcionado por la instalación.

Los criterios económicos analizados se utilizan principalmente para comparar la rentabilidad entre diferentes opciones de inversión, sin embargo, también aportan información sobre las inversiones por separado, y por eso se ha considerado apropiado su cálculo y análisis en el presente proyecto.

8. PLANIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Una vez elaborado el diseño de la instalación, habiendo definido los equipos a utilizar y su ubicación y conexión, y con la elaboración de los diferentes planos que concretan de manera gráfica la información descrita durante el proyecto, el siguiente paso es preparar el montaje de la instalación.

El cronograma mostrado a continuación describe los procesos que conforman la elaboración de la instalación fotovoltaica en su conjunto, desde que el promotor contrata a la empresa para la realización del proyecto hasta que la instalación proyectada está montada y en funcionamiento y con todos los trámites legales aprobados.

En el cronograma también se puede ver cómo una de las tareas que más se alarga en el tiempo es el proceso de legalizar al completo la instalación. Debido a que la instalación proyectada se acoge al régimen de autoconsumo con compensación de excedentes se deben realizar los trámites correspondientes, los cuáles varían según la comunidad autónoma donde se efectúe la instalación, trámites que se describen en el siguiente punto del proyecto.

CRONOGRAMA INSTALACIÓN CLUB DE TENNIS REUS MONTEROLS

	TRAMITACIÓN				EJECUCIÓN					
	M0				M1		M2			
	S-3	S-2	S-1	S0	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Indicación comienzo proyecto por parte del promotor	█									
Solicitud subvención	█									
Aprobación layout definitivo	█	█								
Realización del proyecto técnico	█	█	█							
Compra de material	█									
Recepción de estructura			█							
Recepción de paneles				█						
CLUB TENNIS REUS MONTEROLS										
Seguridad y Salud					█	█	█	█	█	█
Instalación estructura					█	█	█	█	█	█
Instalación eléctrica						█	█	█	█	█
Instalación paneles fotovoltaicos						█	█	█	█	█
Instalación cableado en cubierta							█	█	█	█
Instalación equipos eléctricos								█	█	█
Conexionado continua y alterna								█	█	█
Puesta en marcha y pruebas								█	█	█
Realización proyecto as built								█	█	█
Legalización								█	█	█

9. TRÁMITES LEGALES

9.1. INICIO DE LAS OBRAS

Una vez se elabora el proyecto técnico, y antes de comenzar con las obras de la instalación, se debe presentar al ayuntamiento correspondiente (Reus, en este caso) la Solicitud de Comunicación Previa de Obras. Documento mediante el cual la empresa instaladora admite conocer el marco legal referente a la instalación fotovoltaica que se plantea en el proyecto, haciéndose cargo del cumplimiento de todos los aspectos legales y de seguridad referentes a la instalación. Esta solicitud se presenta a través de la sede electrónica del propio ayuntamiento y permite generar un expediente para el proyecto dentro de las bases de datos del ayuntamiento, dando constancia de sus características.

Los documentos necesarios para realizar esta solicitud son:

- Documento de representación (por el que el promotor autoriza a la empresa instaladora a la presentación de los documentos en su nombre).
- Declaración responsable del técnico proyectista.
- Proyecto técnico de la instalación fotovoltaica.
- Pago de las tasas del Impuesto de Construcciones Instalaciones y Obras (ICIO).

Una vez realizada la solicitud se pueden comenzar las obras, en el transcurso de 1 a 2 semanas se recibe la resolución del técnico del ayuntamiento donde se menciona, en caso de que sea necesario, las deficiencias a resolver del proyecto.

9.2. VENTA DE EXCEDENTES

Para las instalaciones de autoconsumo acogidas a compensación de excedentes se debe presentar a la distribuidora (Endesa, en este caso), la Solicitud de Punto de Acceso y Conexión, con la que se conseguirán los permisos para que la instalación se conecte a la red de distribución y pueda verter los excedentes generados.

Esta solicitud se realiza a través de la página web de Endesa (edistribución) y se debe aportar:

- Proyecto técnico
- Formulario de presolicitud general (completado correctamente con los datos de la instalación y firmado por la empresa instaladora).
- Carta de acreditación de representación.

Tras el estudio de la solicitud, Endesa emite las condiciones técnico-económicas, documento en el que se detallan los trabajos necesarios a realizar (en caso de que lo sean) para adecuar el punto de acceso a la red, siendo el coste de este estudio de 423,50 €.

Si el promotor acepta las condiciones técnico-económicas se solicita a Endesa el Contrato Técnico de Acceso (CTA), donde se formaliza el acceso al punto de conexión. Una vez obtenido y firmado el CTA tanto por el promotor de la instalación fotovoltaica como por Endesa, el cliente puede contactar con su comercializadora para pactar el precio de venta de la energía excedentaria de su instalación.

La emisión de las condiciones técnico-económicas está entre 2 y 7 días, mientras que la emisión del CTA puede tardar de 1 a 3 semanas.

9.3. LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para legalizar la instalación eléctrica que supone la instalación fotovoltaica se deben presentar una serie de documentos y permisos a la página web de la comunidad autónoma donde se ubique el proyecto, en este caso, Cataluña.

El primer documento es el Certificado de Instalación Eléctrica de baja tensión (CIE), éste se obtiene tras pasar una inspección por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA). La OCA sólo deben pasarla las instalaciones con una potencia igual o superior a 25 kWh.

El siguiente paso es la obtención del código de Registro de Instalaciones Técnicas de Seguridad Industrial de Cataluña (RITSIC), un número de registro para la instalación que se obtiene tras rellenar el formulario disponible y aportar los datos de la instalación a través de la página web de Cataluña. La obtención del RITSIC tiene una demora de 1 a 2 días y lleva asociada una tasa de 34,15 €.

Por último, se realiza el alta de la instalación en el Registro de Autoconsumo en Cataluña (RAC), donde se requiere aportar el CTA cuando la instalación es mayor a 15 kWh. El RAC consiste en rellenar un formulario desde la web de Cataluña habilitada para tal trámite, para el cual se solicitan el número RITSIC de la instalación, y el código CAU del punto de suministro entre otros datos.

Una vez se obtiene el número RAC, habiendo completado los trámites mencionados anteriormente, la instalación de autoconsumo con compensación de excedentes queda totalmente legalizada.

10. CONCLUSIONES

- Las instalaciones fotovoltaicas no son solo una forma de reducir el coste en la factura eléctrica generando ahorro económico, sino que también producen un ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible marcados por las Naciones Unidas.
- Es importante conocer y seguir la normativa legal que afecta a las instalaciones fotovoltaicas, pues esta puede variar entre las diferentes comunidades autónomas.
- A la hora de plantear una instalación fotovoltaica se deben estudiar diversas configuraciones para poder comparar y desarrollar aquella opción que más se adecúe tanto a las exigencias del cliente como a los objetivos de producción que se quieran conseguir.
- Según la ubicación geográfica de la instalación, la inclinación de los paneles puede ajustarse de diferentes maneras para adecuar la producción a los consumos. La inclinación óptima es aquella que garantiza una producción más homogénea durante todos los meses del año, sin embargo, se puede priorizar la producción en función de la época del año variando la inclinación de los paneles.
- Cuando se dimensionan los equipos es importante seguir la guía del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, pues de esta manera se asegura que se cumplen los criterios que garantizan el buen funcionamiento y la seguridad de la instalación.
- Existen diversos indicadores económicos que nos permiten obtener información sobre la rentabilidad de una inversión. Información que es conveniente conocer al invertir en una instalación fotovoltaica, pues la vida útil de estas instalaciones suele ser de 25 años, lo que representa una inversión a largo plazo.
- Un proyecto no sólo abarca el diseño de la instalación y de los componentes que la conforman, sino que también incluye los planos donde este queda definido de forma gráfica y la planificación de los procesos que permiten convertir al proyecto en una realidad.
- La legalización puede ser uno de los puntos que más tiempo cuesta de conseguir, pues ya no solo entran en juego los plazos propios de la empresa instaladora, sino que también depende de la velocidad de la administración.

BIBLIOGRAFIA

Cuota de energías renovables en la producción de electricidad a nivel mundial.

<https://datos.enerdata.net/energias-renovables/produccion-electricidad-renovable.html>

Pacto Verde Europeo.

https://spain.representation.ec.europa.eu/noticias-eventos/noticias-0/energias-renovables-en-espana-2022-05-17_es

Materiales semiconductores.

<https://www.repsol.com/es/energia-futuro/tecnologiainnovacion/semiconductores/>

Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico.

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>

<https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/el-efecto-fotoelectrico-en-que-consiste>

Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.

<https://enchufesolar.com/blog/ventajas-solar-fotovoltaica/>

<https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/ventajas-de-la-energia-solar/>

<https://www.diferenciador.com/energia-solar-ventajas-y-desventajas/>

Descripción del CUPS.

<https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/cups-donde-encontrar>

<https://comparadorluz.com/faq/cups>

Tarifa 3.0 TD

<https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>

Paneles Tier-1

<https://www.technosun.com/es/blog/listado-paneles-solares-tier-1/>

Tecnología de célula partida

<https://inversolar.es/ventajas-de-los-modulos-de-celula-partida/>

Reducción de emisiones

https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.html

CO2 absorbido por un árbol

<https://climate.selectra.com/es/actualidad/co2-arbol>

Variación precio de la energía

<https://www.xataka.com/energia/vuelve-a-ser-momento-pvpc-que-ha-cambiado-2023-que-hay-que-fijarse-para-conseguir-luz-barata>

VAN

<https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

<https://economia3.com/valor-actual-neto/>

TIR

<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

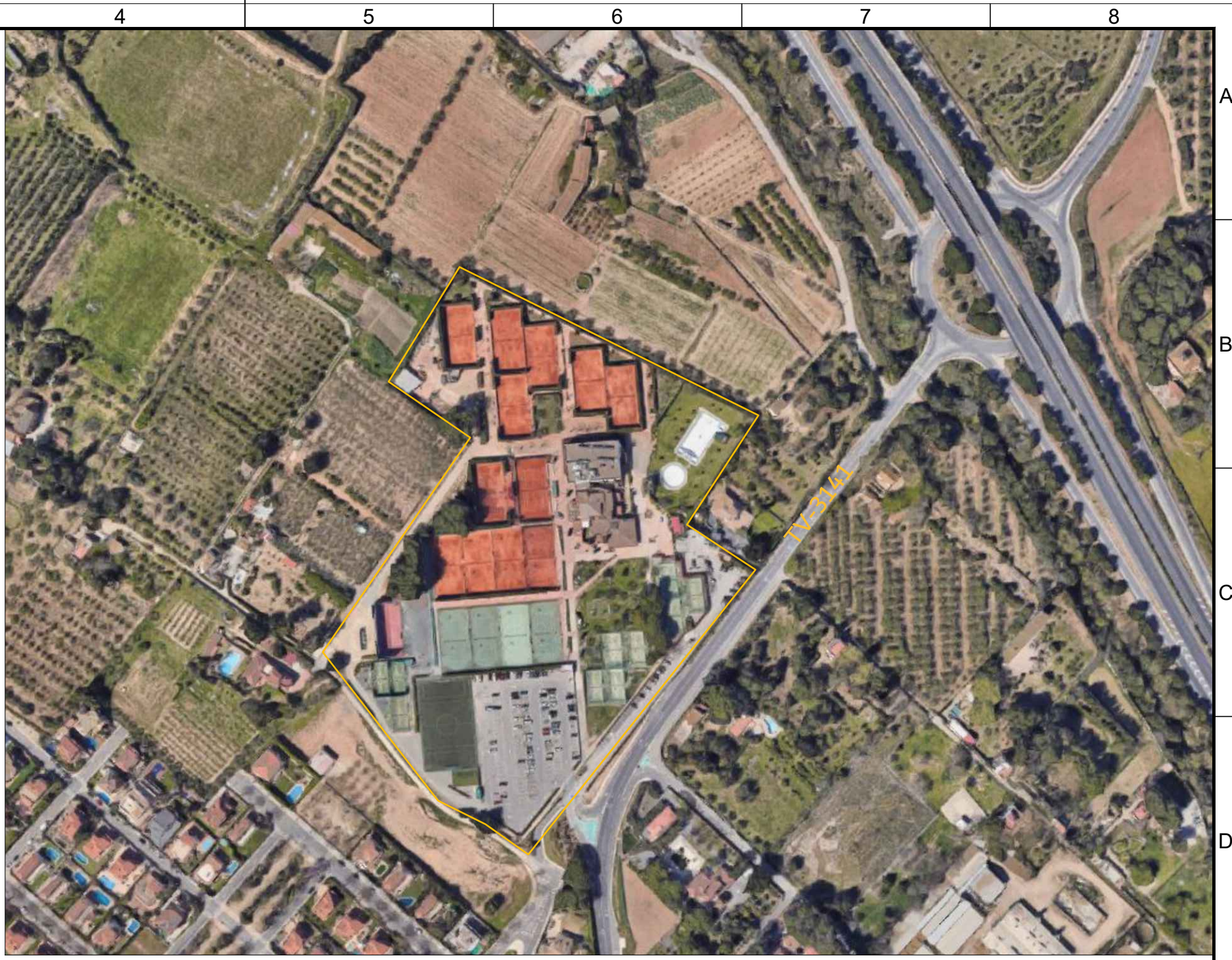
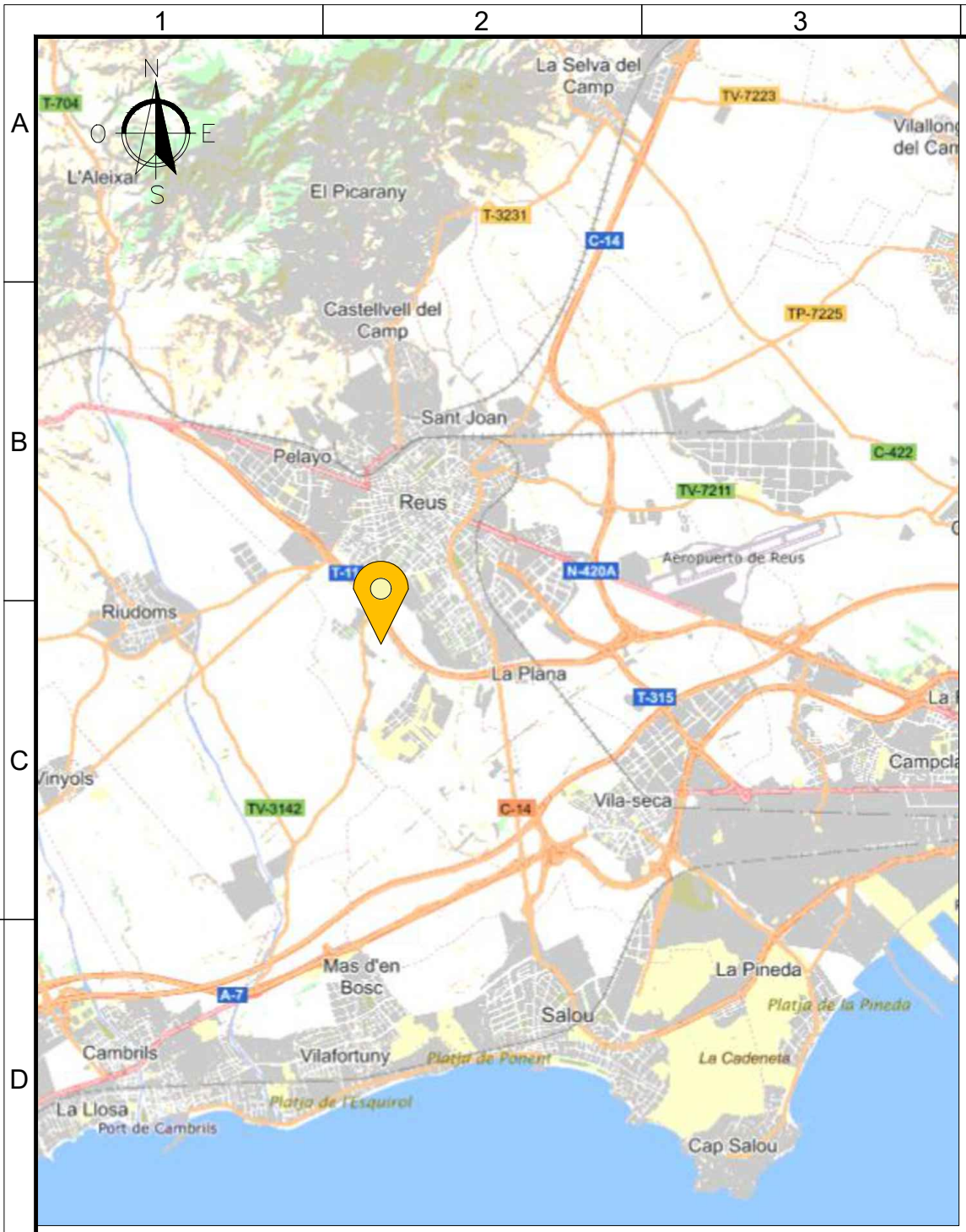
Periodo de Retorno

<https://blog.structuralia.com/calculo-del-payback>

PLANOS

ÍNDICE PLANOS

1. PLANO DE UBICACIÓN.....	86
2. PLANO DE SITUACIÓN.....	87
3. PLANO DE CONEXIONES.....	88
4. PLANO DE ESTRUCTURAS.....	89
5. PLANO UNIFILAR.....	90



COORDENADAS UTM HUSO 31N: X: 340.208,50; Y: 4.555.854,60
 REFERENCIA CATASTRAL: 0260801CF4506S0001YW
 CUPS: ES0031405711544001PD0F

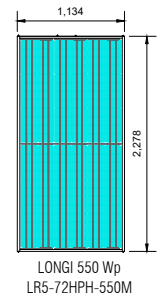
PLANO Nº: 01	NOMBRE DE PLANO: PLANO DE UBICACIÓN
------------------------	---

TÍTULO DEL PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES**

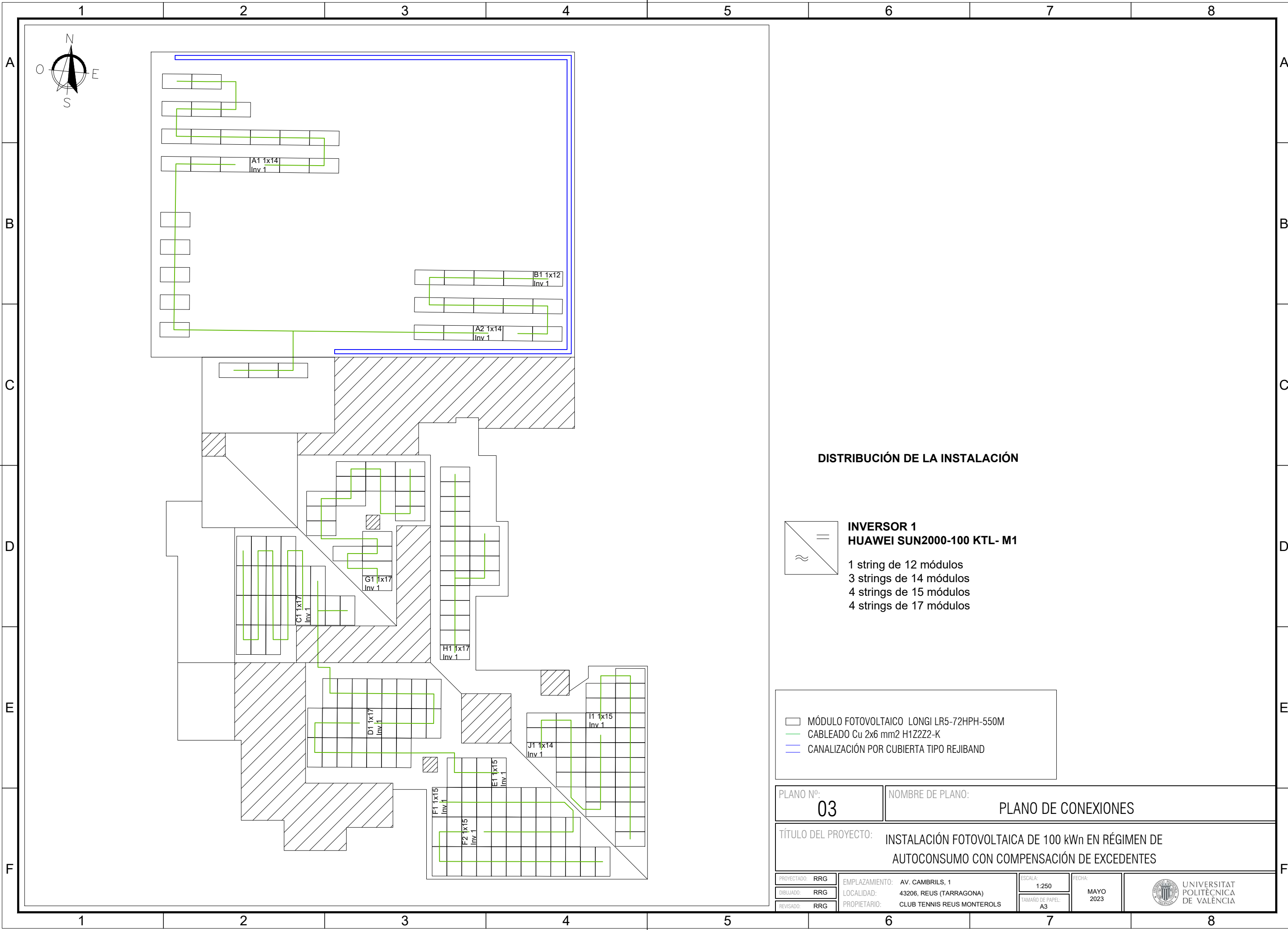
PROYECTADO: RRG	EMPLAZAMIENTO: AV. CAMBRILS, 1	ESCALA: -	FECHA: MAYO 2023	
DIBUJADO: RRG	LOCALIDAD: 43206, REUS (TARRAGONA)	TAMAÑO DE PAPEL: A3		
REVISADO: RRG	PROPIETARIO: CLUB TENNIS REUS MONTEROLS			



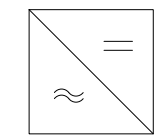
- EMPLAZAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
- MÓDULO FOTOVOLTAICO LONGI LR5-72HPH-550M
- INVERSOR
- CUADRO GENERAL DE MONITORIZACIÓN
- CUADRO GENERAL DE PROTECCIONES



PLANO Nº: 02	NOMBRE DE PLANO: PLANO DE SITUACIÓN			
TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES				
PROYECTADO: RRG	EMPLAZAMIENTO: AV. CAMBRILS, 1	ESCALA: 1:350	FECHA: MAYO 2023	UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
DIBUJADO: RRG	LOCALIDAD: 43206, REUS (TARRAGONA)	TAMAÑO DE PAPEL: A3		
REVISADO: RRG	PROPIETARIO: CLUB TENNIS REUS MONTEROLS			



DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN



**INVERSOR 1
HUAWEI SUN2000-100 KTL- M1**

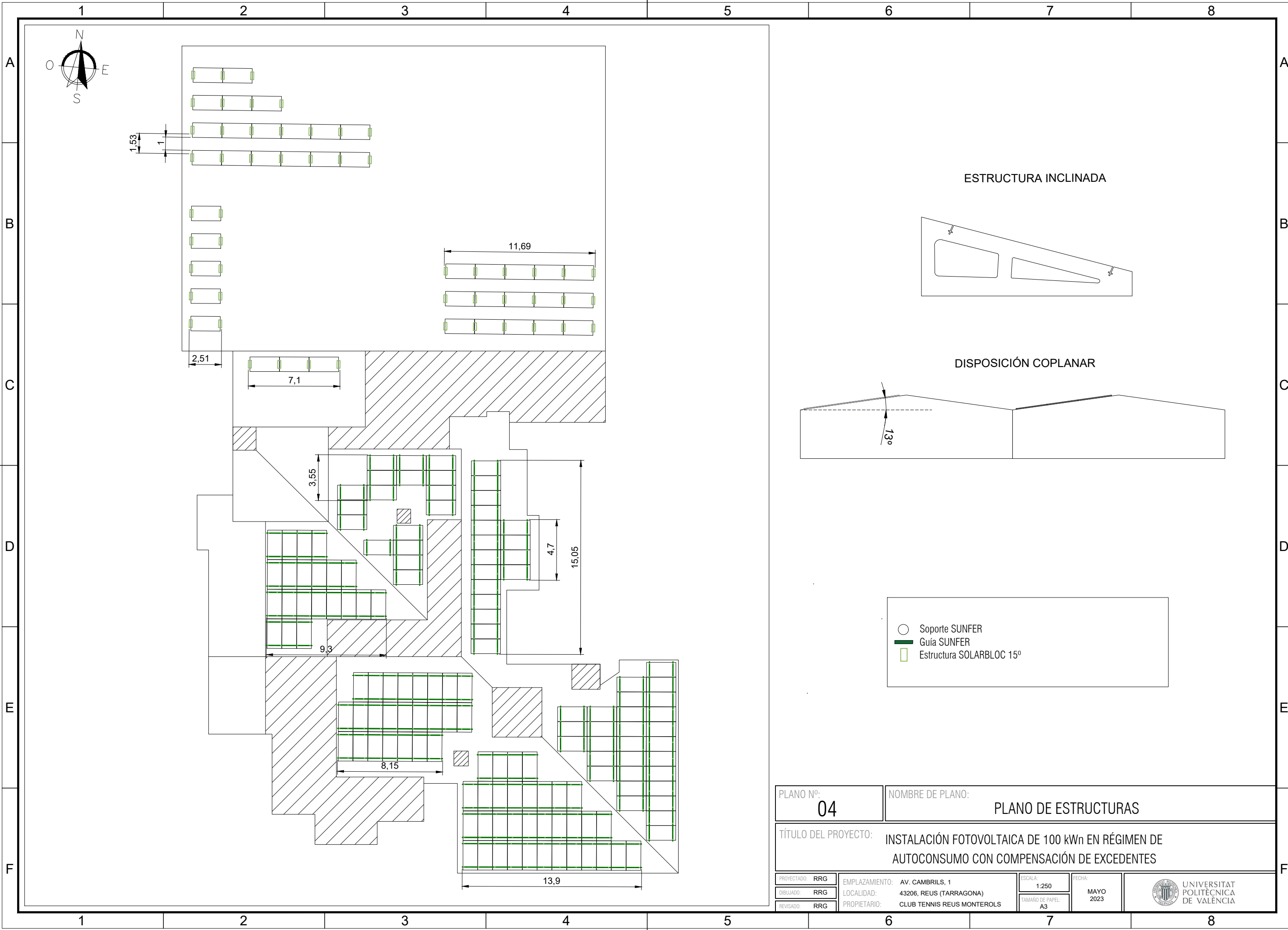
- 1 string de 12 módulos
- 3 strings de 14 módulos
- 4 strings de 15 módulos
- 4 strings de 17 módulos

- MÓDULO FOTOVOLTAICO LONGI LR5-72HPH-550M
- CABLEADO Cu 2x6 mm² H1Z2Z2-K
- CANALIZACIÓN POR CUBIERTA TIPO REJIBAND

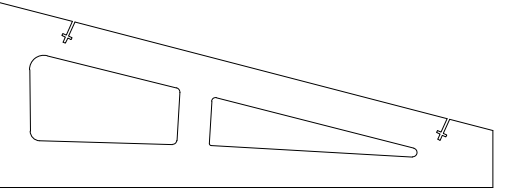
PLANO Nº: 03	NOMBRE DE PLANO: PLANO DE CONEXIONES
------------------------	--

TÍTULO DEL PROYECTO: **INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES**

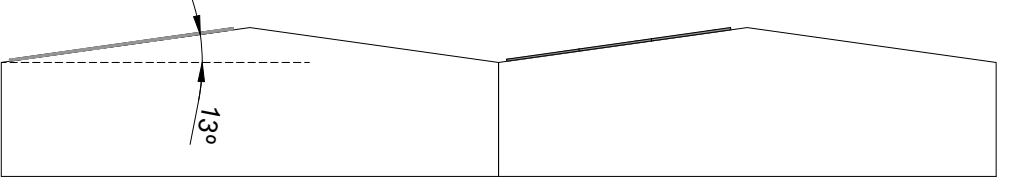
PROYECTADO: RRG	EMPLAZAMIENTO: AV. CAMBRILS, 1	ESCALA: 1:250	FECHA: MAYO 2023	
DIBUJADO: RRG	LOCALIDAD: 43206, REUS (TARRAGONA)	TAMAÑO DE PAPEL: A3		
REVISADO: RRG	PROPIETARIO: CLUB TENNIS REUS MONTEROLS			






ESTRUCTURA INCLINADA



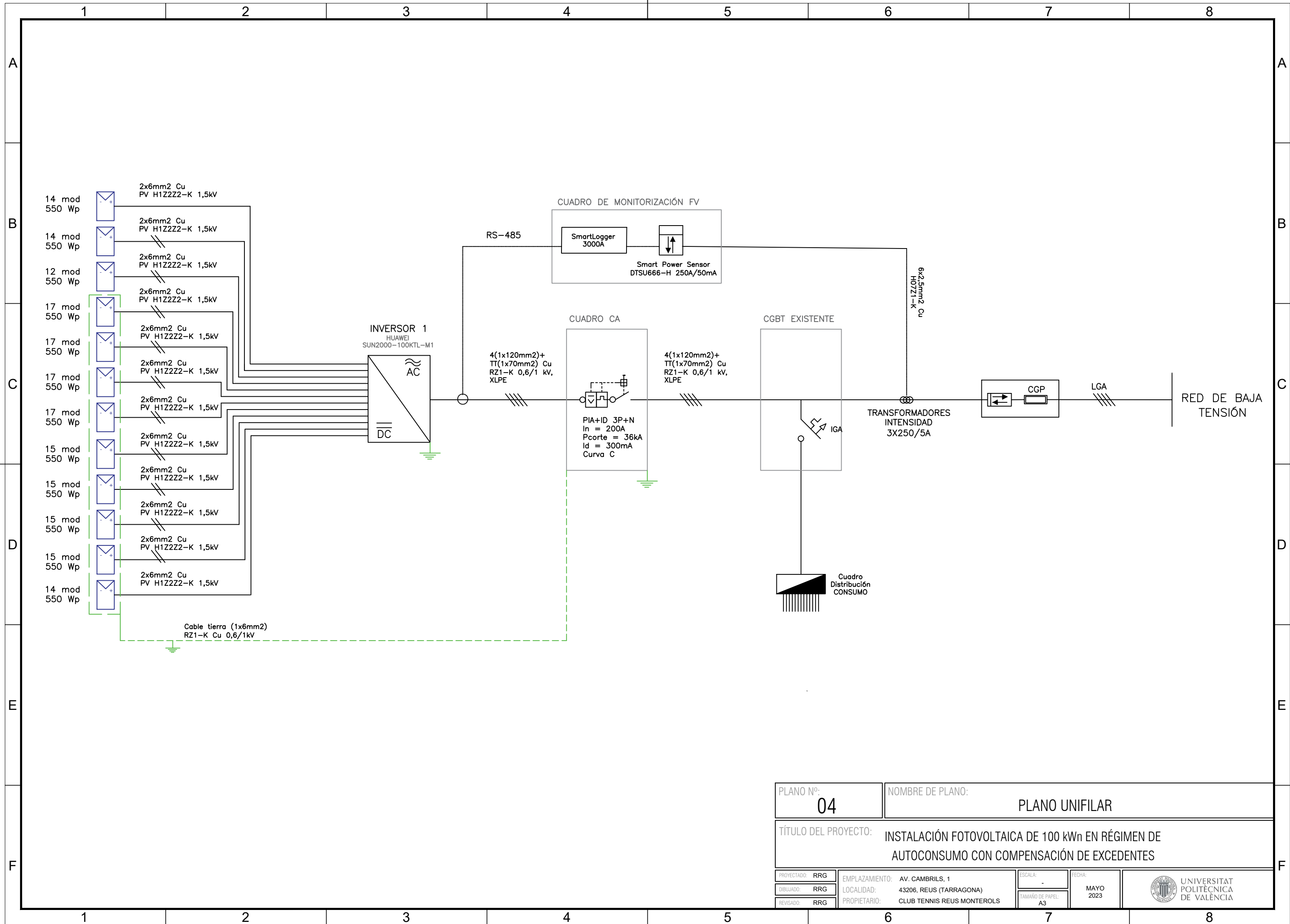
DISPOSICIÓN COPLANAR




-  Soporte SUNFER
-  Guía SUNFER
-  Estructura SOLARBLOC 15°

PLANO Nº: 04	NOMBRE DE PLANO: PLANO DE ESTRUCTURAS		
TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWn EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES			
PROYECTADO: RRG	EMPLAZAMIENTO: AV. CAMBRILS, 1	ESCALA: 1:250	FECHA: MAYO 2023
DIBUJADO: RRG	LOCALIDAD: 43206, REUS (TARRAGONA)	TAMAÑO DE PAPEL: A3	
REVISADO: RRG	PROPIETARIO: CLUB TENNIS REUS MONTEROLS		





PLANO Nº: 04	NOMBRE DE PLANO: PLANO UNIFILAR		
TÍTULO DEL PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWp EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES			
PROYECTADO: RRG	EMPLAZAMIENTO: AV. CAMBRILS, 1	ESCALA: -	FECHA: MAYO 2023
DIBUJADO: RRG	LOCALIDAD: 43206, REUS (TARRAGONA)	TAMAÑO DE PAPEL: A3	
REVISADO: RRG	PROPIETARIO: CLUB TENNIS REUS MONTEROLS	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	

ANEXOS

Hi-MO 5_m

(G2)

LR5-72HIH 535~555M

- Basado en obleas M10-182mm, la mejor opción para centrales de producción de energía a gran escala
- Tecnología avanzada que permite ofrecer una eficiencia superior del módulo
 - Oblea M10 dopada con galio
 - Cintas segmentadas integradas
 - Media célula 9BB
- Excelente rendimiento de generación de energía en exteriores
- La alta calidad del módulo garantiza una fiabilidad a largo plazo

12

12 años de garantía de producto

25

25 años de garantía de potencia lineal

Certificaciones del producto y de sistemas de gestión

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2008: Sistema de gestión de calidad ISO

ISO14001: 2004: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001:2018: Salud y seguridad ocupacional

TS62941: Guía para la calificación del diseño del módulo y la aprobación de tipo

LONGI



21.5%
MÁXIMA EFICIENCIA
DEL MÓDULO

0~3%
TOLERANCIA
DE POTENCIA

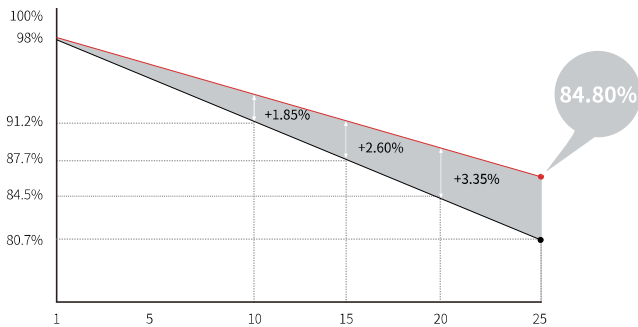
<2%
DEGRADACIÓN DE LA
POTENCIA EN EL PRIMER AÑO

0.55%
DEGRADACIÓN DE LA
POTENCIA DEL AÑO 2 AL 25

HALF-CELL
Temperatura de operación más baja

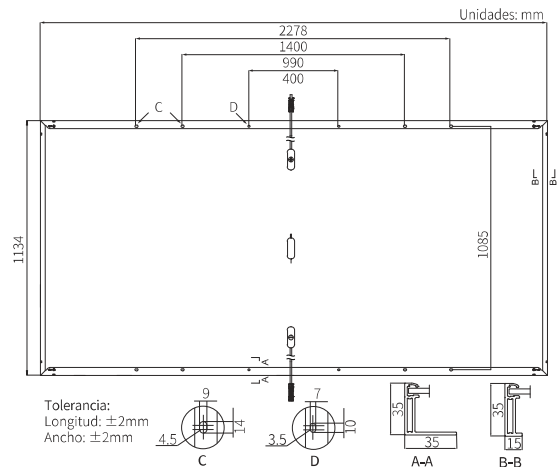
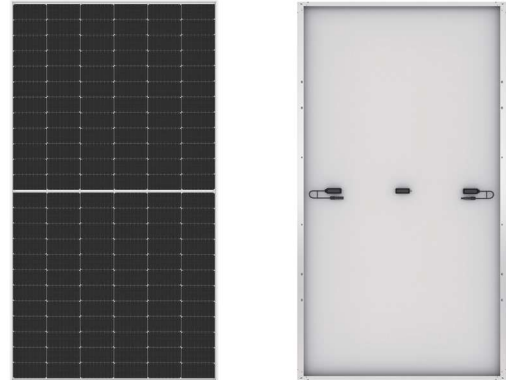
Valor adicional

Garantía de potencia de 25 años



Datos mecánicos

Distribución de las células	144 (6×24)
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cableado	4mm ² , +400, -200mm la longitud se puede personalizar
Conector	LONGi LR5 o MC4 EVO2
Vidrio	Vidrio templado recubierto de 3.2mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	27.5kg
Dimensión	2278×1134×35mm
Embalaje	31piezas por palet / 155piezas por 20' GP / 620piezas por 40' HC



Datos eléctricos

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Incertidumbre de Pmax: ±3%

Código de producto	LR5-72HIH-535M		LR5-72HIH-540M		LR5-72HIH-545M		LR5-72HIH-550M		LR5-72HIH-555M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8
Tensión de circuito abierto (Voc/V)	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.78	11.14	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35
Voltaje a potencia máxima (Vmp/V)	41.50	38.55	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11
Corriente a potencia máxima (Imp/A)	12.90	10.38	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61
Eficiencia del módulo (%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Parámetros operativos

Temperatura de funcionamiento	-40°C ~ +85°C
Tolerancia de potencia nominal (W)	0 ~ 3%
Tolerancia de Voc e Isc	±3%
Tensión máxima del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	25A
Temperatura de Operación Nominal de la célula	45±2°C
Nivel de Protección	Class II
Clasificación de resistencia al fuego	UL tipo 1 o 2 IEC Class C

Carga mecánica

Máxima carga estática en superficie frontal	5400Pa
Máxima carga estática en superficie trasera	2400Pa
Test de granizo	Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s

Coefficientes de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura en Isc	+0.050%/°C
Coefficiente de temperatura en Voc	-0.265%/°C
Coefficiente de temperatura en Pmax	-0.340%/°C

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



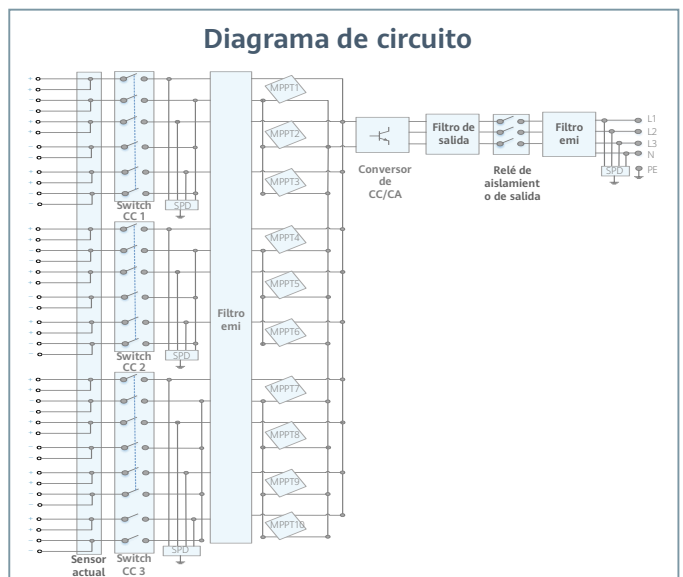
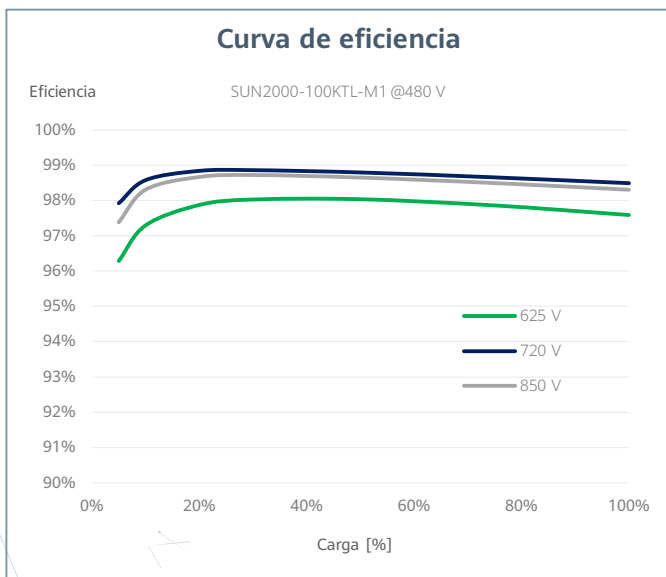
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

Estándares de conexión a red eléctrica

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

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

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

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



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
Gestión de dispositivos	
Max. Número de dispositivos manejables	80
Interfaz de comunicación	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
Protocolo de comunicación	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
Interacción	
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
Ambiente	
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 m
Alimentación	
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.



El sistema Solarbloc® permite fijar los módulos solares directamente al soporte sin utilizar estructura metálica. **Los soportes Solarbloc® se fabrican en siete grados distintos, 10°,12°,15°,18°,28°,30° y 34°.**

Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

Características de SOLARBLOC®:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
 - Elimina la estructura metálica.
 - Elimina el lastrado de las estructuras.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

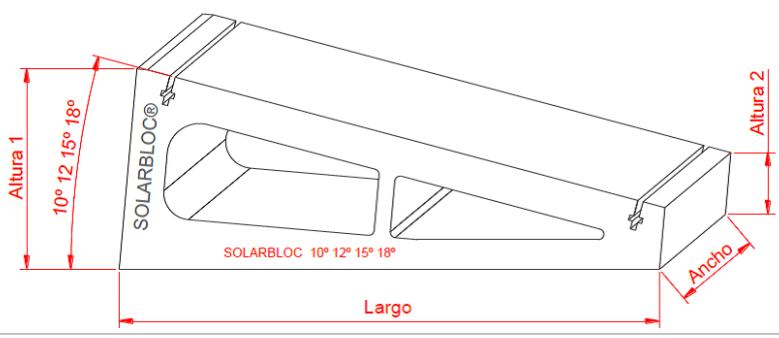
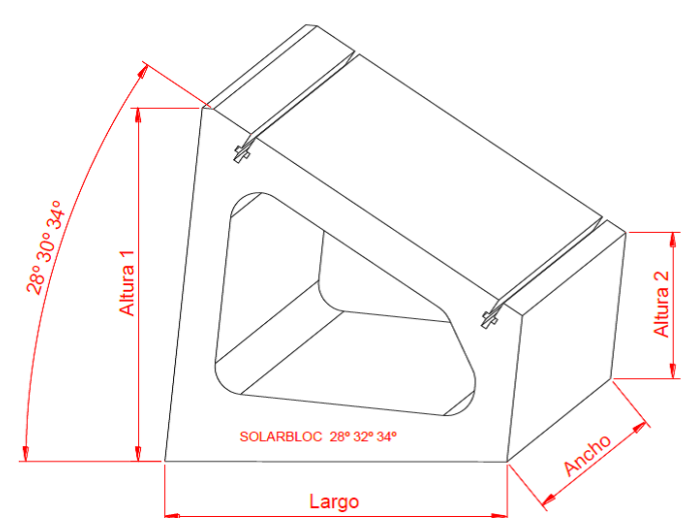
Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

DIMENSIONES Y PESOS SEGÚN LA INCLINACIÓN

Grupo	Inclinación apoyos						
	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	56,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,96	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,96
Largo (cm)	100,00	100,00	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	16,00	16,00	16,00	16,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						
Grupo 1	 <p>SOLARBLOC 10° 12° 15° 18°</p>						
Grupo 2	 <p>SOLARBLOC 28° 30° 34°</p>						

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932



SOLARBLOC®



FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A COMPRESIÓN - Procedimiento interno basado en las normas:

UNE-EN 12504-1: 2009. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 1: Testigos. Extracción, examen y ensayo a compresión.

UNE-EN 12390-3:2009/AC:2011. Determinación de la resistencia a compresión del hormigón

Metodología:

Resultado medio de 14 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

RESISTENCIA A COMPRESIÓN MEDIA
(Mpa)

20,8 MPa

DENSIDAD DEL HORMIGÓN. - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12390-7:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 7: Densidad del hormigón endurecido.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

DENSIDAD DEL HORMIGÓN ENDURECIDO
(kg/m³)

2230 Kg/m³

VELOCIDAD DE LOS IMPULSOS ULTRASÓNICOS - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-4: 2006. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 4: Determinación de la velocidad de los impulsos ultrasónicos.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

VELOCIDAD
(m/s)

3380 m/s

TIEMPO
(µs)

23,7 µs

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

WWW.SOLARBLOC.ES



SOLARBLOC®



FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

ÍNDICE DE REBOTE - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-2:2013. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 2: Ensayos no destructivos. Determinación del índice de rebote.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ÍNDICE ESCLEROMÉTRICO

32

ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad de piezas para fábrica de albañilería

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN DE AGUA POR
CAPILARIDAD (g/m²s)

6,78 g/m²s

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA - Procedimiento interno.

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA
(%)

5,05%

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A FLEXIÓN EN LA SECCIÓN MAS DESFAVORABLE -Procedimiento interno basado en la norma:
UNE-EN 12390-5:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 5: Resistencia a flexión de probetas.

Metodología:

Resistencia a flexión de la sección más desfavorable del prefabricado mediante aplicación de la carga en la sección central biapoyada.

RESISTENCIA A FLEXIÓN
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

4,5 MPa

RESISTENCIA A FLEXIÓN
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

6,5 MPa

$$f_{ef} = \frac{3 \cdot F \cdot l}{2 \cdot d_1 \cdot d_2^2}$$

f_{ef} = Resistencia en MPa
F = Carga de rotura en N
L = Distancia entre apoyos en mm
 l_1 y l_2 = Dimensiones laterales de las probetas

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA. - Procedimiento interno.

Metodología:

Después de acondicionar las piezas a 20°C, se sumerge hasta masa constante para posteriormente secarse en estufa ventilada a 105 °C. La pérdida de masa se expresa como porcentaje de la masa de la pieza seca.

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

2,85%

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

4,27%

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad

Metodología:

Después de secada la pieza hasta masa constante, se sumerge en agua la cara inferior del SOLARBLOC durante 10 minutos y se determina el aumento de masa.

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

2.47 g/m²s

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

6.67 g/m²s

$$c_{w,s} = \frac{m_{so,s} - m_{seco,s}}{A_s \times t_{so}} \times 10^6 \left[\frac{g}{(m^2 \times s)} \right]$$

$c_{w,s}$ = Coeficiente de absorción por capilaridad (g/(m²xs))

$m_{so,s}$ = Masa de la pieza después de la inmersión (g)

$m_{seco,s}$ = Masa de la pieza después del secado (g)

A_s = Superficie bruta de la cara de la probeta sumergida (mm²)

t_{so} = Tiempo de inmersión (s)

PAR DE APRIETE SOPORTADO POR EL SOLARBLOC - Procedimiento interno.

Metodología:

Pruebas de validación realizadas con mediciones en diferentes posiciones mediante el empleo de llaves dinamométricas.

	SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º	SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º
Par de apriete máximo sin dañar el hormigón de la pieza	20 - 25 Nm	20 - 25 Nm
Mínima distancia a borde para fallo por cono de hormigón y fisuración	45 mm	60 mm
Separación crítica entre anclajes	50 mm	50 mm

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

WWW.SOLARBLOC.ES

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

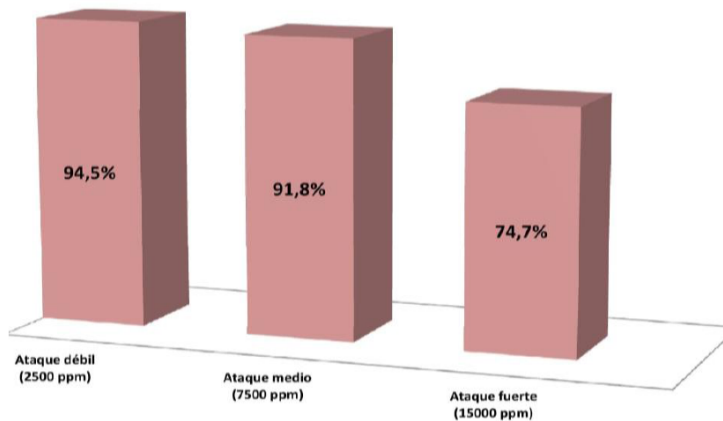
ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

INMERSIÓN EN SULFATOS - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de la inmersión durante 3 meses en disoluciones diferentes de sulfato sódico tomando como referencia los límites marcados en la EHE-08 de suelos agresivos.

CATEGORÍA	CONCENTRACIÓN DE LA DISOLUCIÓN (ppm)	RESISTENCIA CONSERVADA DESPUÉS DE 3 MESES (%)
S-1	2500 ppm	94,5%
S-2	7500 ppm	91,8%
S-3	15000 ppm	74,7%



Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A CICLOS DE HIELO/DESHIELO - Procedimiento interno

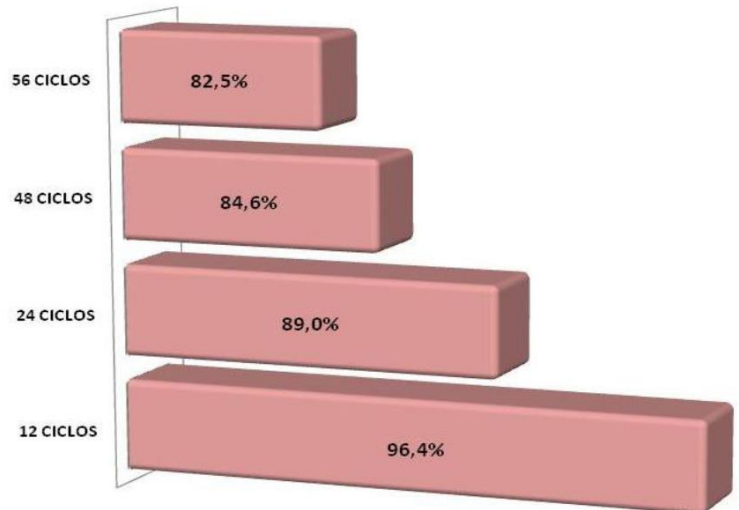
Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 12 horas de hielo/deshielo en cámara controlada. Los tiempos y temperaturas en cada ciclo se reflejan en la tabla 1.

Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
12 Ciclos de 12 horas	96,4%
24 Ciclos de 12 horas	89,0%
48 Ciclos de 12 horas	84,6%
56 Ciclos de 12 horas	82,5%

	Temperatura	Tiempo
Inicio	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	T_0
Fase 1	$\leq 0\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 2,0\text{ h.}$
Fase 2	$\leq -8\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -12\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 6,0\text{ h.}$
Fase 3	Inmersión total	$T_0 + 6,5\text{ h.}$
Fase 4	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 9,0\text{ h.}$
Fase 5	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 12,0\text{ h.}$

Tabla 1. Desarrollo de los ciclos cada 12 horas



Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

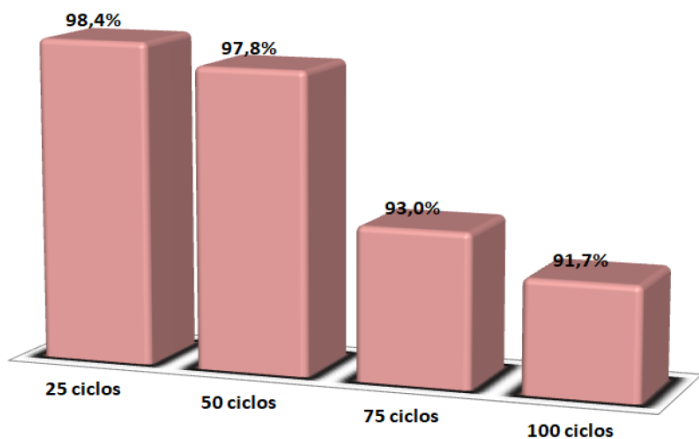
SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A CICLOS DE HUMECTACIÓN/SECADO - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 24 horas de humectación/secado consistentes en 7 horas en estufa ventilada a 70 °C y 17 horas sumergidas en agua a 20 °C



Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
25 Ciclos de 24 horas	98,4%
50 Ciclos de 24 horas	97,8%
75 Ciclos de 24 horas	93,0%
100 Ciclos de 24 horas	91,7%

	Fase	Tiempo
Inicio	20 °C	T ₀
Fase 1	Estufa ventilada a 70 °C	T ₀ + 7,0 h.
Fase 2	Inmersión en agua a 20 °C	T ₀ + 24,0 h.

Tabla 2. Desarrollo de los ciclos cada 24 horas

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA QUÍMICA DEL HORMIGÓN. LIXIVIACIÓN - Procedimiento interno

Metodología:

Evaluación de la lixiviación del hormigón mediante la inmersión de 5 testigos cilíndricos de hormigón de 40 mm de diámetro y 80 mm de longitud en una disolución semi-saturada de NH_4NO_3 a 20 °C en intervalos de 1-80 días. Determinación del porcentaje de resistencia conservada a la compresión frente a la disolución de calcio y silicio observada.

TIEMPO DE INMERSIÓN (Día)	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
1 día	88,9%
5 días	81,0%
21 días	68,2%
45 días	63,2%
71 días	46,6%

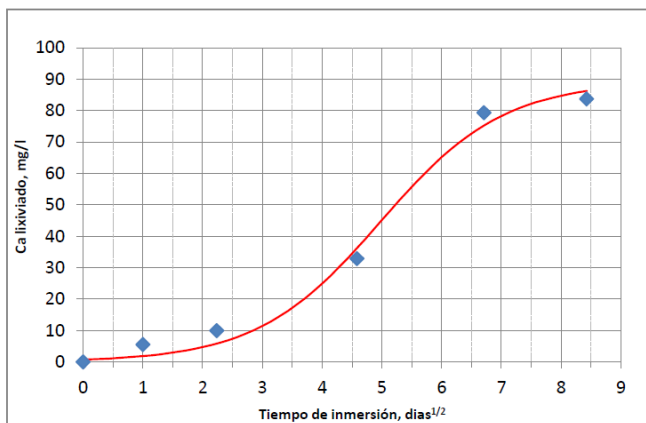


Tabla 1. Gráfica del calcio lixiviado frente al tiempo

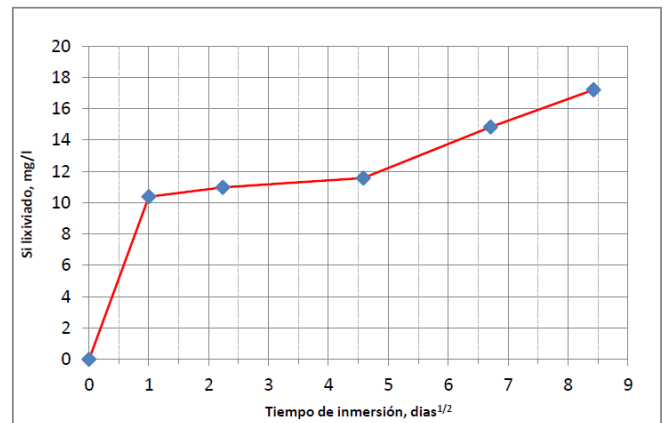


Tabla 2. Gráfica del silicio lixiviado frente al tiempo

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932