



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Estudio de la eficiencia energética y propuestas de mejora
en una de las instalaciones de la empresa Carrocerías
Subiela SL en Paterna.

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Mecatrónica

AUTOR/A: Bueno Guerrero, Rafael

Tutor/a: Orts Grau, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INEGIERÍA DEL DISEÑO

**ESTUDIO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
Y PROPUESTAS DE MEJORA EN UNA DE
LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA
CARROCERIAS SUBIELA SL EN PATERNA.**

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA

Autor: Rafael Bueno Guerrero.

Tutor: Salvador Orts Grau.

Valencia, 2022

RESUMEN

Debido al incremento del coste de la energía eléctrica a lo largo del último año, muchas empresas están optando por el diseño y adquisición de sistemas de obtención de energía por otros medios. En nuestro país, debido a la situación y orografía, están cobrando fuerza, especialmente, las instalaciones solares fotovoltaicas orientadas al autoconsumo, que permiten la obtención de energía limpia a través de la radiación solar y que cada vez más cuentan con el apoyo del estado para su montaje.

En el presente trabajo se va a diseñar un sistema electromecánico que permita ajustar la altura de los paneles solares de una instalación fotovoltaica para maximizar la producción de energía en cada época del año. Este diseño está en marcado dentro de las acciones de mejora para la reducción del consumo eléctrico y la huella de carbono de la empresa Carrocerías Subiela S.L., situada en el polígono industrial de L'Andana en Paterna. Además, y a partir de la información recabada de la empresa referente a luminaria instalada, maquinaria operativa y consumos eléctricos mensuales extraídos de las facturas de la empresa suministradora, se propondrán otras mejoras tales como: diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, modernización de maquinaria antigua, sustitución de luminarias, compensación de reactiva, etc.

Palabras clave: Sistema mecatrónico, instalación solar fotovoltaica, eficiencia energética, huella de carbono, energía renovable.

RESUM

A causa de l'increment del cost de l'energia elèctrica al llarg de l'últim any, moltes empreses estan optant pel disseny i adquisició de sistemes d'obtenció d'energia per altres mitjans. Al nostre país, a causa de la situació i orografia, estan cobrant força, especialment, les instal·lacions solars fotovoltaïques orientades a l'autoconsum, que permeten l'obtenció d'energia neta a través de la radiació solar i que cada vegada més compten amb el suport de l'estat per al seu muntatge.

En el present treball es dissenyarà un sistema electromecànic que permeti ajustar l'altura dels panells solars d'una instal·lació fotovoltaïca per a maximitzar la producció d'energia en cada època de l'any. Aquest disseny està en marcat dins de les accions de millora per a la reducció del consum elèctric i la petjada de carboni de l'empresa Carrosseries Subiela S.L., situada en el polígon industrial de L'Andana a Paterna. A més, i a partir de la informació recaptada de l'empresa referent a lluminària instal·lada, maquinària operativa i consums elèctrics mensuals extrets de les factures de l'empresa subministradora, es proposaran altres millores com ara: disseny d'una instal·lació fotovoltaïca d'autoconsum, modernització de maquinària antiga, substitució de lluminàries, compensació de reactiva, etc.

Paraules clau: Sistema mecatrònic, instal·lació solar fotovoltaïca, eficiència energètica, petjada de carboni, energia renovable.

ABSTRACT

Due to the increase in the cost of electricity over the last year, many companies are opting for the design and acquisition of systems to obtain energy by other means. In our country, due to the situation and orography, are gaining strength, especially, photovoltaic solar installations oriented to self-consumption, which allow obtaining clean energy through solar radiation and increasingly have the support of the state for its assembly.

In the present work, an electromechanical system will be designed to adjust the height of the solar panels of a photovoltaic installation to maximize the energy production in each season of the year. This design is marked within the improvement actions for the reduction of electricity consumption and carbon footprint of the company Carrocerías Subiela S.L., located in the industrial area of L'Andana in Paterna. In addition, and based on the information collected from the company regarding installed lighting, operating machinery and monthly electricity consumption extracted from the invoices of the utility company, other improvements will be proposed such as: design of a photovoltaic installation for self-consumption, modernization of old machinery, replacement of lighting, reactive power compensation, etc.

Keywords: Mechatronic system, solar photovoltaic installation, energy efficiency, carbon footprint, renewable energy.

CAPÍTULO UNO: MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN	12
1.1.	OBJETIVO DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER	12
1.2.	ALCANCE DEL PROYECTO	13
1.3.	LA EMPRESA, SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	13
2.	ESTUDIO ENERGÉTICO	15
2.1.	ANTECEDENTES	15
2.2.	PROPUESTAS DE MEJORA	18
3.	PROPUESTA PRIMERA: LUMINARIA	19
4.	PROPUESTA SEGUNDA: HERRAMIENTAS	21
5.	PROPUESTA TERCERA: COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	25
6.	PROPUESTA CUARTA: INSALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	27
6.1.	ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	27
6.1.1.	<i>Paneles solares fotovoltaicos</i>	27
6.1.2.	<i>Estructura</i>	30
6.1.3.	<i>Seguidor solar</i>	31
6.1.4.	<i>Inversor</i>	34
6.1.5.	<i>Cableado</i>	35
6.1.6.	<i>Tubos y canalizaciones</i>	35
6.1.7.	<i>Protecciones</i>	36
6.2.	NORMATIVA SOBRE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO	38
6.2.1.	<i>Marco legal económico – administrativo actual</i>	38
6.2.2.	<i>Tramitación administrativa para el autoconsumo de instalaciones fotovoltaicas</i>	40
6.2.3.	<i>Tramitación autonómica: Comunidad Valenciana</i>	45
6.3.	EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN	47
6.3.1.	<i>Incorporación arquitectónica y CTE</i>	47
6.3.2.	<i>Sistema de soporte de los módulos</i>	49
6.3.3.	<i>Dimensionado de los cables</i>	50
6.3.4.	<i>Ubicación del resto del equipo</i>	51
6.4.	ESTUDIO PREVIO AL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	51
6.4.1.	<i>Demanda solar</i>	51
6.4.2.	<i>Potencia a instalar</i>	52
6.4.3.	<i>Pérdidas y rendimiento energético</i>	53
6.4.4.	<i>Orientación e inclinación de los módulos</i>	54
6.4.5.	<i>Estudio de mercado: paneles solares</i>	60

6.4.6.	<i>Estudio de mercado: inversores</i>	62
6.5.	SOLUCIÓN ADOPTADA	63
6.5.1.	<i>Instalación solar fotovoltaica</i>	63
6.5.2.	<i>Cableado</i>	65
6.5.3.	<i>Tubos y canalizaciones</i>	66
6.5.4.	<i>Protecciones</i>	66
6.5.5.	<i>Toma de tierra</i>	67
6.6.	CÁLCULOS.....	67
6.6.1.	<i>Potencia a instalar</i>	67
6.6.2.	<i>Cableado</i>	79
6.6.3.	<i>Tubos y canalizaciones</i>	84
6.6.4.	<i>Protecciones</i>	86
6.7.	SISTEMA MECATRÓNICO	94
6.7.1.	<i>Estructura</i>	94
6.7.2.	<i>Sistema de control</i>	95
6.7.3.	<i>Solución adoptada</i>	96
6.7.4.	<i>Cálculos y justificación</i>	98
6.7.5.	<i>Rentabilidad del proyecto</i>	110
7.	ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO	111
7.1.	CÁLCULO SIN AYUDAS AL AUTOCONSUMO DEL IVACE.....	111
7.2.	CÁLCULO CON AYUDAS AL AUTOCONSUMO DEL IVACE	118
8.	BIBLIOGRAFÍA	121

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo del Trabajo de Fin de Máster

La justificación del trabajo es meramente académica, puesto que servirá como Trabajo de Fin de Máster para la obtención del título de Máster en Ingeniería Mecatrónica por la Universidad Politécnica de Valencia. Aunque los datos empleados en el trabajo son reales y han sido facilitados por la empresa, no ha sido esta la promotora del trabajo, aunque sí podría aprovechar el mismo en un futuro, para acometer las acciones de mejora planteadas.

El objetivo principal de este trabajo será la realización de un estudio sobre la eficiencia energética en una de las naves que posee la empresa Carrocerías Subiela SL en el polígono industrial de L'Andana situado en Paterna, concretamente la de más antigüedad que ya estaban pensando en modernizar a principios de año. La finalidad de este estudio es, principalmente, la mejora en la eficiencia energética mediante la renovación de tanto la maquinaria más antigua y deteriorada, como la sustitución de la luminaria de mayor consumo y que repercuten altamente en el gasto económico de la empresa. Además, se realizará el diseño de una instalación solar fotovoltaica con la potencia suficiente para hacer frente al consumo energético de la empresa, así como el diseño de un sistema electromecánico que varíe la inclinación de los paneles solares en función del mes del año para obtener un mejor aprovechamiento de la instalación.

Para la posible realización de este proyecto, se facilitó por parte de la empresa las facturas eléctricas que corresponden al año 2021 y las hojas de datos de la maquinaria más antigua de la planta, así como el tiempo estimado de uso semanal de la misma.

A lo largo de este trabajo se propondrán varias acciones de mejora con el fin de reducir el consumo eléctrico del taller, siendo estas: la sustitución de las luminarias y maquinaria más antigua de la nave por otra de consumo reducido y mismas prestaciones, la instalación de una planta fotovoltaica destinada al autoconsumo y la instalación de una batería de condensadores para reducir el uso de energía reactiva procedente de la red eléctrica.

A medida que se realiza este trabajo se valorarán diferentes opciones, tanto de diseño de la instalación como de tecnologías disponibles, escogiendo finalmente la más favorable económicamente para la propuesta planteada.

Al finalizar este estudio se presentarán las opciones económicamente más rentablemente para aumentar la eficiencia energética de las instalaciones.

1.2. Alcance del proyecto

El presente proyecto comprende el cálculo y diseño de las instalaciones descritas a continuación:

- Estudio energético y de consumo de la empresa para definir la solución energética y económica más adecuada.
- Selección de la luminaria y cálculo de la eficiencia energética de la nueva luminaria, en caso de que fuese necesario realizar una actualización de esta.
- Selección de la maquinaria para renovar y cálculo de la eficiencia energética de la nueva maquinaria.
- Diseño y estudio energético de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.
- Diseño de un sistema electromecánico que permita ajustar la inclinación de los paneles solares y así maximizar la producción de energía para cada época del año.
- Cálculo y selección de la batería de condensadores para la neutralización de la parte reactiva de la red trifásica.

1.3. La empresa, situación y emplazamiento

Carrocerías Subiela SL es una empresa familiar con más de 50 años de experiencia en la fabricación, producción y reparación de carrocerías para vehículos industriales. Algunas de las principales empresas a las que suministra son Aquaservice o Mercadona. Posee un total de 3 instalaciones operativas en el polígono industrial de L'Andana en Paterna, siendo la que se va a emplear para el análisis una de las naves más antiguas. Esta se localiza en la Avenida de la Industria número 17, en Paterna, Valencia. El recinto de análisis presenta 2 edificios: uno de ellos de 1806 m² y otro de 1528 m², empleados para la reparación, fabricación y montaje de contenedores para camiones y furgonetas.

En las siguientes figuras se muestran, tanto el emplazamiento de la nave (figura 1) y el área disponible en la cual se realizará la instalación (figura 2), así como una vista exterior de las mismas (figura 3).



Figura 1: Emplazamiento de la nave de Carrocerías Subiela SL en el que se va a realizar el análisis.



Figura 2: vista aérea de y medidas de la instalación en la que se va a realizar el análisis.



Figura 3: Vista de la fachada de las instalaciones en las que se va a realizar el análisis.

2. ESTUDIO ENERGÉTICO

2.1. Antecedentes

Durante los últimos años, la empresa está buscando el ahorro energético, pero no ha hecho un desembolso considerable. En el taller tienen maquinaria y equipos antiguos obsoletos que siguen empleando hoy en día y que no son tan eficientes energéticamente como podrían ser modelos modernos. Por otra parte, la empresa sí que llevó a cabo una actualización de la luminaria con el fin de abaratar la factura energética.

Para poder comenzar a realizar el estudio energético, se obtuvieron las facturas de consumo eléctrico referente al año 2021. Estos consumos se muestran resumidos en la tabla 1. En esta se puede ver como se ha dividido en los diferentes tramos diferenciados correspondientes a las diversas franjas de facturación, haciendo referencia P1 y P4 a “PUNTA”, P2 y P5 a “LLANO” y P3 y P6 a “VALLE”, siendo el P1 y P4 el periodo donde el precio del kWh es más caro y P3 y P6 el de precio más bajo. En la figura 4 se puede ver la correspondencia de cada tramo de facturación al mes y la hora para la tarifa 6.1 TD, tarifa para industrias suscritas a alta tensión que presenta 6 periodos distribuidos a lo largo de 4 temporadas anuales.

Analizando la tabla 1, se puede observar como a lo largo del año 2021, la empresa cambió su tipo de tarifa, pasando de una tarifa de 3 tramos (3.1 A) a otra tarifa de 6 tramos (6.1 TD). También se observa que en el mes de agosto se disminuye considerablemente el consumo, debido al periodo de vacaciones. Por otra parte, en las lecturas correspondientes al periodo de abril y mayo existe también una disminución del consumo, debida a una disminución de la carga de trabajo en reparaciones y fabricación de los vehículos.

HORARIO	0h a 8h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h
ENE	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
FEB	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
MAR	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4
ABR	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
MAY	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1-15 JUN	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4									
15-30 JUN	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2							
JUL	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2							
AGO	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
SEP	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4									
OCT	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
NOV	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4
DIC	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2

Figura 4: Representación de los distintos periodos a lo largo de los meses del año para la tarifa 6.1 TD en la península.

PERIODO DE FACTURACIÓN			POTENCIA (kWh)							
Última lectura	Lectura actual	Días	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total	Media diaria
30/11/2020	31/03/2021	88	6476	16990	7355	-	-	-	30821	350,24
31/03/2021	31/05/2021	44	2919	2432	1775	-	-	-	7126	161,95
01/06/2021	01/07/2021	22	-	-	2914	1976	-	2680	7570	344,09
01/07/2021	01/08/2021	23	2964	-	2009	-	-	2725	7698	334,70
01/08/2021	01/09/2021	23	-	-	1243	1158	-	1856	4257	185,09
01/09/2021	01/10/2021	22	-	-	2646	1794	-	2433	6873	312,41
01/10/2021	01/11/2021	23	-	-	-	2139	2480	2171	6790	295,22
01/11/2021	01/12/2021	22	-	3270	2217	-	-	3007	8494	386,09
01/12/2021	28/12/2021	20	3053	2070	-	-	-	2807	7930	396,50
TOTAL		287	15412	24762	20159	7067	2480	17679	87559	295,29

Tabla 1: Consumo energético de la planta a lo largo de del año 2021. Extraído de las facturas proporcionadas por la empresa. P1, P2, P3, P4, P5 y P6 hacen referencia a los diferentes periodos de facturación.

Por otra parte, se ha obtenido también tanto las luminarias presentes instaladas en la nave como las hojas de datos de la maquinaria más antigua que continua en uso, así como una estimación del tiempo que permanece en activo a lo largo del mes. En las siguientes tablas se puede ver un resumen de los datos más relevantes referentes al balance energético, tanto de la luminaria como de la maquinaria empleadas respectivamente (tabla 2 y tabla 3). Para el cálculo del consumo mensual se han determinado 22 días por mes.

BALANCE ENERGÉTICO DE LAS LUMINARIAS ACTUALES					
NOMBRE	NÚMERO	POTENCIA (W)	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	CONSUMO MES (kWh/mes)	COSTE MENSUAL (€)
Downlight 2x13	10	13	1,235	27,17	4,8906
Plafón 600x600	27	45	11,5425	253,935	45,7083
Luminaria 2x14,5	204	14,5	25,143	553,146	99,56628
Luminaria 1x200	19	200	32,3	710,6	127,908
Foco campana	4	400	13,6	299,2	53,856
Luminaria 4x14,5	26	14,5	2,262	49,764	8,95752
TOTAL				1893,815	340,8867

Tabla 2: Consumo y coste de las luminarias actuales instaladas en la nave. Las luminarias están encendidas entre 8.5 y 9.5 horas diarias dependiendo de la estancia en la que se encuentre.

ESTUDIO DE CONSUMO Y COSTE DE LA MAQUINARIA ACTUAL					
NOMBRE	NÚMERO	POTENCIA (W)	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	CONSUMO MES (kWh/mes)	COSTE MENSUAL (€)
Compresor Atlas Copco FX-4	1	745,70	6,34	190,15	34,27
Puente grúa GSM3.2-13.8/6	1	3500,00	7,00	210,00	37,85
Cabina de pintura Grande	1	11185,00	67,11	2013,30	362,89
Cabina de pintura Pequeña	1	4500,00	18,00	540,00	97,33
Plegadora prensa hidráulica Rocipleg.	1	11185,50	5,59	167,78	30,24
Cizalladora COLLADO	1	3728,50	1,86	55,93	10,08
Cortadora tableros FIMAL	1	4000,00	2,00	60,00	10,81
Aspirador FM350 para cortadora	1	55927,5	27,96	838,91	151,21
Fresadora FomIndustrie	1	3700	1,85	55,50	10,00
TOTAL				4131,58	744,70

Tabla 3: Balance energético de la maquinaria y equipos actuales presentes en la nave. Se ha hecho una estimación de uso semanal por parte de la empresa para poder ajustarlo al valor de consumo real lo máximo posible.

Existe la posibilidad de realizar actualizaciones en la maquinaria presente en la planta, así como la actualización de ciertas luminarias que no han dado el salto a la tecnología LED en gran parte de estas.

2.2. Propuestas de mejora

En el siguiente apartado se expondrán las diversas alternativas planteadas con el fin de aumentar la eficiencia energética de la instalación:

- En primer lugar, se propondrá un cambio de las luminarias por otras propuestas de menor consumo y mayor eficiencia, ya que es la opción más viable tanto económica como energéticamente. Además, se realizará una evaluación del ahorro que supone en la totalidad de la factura energética, así como el tiempo de amortización del desembolso económico que supone.
- Se propondrá una actualización de las herramientas empleadas en el taller que presenten mayor consumo y, por tanto, mayor impacto en la factura energética. Un cambio de este tipo de instrumentos podría suponer un aumento en la eficiencia energética, debido a las dimensiones que estos presentan. Sin embargo, esta maquinaria no sería la que mayor impacto energético tiene, puesto que su uso se limita a unas pocas horas a la semana, pero, a pesar de ello, si existe necesidad de hacer un cambio en estas.
- A continuación, se realizará el diseño de una batería de condensadores con la finalidad de compensar o eliminar la energía reactiva proveniente de la red. Esto ayudaría a reducir/eliminar la penalización por consumo de energía, conllevando a un ahorro en la factura eléctrica. Por otra parte, ayuda a evitar el sobredimensionamiento de muchos componentes de la instalación, como pueden ser dimensión de cables, caídas de tensión de la instalación o una mayor potencia disponible en el transformador.
- Se propondrá una instalación solar fotovoltaica destinada a el autoconsumo e interconectada a la red. A pesar de suponer un desembolso económico importante, este tipo de instalaciones poseen una gran capacidad de ahorro energético y una larga duración. Debido al espacio presente en la planta de análisis, la opción que se contempla es la de realizar la instalación solar fotovoltaica en el tejado, siendo el soporte para los paneles de tipo variable, lo cual sería suficiente para la obtención de un rendimiento óptimo de la instalación debido a la orientación del edificio y a su localización.
- Por último, se llevará a cabo el diseño de un sistema electromecánico que permita variar la inclinación de los paneles solares en función del mes del año para, de esta forma, mejorar la eficiencia de la instalación solar fotovoltaica diseñada y permitir un mayor ahorro energético y, por tanto, económico.

3. PROPUESTA PRIMERA: LUMINARIA

Como medida para disminuir el consumo eléctrico de la instalación, en primer lugar, se va a proceder al cambio de la luminaria. En la tabla 2 se mostró las luminarias presentes actualmente, así como su consumo individual diario, mensual y coste económico mensual.

Con el fin de aumentar la eficiencia energética de la planta se propone la actualización de parte de las luminarias por otras de tecnología tipo LED, las cuales presentan un menor consumo y mayor intensidad luminosa. *Teniendo en cuenta los aspectos técnicos (potencia, Iluminancia, horas de vida) y económicos, se ha realizado un estudio de mercado, determinándose como más adecuadas las soluciones reflejadas en la tabla 5.*

BALANCE ENERGÉTICO DE LAS LUMINARIAS PROPUESTAS					
NOMBRE	NÚMERO	POTENCIA (W)	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	CONSUMO MES (kWh/mes)	COSTE MENSUAL (€)
Downlight 2x13	10	7	0,665	14,63	2,6334
Panel LED 60x60	27	34	8,721	191,862	34,53516
Luminaria 2x14,5	204	14,5	25,143	553,146	99,56628
Luminaria 1x200	19	30	4,845	106,59	19,1862
Foco campana	4	150	5,1	112,2	20,196
Luminaria 4x14,5	26	14,5	2,262	49,764	8,95752
			TOTAL	1028,192	185,07456

Tabla 5: balance energético de las luminarias propuestas para la instalación en la nave. Se han considerado las mismas condiciones de uso que las instaladas actualmente (entre 8,5 y 9,5 horas).

Podemos ver como tenemos, con las nuevas luminarias, un ahorro en el coste de **155.81 € al mes y de 865.62 kWh/mes** de consumo, lo que supone una disminución total de una reducción del 45.7% de consumo eléctrico con respecto a la factura que se está analizando, que no se corresponde con los precios actuales.

Por otra parte, es necesario conocer y analizar el desembolso económico que supondrá esta actualización al cliente, así como el tiempo que tardará en amortizar este gasto. Para ello, se facilita en la tabla 6 el coste de la instalación de la nueva luminaria para, en el gráfico 1, mostrar el periodo de amortización de dicho cambio para ver la verdadera viabilidad del proyecto.

NUEVAS LUMINARIAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	PRECIO UNIDAD (€)	CANTIDAD (u.)	TOTAL (€)
Sustitución de los plafones de 45W			
Panel LED 60x60cm 34W 3400lm 90º UGR19 PHILIPS Ledinaire G3 RC065B W060L60 OC	39,46	27	1065,42
Tasa luminaria LED de 0,75 – 5 kg	0,12	27	3,24
Sustitución Downlight 2x7W			
Downlight LED estanco empotrable 7W IP44 con selector CCT Corte Ø 75 mm	5,37	10	53,7
Tasa luminaria LED de 0,75 – 5 kg	0,12	10	1,2
Sustitución Campana industrial 150W			
Campana LED 150W SAMSUNG Chip UFO Driver Meanwell 90º 120 Lm/W VT-9-150	238	4	952
Tasa luminaria LED de más de 5 kg	0,12	4	0,48
Sustitución Tubo T8 LED			
Tubo LED T8 G13 1500mm 30W 3000lm 30000H 15252	14,32	19	272,08
Tasa luminaria LED de hasta 0,75 kg	0,12	19	2,28
Total, base:			2350,4
Total, IVA:			2.843,98

Tabla 6: Coste del cambio a las nuevas luminarias.

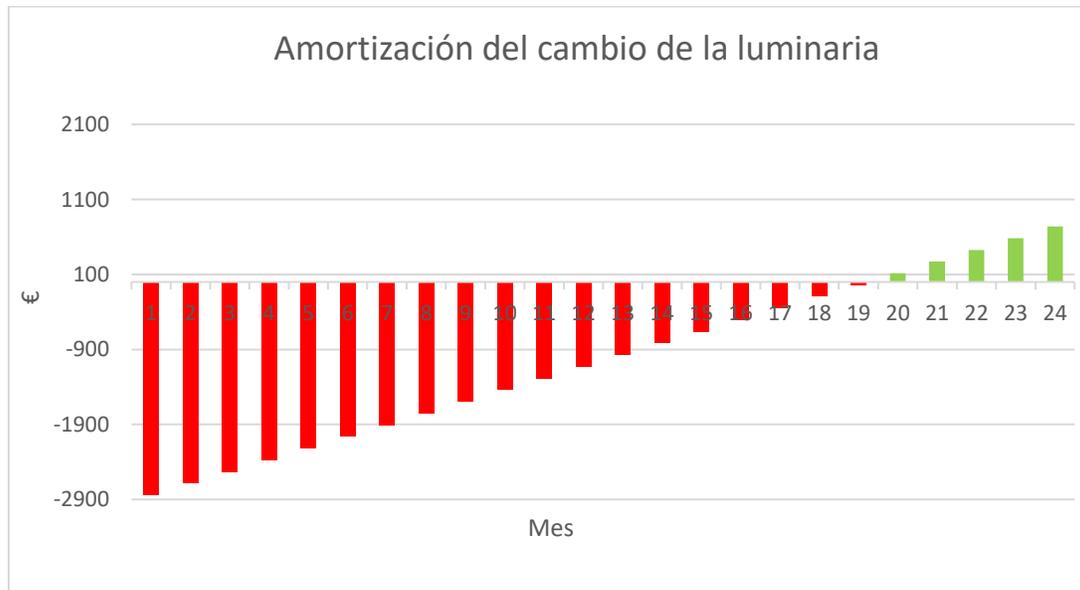


Gráfico 1: representación de la amortización del cambio de la luminaria.

Como podemos ver el gráfico de arriba, se tardaría 19 meses en amortizar el cambio de luminaria, lo que convierte esta opción en una alternativa viable para aumentar la eficiencia de la instalación.

4. PROPUESTA SEGUNDA: HERRAMIENTAS

El segundo objetivo es el de sustituir, si es posible, la maquinaria más antigua y de mayor consumo por maquinaria moderna y más eficiente energéticamente. En la tabla 3 se mostró la maquinaria presente actualmente, así como su consumo individual diario, mensual y coste económico mensual

Debido a que no se realiza un uso diario y continuado de todas las herramientas presentes en el taller y que depende de la tarea a realizar, se pidió al encargado de la planta que facilitase una estimación de uso semanal para poder acercarse, en la medida de lo posible, al uso y consumo más aproximado al valor real.

Analizando el conjunto de las herramientas que dispone y de sus consumos, se ha llegado a la conclusión de que de las que más rentabilidad podría obtenerse son del aspirador FM350 y de la cabina de pintura grande, debido a que son las que más horas de uso y más consumo presentan a lo largo del mes. Puesto que la cabina de pintura grande fue un pedido realizado por la empresa en 2018, no se va a buscar una alternativa, puesto que es relativamente nueva comparado con otras de las herramientas del taller. De todas formas, se ha buscado alternativas para otras herramientas con las mismas prestaciones y más actualizadas, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos, se ha realizado un estudio de mercado, determinándose como más adecuadas las soluciones reflejadas en la tabla 8.

BALANCE ENERGÉTICO DE LAS HERRAMIENTAS PROPUESTAS					
NOMBRE	NÚMERO	POTENCIA (W)	USO SEMANAL (HORAS)	CONSUMO MENSUAL (kWh)	COSTE MENSUAL (€)
Compressed Air Dryer Atlas Copco F5	2	126	85	42,84	7,7112
Prensa plegadora CNC Ermak 3100x135	1	9400	2,5	94	16,92
Aspirador FM350 para cortadora	1	3728,5	7,5	111,855	20,1339
Cizalladora hidráulica HELLER	1	7500	2,5	75	13,5
Fresadora/Copiadora FomIndustrie	1	350	2,5	3,5	0,63
Cortadora tableros FIMAL	1	4000	2,5	40	7,2
TOTAL				345,775	66,0912

Tabla 8: balance energético de las herramientas propuestas para ser instaladas en la nave. Se han considerado las mismas condiciones de uso que para las instaladas actualmente.

Podemos ver como tenemos, haciendo el análisis de la nueva maquinaria que se va a instalar, se produce un ahorro en el coste de **180.52 € al mes y de 1001.1 kWh/mes** de consumo, lo que supone una disminución total de una reducción del 73.2% de consumo eléctrico con respecto a la factura que se está analizando en lo que respecta a la maquinaria a sustituir, que no se corresponde con los precios actuales.

Además, es necesario conocer y analizar el desembolso económico que supondrá esta actualización al cliente, así como el tiempo que tardará en amortizar este gasto. Para ello, se facilita en la tabla 9 el coste de la instalación de las nuevas herramientas para, en el gráfico 2, mostrar el periodo de amortización de dicho cambio para ver la verdadera viabilidad del proyecto.

NUEVAS HERRAMIENTAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	PRECIO UNIDAD (€)	CANTIDAD (u.)	TOTAL (€)
Compressed Air Dryer Atlas Copco F5 16 bar 126 W	≈ 592,5	2	1185
Prensa plegadora CNC Ermak 3100x135 134 kW	≈ 17380	1	17380
Aspirador KENBILL mod. FM350 5 HP caudal 76m3/min	≈ 916,4	1	916,4
Cizalladora hidráulica HELLER CCB4x3200 7,5 kW	≈ 13825	1	13825
Fresadora/Copiadora FomIndustrie PRINCE 0,35 kW	≈ 1303,5	1	1303,5
Cortadora Sierra circular FIMAL S260 4kW	≈ 948	1	948
		Total, base:	35557,9
		Total, IVA:	43025,06

Tabla 9: Coste del cambio a las nuevas herramientas.

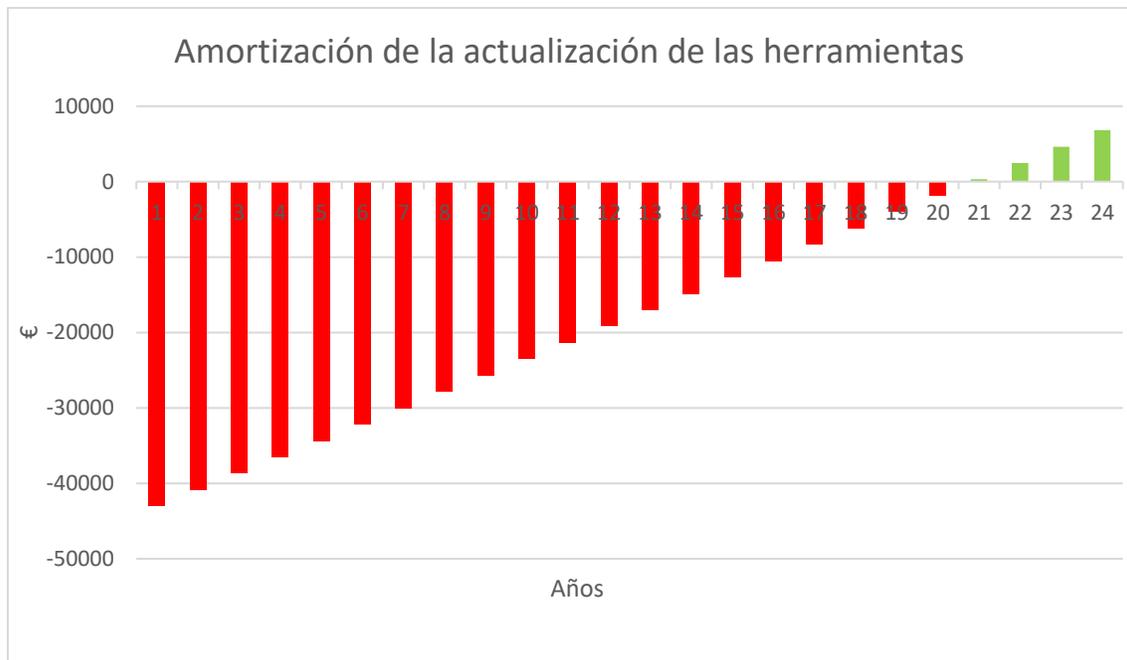


Gráfico 2: representación de la amortización de la actualización de las herramientas de la planta.

Atendiendo a los datos obtenidos en la gráfica anterior, podemos ver como el reemplazo de parte de la maquinaria por otra de similares prestaciones y de menor consumo terminaría de amortizarse a partir del año 20. Esto es debido al bajo uso que se hace de la maquinaria propuesta para su sustitución y el poco ahorro que supondría el cambio. A partir de este análisis, no se le recomendaría a la empresa la sustitución de maquinaria ya que no es rentable económicamente.

Se ha realizado el análisis de amortización de la maquinaria a actualizar sin tener en cuenta la máquina plegadora y la cizalladora, puesto que presentan un coste muy elevado para el poco uso que se les da, quedando reflejado en el gráfico 3

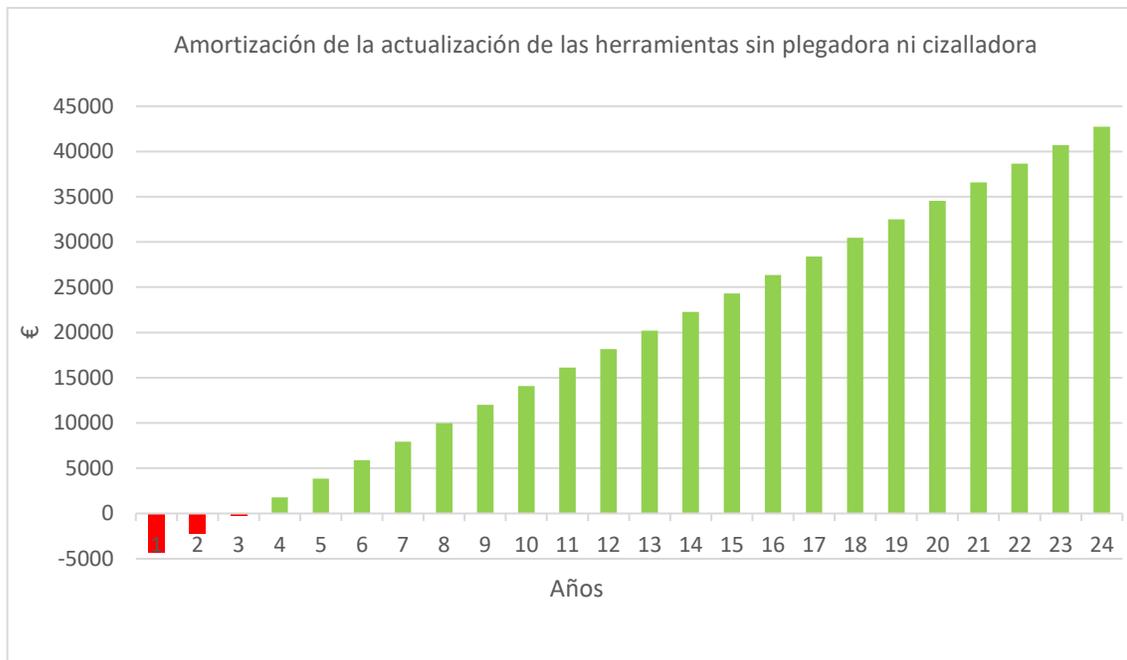


Gráfico 3: representación de la amortización de la actualización de las herramientas de la planta sin tener en consideración la plegadora ni la cizalladora.

Teniendo en cuenta esta modificación, se observa que la inversión se amortizaría al cabo de 3 años, puesto que baja mucho el desembolso inicial que la empresa tiene que realizar. Por tanto, sí podría ser una opción viable en caso de considerarse.

5. PROPUESTA TERCERA: COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

La tercera propuesta que se va a realizar para tratar de abaratar la factura de la luz es la compensación de la potencia reactiva a través de una batería de condensadores.

La energía reactiva es aquella que se produce en instalaciones eléctricas con maquinaria industrial, fluorescentes o edificios con ascensores en los que se necesita un transformador o motor para el funcionamiento de determinados aparatos eléctricos y que puede conllevar a consecuencias negativas en el funcionamiento de la instalación.

La generación de este tipo de energía puede y su posterior carga a la red eléctrica, puede conllevar a la generación de interferencias y, por ello, según el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en el que se estipula que, si en un punto de suministro concreto se supera el límite establecido por la distribuidora de la zona, el titular del contrato se verá obligado a abonar una penalización económica por exceso que vendrá marcada por el tipo de tarifa y por el factor de potencia.

Para el caso que nos concierne, la tarifa contratada por la empresa (6.1 TD) se incluirá en la factura si la energía reactiva excede el 33% de la energía activa para todos los periodos de facturación a excepción del periodo P6, siendo el término de facturación de energía reactiva el que se muestra en la tabla 11.

Factor de potencia ($\cos \phi$)	Término de facturación
< 0,95	0 €/kVarh
0,95 – 0,8	0,041554 €/kVarh
> 0,8	0,062332 €/kVarh

Tabla 10: termino de facturación asociado al factor de potencia. Extraído de la Orden ITC/688/2011, de 30 de junio

A lo largo del periodo de análisis, la mayor demanda de potencia activa de la instalación fue durante el mes de junio y fue de un total de 40 kW. Durante ese mes no consta el cobro de ningún peaje por exceso de energía reactiva. Sin embargo, se va a plantear el supuesto caso de que la empresa en cuestión tuviese la necesidad de compensar este tipo de energía. Para ello, se va a estimar que el factor de potencia de la instalación es de 0,85. Para no tener ningún tipo de penalización, deseamos que el factor de potencia sea de 0,95. En primer lugar calcularemos los ángulos de cada uno de los factores de potencia, resultando ser $36,87^\circ$ para el caso de 0,8 y $18,19^\circ$ para el caso que queremos conseguir de 0,95. A partir de la ecuación 1 podemos obtener la potencia reactiva que habría que aportar con el fin de que el factor de potencia de la instalación sea de 0,95, resultando ser esta de 16,76 kVar, la cual sí supera el 33% de la potencia activa de la instalación, por lo que estaría sometida a penalización.

$$Q_c = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = 40000 \cdot (\tan 36,87 - \tan 18,19) = 16,76 \text{ kVar} \quad (\text{ec. 1})$$

Una vez conocida la potencia reactiva a aportar para aumentar el factor de potencia, podemos estimar la capacidad de los condensadores que tenemos que colocar en triángulo, gracias a la ecuación 2, la capacidad de los condensadores que tenemos que colocar en triángulo, siendo estos de 111,14 μF .

$$C = \frac{Q_c}{3 \cdot U^2 \cdot \omega} = \frac{16760}{3 \cdot 400^2 \cdot 2\pi \cdot 50} = 111,14 \mu F \quad (ec. 2)$$

Teniendo en cuenta los aspectos técnicos (potencia reactiva a aportar, tensión nominal, montaje superficial) y económicos, se ha realizado un estudio de mercado, adquiriendo un equipo de batería de condensadores que sea capaz de compensar toda la potencia reactiva calculada en la ecuación 1. Finalmente, el equipo elegido es el OPTIM 2-22,5-440, el cual, si acudimos a la hoja de características presente en el anexo 8 vemos que, para una tensión de 400 V es capaz de compensar hasta 18,5 kVar.

Será necesario conocer y analizar el desembolso económico que supondrá esta actualización al cliente, así como el tiempo que tardará en amortizar este gasto. Para ello, se facilita que el coste de la instalación de la nueva batería de condensadores es de 808,20 € para, en el gráfico 4, mostrar el periodo de amortización de dicha actualización para ver la verdadera viabilidad del proyecto, atendiendo a que la empresa tiene un término de facturación de 0,041554 €/kVarh ya que presenta un factor de potencia de 0,8.

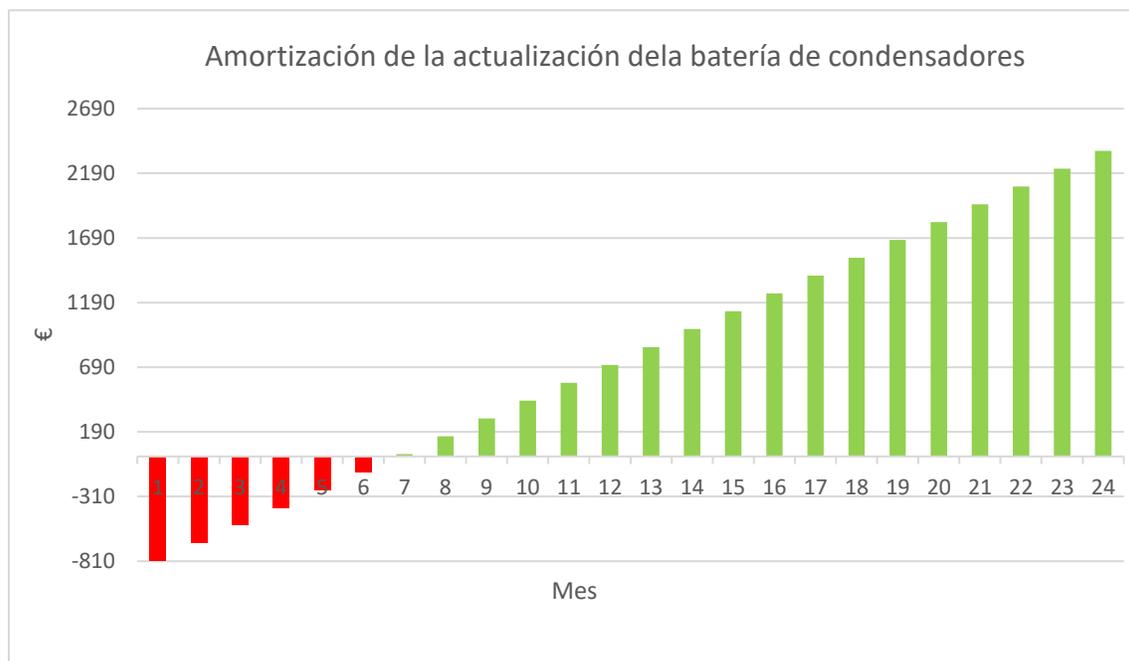


Gráfico 4: representación de la amortización del cambio de la batería de condensadores.

Como podemos ver el gráfico de arriba, se tardaría 7 meses en amortizar el cambio de la batería de condensadores, lo que convierte esta opción en una alternativa viable para aumentar la eficiencia de la instalación y el ahorro en la factura de la luz.

6. PROPUESTA CUARTA: INSALACIÓN FOTOVOLTAICA

Otra de las propuestas que se propone es la de diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo que sea capaz de asumir total o parcialmente la demanda de energía de la empresa, vertiendo los excedentes a la red en el caso en que se esté generando más de lo necesario y, de esta forma, obtener una compensación económica que, a pesar de ser poca, permita abaratar al máximo el coste de futuras facturas.

6.1. Elementos principales de la instalación

En este apartado se tratará de definir los elementos necesarios para la instalación solar fotovoltaica, así como las principales normas y métodos a tener en cuenta a la hora de diseñar y construir tanto la instalación como los diversos elementos que la conforman. Como se ha comentado en apartados anteriores, se ha decidido realizar una instalación de autoconsumo con vertido a la red, siendo la figura 7 un resumen tanto de los elementos del proyecto como un esquema sencillo de conexionado entre estos.

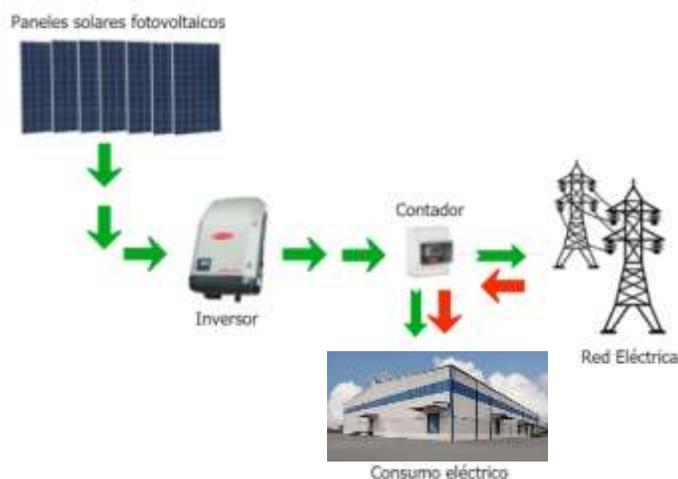


Figura 7: Esquema sencillo de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con vertido a la red. Extraído de [6]

6.1.1. Paneles solares fotovoltaicos

Son los encargados de recibir la radiación electromagnética proveniente del Sol y, gracias al conjunto de células fotovoltaicas que las componen y al efecto fotoeléctrico, generar un flujo de corriente eléctrica continua a través de estas. Existen principalmente 3 tipos de paneles:

- Paneles monocristalinos. Presentan una estructura ordenada, lo cual les dota de un muy buen comportamiento como conductor. Destacan por su rendimiento (hasta un 17%) y eficiencia. Sin embargo, su coste es mayor que otros debido a que su proceso de producción es más complejo y costoso.

- Paneles policristalinos. La estructura está ordenada por regiones, lo cual disminuye el rendimiento de la célula. Estos presentan una buena capacidad de absorción y un rendimiento que oscila entre el 11% y el 15%. Su coste es menor que el panel monocristalino debido a que el proceso de obtención de este tipo de células es más económico.
- Paneles de silicio amorfo. Característicos por presentar un alto grado de desorden y gran número de defectos estructurales. Es el más económico de todos, pero, a cambio, su rendimiento también es menor (entre el 6% y 8%).

Otros tipos de células son las de película plegada o las de arseniuro de galio, pero, actualmente, las células fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por uniones “p-n” y construidas en silicio monocristalino.

La fabricación de los módulos fotovoltaicos está constituida de las siguientes etapas:

1. Agrupadas las células seleccionadas, se interconexionan en serie con el fin de conseguir una tensión normalizada y con la que es más sencillo trabajar.
2. Una vez realizado el conexionado del circuito electrónico, se introduce entre una capa de cristal con encapsulante y, por el otro lado, otra capa encapsulante. Además, se les añade una protección exterior. Posteriormente, se introducen en un horno para su laminación.
3. Una vez se ha laminado correctamente, se procede a hacer vacío para eliminar cualquier bolsa de aire que pueda quedar en el interior.
4. Eliminado todo el aire presente entre las capas, se incrementa la temperatura del horno para que el encapsulante se funda tanto con las células como con sus contactos.
5. Cuando las capas forman un bloque compacto, se incorpora un marco sellado con material que permita la dilatación del conjunto, como por ejemplo la silicona.
6. Finalmente, se incorporan los bornes de conexión y se realizan pruebas para la calificación de los módulos por potencia, ya que estos han de tener características similares para alcanzar un mayor rendimiento.

El resultado final del montaje del módulo queda reflejado en la figura 8, marcando cada uno de los elementos que lo constituyen.

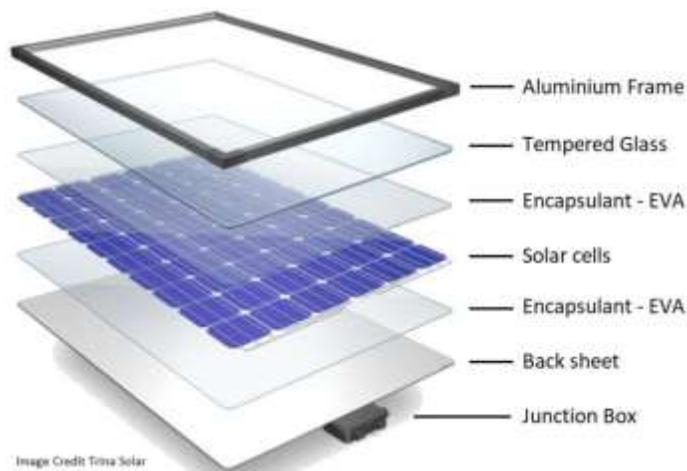


Figura 8: Construcción y partes de un panel solar fotovoltaico. referencia

Además, una vez construidos los módulos, estos deberán cumplir con normas recogidas por la Asociación Española de Normalización (UNE) atendiendo a su tipo de construcción, tales como:

- UNE-EN IEC 61215:2022; Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 62108:2019; Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación y diseño.
- UNE-EN IEC 61730-1:2019; Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- UNE-EN 50380:2018; Requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado según estipula el Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.

Todos aquellos módulos que no puedan ser ensayados según las normas citadas previamente, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en estas por otros medios y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente con los siguientes aspectos para tener en cuenta:

- Los marcos laterales, de existir, serán de aluminio o, en su defecto, acero inoxidable.
- Los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar posibles averías en células y tendrán un grado de protección IP65.

- La potencia máxima y corriente de cortocircuito reales en condiciones estándar deberán estar comprendidas en un margen de $\pm 3\%$ de los valores nominales del catálogo.
- Para facilitar el mantenimiento y reparación del generador y, por motivos de seguridad, se instalarán elementos de desconexión, tales como fusibles, interruptores, etc. de forma independiente y en ambos terminales.
- La estructura del generador será conectada a tierra.
- Se rechazará cualquier módulo que presente defectos en su fabricación, tales como, manchas, roturas, mala alineación de las células o burbujas en el encapsulante.

6.1.2. Estructura

Las estructuras son un elemento importante dentro de las instalaciones solares fotovoltaicas, ya que cumplen una doble función: la correcta sujeción de los paneles solares y proporcionar la inclinación óptima para la captación de la energía. Las estructuras permitirán dilataciones térmicas sin afectar estas a la integridad de los módulos.

Nos encontramos diferentes soluciones en función del tipo de estructura:

- Estructuras fijas al suelo: consiste en instalaciones mediante perfiles metálicos en los que se colocan los paneles.
- Estructuras lastradas: este tipo de estructura suele verse en cubiertas, con la finalidad de ahorrarse problemas de filtraciones de agua ya que no se perfora el techo de la infraestructura. Se acostumbra a reducir el ángulo de inclinación de los paneles, evitando así el posible efecto del lastre en jornadas de viento intenso. Se requiere un estudio estructural adicional de la cubierta para ver la viabilidad.
- Estructuras móviles (seguidores): se instalan con el objetivo de optimizar la producción eléctrica, ya que permiten un movimiento, manteniéndolo el máximo tiempo posible perpendicular a la radiación solar. Son las más costosas a nivel de fabricación y mantenimiento ya que requieren de partes móviles. Pueden tener movimiento en uno de los ejes, ya sea horizontal o vertical, que permite realizar un seguimiento parcial, o movimiento en ambos ejes, lo cual ya permite realizar un seguimiento total, obteniendo la mayor captación posible. Los seguidores de un eje son relativamente más económicos que los seguidores de ambos ejes.
- Estructuras flotantes: son el tipo más novedoso. Se instalan sobre el agua, mediante módulos flotantes. Este sistema permite instalar grandes cantidades de paneles fotovoltaicos sin necesidad de quitar espacio a otros servicios u ocupar terrenos agrarios. De todas formas, su instalación ha de respetar la biodiversidad del ecosistema.

En ciertos casos, se deberá respetar la normativa referente al tipo de material que se emplee para su construcción:

- En caso de estar construida en perfil de aluminio laminado conformado en frío, ha de cumplir con la norma UNE-EN 10219-1:2007 ERRATUM 2010 y con la norma UNE-EN 10219-2:2019
- Si el tipo de material de construcción es acero galvanizado en caliente, ha de cumplir con la norma UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3), la norma UNE-EN ISO 10684:2006, referente esta última a los elementos de fijación. Por otra parte, los espesores cumplirán con la norma UNE-EN ISO 1461:2010, en la que también se definen los métodos de ensayo.

6.1.3. Seguidor solar

Un seguidor solar es un dispositivo electromecánico que permite el movimiento de la estructura que sostiene los paneles solares, orientando estos para que los rayos del sol incidan perpendicularmente en su superficie. Son utilizados para aumentar la radiación recibida por los paneles entre un 25 y un 50 por ciento dependiendo del tipo de seguimiento que tengan.

Principalmente, existen dos modelos de seguidores solares basándonos en el seguimiento que hacen:

- Seguidores de un eje: este tipo de ejes solo tienen un eje y, por tanto, un motor y un reductor. Suelen emplearse en instalaciones más pequeñas o para lugares donde el peso y el espacio estén limitados como, por ejemplo, en tejados de viviendas o naves. Dentro de este, podemos distinguir principalmente tres tipos:
 - Eje polar (figura 9). El eje está inclinado un mismo ángulo constante hacia el sur y el giro de la placa se ajusta para que coincida en todo momento con el meridiano terrestre. La velocidad de giro aproximada de este sistema es de 15 grados por hora.



Figura 9: seguidor solar de un eje polar

- Eje azimutal (figura 10). El ángulo que forma con la superficie es constante e igual a la latitud en la que se encuentra la instalación. El seguimiento ajusta el giro del panel sobre un eje vertical para que coincida con el meridiano local que contiene al sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.

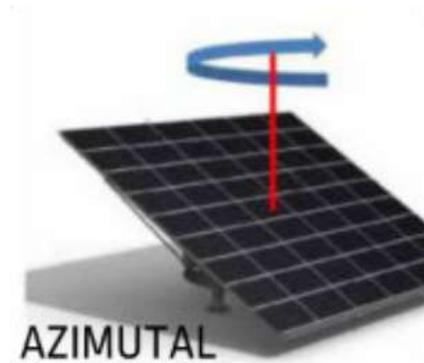


Figura 10: seguidor solar de un eje azimutal

- Eje horizontal (figura 11). Presenta un eje orientado en dirección norte – sur. El giro de este se ajusta para que la normal coincida en todo momento con el meridiano terrestre.

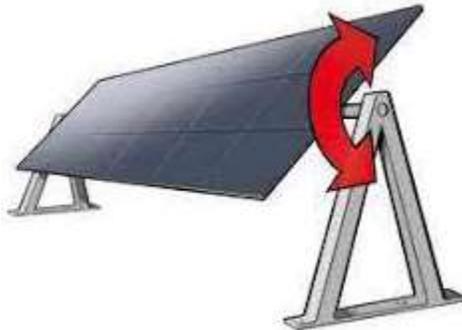


Figura 11: seguidor solar de un eje horizontal

- Seguidores de dos ejes (figura 12), el cual consta, como dice su nombre, de dos ejes de giro, uno vertical y otro horizontal, o puede presentar también dos verticales perpendiculares entre si. Es empleado en instalaciones más grandes puesto que es la opción que presenta mayor rendimiento en comparación con la anterior. Sin embargo, tienen un mayor precio y peso y, por ello, suelen ir colocados en el suelo. Este último caso lo podemos encontrar con un apoyo monoposte, el cual presenta un único apoyo central, o en forma carrusel, donde existen varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie circular.



Figura 12: seguidor solar de dos ejes con apoyo monoposte

El tamaño de los seguidores solares está muy relacionado con el tamaño de la instalación. Generalmente, para cubiertas sobre tejados se emplean placas fijas sobre la cubierta para aprovechar mejor el espacio y reducir el peso. Otra posible opción es colocar sobre la cubierta cualquiera de los tres tipos de seguidores de un solo eje, puesto que no hay que dejar mucha separación entre placas y la superficie que se pierde se gana con el aumento de la productividad.

Los seguidores solares están, al igual que las estructuras fijas, expuestos a todo tipo de agentes corrosivos del medio ambiente, como oxidación por ejemplo y, por ello, han de ser protegidos. Para su protección, están fabricados en acero galvanizado en caso de los de gran tamaño, y en aluminio para los de menor dimensión.

Los elementos eléctricos, electrónicos, así como motores y engranajes, se montan dentro de una carcasa que impide la entrada de agua y humedad. Muchos de los seguidores solares llevan incorporada una estación meteorológica para que, en caso de detectar fuertes vientos y prolongados (superiores a los 70 km/h), hace que el seguidor coloque la estructura en posición horizontal para que opongan la menor resistencia al viento y así se eviten daños mayores.

El seguidor solar ha de ir monitorizado y controlado por una central, la cual puede servir para varios seguidores a la vez. La forma en la que la central puede guiar a los seguidores puede ser de dos tipos:

- Por sensores. En este caso, se incorporan sensores cercanos a los propios paneles que detectan la inclinación con la que inciden los rayos solares para corregir la posición y hacer que estos incidan lo más perpendicularmente posible en la superficie del panel y aumentar de esta forma la eficiencia.
- Por posición solar. De esta manera, la central da la orden de posicionamiento de los paneles en función de la hora del día, calculando la posición del sol en todo momento. Para este tipo de control se ha de tener en cuenta la localización de la instalación.

La caracterización de los seguidores solares debe hacerse en consideración a las siguientes normas:

- La norma UNE-EN 62817:2016 por la que queda definida la cualificación del diseño de los seguidores solares para sistemas fotovoltaicos.
- Deberán incorporar el marcado CE y cumplir con la directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

6.1.4. Inversor

El inversor es el dispositivo encargado de la transformación de la corriente continua proveniente del sistema fotovoltaico y de sus componentes de almacenamiento, en corriente alterna que alimentará los receptores de la instalación o para ser vertida a la red eléctrica. Debido al alto coste que presentan las instalaciones solares fotovoltaicas, los inversores deben tener una alta fiabilidad y un alto rendimiento que ronde entre el 90 y el 97%.

La potencia del inversor, generalmente, no deberá ser superior al a potencia de pico del generador fotovoltaico, ya que éste último, en condiciones climáticas reales, no trabajará en condiciones normalizadas en los ensayos. También se ha de tener en cuenta tanto las condiciones climáticas de irradiación y temperatura de la zona en la que se instale para poder asegurar un funcionamiento correcto y la máxima eficiencia, garantizando que el rango de tensiones de salida del generador fotovoltaico se encuentre dentro de los valores admisibles a la entrada del inversor.

La conversión de corriente continua en corriente alterna se puede realizar de diversas formas, siendo la mejor manera la que más asemeje la onda de salida a la onda senoidal.

- Inversores de onda cuadrada: La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua por un transformador, primero en una dirección y luego en la otra. Los inversores de onda cuadrada son baratos, pero, generalmente menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias.
- Inversores de onda senoidal modificada: Este tipo de inversor es caro y más sofisticado, puesto que emplean técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM), lo cual modifica el ancho de la onda para tratar de acercarla lo máximo posible a una onda senoidal. Presenta un contenido de armónicos menor que el inversor de onda cuadrada, lo que supone menos interferencias.
- Inversores de onda senoidal: se incorporan microcontroladores que permite aumentar las prestaciones de los inversores, añadiendo servicios como telecontrol o poder realizar el cómputo de energía consumida. Con una electrónica más elaborada es posible conseguir una señal senoidal pura a cambio de un mayor coste económico que el de inversores menos sofisticados.

La caracterización de los inversores debe hacerse en consideración a las siguientes normas:

- UNE-EN 62093:2006; Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 62116:2014 V2; Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.

6.1.5. Cableado

En instalaciones eléctricas, el cableado ha de ser lo más corto posible para tratar de reducir las pérdidas a causa de la caída de tensión. Tanto los tramos de corriente continua como los tramos de corriente alterna que encontremos, han de cumplir con el reglamento electrotécnico de baja tensión, recogido en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Es importante hacer una buena selección de la sección del cable, puesto que una mala selección de esta puede suponer un fallo fatal. Una menor sección supone en una caída de tensión elevada a lo largo del conductor, lo que se traduce en un incremento de la corriente y, por tanto, de la temperatura, pudiendo esto suponer un riesgo de incendio y en el deterioro del material que lo recubre.

Para determinar que sección es la óptima, se deben satisfacer simultáneamente dos criterios:

- Criterio térmico o de máxima tensión admisible, el cual establece que la temperatura del conductor del cable no deberá superar la máxima admisible por el material que se emplee como aislamiento. La norma UNE 21144 recoge el dimensionado de cables eléctricos para este criterio.
- Criterio de la caída de tensión, la cual establece que la caída de tensión no puede ser mayor que 1.5% para conductores por los que circule corriente continua ni superior al 2% en el caso en el que circule corriente alterna. Sin embargo, se tiende a dimensionar el conductor con un límite menor para tratar de disminuir así las pérdidas que se hacen notar, sobre todo, con longitudes largas de cableado.

6.1.6. Tubos y canalizaciones

La colocación de tubos y canalizaciones tiene como objetivo proteger el cableado frente a las degradaciones que puedan causar la climatología adversa, la radiación solar o el deterioro debido a roedores u otro tipo de animales. En la ITC-BT-21 queda regulado y

especificado las características de sección mínima de tubos y canales protectoras en función del número de conductores para instalaciones interiores o receptoras.

Según la ITC-BT-21, los tubos y canales protectores tienen siempre las siguientes generalidades.

Los tubos protectores pueden ser:

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

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

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

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

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

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

El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido

6.1.7. Protecciones

Las instalaciones eléctricas deben garantizar la seguridad, tanto de ellas mismas como de cualquier ser humano o animal que pueda tener algún tipo de contacto con ellas. En caso de las instalaciones solares fotovoltaicas, debemos añadir elementos de protección tanto de continua, entre los paneles solares y el inversor, como de alterna, entre la salida del inversor y la conexión a la red eléctrica.

La instalación de las protecciones se deberá realizar atendiendo al reglamento vigente para este tipo de instalaciones, recogido en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

La instalación dispondrá de protecciones tanto para el tramo de corriente continua como para el tramo de corriente alterna así como la puesta a tierra de la instalación:

- Corriente Continua, correspondiente a la parte que encontramos aguas arriba del inversor. Los elementos de protección que dispondremos serán:
 - Fusibles, prestando protección frente a cortocircuitos y sobrecargas en la parte de continua. Todos ellos tendrán aplicada la norma UNE-EN 60269-6:2012 que reúne los requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
 - Protección frente a sobretensiones transitorias que se transmiten por a la red de distribución en la parte de continua. Los inversores ya incluyen este tipo de protección, principalmente frente a descargas atmosféricas y conmutaciones de redes, quedando explicada este tipo de protección en la ITC-BT-23, en la que se definen las categorías de sobretensiones, distinguiendo distintos grados de tensión soportados para lograr una coordinación del aislamiento necesario reduciendo el riesgo de fallo a un nivel aceptable.
- Corriente Alterna, correspondiente con la parte que nos encontramos entre la salida del inversor y la caja de conexiones de la acometida. Los elementos de protección que se dispondrán serán:
 - Interruptor general manual, el cual es un interruptor magnetotérmico para la protección de cortocircuito y sobrecarga en la parte de alterna del circuito. El funcionamiento es muy similar al de los fusibles de la parte de corriente continua.
 - Interruptor automático diferencial para la protección de contactos directos e indirectos en la parte de alterna del circuito.

A tener en cuenta que la CGPM nueva que se instalará y en la que se realizarán todas las conexiones pertinentes para tener la instalación solar fotovoltaica aislada de la nave, pasará a ser de la compañía eléctrica distribuidora, en este caso, Iberdrola Distribuidora Eléctrica (i-DE), la cual tendrá la competencia de definir el cuadro, según estipula el documento referente a *CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA CONECTADAS A LA RED DE i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES* de la empresa distribuidora. En este manual técnico se establece que se aplicarán las condiciones técnicas de conexión y funcionamiento recogidas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Puesta a tierra, consiste en la unión eléctrica entre la instalación y un electrodo enterrado en el suelo con la finalidad de evitar la formación de diferencias de potencial peligrosas vertiendo estas al suelo y disminuyendo pues el riesgo de accidentes laborales. El dimensionamiento de este tipo de sistema se hará de acuerdo con lo establecido en el ITC-BT-18.

6.2. Normativa sobre instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo

6.2.1. Marco legal económico – administrativo actual

En los últimos años, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España ha ido adquiriendo popularidad, principalmente debido a su rentabilidad y a la elevada retribución de la energía eléctrica que se produce y se inyecta a la red. Es por ello, que las administraciones españolas han desarrollado legislación específica con la finalidad de aumentar las instalaciones.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, publicada el 24 de noviembre, tiene como objeto la regulación de las actividades destinadas al suministro eléctrico, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. A su vez, esta regulación tiene como finalidad ser adecuada a la necesidad de cada consumidor además de la racionalización, eficiencia y optimización de las actividades.

Además, esta ley señala la existencia de 2 regímenes que engloban los sistemas de generación de energía eléctrica:

- Ordinario: donde se encuentran englobadas las instalaciones de producción de energía eléctrica de manera convencional (p. ej. centrales hidráulicas, nucleares térmica, ciclo combinado...)
- Especial: las cuales tienen prioridad de acceso a la red eléctrica y cobran unos precios establecidos oficialmente. En este régimen se encuentran las energías renovables.

Posterior a la publicación de esta Ley, se han ido añadiendo Reales Decretos que fijaron el régimen especial, además de desarrollar legislación concreta para la conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas.

Actualmente se encuentra regulado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, cuya última modificación tuvo lugar el 22 de diciembre de 2021 [7].

Este documento tiene como objeto:

- Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
- El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
- El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los auto consumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
- La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Este Real Decreto implica un avance en lo que se refiere a instalaciones fotovoltaicas en España, presentando en él los siguientes puntos a destacar:

- ❖ La energía producida a partir de instalaciones de autoconsumo queda completamente libre de impuestos, derogando de forma definitiva el cargo transitorio por energía consumida, más conocido como “impuesto al sol”.
- ❖ Se reconoce el derecho al autoconsumo colectivo, permitiendo a las comunidades de vecinos y asociaciones generar su propia electricidad siempre que vengan del mismo centro de transformación.
- ❖ La clasificación de instalaciones de autoconsumo se simplifica en dos tipos:
 - Instalación de autoconsumo sin excedente: se trata de aquellas que cuentan con un dispositivo anti vertido que impide la inyección de excedentes a la red de distribución. Este tipo de instalaciones no producen más energía de la que necesitan.
 - Instalación de autoconsumo sin excedentes: se trata de aquellas instalaciones que, además de producir energía eléctrica para el autoconsumo, pueden inyectar su excedente en la red de transporte y distribución. En esta modalidad, se pueden dar 2 casos:
 - Autoconsumo con excedentes acogida a compensación, en las que el productor y consumidor se acogen al sistema de compensación simplificada sin excedentes. Por lo que, si los usuarios no consumen toda la energía producida por su instalación, puede inyectarla a la red de distribución para que, al final de cada periodo de facturación, la comercializadora compense por los sobrantes energéticos. Para poder acogerse a esta modalidad, la fuente de energía ha de ser renovable, no mayor a 100kW, el consumidor debe estar adherido a un solo contrato de suministro para el consumo de la comercializadora, no se puede obtener beneficio económico ya que no es una actividad retributiva, es decir, el resultado de la factura nunca será negativo y el consumidor y productor se acogen a un contrato de compensación sin excedentes tal y como se especifica en el RD 244/2019.
 - Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, la cual lo componen las instalaciones que no cumplen con los requisitos para pertenecer al mecanismo de compensación sin excedentes, o que decidan

no acogerse a esta modalidad. El excedente se vende en el mercado eléctrico o a un precio pactado con la comercializadora.

- ❖ Se simplifican los trámites administrativos y técnicos, especialmente para las instalaciones de baja potencia.
- ❖ Se elimina el límite de potencia instalada a diferencia de antes, que solo se podía instalar una potencia fotovoltaica igual o inferior a la contratada. También se permite que el titular de la instalación sea diferente al titular de la factura de la luz.
- ❖ Se establece que no es necesaria la adquisición de equipos de medida para la generación y consumo netos.
- ❖ Se posibilita el alquiler de tejados y/o cubiertas para que terceros puedan producir electricidad.

6.2.2. Tramitación administrativa para el autoconsumo de instalaciones fotovoltaicas

Con la aprobación del RD 244/2019, se reguló la tramitación administrativa para legalizar las instalaciones de placas solares. El procedimiento suele ser llevado a cabo por la empresa instaladora. Estos documentos que aportar a nivel estatal, autonómico y local varían según la modalidad de autoconsumo, potencia fotovoltaica instalada, comunidad autónoma y tensión de red.

A continuación, se resumen y explican cada uno de los 17 pasos que se establecen en la guía de tramitación del IDEA [8]:

1. Diseño de la instalación.

La documentación que se ha de presentar depende de la potencia prevista de la instalación. Para instalaciones con una potencia prevista inferior a 10kW debe entregarse una memoria técnica elaborada por una empresa instaladora habilitada. Dicha memoria deberá comprender los contenidos reflejados en la ITC-BT-04 del REBT.

Si la potencia de la instalación es superior a 10kW debe entregarse un proyecto técnico firmado por un titulado competente.

En caso de que la conexión se realice a la red de alta tensión, será necesario elaborar un proyecto técnico firmado por un técnico competente, tal y como contempla el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RIAT) en su ITC-RAT-20, independientemente de su potencia.

2. Permiso de acceso y conexión.

La compañía instaladora ha de solicitar a la distribuidora el CAU (Código de Autoconsumo) independientemente de la modalidad de autoconsumo. El código servirá para identificar el autoconsumo y está formado por el CUPS: 22 caracteres, seguido del código A000. Independientemente del medio de solicitud, el procedimiento que debe seguirse dependerá de la potencia de la instalación.

- a. Instalaciones de hasta 15 kW ubicada en suelo urbanizado con dotaciones quedan exentas de solicitar permiso de acceso y conexión. Para el resto, deben tramitarse con la compañía instaladora.
 - b. Instalaciones menores de 10 kW en BT (baja tensión) en suelo no urbanizado podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado previsto en el artículo 9 del RD 1699/2011
 - c. Instalaciones mayores de 10 kW o de 15kW y menores de 100kW en BT (baja tensión), deberán seguir el procedimiento regulado en el RD 1699/2011.
 - d. Instalaciones mayores de 100 kW deberán seguir el procedimiento regulado en el RD 1955/2000.
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.
Para instalaciones de autoconsumo con excedentes y con una potencia menor a 100kW no debería requerir de trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, a excepción de casos en el que el emplazamiento se encuentre bajo una figura de protección. Sin embargo, se debe tener en cuenta que se trata de trámites gestionados por las comunidades autónomas y por tanto la normativa autonómica podría indicar alguna restricción o tramitación específica al respecto.
4. Autorización administrativa previa y de construcción.
 - a. Las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia menor o igual a 100 kW conectadas a BT (baja tensión), quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de construcción.
 - b. Las instalaciones de producción de energía mayor a 100 kW conectada a AT (alta tensión), generalmente será obligado solicitar la autorización ante la comunidad autónoma según los procedimientos que ésta determine.
 - c. Las instalaciones de producción de energía inferior a 100 kW, pero conectadas a AT (alta tensión), no necesitarán de autorización administrativa, pero sí autorización de enlace (línea y transformación AT).
5. Licencia de obras e impuestos de construcciones y obras (ICIO).
Los sistemas de autoconsumo deben solicitar la licencia de obras según la normativa del lugar en el que vaya a realizarse la instalación. La normativa municipal es la que definirá si es suficiente con realizar una declaración responsable de obra y/o una comunicación previa a la obra, pudiendo esta también exigir la aportación de estudios de cargas y resistencias al viento y/o nieve en caso de ubicarse en tejados. Igualmente, deberá liquidarse la tasa de impuesto de construcciones y obras (ICIO), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales, expuesta en el RD 2/2004 del 5 de marzo. Adicionalmente, los ayuntamientos pueden considerar bonificaciones sobre el impuesto de bienes inmuebles por inversiones en energías renovables de hasta un 50% del impuesto.

6. Ejecución de las instalaciones.

- a. Las Instalaciones en autoconsumo con excedente de potencia menor o igual a 100 kW conectadas a BT (baja tensión) se ejecutarán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). En cuanto a las configuraciones de medida, deberán tomarse en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el RD 1110/2007 del 24 de agosto, y los requisitos particulares en el RD 244/2019, de 5 de abril, capítulo IV.
- b. Las instalaciones con excedentes pero conectadas a AT (alta tensión) se verán afectadas por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión (RIAT).
- c. En el caso de instalaciones de potencia menor de 100 kW, pero con conexión a AT (alta tensión), la instalación generadora se registrará por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y la posible instalación de enlace (línea y transformación) por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión (RIAT).
- d. Las instalaciones de autoconsumo colectivo será necesario instalar un contador bidireccional que mida la generación neta.

7. Inspección inicial e inspecciones periódicas.

En instalaciones ejecutadas al amparo del REBT, no es necesario trámite para inspección inicial. Sin embargo, sí que precisan pasar inspección por parte de un Organismo de Control (OCA/EICI/ECA) en algunas comunidades autónomas en función de su potencia y de su ubicación. Sin embargo, sí que será necesario someter la instalación a revisiones periódicas cada 5 años en caso de BT y cada 3 en caso de AT.

8. Certificado de instalación y/o certificados fin de obra.

Una vez realizada la instalación:

- a. Si la instalación se ha realizado en BT y con una potencia menor o igual a 10 kW, la certificación de final de obra se realiza ante el órgano correspondiente en la comunidad autónoma. Una vez finalizadas las obras y realizadas las verificaciones e inspección inicial, la empresa instaladora deberá emitir un Certificado de Instalación en el que se hará constar la conformidad con lo establecido en el reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.
- b. Si la instalación se ha realizado en BT y con potencia mayor a 10 kW, será necesario disponer además de un certificado final de obra firmado por el técnico competente verificando que la instalación se ha realizado tal y como indica la ITC-BT-04. En las comunidades autónomas, el trámite es realizado por un organismo de control que puede visitar la instalación. El trámite puede estar sujeto a pago de tasas.
- c. Si la instalación se ha realizado en AT, deberá cumplirse los requisitos especificados en el RIAT en su ITC-RAT-22 que hace referencia a

documentación y puesta en servicio. La comunidad autónoma solicitara la documentación adicional necesaria para, posteriormente, remitirla a la Dirección General de Política Energética y Minas para la posterior inscripción de la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo.

9. Autorización de explotación

En términos generales, en casos de instalaciones amparadas bajo el REBT con potencia menor a 100 kW no es necesario un trámite específico, ya que este se asimila al certificado de instalación. Sin embargo, en caso de que la potencia sea mayor a 100 kW, sí que podría ser necesario un trámite específico de la comunidad autónoma, el cual se puede dividir en 2 etapas:

- Primero, autorización de explotación en pruebas, solicitado finalizada la instalación.
- Segundo, autorización de explotación definitiva, solicitada una vez se han finalizado todos los trámites, firmado contratos y realizado satisfactoriamente las pruebas.

10. Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

Para una red de autoconsumo con excedentes en una red interior no es necesario ningún contrato específico. Solo será necesario para en caso de disponer servicios auxiliares de producción en la instalación, ya que este consumo no puede considerarse despreciable.

Para cualquier modalidad de autoconsumo, si el consumidor no tuviera un contrato de acceso previo para sus instalaciones de consumo, se deberá suscribir uno nuevo, y posteriormente modificarlo de forma que se refleje la modalidad de autoconsumo. En caso de contar ya con un contrato de acceso, se debe realizar una comunicación a la empresa distribuidora para que se habilite la posibilidad de la contratación del autoconsumo, y posteriormente contactar con el comercializador para que modifique el contrato existente y refleje en él la modalidad de autoconsumo elegida. Para instalaciones con excedentes conectadas a BT y potencia menor de 100 kW, se da la posibilidad de contratación del autoconsumo realizada por la empresa distribuidora. El detalle del autoconsumo será remitido por la empresa distribuidora a la comercializadora y al consumidor en el plazo de 5 días desde que se reciba la información de la comunidad autónoma. En caso de existir discrepancias, el consumidor dispone de un plazo de 10 días para comunicar a la compañía comercializadora, o en su caso directamente a la distribuidora, su desacuerdo; en caso de que no exista comunicación al respecto, las condiciones de inscripción y habilitación para la contratación del autoconsumo se considerarán tácitamente aceptadas por el consumidor.

11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Si la empresa instaladora certifica que los servicios auxiliares se pueden considerar despreciables, no es necesario suscribir un contrato. Esa situación se dará en caso de:

- i. Instalaciones próximas en red interior
- ii. Instalaciones de generación de tecnología renovable de potencia menor de 100 kW
- iii. En cómputo anual, la energía consumida por estos servicios auxiliares sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

Para las instalaciones con excedentes que no cumplan estas condiciones, será necesario disponer de un contrato de acceso y consumo para los servicios auxiliares de producción, que se firmará con la empresa distribuidora.

12. Licencia de actividad

- a. Instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación, no realizan actividad económica, por lo que no es necesario este trámite.
- b. Instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación si realizan actividad económica ya que pueden vender la energía sobrante al mercado, por lo que será necesario este trámite

13. Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes

- a. Las instalaciones de autoconsumo colectivo con excedentes tendrán que acordar el sistema de reparto de e la energía producida por la instalación, reflejando este en un acuerdo firmado por los consumidores asociados. El acuerdo deberá ser remitido por cada consumidor a la compañía distribuidora.
- b. Las instalaciones con excedente que deseen acogerse a compensación deberán firmar un contrato entre productor y el consumidor asociado, necesario en todos los casos, aunque productor y consumidor sean la misma persona física o jurídica. En caso de ser un autoconsumo colectivo, deberá estar firmado por todos los consumidores asociados.

14. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

En el RD 244/2019 se habilita a las comunidades autónomas a crear sus propios registros si así lo desean.

- a. Las instalaciones de autoconsumo con excedentes y potencia menor a 100 kW conectadas a BT se encuentran exentas de realizar este trámite.
- b. Las instalaciones de autoconsumo con excedentes y potencia mayor a 100 kW conectadas a BT y cualquiera de AT sí que deberán realizar el trámite de inscripción en dicho registro autonómico, en caso de que existiese.

15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. Este registro es telemático, de acceso gratuito y declarativo. Deben estar inscritos en la sección segunda en una de las siguientes subsecciones:

- i. Subsección a: autoconsumo CON excedentes acogidas a compensación.
- ii. Subsección b1: autoconsumo CON excedentes no acogidas a compensación que dispongan de un contrato único de suministro.

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

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

Las instalaciones de autoconsumo con excedente y potencia igual o inferior a 100 kW no precisan de realizar este trámite. Sin embargo, en caso de que la potencia fuese superior a 100 kW, sí que se debe realizar, tramitándose a través de la comunidad autónoma.

17. Contrato de venta de energía

En instalaciones de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación deberán formalizar un acuerdo de representación en el mercado con alguna compañía comercializadora. Existe la posibilidad de que las instalaciones con excedentes vendan directamente en el mercado eléctrico, para lo cual deberán darse de alta como sujetos de mercado generadores, para lo cual deberán realizar los trámites pertinentes exigidos por el operador del sistema y el operador del mercado.

6.2.3. Tramitación autonómica: Comunidad Valenciana

A continuación, se describen las particularidades de la tramitación en la Comunidad Valenciana:

- TRAMITACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Dependiendo del tipo de instalación se tiene que realizar una tramitación telemática diferente en función de si se trata de BT con memoria técnica o proyecto o instalaciones de AT. Para tener en cuenta que, para instalaciones de BT, las empresas instaladoras habilitadas deben completar los Certificados de Baja Tensión a través de un formulario web y debe ser presentado una vez firmado e impreso en el Servicio Territorial.

- REGISTRO DE PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación deben inscribirse en el registro autonómico de instalaciones de producción de energía eléctrica (Orden de 11 de julio de 1995, de la Conselleria de Industria y Comercio) Esta tramitación se realiza también a través de los Servicios Territoriales de Energía.

- DEPÓSITO DE LA GARANTÍA ECONÓMICA

Se ha de realizar, si procede, a la agencia de Declaración de Interés Comunitario (DIC), de acuerdo con la Ley 5/2014, de julio, de la Comunitat Valenciana.

- DECLARACIÓN DE INTERÉS COMUNITARIO

Las instalaciones de generación de energía eléctrica de origen renovable que se pretendan realizar en suelo no urbanizable requieren de Declaración de Interés

Comunitario (DIC), de acuerdo con la Ley 5/2014, de 25 de julio, de la Comunitat Valenciana, pero con algunas excepciones:

1. Instalaciones que cuentan con un plan especial aprobado que ordene específicamente estos usos vinculados a la utilización racional de los recursos naturales en el medio rural.
 2. Instalaciones generadoras de energía solar fotovoltaica cuya potencia de producción energética sea menor o igual a 5 MWp, ocupen una superficie menor de 10 Ha y abarquen la parcela mínima exigible por el planeamiento urbanístico, no inferior a 1Ha.
 3. Instalaciones generadoras de energía solar fotovoltaica que se ubiquen en las cubiertas de las edificaciones legalmente emplazadas en el medio rural.
 4. Instalaciones generadoras de energía renovable destinadas a autoconsumo, previo informe de la Conselleria competente en materia de energía.
 5. Instalaciones generadoras de energía solar térmica para producción o generación de agua caliente sanitaria para uso propio.
 6. Instalaciones de energía renovable, cuando la energía sea obtenida, al menos en un 50%, a partir de recursos, productos y subproductos de la propia actividad agraria de la explotación, y se genere un nivel elevado de autosuficiencia para la explotación agraria.
- AYUDAS DESTINADAS AL FOMENTO DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

Desde el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) se convocan ayudas para la ejecución de diversos proyectos, en este caso, ligados al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovables. Estas ayudas se gestionan desde la Dirección General de Transición Ecológica y cofinanciado por la Unión Europea – NextGenerationEU, enmarcadas en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España.

En la presente convocatoria se definen seis programas de incentivos de autoconsumo, almacenamiento y usos térmicos de energías renovables. En el caso de análisis, la empresa podría acogerse al programa de incentivos 1, relacionado con las instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable, que consiste en la ejecución de inversiones en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, destinadas a autoconsumo en establecimientos o instalaciones del sector servicios. La justificación para poder acogerse a este programa viene definida en el Artículo 7 *Entidades beneficiarias* de la convocatoria del IVACE para las ayudas al autoconsumo y el almacenamiento, con fuentes de energía renovable, y a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial [14], en el punto tercero, ya que la empresa de Carrocerías Subiela desempeña su actividad dentro de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) en el grupo G correspondiente a reparación de vehículos de motor y motocicletas.

Con carácter general, debe entenderse por instalaciones de autoconsumo las establecidas en el Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Además, deberán contar con un sistema de monitorización de la energía eléctrica producida por la instalación.

La cantidad correspondiente a la Comunidad Valenciana es de 42.374.018,00 euros, de los cuales se adjudican al programa 1 en relación a Autoconsumo en servicios un total de 8.724.809 euros.

Dentro del artículo 5 de esta misma convocatoria quedan establecidos los costes subvencionables, de entre los cuales destacan:

- Inversión en equipos y material.
- Costes de ejecución de obras.
- Equipamientos electromecánicos.
- Sistemas de gestión, control activo, monitorización...
- Sistemas de medición de recursos
- Obras civiles relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y necesarias para la ejecución del proyecto.
- Desmantelamiento de las instalaciones existentes.
- Costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas.

6.3. Ejecución de la instalación

6.3.1. Incorporación arquitectónica y CTE

La incorporación de instalaciones solares en un proyecto de construcción definido previamente puede no resultar tarea fácil, puesto a la dificultad de encontrar emplazamiento adecuado, dificultado por diversos motivos como pueden ser sombras, difícil anclaje, mala estanqueidad.... Sin embargo, si esto es considerado en las fases de diseño puede ser mejor recibido por los técnicos, ya que puede ser considerada en cada etapa del proyecto, como el comportamiento térmico, control de luz natural y reducción de artificial, así como aspectos estéticos. Para conseguir una buena integración o superposición de un edificio, hay que seguir las líneas principales de este. En este aspecto podemos distinguir varios tipos de integración:

- General: estructura en una cubierta plana en la que los módulos se colocan en una estructura metálica con una orientación e inclinación adecuadas
- Superposición arquitectónica: se considera que existe cuando los paneles solares se colocan paralelos a la envolvente del edificio, tanto a la fachada como a la cubierta de este.

- Integración arquitectónica: en este caso, los módulos cumplen una doble función; arquitectónica y energética, ya que los paneles sustituyen elementos constructivos convencionales o forman parte de la composición arquitectónica del edificio (figura 13).



Figura 12: Ejemplo de integración arquitectónica. En este caso, se ha sustituido el techo del aparcamiento por paneles solares fotovoltaicos.

Dentro del Código Técnico de Edificación (CTE), se exige la evaluación de las pérdidas debidas a la orientación e inclinación, pérdidas por sombras del sistema generador y pérdidas totales tratando de asegurar de esta forma un emplazamiento adecuado. La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 11, considerando como orientación óptima sur y con una inclinación óptima a la latitud del lugar menos 10°.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración	40%	20%	50%

Tabla 11: Pérdidas límite según el caso de incorporación arquitectónica establecido por el CTE. Extraído de [9]

En caso de no ser posible la instalación de toda la potencia exigida para cumplir con los requisitos de la tabla anterior, se justificará esta imposibilidad analizando todas las posibles alternativas y optando por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción. En la figura 13 podemos ver el porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas debidas a la orientación (α) e inclinación (β) de estos.

Al estar ubicados en el exterior, la caja de conexiones deberá presentar un grado de estanqueidad adecuado según la Instrucción Técnica del REBT. En este caso, la protección correspondiente es aquella que garantiza la protección frente a proyecciones de agua IPX4.

Podemos ver cómo, por ejemplo, a partir de variaciones de 45º en el ángulo de

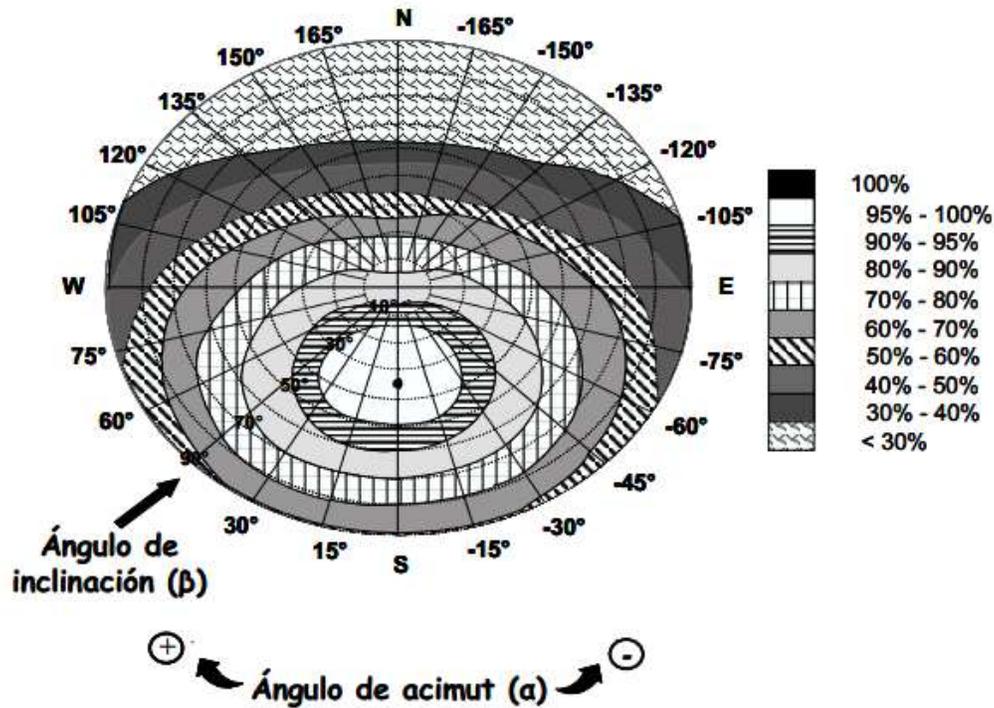


Figura 13: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación. Extraído de [9]

orientación, o de entre 15º y 50º en el ángulo de inclinación, tenemos alrededor de un 5% de pérdidas respecto al rendimiento máximo posible.

6.3.2. Sistema de soporte de los módulos

La gran parte de las estructuras ya están diseñadas por los fabricantes y facilita su elección y montaje. Sin embargo, se han de tener en cuenta varios aspectos relativos a la construcción de estas estructuras, ajustándose a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del CTE y demás normativas aplicables.

Algunas de estas especificaciones son las siguientes:

- La estructura ha de resistir sobrecargas debidas a viento o nieve, además de las del propio módulo (NBE-AE-88).
- El diseño, estructura y sistema de fijación de los módulos permitirá las dilataciones térmicas necesarias, sin esto transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos y según las instrucciones del fabricante.

- El diseño de la estructura se hará para una orientación y ángulo de inclinación determinado por el generador fotovoltaico, atendiendo a la facilidad de montaje y desmontaje y la posible sustitución de elementos.
- La estructura tendrá los suficientes puntos de sujeción de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante e incluirán todos los accesorios y anclajes necesarios. Estos puntos de sujeción, en caso de ser topes, no arrojarán sombra sobre los módulos.
- La tornillería empleada será de acero inoxidable o, en caso de emplear una estructura galvanizada, se admiten tornillos galvanizados.
- En caso de instalaciones integradas en cubierta del edificio, el diseño y estanqueidad de la estructura se ajustarán a las exigencias del CTE. La estructura de soporte será calculada aplicando los criterios de CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos.
- En caso de ser una estructura construida en perfiles de acero laminado conformado en frío, este cumplirá todas las características mecánicas y de composición química descritas en el CTE.

6.3.3. Dimensionado de los cables

En el caso de nuestra instalación, puesto que va a realizarse mayoritariamente en el exterior, el recorrido que realiza el cableado es prácticamente todo a la intemperie. Los cables solares están especialmente diseñados para este tipo de instalaciones y requerimientos, ya que están contruidos en cobre estañado para asegurar su correcta conductividad y presentan de un doble aislamiento para mejorar características, tales como resistencia a la intemperie, incidencia directa de rayos ultravioleta, así como a temperaturas ambientales extremas. Por otra parte, hemos de tener en cuenta que este tipo de cable son unipolares, a diferencia de los tradicionales de corriente alterna.

En las instalaciones fotovoltaicas debe procurarse que la distancia entre elementos esté lo más cerca posible los unos de los otros, para evitar que la caída de tensión en los conductores se a la mínima y, por tanto, la sección del cable sea lo menor posible. Para determinar la sección necesaria se tendrán en cuenta 2 condiciones:

- Criterio térmico o de intensidad máxima admisible, el cual, a partir de las tablas que proporciona el REBT especifica la máxima intensidad admisible de un conductor en función del aislante y del tipo de instalación. Esta intensidad máxima debe ser un 125% de la intensidad de cortocircuito.
- Criterio de la máxima caída de tensión. En este caso, no se debe superar el valor máximo de caída de tensión entre 2 puntos de la instalación. Para el caso de una instalación fotovoltaica, la sección del cable debe ser suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% en caso de sistemas conectados a la red según el IDEA.

Además, para las instalaciones solares fotovoltaicas, a la hora de dimensionar los cables que conectan el inversor con la red eléctrica, se añade como factor de seguridad que estos deben soportar un 125% de la intensidad máxima que produce el inversor.

6.3.4. Ubicación del resto del equipo

En la medida de lo posible, el resto de equipamiento será ubicado en instalación interior para poder mantener el material no estanco a salvo de las posibles inclemencias del tiempo. Esto afecta principalmente a inversores y cuadros eléctricos. En caso de no poder realizarse, se deberá escoger el material adecuado para su protección, en este caso, la protección necesaria ante proyecciones de agua IPX4.

6.4. Estudio previo al diseño de la instalación fotovoltaica

6.4.1. Demanda solar

Para tratar de ajustar la potencia a instalar, debemos conocer el valor de la demanda diurna que requiere la planta. Al principio de la memoria se adjuntaba una tabla con los datos de potencia empleada por la empresa para diversos periodos de facturación. Al ser una tarifa dividida en tramos y en diversos periodos de facturación, se ha dividido el consumo en la tabla 12, representando el consumo total a lo largo del periodo, así como una estimación de la potencia consumida a lo largo de las horas de sol. Para ello, se ha tenido en cuenta el tipo de tarifa (3.1 A y 6.1 TD para una gran parte del periodo a analizar), los periodos tarifarios correspondientes a los distintos meses del año y las horas de sol estimadas para estos meses. Estos datos han sido extraídos de la base de datos de AEMET en la estación meteorológica presente en el Aeropuerto de Valencia, puesto que es la más cercana al lugar donde se sitúa la planta de la empresa de análisis.

PERIODO DE FACTURACIÓN			TIEMPO SOL Y TRABAJO			DEMANDA		
Última lectura	Lectura actual	Días	Horas trabajo	Horas sol trabajo	Relación horas	Demanda total (kWh)	Demanda diurna (kWh)	Relación demanda
30/11/2020	31/03/2021	88	566	418,71	74,02%	30821	22812,21	74,02%
31/03/2021	31/05/2021	44	283	233,00	82,37%	7126	5869,95	82,37%
01/06/2021	01/07/2021	22	141	150,36	106,31%	7570	7570,00	100,00%
01/07/2021	01/08/2021	23	148	194,68	131,67%	7698	7698,00	100,00%
01/08/2021	01/09/2021	23	99	148,93	151,09%	4257	4257,00	100,00%
01/09/2021	01/10/2021	22	141	126,61	89,52%	6873	6152,72	89,52%
01/10/2021	01/11/2021	23	148	125,71	85,02%	6790	5773,14	85,02%
01/11/2021	01/12/2021	22	141	95,64	67,63%	8494	5744,17	67,63%
01/12/2021	28/12/2021	20	129	84,00	65,33%	7930	5180,93	65,33%
	TOTAL	287	1796	1577,64	87,86%	87559	71058,13	81,15%

Tabla 12: Datos de sol y demanda diurna, así como la relación entre la demanda total de la planta durante el periodo de estudio. Se ha considerado la jornada laboral de 9 horas durante 5 días a la semana.

Podemos ver como la demanda diurna representa un 81,15% de la demanda total de la empresa, teniendo en los meses de junio, julio y agosto un total de horas de sol mayores a las horas de trabajo, por lo que la instalación de placas fotovoltaicas ayudaría en gran medida al ahorro energético a través de los excedentes vertidos a la red. Estos datos pueden variar en función del año debido que la producción de energía solar fotovoltaica va ligada a las condiciones climatológicas, pero puede tomarse como punto de partida para el estudio.

6.4.2. Potencia a instalar

A la hora de realizar la instalación, es necesario saber tanto las características de los módulos que vamos a instalar, como el número total de estos que se van a instalar y conectar en serie y paralelo con el fin de mantenerse dentro de los rangos de potencia del inversor. Para la elección del módulo solar nos basaremos en la tensión, corriente nominal y corriente de cortocircuito, y por parte del inversor tendremos en cuenta la corriente máxima de entrada y la tensión de funcionamiento.

Se van a plantear 2 alternativas para la elección de qué tipo de instalación se va a llevar a cabo. En la primera de ellas, tendremos en cuenta la generación según las horas solares, tratando de producir el mínimo de excedente. Por otra parte, la segunda alternativa consistirá en el diseño con la finalidad última de producir el máximo de potencia dentro de los límites. En ambos casos, se tendrá la consideración de establecer la inclinación y orientación del sistema para obtener la máxima eficiencia posible.

6.4.2.1. *Generación según el consumo en horas solares*

En esta alternativa, se plantea la generación máxima posible dentro de las horas de sol disponibles, lo cual conseguirá que se generen excedentes durante ciertos meses del año en las que el consumo sea más reducido. En la tabla 13 podemos ver el consumo de la nave durante las horas en las que hay sol para cada uno de los periodos de facturación que se ha extraído de las facturas de la luz proporcionadas por la empresa.

En la tabla podemos ver cómo el periodo de tiempo en el que más consumo presenta en relación con el número de días de este es el correspondiente al mes de julio, pudiéndose suplir esta demanda a lo largo de las horas de sol, ya que, durante este mes, la planta tendrá luz solar durante el tiempo que permanece abierta. Se ha de añadir que, en los meses de junio, julio y agosto del año estudiado, las horas de sol sobrepasan a las horas de trabajo realizado en la planta, por lo que se generan excedentes que son vertidos a la red, siendo en el mes de agosto en el que más excedente de energía se genera y se vierte a la red eléctrica.

Última lectura	Lectura actual	Demanda diaria (kWh)
30/11/2020	31/03/2021	22262,44
31/03/2021	31/05/2021	5773,49
01/06/2021	01/07/2021	7570,00
01/07/2021	01/08/2021	7698,00
01/08/2021	01/09/2021	4257,00
01/09/2021	01/10/2021	6152,61
01/10/2021	01/11/2021	5587,76
01/11/2021	01/12/2021	5744,46
01/12/2021	28/12/2021	5756,59
	TOTAL	70802,35

Tabla 13: Consumo diario de la planta en los diferentes periodos de facturación.

6.4.2.2. Máxima generación de energía según el inversor

En esta segunda alternativa el criterio que se va a seguir para dimensionar el sistema fotovoltaico es agregar el máximo número de paneles que permita el inversor para para trabajar en los rangos de MPPT. A la hora de colocar los paneles en serie tendremos en cuenta a que tensión del inversor se produce la mayor eficiencia, que en nuestro caso es con 600 V, tal y como se muestra en el anexo 2 adjuntado a este documento.

Por otro lado, cuando coloquemos los paneles en paralelo se pondrán tantas líneas como sean necesarias para acercar la corriente máxima de entrada al inversor lo suficiente como para que este funcione en MPPT, con el fin de conseguir el mejor rendimiento de los paneles instalados.

6.4.3. Pérdidas y rendimiento energético

A la hora del cálculo real de producción hemos de tener en cuenta varios aspectos que afectarán al rendimiento de la instalación que no se han considerado a la hora de realizar el diseño técnico. Algunos de los principales motivos son:

- Existe una pequeña variación en la potencia de los módulos fotovoltaicos debido a que sus tensiones o intensidades varíen de un panel a otro, llevando consigo pérdidas de potencia si los paneles conectados en serie tienen distintas características eléctricas. Para minimizarlo, se clasifica los módulos por intensidad, escogiendo los paneles adecuados para cada una de las líneas. Para el caso de los paneles escogidos, estos presentan una tolerancia de potencia de un $\pm 3\%$ con respecto a la nominal según marca la hoja de características en el anexo 1, por lo que se ha considerado estimar estas pérdidas en un 2%.

- La suciedad presente en los módulos es también un factor para tener en cuenta a la hora de calcular las pérdidas. Si se lleva a cabo el mantenimiento adecuado de la instalación, estas pérdidas no tendrían que superar el 6%, salvo que se den condiciones extremas.
- La inclinación de los módulos, así como la sombra que se pueda proyectar sobre estos también pueden producir pérdidas de potencia. En base a los estudios realizados, se va a considerar separación entre los diferentes módulos para evitar que se produzca sombra entre ellos, así como una inclinación óptima para tratar que estas pérdidas sean lo menores posible.

La temperatura a la que se encuentran las células también influye en el rendimiento de los paneles, pudiendo causar pérdidas de potencia importantes. Según marca la hoja de características de características, por cada grado por encima de los 25°C que alcance la célula, se estima una pérdida en la potencia máxima de 0,347%/°C, por lo que ese puede llegar a tener unas pérdidas en los meses estivales de hasta un 14% para temperaturas en la célula de 65°C. Como media anual, se tomara el dato proporcionado por el PVGIS de un 8%.

- El paso del tiempo también pasa factura a las células de silicio de los paneles solares, causando en estas un proceso de degradación natural. Para el caso que nos ocupa, se ha estimado una degradación anual del 0,8% en términos de potencia.
- En el inversor siempre tiene unas pérdidas en su funcionamiento, pudiendo ser debidas a dos factores principalmente:
 - Pérdidas asociadas al autoconsumo y pérdidas en el transformador a la salida o en dispositivos de control. En este caso, al estar conectado el inversor a la corriente de la red de servicio, se han considerado nulas
 - Pérdidas linealmente dependientes a la potencia de operación del inversor. Como se va a realizar el diseño con un inversor que presenta entradas MPPT para maximizar la potencia, se va a considerar estas pérdidas del orden de un 1,5%.
- Las pérdidas en el cableado y en las conexiones son debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores o a un mal ensamblaje entre los diferentes tramos de la instalación. Este valor viene influenciado por diversos factores como puede ser la longitud y sección del cable, así como la temperatura de este. Se han considerado del orden del (añadir pérdidas al apartado de cálculos).

Resumiendo, teniendo en cuenta los apartados anteriores, se consideran unas pérdidas totales de la instalación del orden de un 20% a un 22%, por lo que el rendimiento energético total de esta será del orden del 80% respecto al valor teórico calculado.

6.4.4. Orientación e inclinación de los módulos.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la orientación e inclinación de los módulos solares es factor para tener en cuenta a la hora de diseñar nuestra instalación.

Principalmente se ha de tener en cuenta para saber si el sistema a instalar ha de contar con seguimiento solar, o si simplemente con una estructura fija será suficiente.

Para la obtención de los datos, se va a hacer uso de la web PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollada por el Centro Común de Investigación Europeo (JRC), cuya finalidad es evaluar y difundir datos referentes a recursos y energía solar. La herramienta lleva operativa desde 2001, permitiendo el análisis de radiación solar en cualquier lugar de Europa y gran parte de África, Asia y América.

En esta herramienta se puede seleccionar el tipo de instalación que se va a instalar para hacer el análisis, introduciendo los datos de potencia, tecnología de los paneles, pérdidas del sistema, inclinación de los paneles, etc.

Se va a realizar el estudio de cuatro posibles casos, mostrando los resultados en diferentes gráficos para una mejor comparativa:

- Rendimiento de un sistema fotovoltaico con montaje en estructura fija (gráfico 5).
- Rendimiento de un sistema fotovoltaico con opción de seguimiento en el eje inclinado (eje polar) (gráfico 6).
- Rendimiento de un sistema fotovoltaico con opción de seguimiento en el eje vertical (eje azimutal) (gráfico 7).
- Rendimiento de un sistema fotovoltaico con opción de seguimiento de dos ejes (gráfico 8).

Los datos comunes introducidos en la aplicación de la web del PVGIS han sido los mostrados en la tabla 14, posteriormente a seleccionar la localización de la instalación en el mapa.

DATOS COMUNES DEL PVGIS	
Localización (coordenadas)	39.542, -0.464
Base de datos de radiación solar	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV	Silicio cristalino
Potencia FV pico instalada [kWp]	50
Pérdidas sistema [%]	13
Perdidas por temperatura [%]	8

Tabla 14: Datos comunes introducidos en la herramienta web del PVGIS para el análisis de las diferentes opciones.

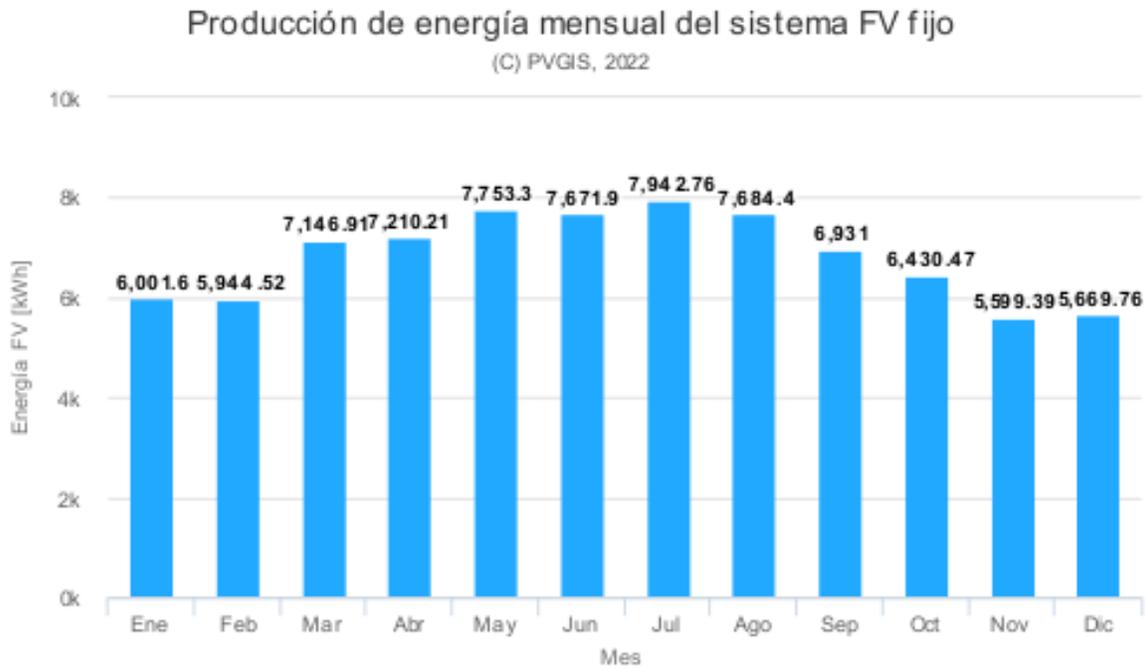


Gráfico 5: resultados de producción energética para un sistema fotovoltaico en una estructura fija. Fuente: PVGIS.

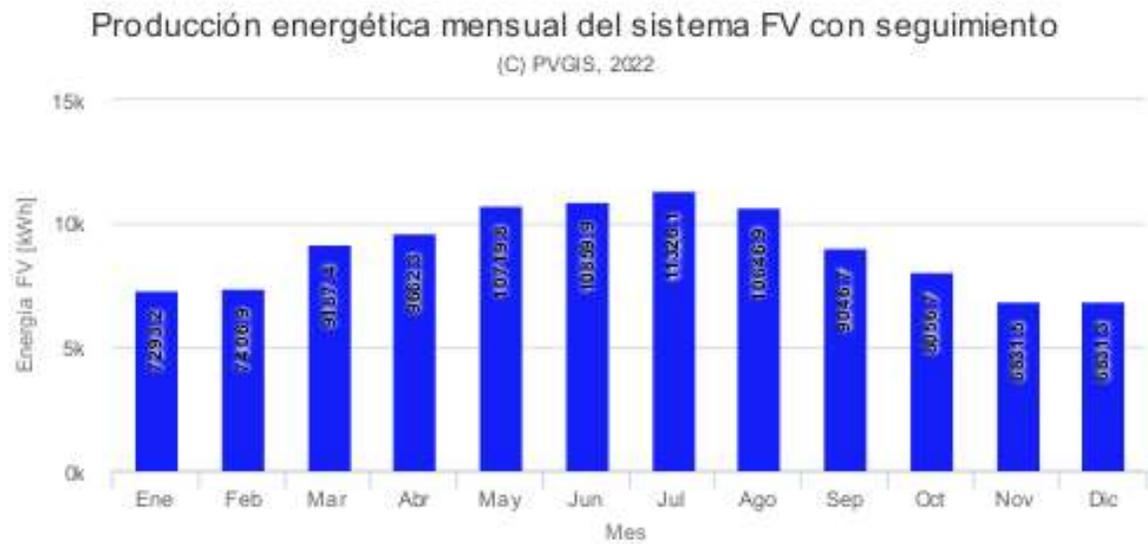


Gráfico 6: resultados de producción energética para un sistema fotovoltaico en una estructura con seguimiento solar de eje polar. Fuente: PVGIS.

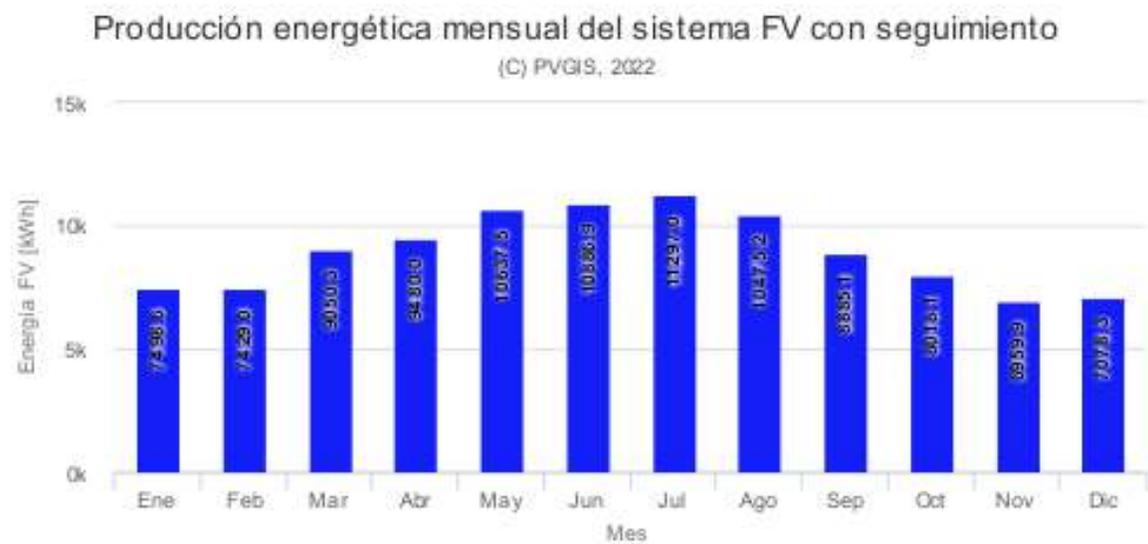


Gráfico 7: resultados de producción energética para un sistema fotovoltaico en una estructura con seguimiento solar de eje azimutal. Fuente: PVGIS.



Gráfico 8: resultados de producción energética para un sistema fotovoltaico en una estructura con seguimiento solar de dos ejes. Fuente: PVGIS.

Los datos reflejados en los gráficos anteriores indican que, como era de esperar, la estructura con seguimiento fotovoltaico de dos ejes es la que tiene la producción mensual de energía más alta, pero no por ello significa que sea la más rentable. Ambos casos de estructura de seguimiento con un solo eje se quedan muy a la par en lo que respecta a producción energética, mientras que una estructura fija no llegaría a cubrir la demanda diurna en algunos de los meses.

Puesto que la instalación se va a realizar en el tejado de una nave industrial, un aspecto para tener en cuenta es el peso conjunto de la estructura y del seguidor solar en su conjunto, por lo que un sistema de dos ejes no sería una alternativa viable puesto que es el más pesado de todos por los materiales y elementos que incorpora.

Por otro lado, en lo que respecta a la selección del tipo de seguidor de un eje, si atendemos a los resultados de la simulación que proporciona la aplicación del PVGIS, podemos ver como la producción anual fotovoltaica es prácticamente idéntica.

Por otra parte, como la nave se encuentra en un polígono y no cuenta, ni con edificios ni con elementos naturales de mayor altura a su alrededor que se interpongan, la generación de sombra no tendría que suponer ningún inconveniente.

Además, la inclinación que presenta el tejado es de unos 6° orientado hacia el sureste y, según los cálculos, por lo que, teniendo en cuenta que el ángulo óptimo para una instalación con paneles fijos es de 37° habría que variar la inclinación de los módulos un ángulo de unos 48° para los meses invernales y de 18° para los estivales caso de que queramos obtener unos resultados similares a los obtenidos en la simulación.

Para este caso, se va a diseñar posteriormente un sistema mecatrónico que tendrá una variación en el ángulo de inclinación de entre 15,5° y 41°, lo cual permitirá mejorar el rendimiento energético de la instalación. Se ha empleado la herramienta de PVGIS para encontrar el ángulo de inclinación óptimo dentro de este margen para cada uno de los meses del año, obteniéndose los resultados reflejados en la tabla 16.

Mes	Ángulo variable (°)	Potencia (kWh)
Enero	41	6160,61
Febrero	41	6036,21
Marzo	41	7168,26
Abril	27	7308,03
Mayo	15,5	8279,74
Junio	15,5	8457,12
Julio	15,5	8651,04
Agosto	21	7919,36
Septiembre	37	6931,34
Octubre	41	6498,76
Noviembre	41	5725,89
Diciembre	41	5835,04
TOTAL		84971,4

Tabla 16: Potencia obtenida para cada mes ajustando el ángulo dentro de los valores límite del sistema mecatrónico diseñado.

En lo que respecta a la potencia total generada a final del año, vemos como con el sistema de inclinación variable obtenemos del orden de 3000 kWh más que con una instalación fija y que, comparando con los datos de demanda diurna de la empresa reflejados en la tabla 13 vemos, la producción es del orden de 13000 kWh superior.

6.4.5. Estudio de mercado: paneles solares

A lo largo de los años, el mercado de las placas solares se ha ido adaptando a las necesidades, con la integración de nuevas tecnologías de construcción de las celdas. A nivel de producción, siguen siendo los fabricantes chinos los que ocupan los puestos más altos del ranking de envío de módulos solares, encabezada por LONGi Solar. Sin embargo, para la elección de qué paneles instalar, en este caso nos basaremos, sobre todo en la eficiencia de estos del mismo modo que en el precio quedando representados en la tabla 15 los 10 paneles de mayor a menor eficiencia.

TOP 10 PANELES SOLARES MÁS EFICIENTES 2021		
FABRICANTE	MODELO	EFICIENCIA
SunPower	SunPower MAX3 (400W)	22.6%
SunPower	SunPower MAX3 (390W)	22.1%
Meyer Burger	Meyer Burger Glass 385 Meyer Burger Black 395	21.5%
Futura	FU360M Zebra	21.28%
SunPower	SunPower MAX3 (370W)	20.9%
LG Neon R	LG360Q1C-A5	20.8%
Futura	FU350M Zebra	20.69%
LG	LG355Q1C-A5	20.6%
AUO	SunForte PM096B00	20.6%
SunPower	SunPower MAX3 (360W)	20.4%

Tabla 15: Principales paneles solares más eficientes del mercado en los años 2019 – 2021. Extraído de [11]

Podemos ver como en lo referente a paneles solares fotovoltaicos, la empresa estadounidense SunPower está a la cabeza en eficiencia, ya que 4 de los puestos más altos del ranking lo ocupa un modelo de panel solar.

Para poder realizar la selección, en la tabla 16 se han comparado las principales características eléctricas que decantarán la elección. Las medidas realizadas por los fabricantes siguen las Condiciones Estándar de Medida (STC) que definen que los valores de referencia empleados en los ensayos de los paneles: Irradiancia sobre el plano de captación de $1000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura ambiente de 25°C y un coeficiente de masa de aire (AM) de 1,5.

Característica	SUNPOWER MAX3 (400W)	MEYER BURGER GLASS (390W)	FU360M ZEBRA
Potencia nominal	400 Wp	390 Wp	360 Wp
Voltaje de circuito abierto	75.6 V	44.7 V	42.2 V
Intensidad de cortocircuito	6.58 A	10.7 A	10.29 A
Voltaje nominal	65.8 V	38.4 V	34.51 V
Intensidad nominal	6.08 A	10.2 A	10.14 A
Eficiencia del módulo	22.6 %	21.8 %	20.69 %
Precio	≈ 400 €	≈ 375 €	≈ 350 €

Tabla 16: comparativa de los distintos paneles solares con más eficiencia del mercado entre los años 2019 – 2021.
Extraído de [11]

Vista la comparativa y haciendo un análisis, se puede observar como el precio de los paneles es muy elevado, pudiendo ser esto debido a que la tecnología de construcción es muy cara o simplemente a la gran eficiencia que presentan. Por ello, se plantea otra alternativa de selección. En este caso, se escogerá el panel con mejor relación calidad precio que ronde los 350 Wp. Para ello, se ha accedido a la página web de la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) y se han seleccionado los 3 que se consideran mejor calidad presentan según esta organización. En la tabla 17 quedan representados los paneles elegidos, así como sus características eléctricas principales.

Característica	JINKO JKM340M-60H	LONGI SOLAR LR4- 60HPH-370M	SHARP MONO HALF-CELL NU-JC 370 WP
Potencia nominal	345 Wp	350 Wp	370 Wp
Voltaje de circuito abierto	41.2 V	40.1 V	40.81 V
Intensidad de cortocircuito	10.91 A	11.15 A	11.54 A
Voltaje nominal	34.12 V	33.6 V	34.42 V
Intensidad nominal	10.11 A	10.42 A	10.75 A
Eficiencia del módulo	20.45 %	19.2 %	20 %
Precio	150.23 €	174.90 €	136.57 €

Tabla 17: comparativa de los distintos paneles solares de mejor relación calidad precio según la OCU.

Analizando los datos obtenidos se puede ver como el valor de tensión nominal es muy similar entre ellos, siendo por tanto este un valor que no se puede considerar diferencial. Sin embargo, el panel de la marca Sharp destaca por entregar una mayor potencia nominal y presentar una eficiencia muy similar a la de las otras opciones, así como el precio más competitivo de las opciones presentadas. Por lo tanto, se optará por esta opción para su instalación. Se adjunta la hoja de características del tipo de panel fotovoltaico seleccionado en el anexo 1 de este documento.

6.4.6. Estudio de mercado: inversores

El inversor es un elemento imprescindible en las instalaciones solares fotovoltaicas, puesto que, previo a la conexión con la red eléctrica, hemos de transformar la corriente continua en alterna, ya sea para autoconsumo o para verterla a la red eléctrica.

Un dato para tener en cuenta del inversor es la curva de eficiencia del inversor. Esta define, para el rango de tensiones y porcentaje de carga a la entrada del inversor, cuál será la eficiencia estimada que entregue el inversor. Sin embargo, los valores de tensión que suministran los paneles solares varían en función de la temperatura, pudiendo estos ofrecer valores de entrada que se encuentren fuera del rango de tensión normal de funcionamiento. Por ello, un factor diferencial a la hora de elegir un inversor adecuado puede ser la incorporación de dispositivo que permita al sistema el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) con la finalidad de maximizar la eficiencia y producción de la instalación.

A diferencia de como se ha hecho para la elección de los paneles solares, se va a estudiar cuales son las empresas con mayor distribución de inversores, con la finalidad de elevar la fiabilidad y garantía de este elemento. En la figura 14 se muestran los resultados obtenidos de este estudio.

Make	Model	Sizes (kW)	Warranty*	Key Features	Price Range AU\$
Fronius	Primo	3,4,5,6,8,2	10 Year	Snap-in design, Hidden connections, LCD display, Dynamic shade function, Austrian made	\$1300 to \$2450
SolarEdge	HD Wave	3,4,5,6,8,10	12 Year	DC Optimisers, panel level monitoring	\$1450 to \$2650*
Huawei	SUN2000L1	3,3,6,4,5,6	10 Year	Hybrid inverter, optional DC optimisers	\$1250 to \$1650
SMA	Sunny Boy	3,3,6,4,5,6	5+5 Year*	German made, Shadefix setting	\$1200 to \$1850
Sungrow	SG Premium	2,2,5,3,5,8	10 Year	LCD Display, very high efficiency	\$950 to \$1500
FIMER	UNO DM PLUS	3,3,3,4,6,5	10 Year	High MPPT current for Parallel strings	\$1200 to \$1600
DELTA	Home Series	2,5,3,4,5	5 Year*	Very low startup voltage, high efficiency	\$950 to \$1350
Goodwe	DNS Series	3,3,6,4,2,5,6	5 Year*	LCD Display, shadow scan setting	\$750 to \$950

Figura 14: mejores inversores solares en 2022. Extraído de [12]

En el rango de potencias que requiere la instalación de análisis, el modelo que más se encuentra es el de Huawei, concretamente elegiremos el modelo SUN2000 - 40KTL – M3. Las principales características eléctricas las encontramos resumidas en la tabla 18. Se adjunta la hoja de características del inversor seleccionado en el anexo 2 de este documento.

CARACTERÍSTICAS	SUN2000 - 40KTL – M3
ENTRADA	
Eficiencia máxima	98.7%
Máx. tensión	1100 V
Máx. corriente por MPPT	26 A
Tensión de funcionamiento MPPT	200 V - 1000 V
Número MPPT	4
SALIDA	
Potencia activa para AC	40 kW
Tensión nominal	230 V – 400 V
Frecuencia nominal de red AC	50 Hz/60Hz
Intensidad nominal	57.8 A
Intensidad máxima	63.8 A

Tabla 18: Principales características eléctricas del inversor Huawei SUN2000 – 40KTL – M3

6.5. Solución adoptada

6.5.1. Instalación solar fotovoltaica

6.5.1.1. Módulo solar fotovoltaico

Se han elegido paneles de construcción de silicio monocristalino debido a su elevada eficiencia en comparación con los modelos de silicio policristalino y amorfos, puesto que el principal interés es sacar la máxima producción posible, obteniendo así un mayor beneficio con la venta de los excedentes. Por ello, los módulos elegidos son los UN-JC370 del fabricante SHARP, que presentan una potencia de pico de 370 W. El fabricante ofrece una garantía de 15 años en cuanto a daños materiales y de 25 en caso de tratarse de producción de energía fotovoltaica. La fabricación de las células se realiza en silicio monocristalino de alta eficiencia (20%) y presenta certificación VDE, IEC/EN61215 e IEC/EN61730 que garantizan una robustez en su diseño, además de marcado CE. Por otra parte, los módulos presentan una baja tolerancia respecto a potencia (5%), garantizando que los datos proporcionados por el fabricante en la hoja de características no tendrán mucha discrepancia con los que se reflejen una vez realizada la instalación. En la tabla 19 se muestra algunas de las especificaciones técnicas más relevantes de los módulos elegidos, extraída de la hoja de características.

SHARP NU – JC370	
Características eléctricas (STC)	
Potencia de pico (W)	370
Tolerancia (%)	10
Voltaje en circuito abierto (V)	40.81
Corriente de cortocircuito (A)	11.54
Voltaje a potencia máxima (V)	34.42
Corriente a potencia máxima (A)	10.75
Células	
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Número de células	2 filas de 60 células en serie
Características físicas	
Longitud (m)	1.765
Anchura (m)	1.048
Espesor (m)	0.035
Peso (kg)	21

Tabla 19: Especificaciones técnicas del módulo solar NU – 370 de SHARP.

Los módulos se conectarán en 8 líneas en paralelo con 17 placas conectadas en, dando lugar a un total de 136 módulos, dando una potencia total de 40,256 kW, estando este valor dentro del rango de trabajo del inversor seleccionado.

6.5.1.2. Inversor

Para esta instalación se ha elegido el modelo de inversor trifásico del fabricante HUAWEI, concretamente el SUN2000-40KTL-M3, cuyas características principales están reflejadas en la tabla 20:

HUAWEI SUN2000-40KTL-M3	
Eficiencia (%)	98.4
Entrada CC	
Rango de tensiones (V)	200 - 1000
Máxima tensión (V)	1100
Máxima corriente por MPPT (A)	26 (4 MPPTs)
Salida CA	
Tensión (V)	230
Intensidad máxima (A)	63.8
Potencia nominal (W)	40000

Características físicas	
Ancho (m)	0.64
Alto (m)	0.53
Profundo (m)	0.27
Peso (kg)	43

Tabla 20: Especificaciones técnicas del inversor HUAWEI SUN2000-40KTL-M3.

El inversor se encontrará en un cuarto dentro de las oficinas, a una distancia aproximada de 160 metros del grupo de paneles más alejado, siendo esta referencia para el cálculo de la sección de cableado.

6.5.2. Cableado

Para las secciones de cableado se ha elegido dos tipos de cable distintos: por un lado, para las secciones que se encuentran aguas arriba del inversor, se empleará el H1Z2Z2-K del fabricante TOPSOLAR, diseñado específicamente para instalaciones fotovoltaicas, El fabricante recomienda su uso para la conexión entre paneles y de estos al inversor. El cable de cobre es de clase 5 y presenta un aislamiento de goma libre de halógenos, además de ser resistente a temperaturas máximas del conductor de hasta 120°C y mínimas de -40°C. Para los tramos aguas abajo del inversor se va a emplear el cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV del fabricante PRYSMIAN. Al igual que el anterior, el conductor de cobre es de clase 5, pero esta vez presenta un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) con una cubierta termoplástica libre de halógenos. El recubrimiento soporta temperaturas máximas de hasta 90°C. Se puede encontrar la hoja de características proporcionada por el fabricante en el anexo 3 adjuntado a esta memoria.

Ambos cables son de alta seguridad no propagador de llamas y de baja emisión de humos y gases corrosivos. En la tabla 22 se presentan las secciones necesarias para cada uno de los tramos de la instalación.

Línea de la instalación	Sección (mm²)
Entre módulos	2x4
Módulos – Protecciones de CC	2x4
Protecciones de CC – Inversor	2x4
Inversor – Caja general de protecciones y medida (CGPM)	3x16
CGPM – Caja de la acometida	3x16

Tabla 22: Secciones del cable utilizado para las distintas líneas de la instalación

6.5.3. Tubos y canalizaciones

El cableado de la línea correspondiente a la parte de corriente continua está preparado para instalación al aire sin necesidad de canalización. Sin embargo, se van a disponer en tubos para maximizar la seguridad y una buena disposición de los cables. Para la conexión entre los módulos, la canalización se va a realizar al aire con tubos de 12 mm de diámetro. En lo que respecta al tramo que concurre entre los módulos y el inversor, pasando por las protecciones de corriente continua, la instalación se va a realizar empotrada con tubos de 12 mm de diámetro.

Por otra parte, el cableado correspondiente a la parte de alterna discurrirá enterrado en una zanja descrita en la parte de cálculos y cubierto por tubo de PVC de 90 mm, según recoge el REBT.

6.5.4. Protecciones

En lo que respecta a las protecciones, distinguiremos 2 partes: la parte correspondiente a la corriente continua y la que corresponde con la corriente alterna.

En la parte de corriente continua se ha instalado, como protección frente a cortocircuitos y sobrecargas, fusibles en cada una de las conexiones del generador, siendo el que se va a instalar de tipo 10x38 gPV cilíndrico con una tensión asignada de 1000V DC y un poder de corte de 30 kA y una corriente asignada de 20 A. Los datos eléctricos relevantes los encontramos más detallados en la hoja de características presente en el anexo 5.

Por otro lado, para hacer frente a las posibles sobretensiones también en la parte de corriente continua de la instalación, a pesar de que el inversor considerado presenta protecciones necesarias de tipo II, se ha determinado la selección de un dispositivo de protección de tipo II con una I_n de 20 kA a 8/20 μ s y una I_{max} de 40 kA y una tensión máxima de servicio de 1060 V.

En lo que respecta a la parte de corriente alterna, y atendiendo a la ITC-BT-40, se va a instalar un interruptor general manual para hacer frente a los posibles cortocircuitos y sobrecargas. Para este caso, se ha elegido un interruptor magnetotérmico tetrapolar con un poder de corte de 10 kA, una curva de disparo C y una intensidad nominal de 100 A del fabricante HAGER. Los datos eléctricos relevantes los encontramos más detallados en la hoja de características presente en el anexo 6.

A su vez, se ha instalado un interruptor automático diferencial para la protección frente a contactos directos e indirectos. Se ha escogido uno con un poder de corte de 10 kA, sensibilidad de 300 mA y una corriente nominal de 100 A, modelo Acti 9 IID tipo A-SI del fabricante SCHNEIDER. Los datos eléctricos relevantes los encontramos más detallados en la hoja de características presente en el anexo 7.

6.5.5. Toma de tierra

En lo que respecta a la toma de tierra, debido a la naturalidad y composición del terreno, se dispondrá de un conductor de sección 50 mm², siendo esta la sección mínima para acometidas individuales, con una longitud de al menos 6 m y enterrado a una profundidad de 0,8 m en una zanja excavada al efecto.

6.6. Cálculos

6.6.1. Potencia a instalar

6.6.1.1. Generación según el consumo en horas solares

La potencia de pico que deben generar el conjunto de los paneles solares es lo más cercana a 50 kWp, siendo esta superior a la que se presenta en las hojas de características del inversor. Por lo general, se pueden sobredimensionar estos valores hasta un 50% de la potencia del inversor siempre que no se superen los valores de MPPT de tensión y corriente. Por otra parte, el valor de potencia que entrega cada una de las placas está considerada en condiciones de trabajo STC, por lo que se han añadido las pérdidas de en torno al 20% consideradas en apartados anteriores. Procediendo de esta forma, obtenemos en la ecuación 1 que tendremos que instalar un total de 169 paneles.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{P_{cc}}{P_{placa}} = \frac{50000}{370} = 135,13 \approx 135 \text{ paneles} \quad (ec. 1)$$

Para tratar de obtener la mayor eficiencia del inversor, acudimos a su hoja de características y veos que la mayor la obtenemos con un valor en torno a 600 V. Por tanto, se van a calcular el límite máximo y mínimo de placas que es necesario añadir en serie para los valores máximos y mínimos de tensión de funcionamiento MPPT. Este cálculo está reflejado en las ecuaciones 2 y 3 respectivamente, dando un resultado de 29 placas como máximo y 9 como mínimo. Los resultados han sido redondeados para que no se superen los valores máximos y mínimos establecidos respectivamente.

$$N^{\circ} \text{ máximo paneles} = \frac{V_{MPPT_max}}{V_{mpp}} = \frac{1000}{34,42} = 29,05 \approx 29 \text{ paneles en serie} \quad (ec. 2)$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo paneles} = \frac{V_{MPPT_min}}{V_{pico}} = \frac{200}{24} = 8,33 \approx 9 \text{ paneles en serie} \quad (ec. 3)$$

Se ha de tener en cuenta que los valores previamente calculados son conforme a los límites de MPPT. Ahora necesitamos calcular el límite de paneles a colocar en función de la tensión máxima que soporta el inversor a partir de la tensión de circuito abierto del panel, ya que, a pesar de ser un valor de tensión al que no se va a trabajar, define un valor límite a tener en cuenta cuando se realizan los cálculos. A partir de estos datos, obtenemos que

el número máximo de placas a colocar en serie es de 26 según muestra la ecuación 4. Este valor se ha redondeado para que no supere el valor máximo.

$$N^{\circ} \text{ máximo paneles} = \frac{V_{inv_max}}{V_{oc}} = \frac{1100}{40,81} = 26,95 \approx 26 \text{ paneles en serie} \quad (ec. 4)$$

Una vez conocidos los límites de paneles que podemos instalar en serie, calcularemos el número de estas que deberemos colocar para trabajar en los rangos de máxima eficiencia del inversor. Hay que tener en cuenta los límites de tensión de entrada de intensidad de entrada MPPT y cuantas entradas de este tipo tenemos. Si acudimos a la hoja de características del inversor seleccionado en el anexo 2, vemos como contamos con un total de 4 entradas de este tipo que soportan una intensidad de entrada máxima de 26 A. Por tanto, sabiendo que la corriente en el punto de máxima potencia que es capaz de generar la placa elegida es de 10,75 A, lo que nos permitiría colocar un total de 2 líneas en paralelo por cada entrada MPPT que dispongamos, haciendo un total de 8 líneas.

El total de paneles a colocar en cada una de las líneas para conseguir la potencia deseada en la instalación queda definido en la ecuación 5, resultando ser de un total de 21 paneles.

$$N^{\circ} \text{ paneles en serie} = \frac{\text{Paneles totales}}{\text{Líneas}} = \frac{135}{8} = 16,875 \approx 17 \text{ paneles} \quad (ec. 5)$$

Por lo tanto, finalmente instalando 8 líneas de 17 paneles obtenemos 136 paneles que suministran una potencia total en condiciones STC de 50320 Wp, valor muy cercano a los 50 kWp que se ha considerado. Sin embargo, para obtener la potencia real se tendría que multiplicar por el rendimiento esperado, estimado para este caso en el 80% por las pérdidas referenciadas en apartados anteriores. Por lo que, la potencia real esperable del sistema es de 40256 W. Por otro lado, el valor de paneles a instalar está dentro de los rangos de máximo y mínimo establecido en las ecuaciones 2 y 3 respectivamente, y menor que el número máximo estimado según la tensión máxima que soporta el inversor, definido en la ecuación 4.

En este caso y, como se ha comentado en apartados anteriores, la tensión de funcionamiento en MPPT para alcanzar esta esta eficiencia máxima es de 600 V. Por lo que, a partir del número de placas que se van a instalar en serie, calculamos el voltaje reflejado en la ecuación 6, resultando ser de 585,14 V.

$$\text{Tensión de pico} = V_{mpp} \cdot N^{\circ} \text{ paneles en serie} = 34,42 \cdot 17 = 585,14 \text{ V} \quad (ec. 6)$$

Acudiendo a las hojas de características del inversor, podemos ver como en las curvas de eficiencia, el valor obtenido está situado muy próximo a la curva de 600 V, dando un valor de eficiencia aproximado del 98,2%, valor más que razonable considerando que el punto de máxima eficiencia se alcanza con 600 V y es de 98,7%.

Por tanto, con las condiciones establecidas dentro de los rangos de MPPT, la configuración resultante es de 8 líneas en paralelo (2 por cada entrada MPPT) con un total de 17 placas en serie por línea. El grado de sobredimensionamiento de la potencia generada con respecto de la nominal admitida por el inversor se muestra en la ecuación 7, siendo este de un 0,64%.

$$Sobredimen. = \left(\frac{P_{p_{paneles_real}}}{P_{p_{inversor}}} \cdot 100 \right) - 100 = \left(\frac{40256}{40000} \cdot 100 \right) - 100 = 0,64\% \quad (ec. 7)$$

Terminado el cálculo del número de paneles y líneas que necesitamos colocar, hemos de comprobar que los valores de tensión y corriente a la entrada del inversor no superan los rangos de funcionamiento de MPPT.

Para el cálculo de la corriente tomaremos el número de líneas conectadas en paralelo. Este valor no deberá ser superior al dado en las hojas de características como corriente máxima de entrada MPPT al inversor en condiciones STC. En la ecuación 8 queda reflejado el cálculo de esta intensidad, siendo 21,5 A la corriente de entrada obtenida, que es menor que la intensidad máxima de entrada por MPPT que es de 26 A.

$$Corriente\ entrada\ MPPT = I_{mpp} \cdot N^{\circ}\ líneas\ por\ MPPT = 10,75 \cdot 2 = 21,5\ A \quad (ec. 8)$$

En lo que respecta a la tensión de pico de trabajo, al ser el valor obtenido de 585,14 V en la ecuación 6, vemos como este valor está dentro del rango de tensión de operación definido en la hoja de características entre los 200 V y 1000V, por lo que se espera un correcto funcionamiento del inversor.

Una vez hemos calculado y comprobado que el número de placas satisface las condiciones, se pasará al cálculo que estas ocuparán. Para este cálculo, las placas se dispondrán de forma vertical en filas consecutivas lo suficientemente largas como para aprovechar el espacio disponible y con una separación suficiente para que no se produzcan sombra entre ellas. Para ello, se deberá calcular la sombra proyectada por la placa, pues puede afectar a la fila de detrás.

El espacio entre filas (d) vendrá dado por la altura relativa de una de las filas con respecto a la horizontal (h) y la latitud del emplazamiento, viéndose reflejados estos en la figura 15 y en la ecuación 11.

$$d = \frac{1}{\tan(61^{\circ} - latitud)} \cdot h \quad (ec. 11)$$

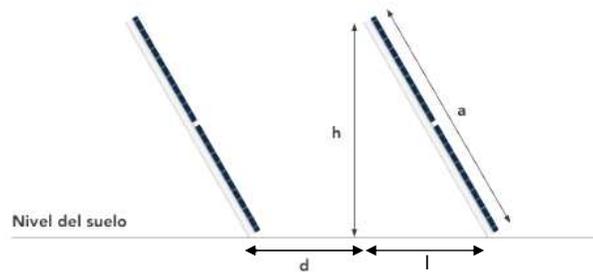


Figura 2: esquema de la vista lateral del emplazamiento.

Para realizar este cálculo, acudiremos a la hoja de características del panel fotovoltaico elegido adjunto en el anexo 1 donde podemos encontrar las medidas del módulo. Estos datos quedan resumidos en la tabla 23, mientras que la latitud del emplazamiento es 39,54°.

El ancho que va a separar las filas de paneles vendrá dado por la proyección que genere cada panel en función del ángulo de incidencia del sol sobre este. Vamos a considerar el caso que más sombra proyecte en los paneles; el caso más desfavorable. Este se considera que es en invierno para la ciudad de Valencia el ángulo óptimo de colocación de los paneles es de 47° desde la horizontal. En nuestro caso, al ser instalado en un tejado inclinado, tendremos que atender a la inclinación de este y tenerla en cuenta para nuestro cálculo, por lo que el ángulo óptimo será de 41° teniendo en cuenta la inclinación de 6° del tejado.

DATOS ESTRUCTURALES	
Largo (mm)	1765
Ancho (mm)	1048
Profundo (mm)	35
Superficie (m ²)	1,85
Peso (kg)	21

Tabla 23: datos estructurales del panel solar fotovoltaico UN-JC370 extraídos del anexo 1

Por lo tanto, para este caso, la altura viene dada por la ecuación 12, resultando ser una altura máxima de los paneles con respecto al techo de 1,37 m

$$h = 1,765 \cdot \text{sen}(41^\circ) = 1,37 \text{ m} \quad (\text{ec. 12})$$

Una vez calculada la altura que tendrán los paneles respecto al tejado, podemos calcular la distancia a la que tendremos que separarlos para que no se hagan sombra entre ellos. Esta vendrá definida por el espacio entre filas, definido en la ecuación 11 anterior, a la que habrá que sumarle la proyección de la placa sobre el ángulo dado (l), definido en la ecuación 13, con un resultado de distancia total de 3,65 m de ancho entre filas expresado en la ecuación 14.

$$l = 1,765 \cdot \text{cos}(41^\circ) = 1,33 \text{ m} \quad (\text{ec. 13})$$

$$d = \frac{1}{\tan(61^\circ - 39,54^\circ)} \cdot 1,37 = 2,54 \text{ m} \quad (\text{ec. 14})$$

$$\text{Ancho} = l + d = 1,33 + 2,54 = 3,87 \text{ m} \quad (\text{ec. 15})$$

Una vez sabemos la distancia a la que tenemos que separar las placas, podemos agruparlas en la superficie del tejado. En el caso del tejado de la nave de análisis, disponemos de un total de 28,5 x 50 m dando una superficie útil de 1425 m². Para una correcta eficiencia, se ha decidido orientar los paneles en dirección sur. Esto supone que tendrán que ir en colocación oblicua a la orientación que presenta el tejado, ya que está en orientación este. La colocación final de los paneles se puede encontrar en el apartado de planos de este documento.

En lo que respecta a la superficie de tejado ocupada por el sistema de producción fotovoltaico, esta será de 551,58 m², calculados en la ecuación 16 y que es un valor inferior al de la superficie disponible en el tejado.

$$\text{Superficie total} = (3,87 \text{ m} \cdot 1,048 \text{ m}) \cdot 136 \text{ paneles} = 551,58 \text{ m}^2 \quad (\text{ec. 16})$$

Acudiendo a la herramienta de la página web PVGIS empleada en el apartado 5.8.2. *Orientación e inclinación de los módulos*, podemos consultar la producción mensual teórica en kWh de la instalación diseñada y compararlo con el consumo en horas diurnas que requiere la planta. En la tabla 24 se muestra la comparativa entre estos dos conjuntos de datos, así como de manera más visual en el gráfico 9.

Los datos introducidos para el cálculo en la web del PVGIS han sido la localización del emplazamiento, la potencia de pico instalada para este caso, unas pérdidas del sistema estimadas en un 13%, puesto que el propio programa ya considera las pérdidas por temperatura, y el ángulo de inclinación de las placas óptimo para cada mes del año reflejado en la tabla 16.

De esta manera podemos comprobar como durante prácticamente todos los periodos de facturación, la producción de la planta se encuentra por encima de la demanda, siendo en los meses de abril y mayo en los que más excedentes se han generado, probablemente debido a la baja carga de trabajo que tendría la empresa en este periodo. La relación de producción – demanda anual resulta en un 136 %, valor que viene dado sobre todo a la baja demanda que tuvo la planta en los meses de abril y mayo, así como en el mes de agosto. Si excluimos los estos meses anómalos de producción, se nos queda una relación de 110%, lo cual representa una sobre producción del orden del 10%.

Última lectura	Lectura actual	Demanda diurna (kWh)	Producción estimada (kWh)	Relación producción - demanda
30/11/2020	31/03/2021	22262,44	25.200,12	113
31/03/2021	31/05/2021	5773,49	15.587,77	270
01/06/2021	01/07/2021	7570	8457,12	112
01/07/2021	01/08/2021	7698	8651,04	112
01/08/2021	01/09/2021	4257	7919,36	186
01/09/2021	01/10/2021	6152,61	6931,34	113
01/10/2021	01/11/2021	5587,76	6498,76	116
01/11/2021	01/12/2021	5744,46	5725,89	100
01/12/2021	28/12/2021	5756,59	5835,04	101
	TOTAL	70802,35	90806,44	136

Tabla 24: comparativa entre la demanda diurna y la producción de energía estimada de la planta fotovoltaica diseñada

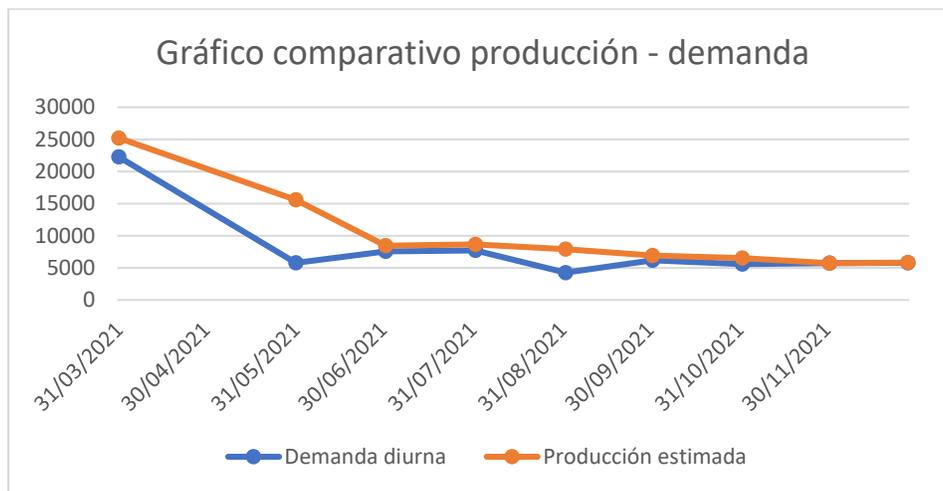


Gráfico 9: comparativa entre la demanda diurna y la producción estimada de la planta fotovoltaica diseñada.

6.6.1.2. Máxima generación de energía según el inversor

En este caso, para el cálculo de la potencia que vamos a instalar, partiremos de los valores dados por el inversor, para tratar de maximizar el número de paneles a colocar,

siempre teniendo en cuenta la maximización de la eficiencia de este y que trabaje en el rango de valores MPPT. Por lo general, se pueden sobredimensionar el valor de potencia entregada al inversor hasta un 50% de la potencia que este soporta siempre que no superen los valores de MPPT de tensión y corriente. Procediendo de esta forma, obtenemos en la ecuación 17 que tendremos que instalar un total de 162 paneles.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{P_{cc \text{ inversor}}}{P_{placa}} = \frac{40000 * 1,5}{370} = 162,16 \approx 162 \text{ paneles} \quad (ec. 17)$$

Del apartado anterior, hemos comprobado que solo se pueden colocar un total de 2 líneas por cada una de las MPPT, por lo que dispondremos finalmente de 8 líneas entre las que habrá que distribuir la totalidad de los paneles obtenidos en la ecuación 9, dando un total de 20 paneles según los cálculos de la ecuación 18.

$$N^{\circ} \text{ paneles en serie} = \frac{\text{Paneles totales}}{\text{líneas}} = \frac{162}{8} = 20,25 \approx 20 \text{ paneles} \quad (ec. 18)$$

Finalmente, se tendrán un total de 160 paneles distribuidos en 8 líneas con 20 de ellos en serie.

En este caso y, como se ha comentado en apartados anteriores, la tensión de funcionamiento en MPPT para alcanzar esta esta eficiencia máxima es de 600 V. Por lo que, a partir del número de placas que se van a instalar en serie, calculamos el voltaje reflejado en la ecuación 19, resultando ser de 688,4 V para condiciones STC.

$$\text{Tensión de pico} = V_{mpp} \cdot N^{\circ} \text{ paneles en serie} = 34,42 \cdot 20 = 688,4 \text{ V} \quad (ec. 19)$$

Este valor de tensión de pico de trabajo obtenido se encuentra en el rango de tensión de operación definido en la hoja de características entre 200 V y 1000 V, por lo que se espera un correcto funcionamiento del inversor.

Para que el resultado sea aceptable, el sobredimensionamiento no tiene que ser superior al 50% de la potencia nominal de entrada del inversor. Para este caso calculado anteriormente, se puede ver en la ecuación 20 con un resultado de 18,4 % de sobredimensionamiento, encontrándonos por debajo del margen de 50%.

$$\text{Sobredimen.} = \left(\frac{P_{p \text{ paneles real}}}{P_{inversor}} \cdot 100 \right) - 100 = \left(\frac{47360}{40000} \cdot 100 \right) - 100 = 18,4 \% \quad (ec. 20)$$

Por lo tanto, la configuración final sería de un total de 162 paneles distribuidos en 8 líneas (2 por MPPT) de 20 paneles en serie.

El cálculo del espacio que van a ocupar estos módulos para que no se produzcan sombra unos sobre otros se calcula de la misma manera que se hizo en el apartado anterior, por lo que podemos utilizar los datos calculados previamente para este apartado. Los datos estructurales del panel están definidos en la tabla 19, y el valor de la distancia que se tiene

que dejar entre cada una de las filas consecutivas lo define la ecuación 14. Por lo tanto, podemos aplicar de nuevo la ecuación 16 para recalcular la superficie total necesaria para esta alternativa, resultando ser de 619,68 m², valor inferior a la superficie disponible en el tejado de la nave donde se desean instalar, como resulta de la ecuación 21

$$\textit{Superficie total} = (3,65 \textit{ m} * 1,048 \textit{ m}) * 162 \textit{ paneles} = 619,68 \textit{ m}^2 \quad (\textit{ec. 21})$$

Seguidamente, se ha consultado la producción mensual en kWh del sistema fotovoltaico diseñado para poder compararlo con el consumo diurno de cada periodo de facturación. Para ello, se ha recurrido a la herramienta online de la página web PVGIS que también ha sido empleada para el caso anterior.

Los datos introducidos para el cálculo han sido la localización del emplazamiento, la potencia de pico instalada para este caso, unas pérdidas del sistema estimadas en un 13%, puesto que el propio programa ya considera las pérdidas por temperatura, y el ángulo de inclinación de las placas óptimo para cada mes del año reflejado en la tabla 16.

De esta manera podemos comprobar como durante todos los periodos de facturación, la producción de la planta se encuentra por encima de la demanda, siendo esta demasiado sobredimensionada como se puede ver en la tabla 25 y en el gráfico 10, ya que la mayoría de la producción se genera como excedentes y teniendo una relación de producción – demanda de un 167 %. El hecho de tener una mayor producción que el caso anterior no quiere decir que la rentabilidad de este proyecto sea mayor, puesto que el excedente se cobrara aun precio bajo.

Última lectura	Lectura actual	Demanda diurna (kWh)	Producción estimada (kWh)	Relación producción - demanda
30/11/2020	31/03/2021	22262,44	31000,46	139
31/03/2021	31/05/2021	5773,49	19172,51	332
01/06/2021	01/07/2021	7570	10402,3	137
01/07/2021	01/08/2021	7698	10640,83	138
01/08/2021	01/09/2021	4257	9740,87	229
01/09/2021	01/10/2021	6152,61	8525,63	139
01/10/2021	01/11/2021	5587,76	7994,72	143
01/11/2021	01/12/2021	5744,46	7043,01	123
01/12/2021	28/12/2021	5756,59	7177,33	125
	TOTAL	70802,35	111697,66	167

Tabla 25: comparativa entre la demanda diurna y la producción estimada de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la máxima generación de energía según el inversor

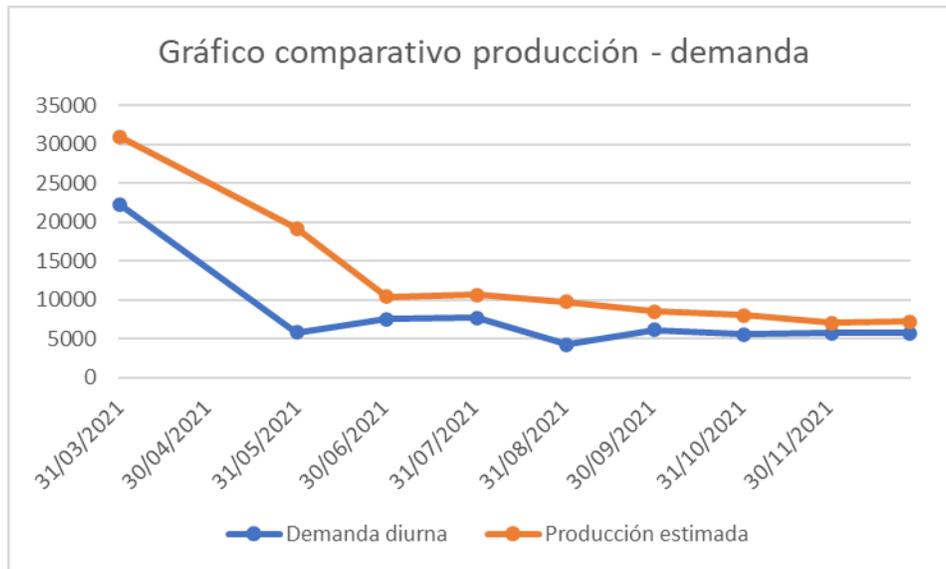


Gráfico 10: comparativa entre la demanda diurna y la producción estimada de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la máxima generación de energía según el inversor

6.6.1.3. Justificación de la elección adoptada

Para poder concluir cuál de las opciones previas es la más adecuada para el cliente, se ha realizado un pequeño presupuesto orientativo de cada alternativa, así como una tabla de amortización teniendo en cuenta la pérdida de rendimiento de los paneles a lo largo de los años.

En primer lugar, se presenta un presupuesto orientativo para cada una de las opciones en las tablas 26 y 27, donde se ha tenido en cuenta el precio de las placas y del inversor (sin IVA), el coste de mano de obra y de pequeño material como un 15% de la potencia de pico instalada y un beneficio calculado como un 12% de la potencia instalada.

ELEMENTO	UNIDADES	COSTE UNITARIO	COSTE TOTAL
Paneles	135	107,89 €	14.565,15 €
Inversor	1	2.785,79 €	2.785,79 €
Mano de obra	15% Wp	7.500 €	7.500 €
Beneficio	10% Wp	5000 €	5.000 €
Total	-	-	29.850,94 €
IVA 21%	-	-	6.268,7 €
Total (IVA inc.)	-	-	36.119,63 €

Tabla 26: presupuesto previo orientativo de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la generación según el consumo de horas solares

ELEMENTO	UNIDADES	COSTE UNITARIO	COSTE TOTAL
Paneles	162	107,89 €	17.478,18 €
Inversor	1	2.785,79 €	2.785,79 €
Mano de obra	15% Wp	8.991 €	8.991 €
Beneficio	10% Wp	5.994 €	5.994 €
Total	-	-	35.248,97 €
IVA 21%	-	-	7.402,28 €
Total (IVA inc.)	-	-	42.651,25 €

Tabla 27: presupuesto previo orientativo de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la máxima generación de energía según el inversor

El precio por Wp de ambos casos ronda los 0,7 €/Wp, por lo que el coste de la instalación no es un factor determinante a la hora de decantarse entre una y otra.

A continuación, en las tablas 28 y 29 respectivamente, se muestra la amortización para cada uno de los casos calculados, para lo que se ha tenido en cuenta:

- Una pérdida de rendimiento de las placas del 0,8% anual
- Los excedentes producidos a lo largo del año.

- La energía producida por el sistema fotovoltaico, anual teniendo en cuenta la pérdida de rendimiento de los paneles.
- La energía ahorrada por la empresa gracias al sistema de producción fotovoltaica.
- Dinero producido por los excedentes
- Dinero por energía ahorrada de la factura eléctrica.

Se ha considerado que se cobra un total de 5 cents/kWh debido a los excedentes, dato que establece la empresa con la que tiene contratado el suministro eléctrico. Por otra parte, para hacer una estimación del ahorro de la factura eléctrica debido a la energía producida por los paneles solares, se ha considerado un precio de 14 cents/kWh. Este dato se ha tomado como la media de precios aplicables a los segmentos tarifarios de cargo, definido en la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, atendiendo que la empresa tiene contratada la tarifa ATR 6.1 TD la cual corresponde, según el Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, al segmento tarifario de cargos 3.

AÑO	Coficiente	Excedente (kWh)	Energía producida (kWh)	Energía ahorrada (kWh)	Capital por excedente (€)	Capital ahorrado por energía producida (€)	Capital ahorrado (€)	Capital acumulado (€)
1	1	20004,09	90806,44	70802,35	1000,20	9912,33	10912,53	10912,53
2	0,992	19277,64	90079,99	70802,35	963,88	9912,33	10876,21	21788,74
3	0,984	18551,19	89353,54	70802,35	927,56	9912,33	10839,89	32628,63
4	0,976	17824,74	88627,09	70802,35	891,24	9912,33	10803,57	43432,20
5	0,968	17098,28	87900,63	70802,35	854,91	9912,33	10767,24	54199,44
6	0,96	16371,83	87174,18	70802,35	818,59	9912,33	10730,92	64930,36
7	0,952	15645,38	86447,73	70802,35	782,27	9912,33	10694,60	75624,96
8	0,944	14918,93	85721,28	70802,35	745,95	9912,33	10658,28	86283,24
9	0,936	14192,48	84994,83	70802,35	709,62	9912,33	10621,95	96905,19
10	0,928	13466,03	84268,38	70802,35	673,30	9912,33	10585,63	107490,82

Tabla 28: Amortización de la instalación de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la generación según el consumo de horas solares.

Para el caso de amortización representado, que hace referencia a la producción de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la generación según el consumo de horas solares y, considerando el precio ahorrado por kWh que se ha comentado anteriormente, se puede concluir que se ha amortizado la instalación en un periodo aproximado a menos de 3 años y medio, periodo de tiempo que se considera muy asequible.

Por otra parte, en la tabla 29 queda representada la amortización para el caso de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la máxima generación de energía según los parámetros del inversor.

AÑO	Coficiente	Excedente (kWh)	Energía producida (kWh)	Energía ahorrada (kWh)	Capital por excedente (€)	Capital ahorrado por energía producida (€)	Capital ahorrado (€)	Capital acumulado (€)
1	1	40895,31	111697,66	70802,35	2044,77	9912,33	11957,09	11957,09
2	0,992	40001,73	110804,08	70802,35	2000,09	9912,33	11912,42	23869,51
3	0,984	39108,15	109910,50	70802,35	1955,41	9912,33	11867,74	35737,25
4	0,976	38214,57	109016,92	70802,35	1910,73	9912,33	11823,06	47560,30
5	0,968	37320,98	108123,33	70802,35	1866,05	9912,33	11778,38	59338,68
6	0,96	36427,40	107229,75	70802,35	1821,37	9912,33	11733,70	71072,38
7	0,952	35533,82	106336,17	70802,35	1776,69	9912,33	11689,02	82761,40
8	0,944	34640,24	105442,59	70802,35	1732,01	9912,33	11644,34	94405,74
9	0,936	33746,66	104549,01	70802,35	1687,33	9912,33	11599,66	106005,40
10	0,928	32853,08	103655,43	70802,35	1642,65	9912,33	11554,98	117560,39

Tabla 29: Amortización de la instalación de la planta fotovoltaica diseñada a partir de la máxima generación de energía según el inversor.

Podemos ver como se genera unos excedentes de aproximadamente 19400 kWh mayores que en el otro caso, haciendo esto que el capital ahorrado sea también superior debido a la mayor generación de excedentes, pero, al ser el coste de esta instalación superior, se puede concluir que el tiempo en el que se ha amortizado la instalación es de 4 años y medio, periodo de tiempo que se considera bueno, pero que es superior al del caso anterior.

Sin embargo, hay que aclarar que estos valores son orientativos, ya que el total del capital generado por los excedentes no se podrá descontar de la factura eléctrica haciendo que la factura resulte negativa y, por tanto, genere ingresos directos a la empresa. Solo se podrá descontar de los costes variables presente en esta.

Contrastadas pues ambas alternativas económicamente, podemos ver como ambas cubren gratamente la demanda de la nave durante el periodo diurno. Se ha apreciado como la alternativa 2 genera más ahorro, pero esto no quiere decir que sea más rentable económicamente. La segunda alternativa tiene un sobre coste con respecto de la primera de aproximadamente 9200 €, queriendo decir que un desembolso inicial mayor no es tan rentable como para el beneficio que genera con el paso del tiempo. Por otro lado, el periodo de tiempo para amortizar la instalación es menor para el primer caso, dando más motivos para elegir esta opción sobre la segunda.

Por tanto, la opción elegida es la primera, siendo una potencia instalada de 49,95 kWp con un total de 136 módulos de 370 Wp de potencia conectados en 8 líneas en paralelo con 17 placas en serie por cada línea a un inversor de 40 kW.

6.6.2. Cableado

6.6.2.1. Cableado entre módulos y la caja de protecciones del generador

El cableado para realizar la interconexión entre los módulos viene incluido con la compra de los paneles. Por tanto, será necesario seleccionar los cables que lleven cada una de las líneas instaladas a la caja de conexiones. Para ello, se ha seguido el criterio de dimensionamiento definido en el apartado dimensionado de los cables previo de este documento, donde se especifica que, según la ITC-BT-40 del REBT, “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Para calcular la sección a partir del criterio de la máxima caída de tensión, partimos del valor de la resistencia del conductor, que viene dado por la ecuación 26, la cual nos permitirá calcular la sección de cable necesaria.

$$R = \frac{\Delta V}{I} = \frac{L}{\sigma \cdot S} \rightarrow S = \frac{L \cdot I}{\sigma \cdot \Delta V} \quad (ec. 26)$$

Donde S es la sección del conductor (mm^2), ΔV es la diferencia de potencial entre dos puntos en Voltios (V), I es la intensidad en Amperios (A), L es la longitud del conductor en metros (m) y σ es la conductividad del material seleccionado ($m/\Omega \cdot mm^2$), en este caso, cobre.

Los valores tomados y sustituidos para realizar el cálculo de la sección han sido los siguientes:

- La longitud del conductor que recorre más distancia entre el panel más alejado y la caja de conexión se ha tomado como 50 m.
- La corriente máxima que va a circular por los conductores será la de cortocircuito de los paneles y es de 11,54 A
- La caída de tensión tendrá que ser un 1,5% de la suma de las tensiones de pico de cada uno de los paneles instalados, dando un total de 619,56 V
- La conductividad del cable de cobre seleccionado, en este caso, de $56 m/\Omega \cdot mm^2$

Sustituyendo estos valores en la ecuación 27 obtenemos que la sección mínima de los conductores entre módulos y caja de conexiones atendiendo al criterio de la máxima caída de tensión es de $2,22 mm^2$.

$$S = \frac{2 \cdot 50 \cdot 11,54}{56 \cdot 0,015 \cdot 619,56} = 2,22 mm^2 \quad (ec. 27)$$

Por otra parte, se va a calcular la intensidad máxima que debe ser capaz de soportar el cable, atendiendo al criterio que se indica en la ITC-BT-40, debe ser un 125% mayor que la intensidad máxima de cortocircuito. Por lo tanto, se calcula esta intensidad a partir de la ecuación 28, resultando ser esta intensidad máxima de 14,425 A

$$I_{max} = I_{cc} \cdot 1,25 = 11,54 \cdot 1,25 = 14,425 \text{ A} \quad (\text{ec. 28})$$

Para la selección del diámetro se tendrá en cuenta el tipo de cable seleccionado. En este caso, se ha decantado por la selección del cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K, apto para instalaciones fotovoltaicas, muy flexible y especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos y de estos al inversor. Presenta las características deseadas de un cable solar, como es principalmente, la resistencia a los rayos ultravioletas, la no propagación de la llama y el soporte de temperaturas de hasta 120°C.

Atendiendo a la hoja de características de este material, vemos como, al realizar la instalación al aire en la gran parte de este tramo, obtenemos que la sección de este tramo es de 2,5 mm², sección superior a la calculada en la ecuación 22 y capaz de soportar tensiones de hasta 39 A, la cual es superior a la calculada como máxima en la ecuación 28. Sin embargo, como la conexión entre los módulos se va a realizar con cables de 4 mm² de sección, que los propios paneles incorporan instalados, emplearemos esta última para la unión entre módulos y caja de protección.

6.6.2.2. Cableado entre caja de protecciones e inversor

Para el dimensionado de los cables entre la caja de protecciones del generador fotovoltaico y el inversor se va a proceder de la misma forma que en el caso anterior, teniendo en cuenta los cambios en las variables. Otro aspecto que tener en cuenta es que la corriente de entrada máxima por línea MPPT es de 26 A, por lo que tendremos que dividir las 7 líneas que tenemos en paralelo en 2 líneas por grupo, resultando un total de 23,08 A de entrada por línea MPPT, valor inferior al máximo permitido por el inversor.

Si aplicamos el criterio de la máxima caída de tensión aplicado en la ecuación 29 de la misma forma que se ha hecho en la ecuación 29, obtenemos para este tramo una sección de 2,66 mm²

$$S = \frac{2 \cdot 26 \cdot (2 \cdot 11,54)}{56 \cdot 0,015 \cdot 619,56} = 2,31 \text{ mm}^2 \quad (\text{ec. 29})$$

Los valores tomados y sustituidos para realizar el cálculo de la sección han sido los siguientes:

- La longitud del conductor que recorre la distancia entre la caja de conexiones de protecciones del generador fotovoltaico y el inversor de 30 m.
- La corriente máxima que va a circular por los conductores será la corriente de cortocircuito de cada uno de los grupos. Como cada línea suministra una corriente

máxima igual a la corriente de cortocircuito de los módulos para las 2 líneas por grupo, por lo que se tiene un total de 23,08 A.

- La caída de tensión tendrá que ser un 1,5% de la suma de las tensiones de pico de cada uno de los paneles instalados en cada una de las líneas, dando un total de 619,56 V
- La conductividad del cable de cobre seleccionado, en este caso, de $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

Por otra parte, el criterio de la máxima corriente admisible se calculará teniendo en cuenta ahora la intensidad que circula por las 2 líneas, resultando una intensidad máxima de 28,85 A, definida por la ecuación 30.

$$I_{max} = 2 \cdot I_{cc} \cdot 1,25 = 2 \cdot 11,54 \cdot 1,25 = 28,85 \text{ A} \quad (\text{ec. 30})$$

Comparando ambos criterios vemos que el más restrictivo es el de máxima caída de tensión, siendo por tanto la elección de sección de cable la de $2,5 \text{ mm}^2$.

Por lo que, el cable elegido para conectar la caja de protecciones del generador con el inversor será el cable solar TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K, empleado también para realizar las conexiones entre módulos solares y la caja de protecciones, con una sección de $2,5 \text{ mm}^2$, la estrictamente superior al valor dado de $2,31 \text{ mm}^2$ por el criterio de la máxima caída de tensión y que soporta hasta 33 A de intensidad, valor también superior al calculado mediante el criterio de máxima corriente admisible. Sin embargo, como la conexión previa se va a realizar con cables de 4 mm^2 de sección, la mantendremos y emplearemos esta última para la unión entre caja de protección e inversor.

6.6.2.3. Cableado entre inversor y CGPM

Los tramos de cables que se diseñan a partir de ahora tendrán que soportar corriente alterna. En este caso, nos detendremos en el diseño del cableado que sale del inversor y llega a la caja de protección y medida (CGPM) del sistema trifásico. Este tramo discurrirá bajo tubo enterrado, por lo que, según la UNE 20460-5-523 que define instalaciones eléctricas en edificios, el método de instalación será de tipo D.

Se aplicarán los mismos criterios que en los casos anteriores. Al tratarse de corriente trifásica, se han definido en las ecuaciones 31 y 32, que determinan la corriente máxima que circula por cada línea del circuito, así como la máxima caída de tensión entre fase y neutro admisible respectivamente.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{3 \cdot V_{L-Nrms}} \quad (\text{ec. 31})$$

$$S = \frac{P_{max} \cdot L}{\sigma \cdot V_{L-Nrms} \cdot \Delta V} \quad (\text{ec. 32})$$

Como se puede ver, para el caso de la máxima corriente se tiene en cuenta el factor de potencia del inversor.

Por tanto, aplicando los criterios definidos en las ecuaciones anteriores, obtenemos que, siguiendo el criterio de la corriente máxima que circula por cada línea de circuito en la ecuación 32, la corriente máxima admisible es de 99,24 A y, según el criterio de la máxima caída de tensión entre fase y neutro según la ecuación 33, la sección del cable es de 13,58 mm², como se puede ver en los cálculos realizados en las ecuaciones 33 y 34.

$$I_{max} = \frac{40000}{3 \cdot 230} \cdot 1,25 = 72,46 \text{ A} \quad (ec. 33)$$

$$S = \frac{40000 \cdot 35}{56 \cdot 230 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 13,58 \text{ mm}^2 \quad (ec. 34)$$

Los valores tomados y sustituidos para realizar el cálculo de la sección han sido los siguientes:

- La potencia máxima viene dada por la que puede entregar el inversor en su salida, al cual viene dada en las hojas de características, y esta es de 40000 W
- La tensión fase y neutro de una red trifásica es de 230 V.
- La longitud del conductor que recorre la distancia entre el inversor y la CGPM se ha estimado en 35 m puesto que esta se encuentra en la entrada de la nave, en una zona próxima a la carretera e incluyendo los metros extra por ser un cable enterrado.
- El incremento de tensión entre fases de una red trifásica es de 400 V.
- La caída de tensión tendrá que ser un 2% de tensión entre fase y neutro de la red trifásica. Por tanto, esta caída de tensión no puede ser superior a 6 V.
- La conductividad del cable de cobre seleccionado, en este caso, de $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

El tipo de cable elegido para este tramo es el AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), el cual presenta una ficha técnica en las hojas de características incluida en el anexo 4. Acudiendo a ellas, teniendo en cuenta que el método de instalación será enterrado, podemos ver que el criterio que nos restringe la selección de la sección es el criterio de la máxima corriente admisible, el cual nos limita a coger una sección capaz de soportar 72.46 A, seleccionando un cable de 16 mm² de sección, valor que mucho mayor que la calculada mediante el criterio de máxima caída de tensión y que puede soportar hasta 75 A de corriente.

6.6.2.4. Cableado entre CGPM y la caja de conexiones de la acometida

Para el diseño de esta sección del tramo que une la CGPM y la Caja de conexiones de la acometida de la instalación, se utilizarán las mismas expresiones que en el apartado anterior, solo que cambiaremos algunas de las variables como, por ejemplo, la distancia

entre que separa estos dos elementos. Al igual que en el apartado anterior, el método de instalación que se empleará será el de tubo enterrado, que corresponde, según la norma según la UNE 20460-5-523 que define instalaciones eléctricas en edificios, con el método de instalación de tipo D.

Por tanto, atendiendo a los criterios de selección, en las ecuaciones 30 y 31 que definen los criterios de corriente máxima que circula por cada línea de circuito y el criterio de la máxima caída de tensión entre fase y neutro respectivamente, obtenemos los resultados proporcionados por las ecuaciones 35 y 36, dando un total de 103,59 A de intensidad y una sección mínima de 4,46 mm².

$$I_{max} = \frac{40000}{3 \cdot 230} \cdot 1,25 = 72,46 \text{ A} \quad (ec. 33)$$

$$S = \frac{40000 \cdot 20}{56 \cdot 230 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 7,76 \text{ mm}^2 \quad (ec. 36)$$

Los valores tomados y sustituidos para realizar el cálculo de la sección en este caso han sido los siguientes:

- La potencia máxima viene dada por la que puede entregar el inversor en su salida, al cual viene dada en las hojas de características, y esta es de 40000 W
- La tensión entre fase y neutro de una red trifásica es de 230 V.
- La longitud del conductor que recorre la distancia entre la CGPM y la caja de la acometida se ha estimado en 20 m, incluyendo en este valor los metros extra por ser un cable enterrado.
- El incremento de tensión entre fases de una red trifásica es de 400 V.
- La caída de tensión tendrá que ser un 2% de tensión entre fase y neutro de la red trifásica. Por tanto, esta caída de tensión no puede ser superior a 6 V.
- La conductividad del cable de cobre seleccionado, en este caso, de 56 m/Ω · mm².

El tipo de cable elegido para este tramo es el AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), el mismo cable que se ha empleado para el tramo anterior y que presenta una ficha técnica en las hojas de características incluida en el anexo 4. Acudiendo a ellas, teniendo en cuenta que el método de instalación será enterrado, podemos ver que el criterio que nos restringe la selección de la sección es el criterio de la máxima corriente admisible, el cual nos limita a coger una sección capaz de soportar 72,46 A, seleccionando un cable de 16 mm² de sección, valor que mucho mayor que la calculada mediante el criterio de máxima caída de tensión y que puede soportar hasta 75 A de corriente.

6.6.3. Tubos y canalizaciones

Para la parte de corriente continua, es decir, la que encontramos aguas arriba del inversor, en principio no sería necesario instalar ninguna canalización mediante tubos puesto que el cable seleccionado está preparado para instalaciones solares a la intemperie. Pese a esto, sí que se va a disponer de tubos en canalizaciones fijas y empotradas para maximizar la seguridad y una buena disposición de los cables para un fácil acceso a posibles reparaciones en un futuro. Para este tramo, puesto que emplearemos tubos curvables, deberán cumplir las características establecidas en la norma UNE-EN 50.086 -2-2.

Para la elección de los tubos que se encontrarán entre las conexiones de los módulos y la caja de conexiones del generador, al estar dispuesto sobre la superficie del tejado, se va a emplear la tabla 30 para la elección del diámetro mínimo de estos.

Para un conductor unipolar de sección 4 mm² el diámetro exterior mínimo del tubo requerido es de 12 mm, el cual se empleará en el tramo que discurre entre los módulos solares y la caja de conexiones

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

Tabla 30: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir en canalizaciones fijas en superficie. Extraído de [13]

Por otra parte, los tubos que unen la salida de la caja de conexiones del generador y el inversor irán empotrados por la pared hasta la sala donde se encuentre el inversor, siendo el diámetro mínimo exterior de los tubos definido en la tabla 31.

Para un conductor unipolar de sección de 4 mm², el diámetro exterior mínimo del tubo requerido será de 12 mm², el cual es el mismo diámetro que se ha calculado para el caso anterior, solo que, en este caso, la canalización es empotrada.

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

Tabla 31: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir en canalizaciones empotradas. Extraído de [13]

La parte por al que discurre corriente alterna, es decir, aguas abajo del inversor, irán enterrados y constará de cuatro cables conductores, tres para cada una de las fases y uno para el neutro. Las características de las canalizaciones enterradas serán conforme a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 -2-4.

Para la elección de los tubos que se encontrarán en el tramo entre el inversor y la conexión a la red, al discurrir a lo largo del tramo enterrado, se va a emplear la tabla 32 para la elección del diámetro de estos.

La parte por al que discurre corriente alterna, es decir, aguas abajo del inversor, irán enterrados y constará de cuatro cables conductores, tres para cada una de las fases y uno para el neutro. Las características de las canalizaciones enterradas serán conforme a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 -2-4.

Para la elección de los tubos que se encontrarán en el tramo entre el inversor y la conexión a la red, al discurrir a lo largo del tramo enterrado, se va a emplear la tabla 32 para la elección del diámetro exterior de estos.

Por lo que, se establece que para cuatro conductores que presentan una sección de 16 mm², el diámetro mínimo del tubo que se establece es de 63 mm.

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

Tabla 32: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir en canalizaciones enterradas. Extraído de [13]

Para tramo de cableado y tubo que discurre enterrado se realizará una zanja siguiendo las recomendaciones del REBT para colocar los tubos en su interior, la cual constará de una profundidad de 0,70 m y en cuyo fondo se colocará una solera de hormigón de 0,04 m de espesor. La zanja tendrá una anchura que permita las operaciones y colocación de los tubos 90 mm de diámetro a lo largo de todo el recorrido de esta, la cual se ha considerado de 0,2 m. La longitud estimada de esta será de aproximadamente 50 m, dando en la ecuación 34 el volumen total de tierra a excavar y resultado de 7 m³.

$$V = l \cdot a \cdot h = 50 \cdot 0,2 \cdot 0,7 = 7 \text{ m}^3 \quad (\text{ec. 34})$$

Donde se considera V como el volumen de tierra a excavar (m³), l el largo de la zanja (m), a el ancho total de la zanja (m) y h el alto total de la zanja (m).

6.6.4. Protecciones

6.6.4.1. Protecciones de corriente continua

Fusibles. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Para evitar efectos perjudiciales tanto en el inversor como en los paneles solares, se instalarán fusibles de tipo gPV en cada una de las cajas de conexiones del generador. Todos ellos trabajarán en las mismas condiciones y deberán cumplir la norma UNE-EN 60269-6:2012 que establece los requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica, en la que se establece que un fusible debe ser capaz de interrumpir la corriente en caso de superarse un 1,45% la intensidad nominal.

Por otra parte, para garantizar el cumplimiento de la norma, atenderemos a la guía técnica de aplicación de protecciones (ITC-BT-22 del REBT) donde quedan definidas las características de protección contra sobrecargas, la cual establece que las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable (o conductor) frente a sobrecargas debe satisfacer las ecuaciones 35 y 36.

$$I_B \geq I_n \geq I_Z \quad (ec. 35)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (ec. 36)$$

Siendo:

I_B la corriente para la que se ha diseñado el circuito según las previsiones de carga, siendo en nuestro caso la intensidad de pico de los módulos $I_{mpp}=10,75 A$

I_n la corriente asignada al dispositivo de protección, en este caso, la intensidad que debe soportar el fusible que buscamos.

I_Z la corriente admisible por el cable elegido. Para el caso que nos concierne, se ha diseñado que el cable que soportara la corriente de 2 líneas por grupo, siendo 23,08 A la intensidad a soportar.

I_f la corriente que garantiza la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo. En el caso de los fusibles, como la corriente nominal de funcionamiento será superior a 16 A, para el caso de los fusibles tipo gG, consideraremos $I_f = 1,6 \cdot I_n$

Atendiendo a las ecuaciones 35 y 36 y con los datos de nuestro diseño, obtenemos los resultados que se muestran en la ecuación 37 y 38.

$$10,75 A \geq I_n \geq 23,08 A \quad (ec. 37)$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 23,08 \rightarrow I_n \leq 20,91 A \quad (ec. 38)$$

Por lo que, para el tramo correspondiente a corriente continua, seleccionaremos fusibles gPV con una intensidad nominal de 20 A, poder de corte de 30 kA y una tensión asignada de 1000 V DC. Se colocarán un total de 2 fusibles por línea, uno para terminal positivo y otro para negativo, ascendiendo a un total de 16 fusibles.

Una vez comprobada la intensidad que necesitamos para que se cumpla que el dispositivo protege frente a sobrecargas, debe también ser capaz de hacerlo frente a cortocircuitos. En la norma ITC-BT-22 también quedan definidas las condiciones que ha de cumplir siendo estas las que se muestran en las ecuaciones 39 y 40.

$$PdC \geq I_{cc_max} \quad (ec. 39)$$

$$I_{cc_min} > I_m \quad (ec. 40)$$

La primera de ellas define que el poder de corte del dispositivo de protección (PdC) debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación (I_{cc_max}), mientras que la segunda define que la corriente mínima de cortocircuito (I_{cc_min}) debe ser estrictamente mayor que la corriente mínima que asegura el disparo del interruptor magnetotérmico colocado (I_m).

La primera condición de todas podemos afirmar que se cumple puesto que el poder de corte del fusible seleccionado es mucho mayor que la intensidad máxima de cortocircuito que el generador fotovoltaico pueda dar.

Para garantizar el cumplimiento de la segunda condición es necesario conocer la corriente mínima de cortocircuito. Como generalmente se desconoce la impedancia del circuito de alimentación a la red, se admite, según lo establecido en la guía de aplicación de BT en su anexo 3 que, en caso de cortocircuito, la tensión en el inicio de la instalación se puede considerar como 0,8 veces la tensión de suministro, quedando definido en la ecuación 41 este caso.

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{R_L} \quad \text{con} \quad R_L = \frac{L \cdot \rho_{90^\circ C}}{S} \quad (\text{ec. 41})$$

Siendo:

U la tensión en el punto de máxima potencia de la línea, que para nuestro caso es de 619,56 V

R_L la resistencia de la línea entre el punto considerado y la alimentación

L la longitud de la línea. En este caso se considera la longitud de la línea que sea más desfavorable, es decir, la más larga (50 m)

$\rho_{90^\circ C}$ la resistividad del material conductor a 90°C de temperatura. En este caso, el material es cobre, que presenta una resistividad de 0,022 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

S la sección de cable más restrictiva, para este caso 2,5 mm^2

Sustituyendo los datos obtenemos que la resistencia de la línea es de 0,44 Ω , obteniéndose una corriente mínima de cortocircuito de 1126,47 A.

El último parámetro que se necesita calcular para concluir que el fusible seleccionado es correcto es la corriente de cortocircuito efectiva para la duración del cortocircuito. Esta viene dada por la ecuación 42.

$$I = k \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (\text{ec. 42})$$

Siendo:

I la corriente de cortocircuito efectiva expresada en su valor eficaz.

k la constante tomada de la norma UNE 20460-4-43 que para el caso de cables de cobre con recubrimiento de polietileno reticulado es de 143.

S la sección del conductor, que para este caso es de $2,5 \text{ mm}^2$

t la duración del cortocircuito, que para este caso se ha seleccionado de 5 segundos.

Atendiendo a estos parámetros anteriores obtenemos que la corriente de cortocircuito efectiva es de 159,88 A que, si la comparamos con la del fusible seleccionado en el anexo 5, obtenemos que el valor calculado es menor al que se presenta en las hojas de características, el cual es de 294 A.

Finalmente, podemos concluir que el fusible seleccionado de tipo 10x38 gPV cilíndrico con una tensión asignada de 1000V DC, poder de corte de 30 kA y una corriente asignada de 20 A es óptimo para proteger el generador frente a cortocircuitos y sobrecargas en la parte de DC.

Protección frente a sobretensiones

A pesar de que el inversor que hemos considerado para la instalación presenta protecciones necesarias de sobretensión tipo II de corriente continua. Sin embargo, se van a incluir y estimar que tipo de protecciones son necesarias.

En las instalaciones especialmente expuestas, como es el caso de las fotovoltaicas, es necesario integrar dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias, las cuales se realizarán según lo incluido en la ITC-BT-23. Para nuestro caso, conviene seleccionar un dispositivo de protección de tipo 2, ya que es capaz de proteger frente a sobre tensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas.

Para su correcta selección, se deberán de tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Nivel de protección o tensión limitada en función de la categoría de los equipos a proteger. Para el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas, se corresponden con la categoría III, la cual engloba los equipos y materiales que forman parte de una instalación eléctrica fija y otros equipos que requieren de un alto nivel de fiabilidad. Atendiendo a la tabla 33 vemos que, para esta categoría, la tensión soportada a impulsos de 4 kV.
- Tensión máxima de servicio permanente. Se corresponde con el valor eficaz de tensión máximo que puede aplicarse de forma permanente en los bornes del dispositivo de protección.
- Corriente nominal de descarga. Es un parámetro que caracteriza los dispositivos de protección de tipo 2. Es la corriente de cresta repetitiva que puede soportar el

dispositivo de protección sin producirse fallo. La elección del dispositivo se puede realizar según lo establecido en la UNE-HD 60364-5-534, donde la I_n no debe ser inferior a 5 kA 8/20 μ s, entre fase y neutro.

- La conexión a tierra de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias deberá realizarse según muestra la tabla 34, atendiendo a que los dispositivos de tipo 2 deberán tener una sección mínima de 4 mm² en su conexión entre el dispositivo y el borne de entrada de tierra de la instalación interior.

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

Tabla 33: relación de las diferentes categorías y el nivel de tensión soportada a impulsos en kV. Extraído de la ITC-BT-23

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

Tabla 34: parámetros más significativos para cada uno de los tipos de protectores frente a sobretensiones transitorias. Extraído de la GUÍA-BT-23

Por ello, se ha determinado la selección de un dispositivo de protección frente a sobretensiones transitorias de tipo 2, con una I_n de 20 kA a 8/20 μ s y una I_{max} de 40 kA y una tensión máxima de servicio de 1060 V.

6.6.4.2. Protecciones de corriente alterna

Los requerimientos de protecciones para corriente alterna quedan definidos en la ITC-BT-40 y explicados en la GUÍA-BT-40 que hace referencia a este mismo documento. Puesto que el inversor seleccionado ya lleva incorporadas funciones para protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión, solo será necesaria la instalación de un interruptor general manual y un interruptor automático diferencial.

Interruptor general manual

Un interruptor que ejerce una función muy similar a la de los fusibles en corriente continua, solo que, en este caso, para la parte de alterna. Se rige por las mismas condiciones, expresadas en las ecuaciones 43 y 44:

$$I_B \geq I_n \geq I_Z \quad (ec. 43)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (ec. 44)$$

Donde ahora quedan definidos:

I_B es la corriente de la línea, que corresponderá con la intensidad máxima a la salida del inversor, la cual tiene un valor de 63,8 A.

I_n es la corriente nominal del interruptor magnetotérmico, valor que se ha de determinar.

I_Z es la corriente máxima admisible pro el conductor seleccionado, la cual corresponde en este caso con 117 A.

I_f la corriente que garantiza la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo. Se ha escogido la condición reflejada en la ecuación 44 presente en la norma UNE EN 60898 por ser la más restrictiva.

A partir de la condición definida en la ecuación 43, podemos calcular la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico. En nuestro caso, será válido un interruptor magnetotérmico con una corriente nominal de 100 A.

$$63,8 A \geq I_n \geq 117 A$$

Se ha elegido el interruptor magnetotérmico de la marca HAGER, tetrapolar con un poder de corte de 10kA, curva de disparo C y una intensidad nominal de 100 A.

Interruptor automático diferencial

Atendiendo a la ITC-BT-40, el interruptor automático diferencial que se seleccione para las instalaciones que no sean domésticas deben ser de tipo A o derivados y con una corriente de fuga mínima de 300 mA.

En el caso que nos ocupa, se va a seleccionar un interruptor automático diferencial con una sensibilidad de 300 mA, una corriente nominal igual o mayor que la del interruptor general manual seleccionado y un poder de corte mayor o igual que la del interruptor general manual seleccionado, siendo finalmente le modelo elegido el de la marca SCHNEIDER, modelo Acti 9 iID tipo A-SI con un poder de corte de 10 kA, sensibilidad de 300 mA y una corriente nominal de 100 A.

6.6.4.3. Puesta a tierra

Atendiendo a la ITC-BT-18, para conductores de fase de instalación con una sección inferior a 16 mm², en este caso los que se corresponden con la parte de corriente continua, la sección del cable asociado a la toma de tierra tendrá la misma sección que el asociado a la fase, es decir, 2,5 mm² para el caso que nos ocupa. Por otro lado, para la parte de corriente alterna, al tener una sección de 35 mm², el cableado de puesta a tierra será de 16 mm². En la tabla 35 se resume el criterio de selección y relación entre secciones de conductores de protección y de conductores de fase.

Por otro lado, hay que atender que, según el manual técnico de la empresa distribuidora, atendiendo a las especificaciones particulares para instalaciones de alta y baja tensión, para acometidas individuales, la sección mínima del conductor ha de ser de 50 mm² al menos, por lo que el tramo de corriente alterna tendrá esa sección.

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

Tabla 35: relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Extraído de la ITC-BT-18

Para realizar el cálculo de la resistencia de puesta a tierra necesaria, se va a proceder con la ecuación 45.

$$R_e \cdot I_d \leq U_L \quad (\text{ec. 45})$$

Donde tenemos:

R_e como la resistencia de puesta a tierra que tenemos que calcular.

I_d la corriente en caso de defecto. Este valor depende de la que se haya colocado en el cuadro de protecciones. En este caso, el valor es de 300 mA.

U_L es la tensión máxima de contacto. Atendiendo a la ITC-18, seleccionaremos una tensión de 50 V puesto que no se trata de un local o emplazamiento conductor.

Sustituyendo en la ecuación 45 obtenemos que el valor de la resistencia de puesta a tierra debe tomar un valor de 166,67 Ω. Una vez calculada la resistencia de puesta a tierra, debemos decidirnos por la forma que tomara esta y, en función de ello, calcular sus dimensiones.

En este caso, se empleará un conductor enterrado horizontalmente, empleando por tanto para el cálculo de su longitud la ecuación 46 que podemos encontrar en la tabla 36. La resistividad del terreno (ρ) se puede estimar acudiendo a la tabla 37, siendo en nuestro caso terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes.

$$R_e = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad (\text{ec. 46})$$

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m)	
P, perímetro de la placa (m)	
L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 36: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. Extraído de la ITC-BT-18

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

Tabla 37: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno. Extraído de la ITC-BT-18

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior, obtenemos que la longitud del conductor ha de ser de al menos 6 m. Atendiendo a las recomendaciones de la guía-BT-18, este conductor se enterrará bajo tierra a una profundidad de 0,8 m en zanjas excavadas al efecto.

6.7. Sistema mecatrónico

Los sistemas mecatrónicos tratan de unificar las destrezas de diversos campos de la ingeniería con el objetivo de desarrollar y diseñar sistemas que mejoren ciertos procesos, sobre todo de carácter industrial.

Principalmente están compuestos de varias partes diferenciadas:

- La estructura, la cual cumple la función de integrar todos los elementos de los que se compone el sistema.
- Sensores, encargados de detectar elementos y variables físicas o químicas y transformar estas en variables eléctricas.
- Controladores, que cumplen la función de guiar las operaciones en función del valor de las variables eléctricas y de cómo esté programado el sistema ante la recepción de esa variable.
- Actuadores, que generan la acción dentro del sistema.

La operatividad de estos sistemas radica en el almacenaje de señales recibidas de los sensores, las cuales son operadas y resueltas por el microcontrolador en base a la programación que le haya dado el usuario para, finalmente, formular una respuesta a través de los actuadores, proporcionando movimiento en el sistema.

Su principal función radica en la automatización de maquinaria para obtener procesos de mayor calidad con la finalidad de crear productos inteligentes y eficientes de forma que se consiga armonizar los componentes mecánicos y electrónicos de las máquinas para un mejor desarrollo.

En otros casos, se emplean este tipo de sistemas para sustituir y mejorar tareas que podría llevar a cabo un operario dentro de una empresa. En nuestro caso, la variación en la inclinación de las placas a lo largo de los meses del año es una tarea que realiza un técnico de mantenimiento, al menos, dos veces al año y que acarrea costes no deseables y evitables mediante la instalación de un sistema automático. Por ello, la instalación de un sistema de inclinación variable automático, además de permitir aprovechar de manera más eficiente la radiación solar, evitará cargar a la empresa de ese coste extra en la contratación de manera temporal de un técnico que varíe la inclinación de los paneles. De esta forma, solo será necesario la contratación de un técnico para la puesta a punto del sistema.

6.7.1. Estructura

Las instalaciones solares fotovoltaicas necesitan de una estructura encargada de sostener y anclar los paneles a una superficie física, como puede ser el tejado o el suelo. Otra de las finalidades es proporcionar a estos de la inclinación óptima para la captación de energía.

Para el caso que nos ocupa, se ha de tener en cuenta que, al tratarse de un sistema mecatrónico, la estructura ha de ser móvil, ya que tiene que permitir ciertas variaciones en su forma con tal de conseguir el propósito deseado: permitir el movimiento de los paneles para captar la mayor cantidad de energía y aumentar así la eficiencia de la instalación. Sin embargo, el principal inconveniente de este tipo de estructuras en lo que respecta a su instalación en la cubierta de una fachada es que suelen tener un peso muy elevado. Por ello, se va a realizar el diseño de una estructura con la finalidad de que sea lo más liviana a la par que rígida posible, al tiempo que permita la variación en la orientación de los paneles solares instalados en esta.

6.7.2. Sistema de control

Un sistema de control es un conjunto de elementos interconectados con el propósito de manipular el comportamiento de una estructura. Un sistema de control ideal de vería ser capaz de conseguir su objetivo garantizando la estabilidad, tan eficiente como sea posible y fácilmente implementable y cómodo para operar.

Podemos distinguir 2 tipos de controles diferenciados: el control manual, en el que se necesita la intervención del hombre para que funcionen o el control automático, en el que no es necesaria la intervención del ser humano puesto que se programa a nivel interno el funcionamiento.

Los elementos básicos que conforman un sistema de control y permiten su manipulación son:

- Sensores, que permiten conocer los valores de las variables medidas del sistema
- Controlador, el cual, empleando los valores determinados por los sensores y dependiendo de la consigna impuesta, calcula la acción de control a aplicar.
- Actuador. Es el mecanismo que ejecuta la acción calculada por el controlador y que modifica las variables de control.

Se puede diferenciar 2 tipos de estrategias en función de la naturaleza de la información utilizada para calcular la acción de control de sistema:

- Lazo abierto: La acción de control se calcula conociendo la dinámica del sistema, las consignas y estimando las perturbaciones. Esta estrategia de control puede compensar los retrasos inherentes del sistema anticipándose a las necesidades del usuario. Sin embargo, el lazo abierto generalmente es insuficiente, debido a los errores del modelo y a los errores en la estimación de las perturbaciones.
- Lazo cerrado: La acción de control se calcula en función del error medido entre la variable controlada y la consigna deseada. Las perturbaciones, aunque sean desconocidas son consideradas indirectamente mediante sus efectos sobre las variables de salida. Este tipo de estrategia de control puede aplicarse sea cual sea la

variable controlada. La gran mayoría de los sistemas de control que se desarrollan en la actualidad son en lazo cerrado.

Otro aspecto importante es ver que tipo de controlador vamos a emplear para realizar la acción de control. A nivel industrial existen una gran variedad, pero destacan 3 tipos principalmente: los controladores lógicos programables (PLC), los sistemas de control distribuido (DCSs) y los controladores programables de automatización (PACs). En estos últimos años, se están haciendo hueco en el mercado los microcontroladores, puesto que presentan una a los controladores industriales debido a su bajo coste y facilidad de programación y uso.

6.7.3. Solución adoptada

Se ha diseñado un seguidor solar de un eje que soporta 4 placas de 1 x 2 metros de superficie y que dispone de un mecanismo para variar la inclinación de estas dependiendo del mes del año. Esta estructura estará orientada hacia el sur y se localizará en el tejado de la nave industrial de la empresa de la que se está realizando análisis.

La estructura está compuesta de 3 partes principales: una estructura de inclinación variable, la estructura encargada de la sujeción de los paneles y un actuador lineal.

- Estructura de inclinación variable: Para la sujeción y movimiento de la estructura al tejado, se ha diseñado una estructura sencilla compuesta por dos perfiles de aluminio que se fijarán entre ellos con un tornillo pasante en uno de sus extremos. Ha estos se les ha realizado agujeros para poder realizar la sujeción a la superficie del tejado donde se desee instalar, así como para la incorporación de un actuador lineal que permita variar el ángulo de inclinación en función del mes del año. Además, los perfiles han sido diseñados con la finalidad de que fuesen compatibles con los que proporciona el fabricante SUNFER, el cual ya proporciona un kit de montaje del que se podría hacer uso. El kit que se ha tomado como referencia es el 13V, el cual, una vez construido, presenta un soporte inclinado abierto y regulable.

El material elegido para la perfilera ha sido una aleación de aluminio, magnesio y silicio, concretamente la 6005A.T6, cuyas propiedades físicas principales quedan recogidas en la tabla 21. La fijación se realizará mediante tornillos de sujeción sin punta, de acero inoxidable A2-70 y tener un diámetro de 3 mm.

PROPIEDADES FÍSICAS ALEACIÓN ALUMINIO EN AW 6005.A	
Módulo elástico (N/mm ²)	69500
Peso específico (g/cm ³)	2.71
Coeficiente dilatación lineal (μm/mK)	23.3
Conductividad térmica (W/mK)	193
Resistividad eléctrica (μΩ m)	35

Tabla 21: propiedades físicas aleación aluminio en AW 6005.A

- **Estructura de sujeción:** la sujeción de los paneles solares a la estructura se realizará mediante un kit proporcionado por la empresa española SUNFER, dedicada exclusivamente al desarrollo de soluciones estructurales para el mercado fotovoltaico. Concretamente, se emplearán vigas de aluminio con el perfil G1 que permitirán una fácil instalación de los paneles gracias a los elementos que proporciona el fabricante para su sujeción. La perfilería de aluminio está fabricada en acero galvanizado y la tornillería de sujeción en acero inoxidable A2-70.
- **Actuador lineal:** para variar el ángulo de inclinación de la estructura, se empleará un conjunto de actuadores lineales de corriente continua con la capacidad de elevar hasta 4 paneles. A la hora de la elección se ha de tener en cuenta, además del peso de los paneles, las posibles inclemencias climatológicas que puedan sumar peso a la hora de mover el conjunto. Para el control, es necesario que el actuador disponga de realimentación que permita medir la posición en la que se encuentra. Principalmente podemos encontrar 2 tipos de realimentación: a través de encoder o a través de potenciómetro. En el caso que nos atañe, emplearemos un actuador lineal para corriente continua de una fuerza máxima de 800 N y una longitud de carrera de 300 mm del fabricante TRANSMOTEC. Los datos más relevantes de este elemento se pueden encontrar más detallados en la hoja de características presente en el anexo 9.

Para el control del sistema, se va a emplear un ARDUINO UNO, una placa microcontrolador de código abierto con las suficientes entradas y salidas, tanto digitales como analógicas, para el control de los actuadores de una de las estructuras. El inconveniente principal de esta placa de microcontrolador es que no dispone de un reloj de tiempo real que nos permita establecer la fecha y hora precisas para el correcto control de la inclinación de los paneles.

Sin embargo, existen módulos externos que permiten, a través de la implementación de una librería, añadir un RTC (Real Time Clock) que permita establecer la fecha y hora. Para ello, se incorporará el módulo DS3231, el cual añadirá la función de RTC a nuestro sistema. Además, este módulo también realiza una medición de la temperatura cada minuto para ajustar el oscilador con fines de corrección, lo cual lo hace muy interesante para este tipo de aplicaciones. Gracias a la pila de botón incorporada y a la memoria EPROM integrada, la hora se conserva incluso en caso de corte de energía. La comunicación del módulo con el microcontrolador se realiza a través de los canales I2C, lo cual simplifica el cableado.

El programa de control consistirá en:

- Programa principal: un bucle infinito que realizará la lectura de la fecha y, en función del mes en que nos encontremos, tratará de establecer el valor de longitud del actuador, el cual se moverá en caso de que no se encuentre en la posición definida.
- Librería: se hará uso de una librería extraída del repositorio GitHub para poder hacer uso del módulo DS3231 instalado. Gracias a esta leer el mes en que nos encontramos y, en función a él, realizar las operaciones requeridas. Además, permite establecer una fecha y hora específicas desde la que empezar el conteo.
- Funciones: se han definido funciones encargadas de extender, recoger y parar el actuador lineal, así como de leer la posición de estos para su posterior control en el programa principal.

6.7.4. Cálculos y justificación

A la hora de realizar el diseño y cálculos del sistema mecatrónico, se han de tener en cuenta la selección de los componentes, puesto que habrá características de unos irán condicionadas por otros. En esta sección, analizaremos las necesidades y características necesarias y, en función a estas, procederemos a la elección de los distintos componentes para, posteriormente, analizar los resultados y validar el producto final.

6.7.4.1. Estructura

Debido a las limitaciones que lleva instalar un equipo de generación fotovoltaica en el tejado de una nave industrial, se va a diseñar una estructura que sea capaz de soportar el peso de un conjunto de 4 paneles solares a la vez que la relación resistencia – peso sea óptima para evitar las posibles deformaciones del material debido al peso que ejercerán tanto los paneles solares como las posibles rachas de viento que se levanten, así como evitar que la instalación haga colapsar la cubierta del edificio.

Puesto que la inclinación de 6° no es suficiente para para satisfacer la inclinación necesaria para obtener una buena captación de la radiación solar, se va a diseñar unos soportes solares con estructura de triángulo inclinado que permitan variar la inclinación de

los paneles entre los ángulos de $15,5^\circ$ y 41° teniendo en cuenta la inclinación de 6° que presenta el tejado, y mejorar la captación. También es importante tener en cuenta la longitud de las vigas diseñadas. Por ejemplo, las encargadas de sostener los paneles han de tener de longitud mínima la de los propios paneles.

El soporte de las placas se realiza a través de tres perfiles de aluminio: uno de anclaje al suelo, otro de anclaje superior (estos dos primeros serán los que permitan la variación en el ángulo de inclinación) y el tercero que permitirá la unión de varios de los anteriores hasta hacer posible la instalación de 4 paneles.

- Perfil de anclaje al suelo: en este caso, y como su nombre indica, la función principal que ejercerá esta parte de la estructura será la de asegurar la sujeción del conjunto al tejado. Se ha realizado una perforación pasante en uno de los extremos de la chapa del perfil para poder realizar la unión entre las 2 piezas móviles del sistema a través de un tornillo pasante. Por otro lado, también se realizarán perforaciones en la chapa para anclar correctamente el actuador lineal seleccionado a una distancia óptima que permita alcanzar una inclinación de la estructura lo más próxima posible a los ángulos límite definidos. Este perfil tendrá forma de U, una longitud de 1.5 m de largo, así como una altura de las pestañas del lateral de 0.025 m y 0.04 m de ancho, permitiendo una fácil instalación del actuador lineal. El material de construcción de este será aluminio EN AW 6005A, la cual presenta una resistencia mecánica media, incluso en uniones soldadas, y una buena resistencia a la corrosión. La fijación se realizará mediante tornillos de sujeción sin punta, de acero inoxidable A2-70 y tener un diámetro M6.5 para los anclajes del actuador y del tornillo que permitirá el movimiento de la estructura, así como tornillos de diámetro de M10 para el anclaje en el tejado. En la figura 16 se puede ver una vista isométrica del perfil diseñado.



Figura 16: perfil diseñado para asegurar la estructura al tejado y fijar la parte inferior del actuador lineal al mismo.

- Perfil de anclaje superior: la función principal que ejercerá esta parte de la estructura será la de asegurar la sujeción y conexión entre perfiles, manteniendo la posibilidad de movimiento entre estos. Del mismo modo que con el perfil descrito anteriormente, se ha realizado una perforación pasante en uno los extremos de la chapa del perfil para poder realizar la unión entre las 2 piezas móviles del sistema a través de un tornillo pasante. Por otra parte, se realizarán de la misma forma perforaciones en la chapa para poder anclar correctamente el actuador lineal seleccionado a una distancia óptima que permita alcanzar una inclinación de la estructura lo más próxima a los ángulos límite definidos. En este caso, el perfil ha sido diseñado específicamente para que sea compatible con la forma de anclaje que propone el fabricante SUNFER a través de las fijaciones de los perfiles G1 que este propone y suministra. Tendrá forma de C, una longitud de 1.61 m de largo, así como una altura de 0.026 m y 0.038 m de ancho, permitiendo una fácil instalación del actuador lineal. El material de construcción de este será aluminio EN AW 6005A, la cual presenta una resistencia mecánica media, incluso en uniones soldadas, y una buena resistencia a la corrosión. La fijación se realizará mediante tornillos de sujeción sin punta, de acero inoxidable A2-70 y tener un diámetro de M6.5 tanto para los anclajes del actuador como para los del del tornillo pasante que permitirá el movimiento de la estructura. En la figura 17 se puede ver una vista isométrica del perfil diseñado.



Figura 17: perfil diseñado para asegurar la estructura al perfil de anclaje y fijar la parte superior del actuador lineal al mismo.

- Perfil de unión y anclaje de los paneles: en lo que respecta a esta parte de la estructura, se ha decidido que sea un perfil ya existente. La función de este perfil será la unión de la parte móvil de la estructura con los paneles que se colocarán encima de estas. En concreto, se ha decantado la elección por el perfil G1 del fabricante SUNFER de 2350 mm de longitud, el cual está presente en la mayoría de sus kits de instalación de soportes de anclaje de paneles solares. Para que la estructura admita el total de 4 paneles que se pretende instalar en cada una de estas, se va a realizar la unión entre 2 de ellas mediante la unión UG1 que proporciona este mismo fabricante. En la figura 18 se puede ver una vista isométrica de este perfil. La fijación de los paneles se realizará gracias a los presores centrales S11 esta misma empresa suministra en la mayoría de las estructuras que esta empresa.



Figura 18: perfil G1 del fabricante SUNFER empleado para la sujeción de los paneles solares a la estructura.

A la hora de realizar las perforaciones en la base de los perfiles diseñados, ha de tenerse en consideración el actuador lineal que va a tener anclado y que se va a emplear para variar el ángulo de inclinación de los paneles. Para este caso, la longitud de carrera del actuador seleccionado es de 0.3 m. Cuando se desee tener el ángulo límite de menor inclinación, correspondiente al mes de junio, el actuador estará completamente recogido, mientras que para el ángulo límite de mayor inclinación, que corresponde con el mes de diciembre, el actuador estará completamente extendido. En la figura 19 se representan estos 2 estados del sistema.

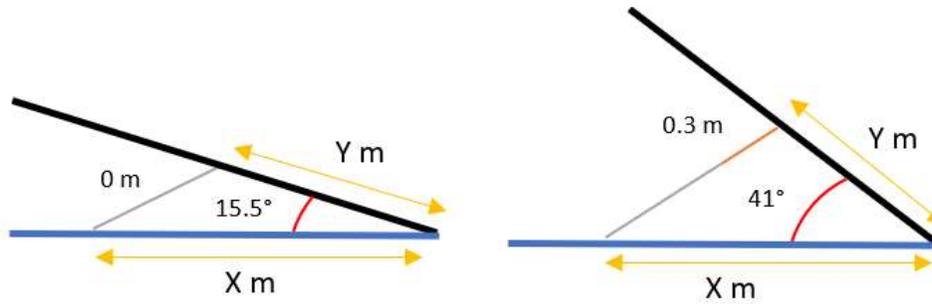


Figura 19: relación de triángulos a resolver para conocer la colocación de los orificios para fijar el actuador y, de esta forma, obtener el ángulo de inclinación objetivo. En color naranja se ha representado la parte móvil del actuador, pudiendo esta variar de 0 a 0.3 metros.

Como se puede apreciar en la figura anterior, los triángulos que se forman debido a la variación en la inclinación de los paneles no son semejantes puesto que no cumplen ninguna de las leyes para que se les pueda aplicar esta característica y, de esta forma, resolver el caso que nos atañe en cuanto a la situación de los orificios.

Por lo que se ha optado por definir la longitud de la hipotenusa para, a partir de esta, aplicando relaciones trigonométricas, obtener la longitud del cateto que nos falta y, por tanto, definir todos los orificios que se tienen que hacer para anclar el actuador y la estructura al tejado.

El valor final que se ha definido para la hipotenusa Y correspondiente al lado abatible es de 0.721 m, siendo por tanto el valor del cateto X que constituye el lado fijo de 1.08 m, estableciendo así los lados restantes que permiten definir las distancias a las que hay que realizar los orificios de anclaje para obtener los ángulos límites.

En la tabla 38 se definen las distancias en las que se tienen que realizar las perforaciones, así como el diámetro de estos.

DISTANCIAS DE PERFORACIONES Y DIAMETROS			
PERFIL	ORIFICIO	DISTANCIA (mm)	DIÁMETRO (mm)
ANCLAJE AL SUELO	Sujeción suelo	1445	M10
		27	M10
	Sujeción del actuador	1074	M6.5
		1099	M6.5
	Lateral	10	M6.5
		10	M6.5
ANCLAJE SUPERIOR	Sujeción del actuador	727	M6.5
		705	M6.5
	Lateral	10	M6.5
		10	M6.5

Tabla 38: distancia de las perforaciones en cada uno de los perfiles, así como diámetro de estos orificios.

6.7.4.2. Actuador lineal

Como se ha visto en el apartado anterior, una de las condiciones a tener en cuenta a la hora de seleccionar el actuador es que la longitud de carrera sea de 0.3 m. Además, otra condición para la elección ha de ser la fuerza máxima es capaz de administrar al conjunto del sistema. Para el cálculo de esta, se ha de estimar la componente de la fuerza peso que ejercen tanto las placas como los perfiles que se encuentren en la parte superior del actuador, así como de la fuerza que puede ejercer el viento en su impacto con la superficie de las placas.

En la figura 20 se representa un esquema de las fuerzas que debe soportar la estructura, así como las ecuaciones 47 y 48 son las referentes al cálculo de la fuerza debido al peso de los elementos del conjunto, así como a la fuerza que ejerce el viento respectivamente. Hay que tener en cuenta que no se trata de un plano completamente horizontal, si no de un plano inclinado.

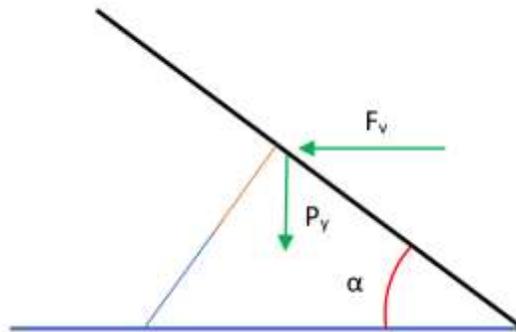


Figura 20: representación del esquema de fuerzas considerado que debe soportar el sistema en su funcionamiento. P_y representa la componente vertical del peso y F_v la fuerza que ejerce el viento al chocar con los paneles

$$P_y = (m_p + m_e) \cdot g \cdot \cos(\alpha) \quad (\text{ec. 47})$$

$$F_v = P \cdot S \cdot \text{sen}(\alpha) \quad (\text{ec. 48})$$

Siendo:

P_y la componente vertical de la fuerza peso que ejercen los paneles y el conjunto de la estructura.

m_p y m_e las masas correspondientes al panel solar y al conjunto de la estructura respectivamente. Para este caso, los paneles tienen una masa de 21 kg y el conjunto de la estructura se ha estimado que tendrá alrededor de 5 kg.

g es la constante correspondiente a la fuerza de la gravedad, siendo de $9,81 \text{ m/s}^2$.

F_v se corresponde con la fuerza que ejerce el viento en su impacto con el panel solar.

P la presión frontal que ejerce el viento. Este valor varía en función de la velocidad viento. Para este caso, se ha calculado como el 18% del valor obtenido de la media ponderada de los valores máximos registrados por AEMET a lo largo de su histórico, siendo este resultado 100 km/h. El valor de presión estimado para esta velocidad es de aproximadamente 479 N/m².

S la superficie de impacto del viento, siendo esta superficie el área de la placa con un valor de 1.849 m².

α el ángulo de inclinación de los paneles. Para este caso, se va a realizar el cálculo con ambos ángulos límite, tanto 15,5 como 41 grados.

Sustituyendo los valores en las ecuaciones correspondientes, obtenemos que los valores de fuerza son 482.47 N para el caso de 15.5° de inclinación y de 773.55 N en caso de que la inclinación fuese de 41°. Por tanto, tomando el caso en que se tenga que soportar el mayor peso, el actuador ha de ser capaz de soportar un total de 773.55 N. En base a esta característica y a la longitud de carrera elegiremos el actuador que más se ajuste a las necesidades, siendo el modelo de la serie DLA del fabricante TRANSMOTEC, capaz de soportar hasta 800 N, con una longitud de carrera de 300 mm el actuador elegido y cuya posición vendrá definida a través de un potenciómetro.

Al ser un potenciómetro el que va a definir la posición a través de una realimentación al controlador, establecemos que el tipo de control a realizar será en lazo cerrado.

Una vez seleccionados todos los elementos, la estructura final se muestra en la figura 21, lo que representa un conjunto de 4 actuadores con sus respectivas estructuras para sujetar y mover un total de 4 placas.



Figura 21: estructura final de sujeción e inclinación de los paneles solares. Se han eliminado 2 de estos paneles para poder ver cómo está construido debajo de estos.

6.7.4.3. Verificación de los perfiles

Para verificar el correcto resultado de los datos calculados anteriormente, se va a realizar un análisis de fuerzas de cada uno de los perfiles. Para ello, haremos uso de la herramienta SOLIDWORKS, un software CAD de modelado mecánico en 2D y 3D que permite realizar análisis de esfuerzos.

La normativa vigente que se ajusta mejor a este tipo de estructuras es el Código Técnico de la Edificación (CTE) para el cálculo de las cargas de viento y nieve. Según el CTE pueden no considerarse las acciones térmicas cuando se dispongan juntas de dilatación de forma que no existan elementos continuos de más de 40 m de longitud. En la estructura de la instalación no hay ningún elemento que supere dicha longitud y por tanto no se tendrán en cuenta las acciones térmicas.

Para la verificación se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha realizado el análisis de cada uno de los perfiles por separado, teniendo en cuenta que cada uno de estos soportará una parte proporcional de la fuerza correspondiente a un cuarto de la total de 773.55 N.
- Las sujeciones se han tenido en cuenta en los puntos de anclaje de cada uno de los perfiles, siendo las correspondientes al actuador lineal y los orificios para el movimiento de la viga en caso del perfil de anclaje superior, y los orificios encargados de la sujeción al tejado como al actuador lineal en caso del perfil de anclaje al suelo.
- Para que el resultado del modelo sea satisfactorio, se tiene que comprobar que la tensión de Von Mises es estrictamente inferior al límite elástico del material, así como un coeficiente de seguridad superior a la unidad en al menos un 20%.

En la tabla 39 se muestran los resultados obtenidos del análisis de cada uno de los perfiles por separado.

RESULTADOS DE SIMULACIÓN		
Perfil de anclaje superior	Límite elástico material (N/m ²)	2,039e+08
	Máx. tensión Von Mises (N/m ²)	1,616e+08
	Coeficiente de seguridad FOS	<1
Perfil de anclaje al suelo	Límite elástico material (N/m ²)	9e+07
	Máx. tensión Von Mises (N/m ²)	2,766e+07
	Coeficiente de seguridad FOS	<1

Tabla 39: resultados de la simulación en el programa Solidworks teniendo en cuenta las consideraciones descritas anteriormente. El informe con los resultados extensos se encuentra en la parte de Anexos de esta memoria.

A la vista de los resultados obtenidos en el análisis estático presente en el anexo 10, se puede concluir que cada uno de los perfiles cumplen con las medidas de seguridad

establecidas en cuanto a construcción y que, por tanto, se espera que la estructura sea también cumpla con estos requisitos.

6.7.4.4. Elementos para el control

A la hora de elegir el microcontrolador que se va a encargar de ejecutar el programa de control, se ha decantado por uno de la plataforma ARDUINO. Concretamente, se elegirá el modelo UNO, el cual presenta 7 pines de alimentación, 14 pines digitales y 6 analógicos programables mediante el entorno de desarrollo integrado de este mismo fabricante. Ha de ser alimentado por una batería externa de 9 voltios, aunque puede aceptar voltajes de entre 7 y 20 V.

Los actuadores tendrán dos conductores para activar el motor eléctrico que acciona el tornillo sinfín. Para poder extender y retraer el émbolo necesitamos ser capaces de invertir el sentido de giro del motor, es decir, invertir el sentido en el que la corriente atraviesa el motor. Para ello se puede usar un puente-H. Sin embargo, los controladores de DC más empleados, como son el L298N y TB6612FNG, no disponen de la potencia suficiente para controlar un actuador lineal de grandes dimensiones, y en la mayoría de los casos quemaríamos el controlador.

Una alternativa habitual es emplear dos etapas de relés SPDT (single pole double throw) en una configuración similar a un puente-H. La desventaja de usar relés convencionales es que perderemos el control de velocidad, dado que los relés mecánicos tienen tiempos de conmutación largos. Si se desea disponer de control de velocidad, deberemos usar relés de estado sólido, o construir nuestro propio puente-H usando transistores BJT o transistores MOSFET, pero para este caso no va a ser necesario.

En su defecto, emplearemos un total de 8 interruptores de módulo relé de placa DC a 12 V para cada una de las estructuras diseñadas puesto que llevarán instaladas 4 paneles cada una. La figura 22 presentada a continuación se presenta un diagrama referente a las conexiones de uno de los actuadores lineales.

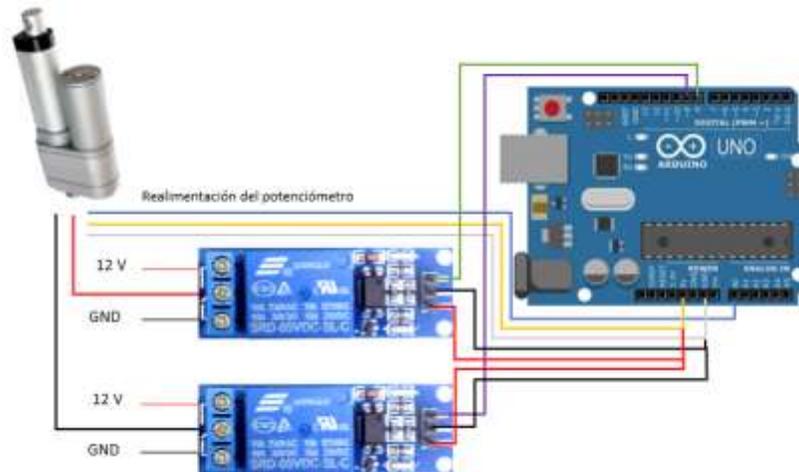


Figura 22: diagrama de conexiones del actuador lineal. El código de colores de los cables es el que se muestra en las hojas de características del actuador lineal

Para poder realizar el control de manera correcta, necesitaremos conocer y ajustar los meses del año en que nos encontramos, puesto que nuestro sistema variará de inclinación en función de este. La forma más sencilla de hacerlo es mediante un módulo de reloj de tiempo real y muy preciso. En este caso, se ha seleccionado el DS3231, puesto que también lleva incorporado una pila que permite almacenar el tiempo aún en caso de corte de corriente. Además, dentro de la plataforma de ARDUINO existen una gran cantidad de proyectos y librerías de código abierto que permiten una fácil implementación. Para que el módulo funcione correctamente deberemos asegurarnos de que nuestra placa ARDUINO cuenta con comunicación a través de un bus I2C, como es este caso. En el caso del modelo que empleamos, el pin donde encontramos el reloj (SCL) se sitúa en la patilla A5 y el empleado para el intercambio de datos (SDA) en la patilla A4, así como los pines necesarios para su alimentación.

Por otro lado, para poder hacer uso del módulo incorporado, usaremos la librería desarrollada por Adafruit y disponible en el repositorio gratuito GitHub. Esta librería nos permitirá escribir la fecha deseada para iniciar el conteo, así como leer esta para poder hacer las operaciones deseadas.

A continuación, se va a proceder a una explicación detallada del código escrito para el control de los actuadores. Este está presente redactado en el anexo 11 adjunto a esta memoria.

En primer lugar, se incluirá en el proyecto aquellas librerías de las que se vaya a hacer uso (Wire.h y RTCLib.h para este caso), para continuar definiendo el tipo de variables necesarias para la realización del proyecto. Una vez hecho esto, se procede a inicializar estas, teniendo en cuenta que los pines asociados a los relés serán de salidas digitales con un valor inicial LOW, mientras que los que van conectados a los potenciómetros serán entradas analógicas.

A continuación, iniciamos el RTC, comprobando si existen errores que han causado un error e imprimiendo por la pantalla un mensaje en caso de no haber podido iniciarse. Una vez inicializado el módulo, se ajusta el valor de la fecha y hora con la misma a la que se compiló el código. En caso de pérdida de tensión, se han añadido unas líneas comentadas que permiten ajustar el valor de fecha y hora al que desee el usuario.

Finalizado el ajuste de la fecha y la hora, inicializaremos todos los actuadores al valor en que estos estén recogidos para poder comenzar con el bucle de funcionamiento del programa principal. Este consiste en la lectura de la fecha y del estado de los actuadores a través de la salida del potenciómetro. Se hace uso de un switch case en el que, dependiendo del mes del año, estableceremos la posición final del actuador. Los valores de longitud se han de considerar teniendo en cuenta los valores límites de resistencia máximos y mínimos del potenciómetro. Dependiendo del valor leído, se accionará en un sentido de giro o en otro hasta alcanzar el valor deseado.

En la figura 23 se representa el diagrama de flujo del algoritmo programado.

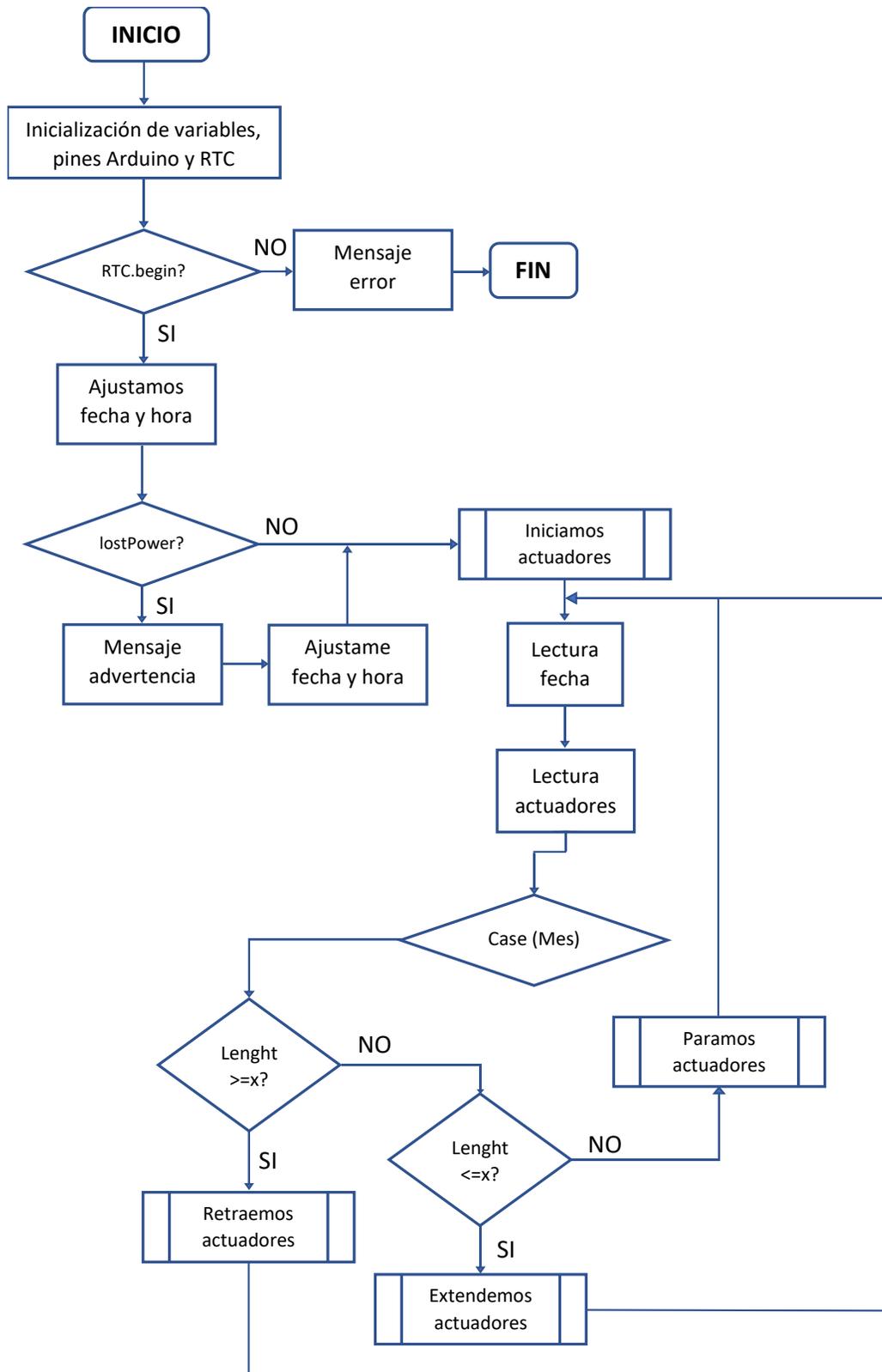


Figura 23: diagrama de flujo del algoritmo programado para la inclinación de los paneles. X representa el valor de inclinación óptimo dependiendo del mes del año.

6.7.5. Rentabilidad del proyecto

Una vez realizado el diseño de la instalación, es necesario comprobar su Para ello se va a analizar el balance energético y económico para la instalación solar fotovoltaica con y sin el sistema mecatrónico diseñado. En la tabla 40 queda reflejado el coste de la instalación tanto con el sistema mecatrónico como sin él, así como el balance energético. Se puede ver como el coste se reduciría en 13.346,26 €, así como la potencia real instalada en 7.056,18 W.

	Coste (€)	Energía anual generada (W)
Con sistema mecatrónico	65.497,55	90.806,44
Sin sistema mecatrónico	52.151,29	81.986,22
Diferencia	13.346,26	-8.820,22

Tabla 40: balance de coste y energético para la instalación con y sin sistema mecatrónico

Para comprobar la rentabilidad del proyecto, es necesario conocer si la introducción de un sistema mecatrónico generará beneficios a la hora de calcular el balance final. Para ello, se ha considerado el coste de €/W de la instalación sin sistema mecatrónico para el cálculo final de la rentabilidad, definido en la ecuación 49 y resultando ser de 1,3 €/W.

$$\text{Coste potencia unitario} = \frac{\text{Coste}}{\text{Potencia instalada real}} = \frac{52.151,29}{40.256} = 1,3 \text{ €/W (ec. 49)}$$

A partir de este dato, y sabiendo la diferencia de energía anual generada, podemos ver cuanto sería el beneficio en caso de instalar el sistema mecatrónico, siendo este valor de 11.466,29 €, haciendo ver que no es rentable la inversión, ya que no se supera la diferencia de costes.

Sin embargo, en caso de que se decida acoger a las ayudas que ofrece la comunidad valenciana a través del IVACE en cuanto a instalaciones fotovoltaicas se refiere, el coste del sistema mecatrónico estaría dentro de las partidas financiables por esta. En este caso, la tabla 41 refleja el nuevo balance energético.

	Coste (€)	Energía anual generada (W)
Con sistema mecatrónico	52.816,91	90.806,44
Sin sistema mecatrónico	42.993,05	81.986,22
Diferencia	9.823,86	-8.820,22

Tabla 51: balance de coste y energético para la instalación con y sin sistema mecatrónico teniendo en cuenta las ayudas del IVACE.

Por tanto, en caso de acogerse a las ayudas, se puede ver como la diferencia de coste si que se satisface con el beneficio obtenido de introducir el sistema mecatrónico y, por tanto, siendo una buena opción su instalación.

7. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

7.1. Cálculo sin ayudas al autoconsumo del IVACE

Para realizar el estudio de la viabilidad económica, se empleará el presupuesto de ejecución material, analizando a continuación la amortización de la instalación, teniendo en cuenta el ahorro de energía dependiendo de la tarifa contratada, así como el precio de venta de los excedentes de energía generados.

Dentro del CAPITULO 4: PRESUPUESTO encontramos calculado el presupuesto final de ejecución material, mostrado a continuación en la tabla 40, siendo el coste unitario final de la instalación de 1,62 €/W considerando honorarios, IVA, gastos generales y beneficio de industria. En caso de no contar estas últimas, se reduciría a 1,04€/W, valor más que aceptable que entra dentro del rango óptimo de 1€/W.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	41.883,04
Gastos generales (12%)	5.025,97
Beneficio industria (10%)	4.188,30
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	51.097,31
Honorarios	3.669,80
IVA (21%)	10.730,44
PRESUPUESTO FINAL	65.497,55

Tabla 40: tabla de presupuesto de ejecución material de la instalación

A la hora de calcular la amortización se ha recurrido a las tarifas de la luz que entraron en vigor con la Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022, además de tener en cuenta el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. También se ha tenido en cuenta la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Atendiendo a las anteriores normativas, podemos ver como en el Real Decreto del 9 de marzo se establece tres tarifas de peaje de transporte y distribución distintas acorde con el segmento tarifario de cargos. Para el caso que nos ocupa, acudiendo a la factura de la luz, vemos como Carrocerías Subiela tiene contratado el segmento tarifario 3.0 TD ya que la potencia contratada es superior a los 15 kW en alguno de los 6 periodos. La tarifa 3.0 TD ofrece 6 periodos horarios distintos en la que el precio de la luz varía en función del mes, la hora del día y el lugar, siendo el periodo P1 en el que se alcanza un precio más caro, mientras que en el periodo P6 es el más barato. Este último se establece entre las 0:00 horas y las

8:00 horas, siendo este periodo de tiempo en el que las placas no estén generando, por lo que no se tendrá en cuenta a la hora de realizar los cálculos.

En la figura 23 se muestran los distintos periodos de facturación de esta tarifa 3.0 TD en función del mes del año y las horas del día en la península ibérica. Se ha tomado este tipo de tarifa pese a que la empresa tuvo contratado la 6.1 TD durante gran parte del año puesto que la empresa Iberdrola es con la que tiene actualmente ese tipo de contrato y prevé seguir con ella.

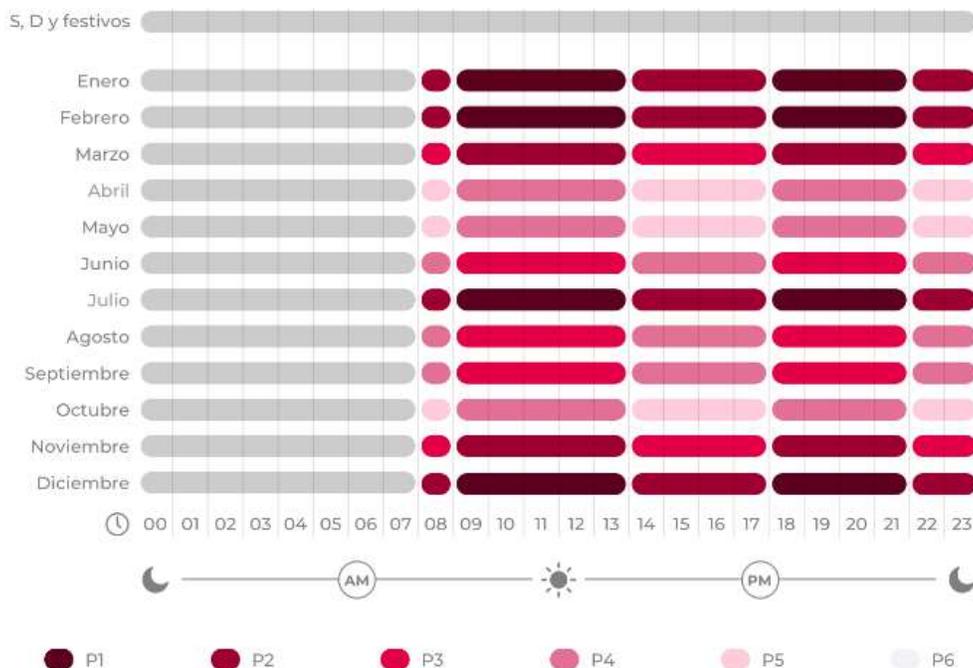


Figura 23: periodos de facturación de esta tarifa 3.0 TD en función del mes del año y las horas del día en la península ibérica. Extraído de Roams Energía

Por otra parte, se presenta en la tabla 41 se presentan los precios correspondientes al término por energía y al término de potencia expresado en €/kWh. Estos datos son empleados para calcular el precio medio de coste de la energía para un periodo de un año. Se tendrá en cuenta también para el cálculo de ahorro en la factura el precio de venta de los excedentes que produce nuestra instalación. Si acudimos al apartado de autoconsumo en la web de Iberdrola vemos como, el precio al que paga los excedentes producidos por una instalación solar fotovoltaica son de 5 c€/kWh.

TARIFA 3.0 TD IBERDROLA		
Periodo	Energía	Potencia
P1	0.1716 €/kWh	0.0446 €/kW día
P2	0.1645 €/kWh	0.0329 €/kW día
P3	0.1502 €/kWh	0.0155 €/kW día
P4	0.1438 €/kWh	0.0129 €/kW día
P5	0.1382 €/kWh	0.0127 €/kW día
P6	0.1308 €/kWh	0.0108 €/kW día

Tabla 41: precio de la energía sin impuestos para la tarifa 3.0 TD de la compañía Iberdrola

Para el cálculo del precio del coste de la energía a lo largo del mes, se va a recurrir a Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. Dentro de este, en el artículo 5 encontramos los términos empleados para el cálculo de la facturación, tanto de potencia contratada como de energía activa consumida, siendo estas las que se encuentran reflejadas en las ecuaciones 50 y 51.

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T_{pp} * P_{cp} \quad (ec. 50)$$

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} T_{ep} * E_p \quad (ec. 51)$$

Donde:

FP hace referencia al término de facturación por potencia contratada en €.

T_{pp} al precio del término de potencia del periodo horario p (€/kW y año), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto.

P_{cp} es la Potencia contratada en el período horario p (kW y año).

FE es el término de facturación por energía activa consumida (€).

T_{ep} es el precio del término de energía del periodo horario p (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto.

E_p es el término referente a la Energía consumida o estimada en el período horario p (kWh).

I es el número de periodos horarios del segmento tarifario al que corresponde el suministro.

Realizando los cálculos atendiendo a los consumos realizados por la empresa a lo largo del último año, obtenemos que, en el periodo de un año, el coste en lo que respecta a términos de potencia es de 186 € al mes, mientras que el que se corresponde con el término de energía asciende a 1118,1 € al mes, siendo la suma de ambos términos de 1304,1 € El

cálculo se ha realizado teniendo en cuenta el consumo anual en cada uno de los periodos de facturación y dividiendo entre los 12 meses del año.

Por lo tanto, haciendo el cálculo propuesto en la ecuación 52, calculamos que el precio de kWh referente al año que se está considerando es de un total de 0,1787 €.

$$\frac{1304.1 \left(\frac{\text{€}}{\text{mes}} \right) * 12 \text{ meses}}{87559 \text{ kWh}} = 0.1787 \text{ €/kWh} \quad (\text{ec. 52})$$

Además, se van a considerar unos costes de operación y mantenimiento. En un estudio realizado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), se estimaba que, teniendo en cuenta la posible evolución de las placas, se podrían reducir los costes de operación y mantenimiento, suponiendo esta una reducción del 20% en el periodo de tiempo comprendido entre 2010 – 2030, siendo este valor final de 38.000 € por MW instalado y año [15]. Por lo que, al tener la empresa contratada una potencia de 44 kWp, el valor orientativo para este coste será de 2000 € anuales. En relación a este término, se va a estimar una tasa de inflación del 2.5% anual a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación.

Por tanto, una vez recogidos y calculados todos los datos, en la tabla 42 se recoge todo el dinero generado y acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación. A continuación de esta, se recoge en la tabla 43 el periodo de amortización incluyendo ahorros y costes de mantenimiento, así como los flujos de caja totales.

AÑO	Coficiente	Excedente (kWh)	Energía producida (kWh)	Energía ahorrada (kWh)	Capital por excedente (€)	Capital ahorrado por energía producida (€)	Capital ahorrado (€)	Capital acumulado (€)
1	1	20004,09	90806,44	70802,35	10202,09	12654,33	22856,42	22856,42
2	0,992	19277,64	90079,99	70802,35	9831,60	12654,33	22485,93	45342,34
3	0,984	18551,19	89353,54	70802,35	9461,11	12654,33	22115,44	67457,78
4	0,976	17824,74	88627,09	70802,35	9090,62	12654,33	21744,95	89202,72
5	0,968	17098,28	87900,63	70802,35	8720,12	12654,33	21374,45	110577,18
6	0,96	16371,83	87174,18	70802,35	8349,63	12654,33	21003,96	131581,14
7	0,952	15645,38	86447,73	70802,35	7979,14	12654,33	20633,47	152214,62
8	0,944	14918,93	85721,28	70802,35	7608,65	12654,33	20262,98	172477,60
9	0,936	14192,48	84994,83	70802,35	7238,16	12654,33	19892,49	192370,09
10	0,928	13466,03	84268,38	70802,35	6867,67	12654,33	19522,00	211892,10
11	0,92	12739,57	83541,92	70802,35	6497,18	12654,33	19151,51	231043,61
12	0,912	12013,12	82815,47	70802,35	6126,69	12654,33	18781,02	249824,63
13	0,904	11286,67	82089,02	70802,35	5756,20	12654,33	18410,53	268235,17
14	0,896	10560,22	81362,57	70802,35	5385,71	12654,33	18040,04	286275,21
15	0,888	9833,77	80636,12	70802,35	5015,22	12654,33	17669,55	303944,76
16	0,88	9107,32	79909,67	70802,35	4644,73	12654,33	17299,06	321243,82
17	0,872	8380,87	79183,22	70802,35	4274,24	12654,33	16928,57	338172,39
18	0,864	7654,41	78456,76	70802,35	3903,75	12654,33	16558,08	354730,48
19	0,856	6927,96	77730,31	70802,35	3533,26	12654,33	16187,59	370918,07
20	0,848	6201,51	77003,86	70802,35	3162,77	12654,33	15817,10	386735,17
21	0,84	5475,06	76277,41	70802,35	2792,28	12654,33	15446,61	402181,78
22	0,832	4748,61	75550,96	70802,35	2421,79	12654,33	15076,12	417257,90
23	0,824	4022,16	74824,51	70802,35	2051,30	12654,33	14705,63	431963,53
24	0,816	3295,71	74098,06	70802,35	1680,81	12654,33	14335,14	446298,67
25	0,808	2569,25	73371,60	70802,35	1310,32	12654,33	13964,65	460263,32

Tabla 42: capital esperado que genere la instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil.

A continuación, en el gráfico 11 se muestra de forma más visual los datos de balance de flujos de caja obtenidos en la tabla anterior, pudiendo observar como el periodo de tiempo estimado de amortización de la instalación es de 4 años, periodo más que asequible para un proyecto que requiere de una inversión de capital tan grande.

AÑO	Capital ahorrado por energía producida (€)	Capital por excedente (€)	Coste de mantenimiento y operación (€)	Flujos de caja (€)	Flujos acumulados (€)
0	0	0	0	-65.497,55	-65497,55
1	12654,33	10202,09	1500,00	21356,42	-44141,14
2	12654,33	9831,60	1503,75	20982,18	-23158,96
3	12654,33	9461,11	1507,51	20607,93	-2551,04
4	12654,33	9090,62	1511,28	20233,67	17682,63
5	12654,33	8720,12	1515,06	19859,40	37542,03
6	12654,33	8349,63	1518,84	19485,12	57027,15
7	12654,33	7979,14	1522,64	19110,83	76137,98
8	12654,33	7608,65	1526,45	18736,54	94874,52
9	12654,33	7238,16	1530,26	18362,23	113236,75
10	12654,33	6867,67	1534,09	17987,91	131224,66
11	12654,33	6497,18	1537,92	17613,59	148838,25
12	12654,33	6126,69	1541,77	17239,25	166077,51
13	12654,33	5756,20	1545,62	16864,91	182942,41
14	12654,33	5385,71	1549,49	16490,55	199432,97
15	12654,33	5015,22	1553,36	16116,19	215549,16
16	12654,33	4644,73	1557,25	15741,82	231290,98
17	12654,33	4274,24	1561,14	15367,43	246658,41
18	12654,33	3903,75	1565,04	14993,04	261651,45
19	12654,33	3533,26	1568,95	14618,64	276270,09
20	12654,33	3162,77	1572,88	14244,22	290514,31
21	12654,33	2792,28	1576,81	13869,80	304384,11
22	12644,08	2421,79	1580,75	13485,12	317869,23
23	12522,50	2051,30	1584,70	12989,10	330858,33
24	12400,92	1680,81	1588,66	12493,07	343351,41
25	12279,35	1310,32	1592,64	11997,03	355348,44

Tabla 43: análisis económico de la inversión y periodo de amortización de esta



Gráfico 11: balance de los flujos acumulados y amortización de la instalación.

Por último y, para estudiar la rentabilidad de la instalación, se calculará el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con la inversión, trayendo todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El resultado expresa una medida de rentabilidad del proyecto en un número de unidades monetarias. Para el caso que nos ocupa, se ha aplicado una tasa de descuento del 5%. A primera vista, como el sumatorio de los flujos de caja de este proyecto durante su vida útil es mayor que el valor de la inversión inicial, se podría decir que es viable en términos netos.

La TIR es la rentabilidad de la inversión. Es decir, la tasa de interés que hace que el VAN se haga cero para la vida útil de la instalación. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión para comprobar la viabilidad de una inversión. Cuanto mayor sea la TIR mejor será la inversión. Para este tipo de proyectos, lo ideal sería conseguir un TIR superior al 10%.

Finalmente, visualizando los datos presentados en la tabla 44 respecto a la viabilidad del proyecto, vemos como el VAN es positivo y el TIR alcanza un valor superior al mínimo recomendado establecido en el 10%.

Descuento	5,00%
VAN	185.020,85 €
TIR	30,7%

Tabla 44: Resultados obtenidos de VAN y TIR

7.2. Cálculo con ayudas al autoconsumo del IVACE

A continuación, se va a realizar el cálculo de rentabilidad de la instalación considerando las ayudas al autoconsumo que convoca el IVACE y gestiona la Dirección general de Transición Ecológica.

Dentro del documento de la convocatoria, en el apartado de anexos podemos encontrar el método de cálculo del importe de ayudas a conceder. En primer lugar, se ha de calcular el coste subvencionable unitario (Csu) a partir del coste elegible unitario y el coste unitario de la instalación de referencia (Cuf). Atendiendo a la definición que encontramos en el artículo 5 en lo que respecta a gastos que se encuentran dentro de los costes elegibles y, acudiendo al presupuesto de la instalación, se puede ver como los costes incluidos son los reflejados en la tabla 45.

Partida	Importe (€)
Instalación fotovoltaica	27.703,60
Estructura mecatrónica	9.040,99
Canalizaciones	269,65
Protecciones y conexiones	1.585,93
Obra civil	3.282,87
Honorarios	3.669,80
Total	45.552,85

Tabla 45: Partidas relacionadas con el coste elegible.

Teniendo en cuenta todo esto, el coste elegible unitario de la instalación asciende a 0,9 €/Wp, considerando que la potencia realmente instalada es de 50,32 kWp. Este coste elegible unitario será igual al coste subvencionable unitario puesto que no se definen costes unitarios de la instalación de referencia para la potencia instalada considerada en este proyecto. Finalmente, el coste subvencionable total de la instalación queda definido en la ecuación 53, con un valor de 12680,64 € que representa un 27,84 % del coste total de la instalación.

$$\text{Coste subv} = (Csu + Csau) \cdot Ps \cdot \%a = (0,9) \cdot 40256 \cdot 0.35 = 12680,64\text{€} \text{ (ec. 53)}$$

Donde:

Csu es el coste subvencionable unitario calculado anteriormente

Csau es costes subvencionables unitarios máximos aplicables de forma adicional, que en este caso son de 0€

Ps hace referencia a la potencia real de la instalación, que asciende a un total de 49728 kWp

%a, es el porcentaje de ayuda establecido en la tabla 1 de los anexos de la convocatoria de ayudas, por la cual a Carrocerías Subiela S.L., le correspondería un total de 35% aplicable al coste subvencionable.

Una vez calculado el coste subvencionable, mostramos en la tabla 46 un nuevo análisis económico de la inversión teniendo en cuenta la parte subvencionable. Se puede apreciar como la inversión inicial a realizar es menor de que para el caso sin subvención como era de esperar. El tiempo de amortización de la inversión es relativamente menor que en el caso anterior. Pero donde mejor se refleja es en el coste unitario final de la instalación, siendo este valor para este caso de 1,31€/W, reduciendo este 0,3€/kW respecto al caso anterior y, como era de esperar, siendo este más competitivo. En caso de no tener en cuenta IVA, gastos generales ni beneficio a la industria, este se reduciría a 0.73€/W.

AÑO	Capital ahorrado por energía producida (€)	Capital por excedente (€)	Coste de mantenimiento y operación (€)	Flujos de caja (€)	Flujos acumulados (€)
0	0	0	0	-52.816,91	-52816,9137
1	12654,33	10202,09	1500,00	21356,42	-31460,50
2	12654,33	9831,60	1503,75	20982,18	-10478,32
3	12654,33	9461,11	1507,51	20607,93	10129,60
4	12654,33	9090,62	1511,28	20233,67	30363,27
5	12654,33	8720,12	1515,06	19859,40	50222,67
6	12654,33	8349,63	1518,84	19485,12	69707,79
7	12654,33	7979,14	1522,64	19110,83	88818,62
8	12654,33	7608,65	1526,45	18736,54	107555,16
9	12654,33	7238,16	1530,26	18362,23	125917,39
10	12654,33	6867,67	1534,09	17987,91	143905,30
11	12654,33	6497,18	1537,92	17613,59	161518,89
12	12654,33	6126,69	1541,77	17239,25	178758,15
13	12654,33	5756,20	1545,62	16864,91	195623,05
14	12654,33	5385,71	1549,49	16490,55	212113,61
15	12654,33	5015,22	1553,36	16116,19	228229,80
16	12654,33	4644,73	1557,25	15741,82	243971,62
17	12654,33	4274,24	1561,14	15367,43	259339,05
18	12654,33	3903,75	1565,04	14993,04	274332,09
19	12654,33	3533,26	1568,95	14618,64	288950,73
20	12654,33	3162,77	1572,88	14244,22	303194,95
21	12654,33	2792,28	1576,81	13869,80	317064,75
22	12644,08	2421,79	1580,75	13485,12	330549,87
23	12522,50	2051,30	1584,70	12989,10	343538,97
24	12400,92	1680,81	1588,66	12493,07	356032,05
25	12279,35	1310,32	1592,64	11997,03	368029,08

Tabla 46: análisis económico de la inversión y periodo de amortización de esta contando con la subvención

Para concluir, visualizando los datos presentados en la tabla 47 respecto a la viabilidad del proyecto, vemos como el VAN es positivo y el TIR alcanza un valor superior al mínimo recomendado establecido en el 10%, siendo ambos valores también cualitativamente mejores a los reflejados en el caso anterior.

Descuento	5,00%
VAN	197.701,49 €
TIR	38,6%

Tabla 47: Resultados obtenidos de VAN y TIR contando con la subvención.

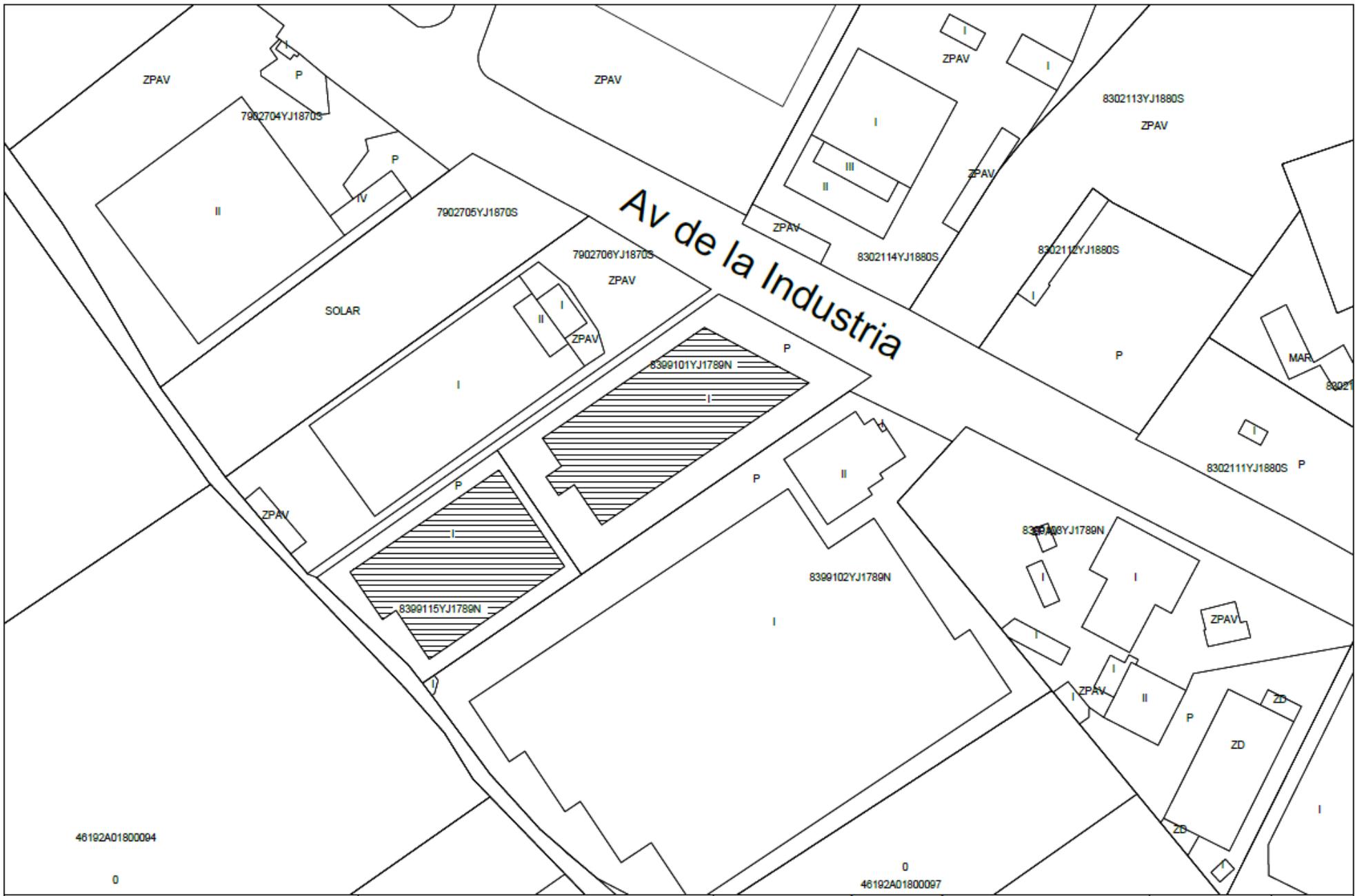
8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Estatal de Meteorología: Datos climatológicos normales (Estación ubicada en el Aeropuerto de Valencia):
<https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=8414A&k=undefined>
- [2] Agencia Estatal de Meteorología: Datos abiertos de AEMET, Altas de Radiación Solar:
https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf
- [3] ENDEF solar solutions, Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas:
<https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>
- [4] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM):
<http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>
- [5] Blog TECNOSOL, energía solar y sistemas de riego:
<https://tecnosolab.com/noticias/orientacion-e-inclinacion-para-mejor-aprovechamiento-solar/>
- [6] AmasPlus: Energías Renovables. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED VERTIDO CERO:
<https://amasplusrenovables.es/instalacion-solar-fotovoltaica-conectada-a-red-vertido-cero/>
- [7] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
<https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5089-consolidado.pdf>
- [8] Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España).
https://selectra.es/sites/selectra.es/files/pdf/2019_08_guia_autoconsumo_v2.0.pdf
- [9] Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica
https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf
- [10] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [11] SUN FIELDS EUROPE
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>
- [12] CLEAN ENERGY REVIEWS (INVERTERS)
<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-grid-connect-solar-inverters-sma-fronius-solaredge-abb>
- [13] INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS TUBOS Y CANALES PROTECTORAS (ITC-BT-21 del REBT)
https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC
- [14] CONVOCATORIA PARA AYUDAS AL AUTOCONSUMO Y EL ALMACENAMIENTO, CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE, Y A LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS TÉRMICOS RENOVABLES EN EL SECTOR RESIDENCIAL
https://dogv.gva.es/datos/2021/10/04/pdf/2021_9858.pdf

[15] EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE ENERGÍAS RENOVABLES estudio técnico PER 2011 – 2020

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

CAPÍTULO DOS: PLANOS

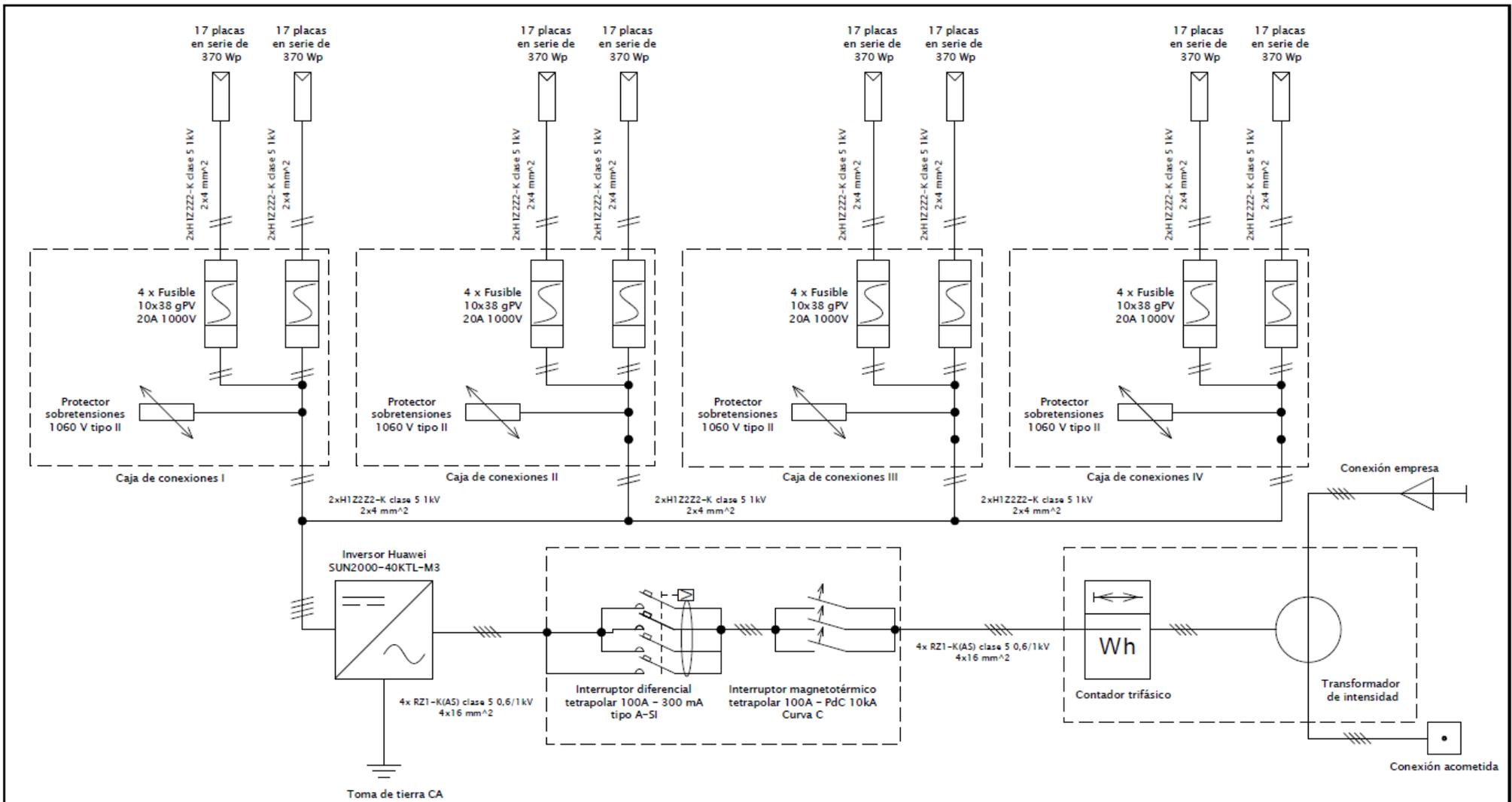


Proyecto: ESTUDIO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PROPUESTA DE MEJORA EN UNA DE LAS NAVES DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA CARROCEÍAS SUBIELA SL, PATERNA

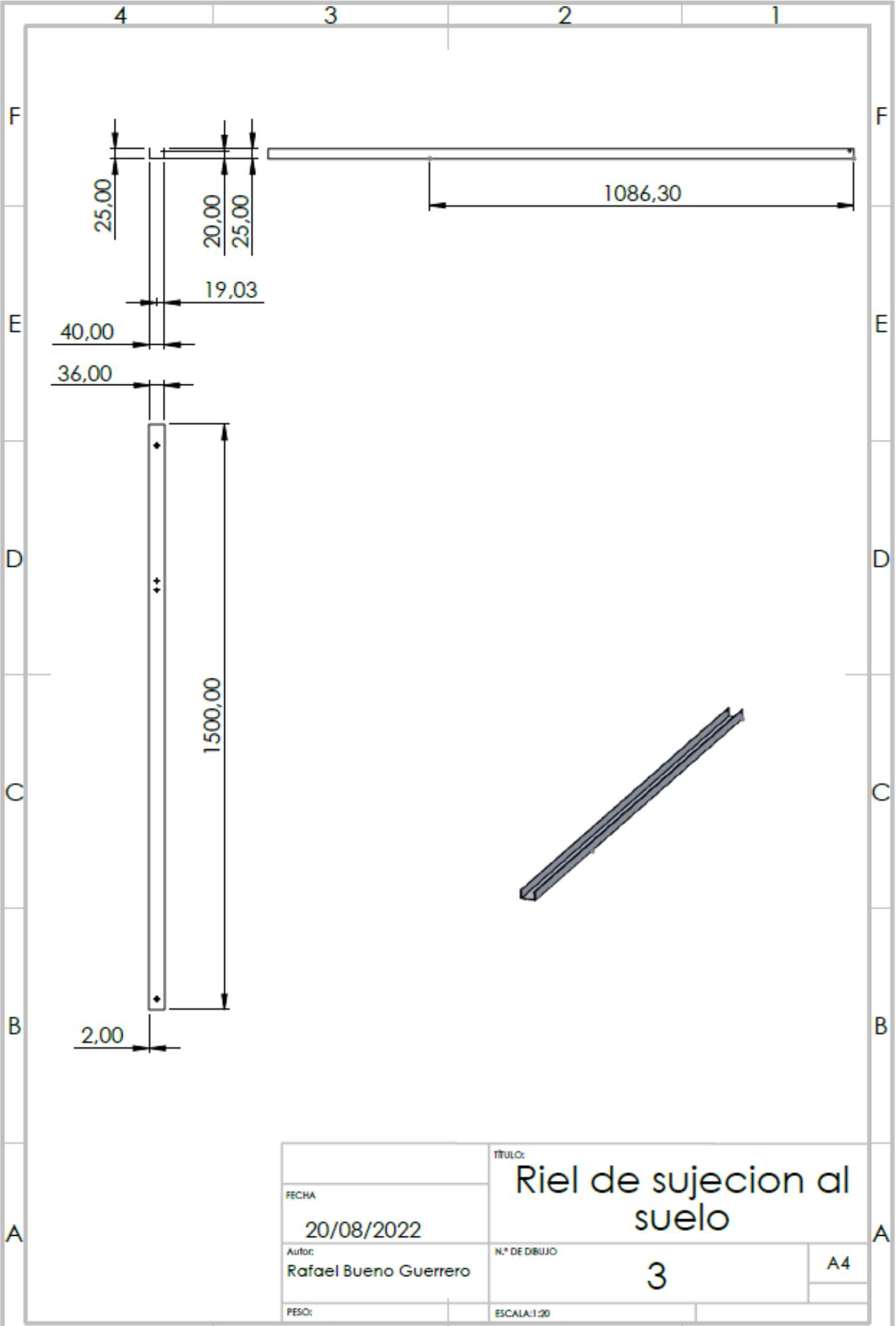
Plano: Plano de situación y localización
 Autor: Rafael Bueno Guerrero

Fecha: Agosto 2022
 Escala: 1:1000

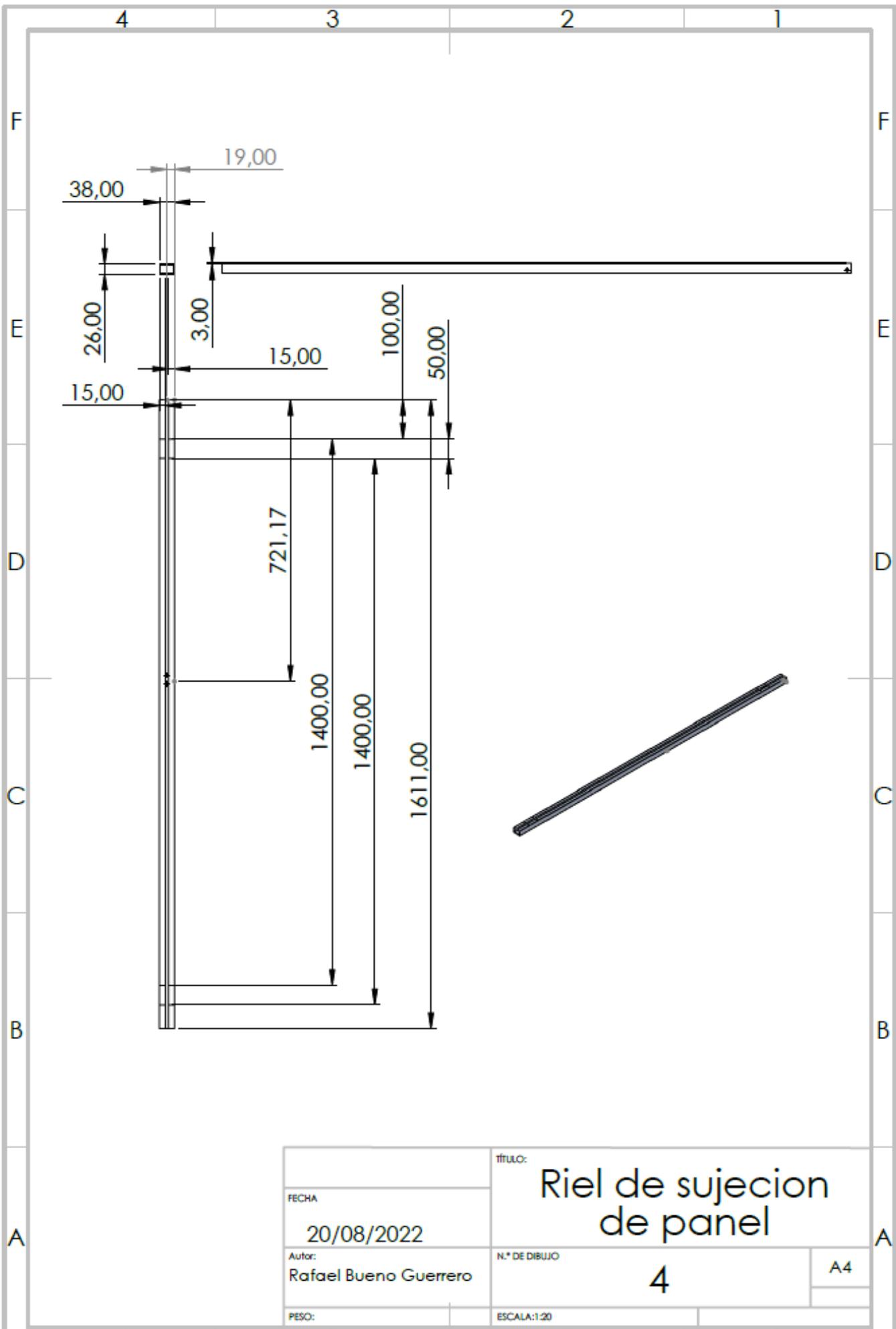
Nº Plano: 1



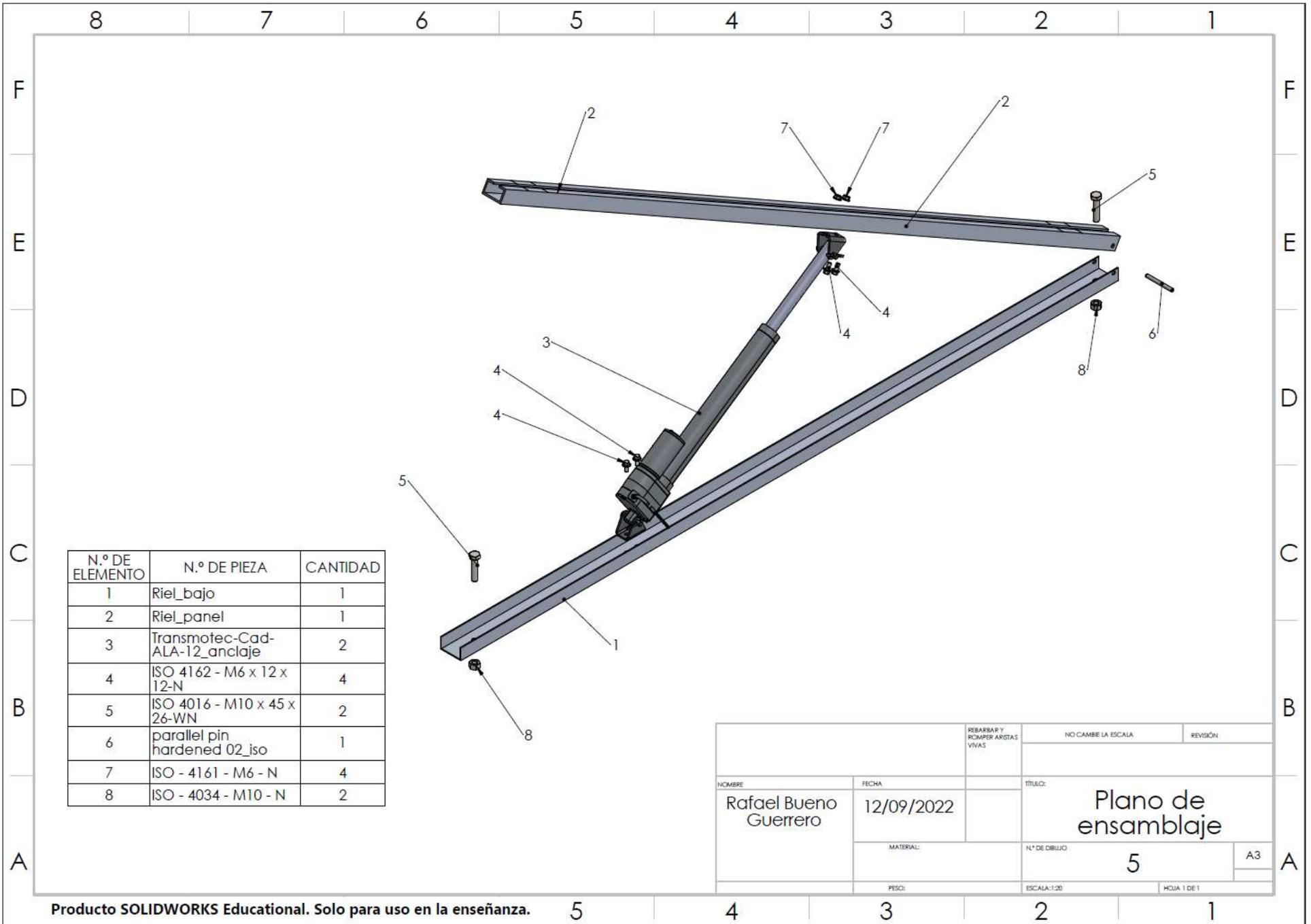
Dep. responsable	Referencia técnica	Creado por Rafael Bueno Guerrero	Aprobado por	Escala	
		Tipo de documento Esquema unifilar	Estado del documento	Rev.	
		Título, título suplementario Esquema de conexiones de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para Carrocerías Subiela SL		Fecha de edición 20/08/2022	Idioma ESP
				Hoja 1/1	



FECHA		TÍTULO:	
20/08/2022		Riel de sujecion al suelo	
Autor:		N.º DE DIBUJO	A4
Rafael Bueno Guerrero		3	
PESO:		ESCALA:1:20	



FECHA		título:	
20/08/2022		Riel de sujecion de panel	
Autor:		N.º DE DIBUJO	A4
Rafael Bueno Guerrero		4	
PESO:		ESCALA:1:20	



N.º DE ELEMENTO	N.º DE PIEZA	CANTIDAD
1	Riel_bajo	1
2	Riel_panel	1
3	Transmotec-Cad-ALA-12_anclaje	2
4	ISO 4162 - M6 x 12 x 12-N	4
5	ISO 4016 - M10 x 45 x 26-WN	2
6	parallel pin hardened 02_iso	1
7	ISO - 4161 - M6 - N	4
8	ISO - 4034 - M10 - N	2

		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
NOMBRE: Rafael Bueno Guerrero	FECHA: 12/09/2022	TÍTULO: Plano de ensamblaje		
MATERIAL:		Nº DE DIBUJO: 5	A3	
PESO:		ESCALA:1:20	HOJA 1 DE 1	

CAPÍTULO TRES: PLIEGO DE CONDICIONES

1 *OBJETO*

El objeto del siguiente pliego de condiciones es el de fijar las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación solar fotovoltaica interconectada a red de 49.73 kWp de potencia pico, en la cubierta de la nave industrial en la Avenida de la industria, 17 en Paterna, municipio de la Comunidad Valenciana.

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

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

2 *GENERALIDADES*

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

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

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento

Electrotécnico para Baja Tensión

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Norma UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

3 *DEFINICIONES*

3.1 *RADIACIÓN SOLAR*

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 *INSTALACIONES*

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 *MÓDULOS*

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

4 CONDICIONES DE LOS COMPONENTES Y MATERIALES

4.1 GENERALIDADES

Generalmente se ha de asegurar mínimamente, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65, es decir, protección total contra el polvo y protección contra chorros de agua de baja potencia desde todas las direcciones. Además, los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Así mismo, la instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico

El funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución. Por ello, se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la memoria del proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en castellano y, además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

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

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características

para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, los módulos con la tecnología de silicio cristalino deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215.

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

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

Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable. Además, tanto esta como la estructura soporte de fijación de los módulos, serán conectados a tierra.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

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

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

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

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

4.3 *ESTRUCTURA SOPORTE*

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

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en

los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. Así mismo, los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

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

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar y proteger la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder al tratamiento final.

La tornillería será realizada en acero inoxidable se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta de la nave industrial, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, lo cual supone para el caso general un máximo de 10 % de pérdidas debido a las sombras.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos.

4.4 *INVERSORES*

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

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

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

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

Las características eléctricas del inversor serán las explicadas en los siguientes apartados.

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

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

El consumo eléctrico del inversor en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.

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

El inversor deberá tener un grado de protección mínima IP30 por estar en el interior de un edificio y un lugar accesible.

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

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

4.5 *CABLEADO*

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión

y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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

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

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

4.6 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones deberán cumplir con una serie de condiciones expuestas en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Específicamente deberán cumplir las condiciones expuestas en el artículo 11 “*Condiciones técnicas de carácter general*” y en el artículo 12 “*Condiciones de conexión*” del Capítulo III “*Condiciones técnicas de las instalaciones*”.

4.7 MEDIDAS

Todas las instalaciones cumplirán con el artículo 18 “*Medida y facturación*” del capítulo IV “*Procedimiento de medida y facturación*”, del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Todo ello a excepción del artículo 18.3 el cual queda derogado por el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

4.8 PROTECCIONES

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

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 14 “*Protecciones*” del Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia a excepción de los apartados 1.d) el cual queda modificado por el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio y del apartado 1.e) que es modificado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

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

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

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 15 “Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones” del Capítulo III “Condiciones técnicas de las instalaciones” del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

4.10 *ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA*

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 16 “Armónicos y compatibilidad electromagnética” del Capítulo III “Condiciones técnicas de las instalaciones” del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

4.11 *MEDIDAS DE SEGURIDAD*

Las centrales fotovoltaicas, estarán, por un lado, equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

Por otro lado, la central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Finalmente, las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida y, como mínimo, la recogida en la norma UNE-EN 62446-1:2017, “Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección”
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional. No

obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

6 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

6.1 GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

6.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

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

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo consiste en operaciones de inspección visual y verificación de actuaciones, que todas ellas aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Además, este incluirá, al menos, una visita anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

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

- El plan de mantenimiento correctivo, consiste en todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Se incluyen:

- La visita a la instalación se realizará cada vez que el usuario lo requiera y, en caso de avería, será en un plazo máximo de una semana junto con la resolución de la misma en un tiempo máximo de 10 días extras.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

En general, el mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Se realizará un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas y se registrarán las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

6.3 *GARANTÍAS*

6.3.1 **ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA**

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

6.3.2 **PLAZOS**

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es

responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

6.3.3 CONDICIONES ECONÓMICAS

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

6.3.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador

6.3.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el

componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

CAPÍTULO CUATRO: PRESUPUESTO

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

El coste total de la instalación del sistema fotovoltaico dependerá en gran medida del tamaño de la instalación, ya que la parte más costosa de este es, con diferencia, la adquisición del equipo solar.

A la hora de realizar este presupuesto se ha dividido en dos partes diferenciadas: en la primera de estas se ha estimado en valoración económica el coste del trabajo realizado a la hora de planificar el proyecto, refiriéndose a costes humanos y de ofimática. En segundo lugar, se valora el coste de ejecución de la instalación del sistema fotovoltaico, en el que se incluye el material y la mano de obra necesaria para llevar a cabo el proyecto. Finalmente, se mostrará un cuadro resumen de costes para cada uno de los apartados previamente mencionados.

La estructura y diseño del presupuesto se ha basado en la del programa Arquímedes de la empresa CYPE ingenieros.

2. PRESUPUESTO DE PLANIFICACIÓN

2.1. RECURSOS HUMANOS

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
h	Ingeniería Mecatrónico	120,00	20,00	2.400,00
km	Desplazamiento	74,40	0,40	29,76
Total				2.429,76

Tabla P1: partida de Recursos Humanos

2.2. OFIMÁTICA

Unidad	Descripción unidad	Precio unidad (€)	Amortización	Amortizado	Importe (€)
u.	Ordenador portatil	800,00	5 años	2 meses	26,30
u.	S.O. Windows 10 Pro	153,94	1 año	2 meses	25,30
u.	Solidworks	4.725,00	1 año	0,16 meses	64,72
u.	Autodesk Autocad	2.342,00	1 año	0,067 meses	12,83
u.	Microsoft Office	69,00	1 año	2 meses	11,34
Total					140,49

Tabla P2: partida de Ofimática

2.3. PRESUPUESTO FINAL

Partida	Importe (€)
Recursos humanos	2.429,76
Ofimática	140,49
Total	2.570,25

Tabla P3: presupuesto de planificación del proyecto

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	2.570,25
Gastos generales (10%)	257,03
Beneficio industrial (8%)	205,62
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	3.032,90
IVA (21%)	636,91
PRESUPUESTO FINAL	3.669,80

Tabla P4: presupuesto final de planificación del proyecto

El presupuesto final asociado a la planificación del proyecto asciende a un total de **TRES MIL SEISCIENTOS SESENTA Y NUEVE CON OCHENTA centimos**

3. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

3.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.1	Panel fotovoltaico SHARP UN-JC370. Módulo solar fotovoltaico monocristalino de 370 Wp de potencia y 34,42 Vp de tensión. Totalmente instalado, comprobado y en funcionamiento.			
u	Panel fotovoltaico	1,00	107,89	107,89
h	Oficial 1º electricista	1,00	18,00	18,00
h	Ayudante electricista	1,00	16,00	16,00
h	Oficial 1º construcción	1,00	18,00	18,00
%	Costes directos complementarios	3,00	159,89	4,80
Total				164,69

Tabla P5: tabla precios descompuestos, módulo fotovoltaico

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.2	Inversor Huawei SUN2000-40-KTL-M3. Inversor con una potencia de 40 kW de entrada, protección IP 65, rango de tensión de entrada de 200 - 1000 V. Eficiencia máxima de 98,7 % y tensión de salida de 400 V. Totalmente instalado, comprobado y en funcionamiento			
u	Inversor	1,00	3.449,71	3.449,71
h	Oficial 1º electricista	1,00	18,00	18,00
h	Especialista electricista	1,00	20,00	20,00
%	Costes directos complementarios	3,00	3.487,71	104,63
Total				3.592,34

Tabla P6: tabla precios descompuestos, módulo fotovoltaico

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.3	Línea monofásica tramo 1. Compuesta por 2 cables unipolares TOPSOLAR H1Z2Z2-K de cobre de clase 5 de 4 mm ² baja tensión 1kV con aislamiento de goma libre de halógenos resistente a altas temperaturas.			
m	Cable unipolar TOPSOLAR H1Z2Z2-K de cobre de 2,5 mm ²	1,00	0,99	0,99
h	Oficial 1º electricista	0,06	18,00	1,08
h	Ayudante de electricista	0,06	16,00	0,96
%	Costes directos complementarios	3,00	3,03	0,09
Total				3,12

Tabla P7: tabla precios descompuestos, línea monofásica tramo 1

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.4	Línea monofásica tramo 2. Compuesta por 2 cables unipolares TOPSOLAR H1Z2Z2-K de cobre de clase 5 de 4 mm ² baja tensión 1kV con aislamiento de goma libre de halógenos resistente a altas temperaturas.			
m	Cable unipolar TOPSOLAR H1Z2Z2-K de cobre de 2,5 mm ²	1,00	0,69	0,69
h	Oficial 1º electricista	0,06	18,00	1,08
h	Ayudante de electricista	0,06	16,00	0,96
%	Costes directos complementarios	3,00	2,73	0,08
Total				2,81

Tabla P8: tabla precios descompuestos, línea monofásica tramo 2

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.5	Línea trifásica tramo 3. Compuesta por 3 cables unipolares AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K(AS) de cobre de clase 5 de 16 mm ² tensión nominal 0,6/1 kV con aislamiento de polietileno reticulado resistente a altas temperaturas y baja emisión de humos			
m	Cable unipolar AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K(AS) de cobre de 35 mm ²	3,00	6,63	19,89
h	Oficial 1º electricista	0,18	18,00	3,24
h	Ayudante de electricista	0,18	16,00	2,88
%	Costes directos complementarios	3,00	26,01	0,78
Total				26,79

Tabla P9: tabla precios descompuestos, línea monofásica tramo 3

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.6	Línea trifásica tramo 4. Compuesta por 3 cables unipolares AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K(AS) de cobre de clase 5 de 16 mm ² tensión nominal 0,6/1 kV con aislamiento de polietileno reticulado resistente a altas temperaturas y baja emisión de humos			
m	Cable unipolar AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K(AS) de cobre de 35 mm ²	3,00	6,63	19,89
h	Oficial 1º electricista	0,18	18,00	3,24
h	Ayudante de electricista	0,18	16,00	2,88
%	Costes directos complementarios	3,00	26,01	0,78
Total				26,79

Tabla P10: tabla precios descompuestos, línea monofásica tramo 4

3.2. ESTRUCTURA MECATRÓNICA

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.1	Viga de sujeción de panel. Construcción en acero galvanizado con 160 cm de longitud, 3,7 cm de ancho y 3 mm de grosor con perforaciones para anclaje del actuador lineal y sujeción con la otra viga de la estructura.			
kg	Acero galvanizado	4,10	2,45	10,05
u	Tornillería M6.5	2,00	0,14	0,28
h	Oficial 1º montador	0,25	18,00	4,50
h	Ayudante montador	0,25	12,00	3,00
h	Equipo y maquinaria	0,02	3,42	0,06
%	Costes directos complementarios	3,00	17,89	0,54
Total				18,42

Tabla P11: tabla precios descompuestos, viga de sujeción del panel

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.2	Viga de sujeción al suelo. Construcción en aleación de aluminio 6005A T6 con 150 cm de longitud, 3,8 cm de ancho y 3 mm de grosor con perforaciones para anclaje del actuador lineal y sujeción con la otra viga de la estructura.			
kg	Aleación aluminio 6005A T6	0,69	4,00	2,78
u	Tornillería M10	2,00	0,25	0,50
u	Tornillería M6.5	2,00	0,14	0,28
h	Oficial 1º montador	0,25	18,00	4,50
h	Ayudante montador	0,25	12,00	3,00
h	Equipo y maquinaria	0,02	3,42	0,06
%	Costes directos complementarios	3,00	11,12	0,33
Total				11,45

Tabla P12: tabla precios descompuestos, viga de sujeción al suelo

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.3	Viga SUNFER perfil G1. Construcción en aleación de aluminio 6005A T6 con 235 cm de longitud, 2,56 cm de ancho y 3 mm de grosor con perforaciones para anclaje del actuador lineal y sujeción con la otra viga de la estructura.			
u	Perfil SUNFER G1	1,00	22,56	22,56
%	Costes directos complementarios	3,00	22,56	0,68
Total				23,24

Tabla P13: tabla precios descompuestos, viga Sunfer perfil G1

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.4	Actuador lineal TRANSMOTEC DLA 12 VDC con una fuerza de 800 N y una longitud de carrera de 300 mm			
u	Actuador lineal	50,00	212,50	212,50
h	Oficial 1º electricista	7,50	18,00	135,00
h	Ayudante de electricista	7,50	16,00	120,00
%	Costes directos complementarios	3,00	467,50	14,03
Total				481,53

Tabla P14: tabla precios descompuestos, actuador lineal

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.5	Microcontrolador y módulo. ARDUINO UNO, módulo DS3231 con reloj de tiempo real y caja de policarbonato IP68 para protección de los componentes.			
u	ARDUINO UNO	0,25	27,99	7,00
u	Modulo DS3231	0,25	2,57	0,64
u	Caja RS PRO de policarbonato	0,25	10,99	2,75
u	Módulo Relé de 8 canales	0,25	14,99	3,75
h	Oficial 1º electricista	0,10	18,00	1,80
h	Ayudante de electricista	0,10	16,00	1,60
%	Costes directos complementarios	3,00	17,54	0,53
Total				18,06

Tabla P15: tabla precios descompuestos, microcontrolador y módulos

3.3. CANALIZACIONES

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.1	Canalización enterrada tramo 1 desde la salida del inversor con instalación de tubo de PE corrugado de doble pared de 90 mm ² de diámetro exterior. Llega hasta la CGPM.			
u	Tubo PE 90 mm ² de diametro exterior	1,00	1,36	1,36
h	Oficial 1º electricista	0,10	18,00	1,80
h	Ayudante de electricista	0,10	16,00	1,60
%	Costes directos complementarios	3,00	4,76	0,14
Total				4,90

Tabla P16: tabla precios descompuestos, canalización enterrada tramo 1

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.2	Canalización enterrada tramo 2 desde la salida de la CGPM con instalación de tubo de PE corrugado de doble pared de 90 mm ² de diámetro exterior. Llega hasta la hasta la caja de conexiones de la acometida.			
u	Tubo PE 90 mm ² de diametro exterior	1,00	1,36	1,36
h	Oficial 1º electricista	0,10	18,00	1,80
h	Ayudante de electricista	0,10	16,00	1,60
%	Costes directos complementarios	3,00	4,76	0,14
Total				4,90

Tabla P17: tabla precios descompuestos, línea monofásica tramo 2

3.4. PROTECCIONES Y CONEXIONES

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.1	Protección CC cortocircuito y sobrecargas. Fusible cilíndrico 10x38 gPV intensidad nominal de 20 A, poder de corte de 30 kA y tensión asignada de 1000 V			
u	Fusible 10x38 gPV de 20 A	1,00	4,75	4,75
u	Base portafusible cilíndricos de 10x38 gPV	1,00	6,45	6,45
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	15,70	0,47
Total				16,17

Tabla P18: tabla precios descompuestos, protecciones CC cortocircuito y sobrecargas

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.2	Protección CC sobretensiones transitorias. Protección frente a sobretensiones transitorias tipo II, con In de 20 kA a 8/20 µs e I _{max} de 40 kA a una tensión de servicio de 1060 V.			
u	Protector sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV	1,00	45,98	45,98
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	50,48	1,51
Total				51,99

Tabla P19: tabla precios descompuestos, protecciones CC sobretensiones transitorias

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.3	Caja de conexiones ABB 00822. Material termoplástico para conectar hasta 3 líneas en paralelo con protección IP55 de dimensiones 66 x 153 x 110 mm. Incluye instalación y comprobación de correcto funcionamiento			
u	Caja de conexiones ABB 00822.	1,00	3,19	3,19
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	7,69	0,23
Total				7,92

Tabla P20: tabla precios descompuestos, caja de conexiones

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.4	Caja de distribución ABB Mistral41F. Caja de distribución para 36 módulos empotrada con puerta transparente y protección IP 41 y unas dimensiones de 320x600x108 mm. Incluye instalación junto al inversor y comprobación del correcto funcionamiento.			
u	Caja de distribución ABB Mistral41F.	1,00	44,20	44,20
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	48,70	1,46
Total				50,16

Tabla P21: tabla precios descompuestos, caja de distribución

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.5	Interruptor automático HAGER HMF 490. Interruptor magnetotérmico tetrapolar de intensidad nominal de 100 A, poder de corte de 10 kA y curva de disparo C. Incluye instalación y comprobación de funcionamiento.			
u	Interruptor automático HAGER HMF490	1,00	237,16	237,16
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	241,66	7,25
Total				248,91

Tabla P22: tabla precios descompuestos, interruptor automático

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.6	Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti 9 iID. Interruptor diferencial tetrapolar con poder de corte de 10 kA, sensibilidad de 300 mA y corriente nominal 100 A. Incluye instalación y comprobación de funcionamiento.			
u	Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti 9 iID.	1,00	201,81	201,81
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	206,31	6,19
Total				212,50

Tabla P23: tabla precios descompuestos, interruptor diferencial

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.7	Caja de protección y medida indirecta CMT-300-E-IF Cahors regulada por Iberdrola para líneas trifásicas con una tensión asignada de 400 V y 300 A respectivamente. Protección IP55 con contador trifásico electrónico, base portafusibles y transformador de intensidad. Dimensiones 1545x751x310 mm. Incluye instalación y comprobación de funcionamiento			
u	Caja general de protecciones y medidas	1,00	792,00	792,00
h	Oficial 1º electricista	0,25	18,00	4,50
%	Costes directos complementarios	3,00	796,50	23,90
Total				820,40

Tabla P24: tabla precios descompuestos, caja de protecciones y medida indirecta

3.5. OBRA CIVIL

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
5.1	Zanja 0,45x0,90 m para la distribución subterránea del tramo 3 que discurre de la salida de la nave hasta el CGPM. Será de 0,4 m de ancho y 0,8 m de profundidad. Se incluye la excavación de la zanja y su posterior relleno. No se considera la instalación del cableado			
h	Oficial 1º construcción	1,00	18,00	18,00
h	Peón de construcción	1,00	16,00	16,00
m ³	Excavación de zanja a máquina	1,00	5,50	5,50
m ³	Relleno y compactación de la zanja con arenas y áridos	0,90	10,50	9,45
m ³	Relleno hueco con hormigón HNE-15/B/20	0,10	90,00	9,00
%	Costes directos complementarios	3,00	57,95	1,74
Total				59,69

Tabla P25: tabla precios descompuestos, zanja tramo 3

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
5.2	Zanja 0,45x0,90 m para la distribución subterránea del tramo 4 que discurre de la salida de la CGPM hasta la acometida. Será de 0,4 m de ancho y 0,8 m de profundidad. Se incluye la excavación de la zanja y su posterior relleno. No se considera la instalación del cableado			
h	Oficial 1º construcción	1,00	18,00	18,00
h	Peón de construcción	1,00	16,00	16,00
m ³	Excavación de zanja a máquina	1,00	5,50	5,50
m ³	Relleno y compactación de la zanja con arenas y áridos	0,90	10,50	9,45
m ³	Relleno hueco con hormigón HNE-15/B/20	0,10	90,00	9,00
%	Costes directos complementarios	3,00	57,95	1,74
Total				59,69

Tabla P26: tabla precios descompuestos, zanja tramo 4

4. PRESUPUESTO PARCIAL

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe total (€)
1.1	Panel fotovoltaico SHARP UN-JC370	136,00	164,69	22.397,39
1.2	Inversor Huawei SUN2000-40-KTL-M3	1,00	3.592,34	3.592,34
1.3	Línea monofásica tramo 1	50,00	3,12	156,05
1.4	Línea monofásica tramo 2	30,00	2,81	84,36
1.5	Línea trifásica tramo 3	35,00	26,79	937,66
1.6	Línea trifásica tramo 4	20,00	26,79	535,81
Total				27.703,60

Tabla P27: presupuesto parcial instalación fotovoltaica

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe total (€)
2.1	Viga de sujeción de panel	136,00	18,42	2.505,55
2.2	Viga de sujeción al suelo	136,00	11,45	1.557,35
2.3	Viga SUNFER perfil G1	136,00	23,24	3.160,20
2.4	Actuador lineal TRANSMOTEC	2,50	481,53	1.203,81
2.5	Microcontrolador y módulos	34,00	18,06	614,08
Total				9.040,99

Tabla P28: presupuesto parcial estructura mecatrónica

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe total (€)
3.1	Canalización enterrada tramo 1	40,00	4,90	196,11
3.2	Canalización enterrada tramo 2	15,00	4,90	73,54
Total				269,65

Tabla P29: presupuesto parcial canalizaciones

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe total (€)
4.1	Protección CC cortocircuito y sobrecarga	12,00	12,13	194,05
4.2	Protección CC sobretensión transitoria	1,00	51,99	51,99
4.3	Caja de conexiones ABB 00822.	1,00	7,92	7,92
4.4	Caja de distribución ABB Mistral41F.	1,00	50,16	50,16
4.5	Interruptor automático HAGER HMF 490	1,00	248,91	248,91
4.6	Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti 9 iID.	1,00	212,50	212,50
4.7	Caja de protección y medida indirecta CMT-300-E-IF Cahors	1,00	820,40	820,40
Total				1.585,93

Tabla P30: presupuesto parcial protecciones y conexiones

Unidad	Descripción unidad	Rendimiento	Precio (€)	Importe total (€)
5.1	Zanja tramo 3	40,00	59,69	2.387,54
5.2	Zanja tramo 4	15,00	59,69	895,33
Total				3.282,87

Tabla P31: presupuesto parcial obra civil

5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)

Partida	Importe (€)
Instalación fotovoltaica	27.703,60
Estructura mecatrónica	9.040,99
Canalizaciones	269,65
Protecciones y conexiones	1.585,93
Obra civil	3.282,87
Total	41.883,04

Tabla P32: presupuesto de ejecución material

6. PRESUPUESTO FINAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	41.883,04
Gastos generales (12%)	5.025,97
Beneficio industria (10%)	4.188,30
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	51.097,31
Honorarios	3.669,80
IVA (21%)	10.730,44
PRESUPUESTO FINAL	65.497,55

Tabla P33: presupuesto final de ejecución del proyecto

El presupuesto final de ejecución del proyecto asciende a la cantidad total de **SESENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SIETE CON CINCUENTA Y CINCO céntimos**.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

1. Placa solar fotovoltaica SHARP UN-JC370 2 filas de 60 células monocristalinas
2. Inversor HUAWEI SUN2000-40KTL-M3
3. Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K
4. Cable AFUMEX class 1000V RZ1-K
5. Fusible tipo 10x38 gPV cilíndrico 20A 1000VDC
6. Interruptor magnetotérmico HAGER tetrapolar 100A curva C
7. Interruptor diferencial SCHNEIDER iID-4P-100A-300mA clase A
8. Batería de condensadores OPTIM 2-22,5-440
9. Actuador lineal 12VDC 800N 2,9 A TRANSMOTEC
10. Informe de resultados análisis estático perfiles de la estructura
11. Código de control de inclinación del sistema.

NU-JC Series

NU-JC370

370 W

The High Performer



Powerful product features



Guaranteed positive power tolerance (0/+5 %)



High module efficiency 20.0 %
PERC monocrystalline silicon photovoltaic modules

9BB

9 busbar technology
Improved reliability
Higher efficiency
Reduced series resistance



Half-cut cell
Improved shading performance
Lower internal losses
Reduced hot spot risk



Tested and certified
VDE, IEC/EN61215, IEC/EN61730
CE
Safety class II, CE
Fire rating class C



Robust product design
PID resistance test passed
Salt mist test passed (IEC61701)
Ammonia test passed (IEC62716)
Dust and sand test passed (IEC60068)

Your solar partner for life



60 years of solar expertise

25
YEARS

Linear power output guarantee

15*
YEARS

Product guarantee



Local support team in Europe

50
MIO

50 million PV modules installed



Tier 1 - BloombergNEF



Energy Solutions

SHARP
Be Original.

* Applicable for modules installed within the EU and additional listed countries.
Please check the guarantee conditions for your area before purchasing.

Electrical data (STC)

		NU-JC370	
Maximum power	P_{max}	370	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	40.81	V
Short-circuit current	I_{sc}	11.54	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	34.42	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	10.75	A

Electrical data (NMOT)

		NU-JC370	
Maximum power	P_{max}	276.53	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	38.56	V
Short-circuit current	I_{sc}	9.25	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	30.97	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	8.93	A

Mechanical data

Length	1,765 mm
Width	1,048 mm
Depth	35 mm
Weight	21.0 kg

Temperature coefficient

P_{max}	-0.347 %/°C
V_{oc}	-0.263 %/°C
I_{sc}	0.057 %/°C

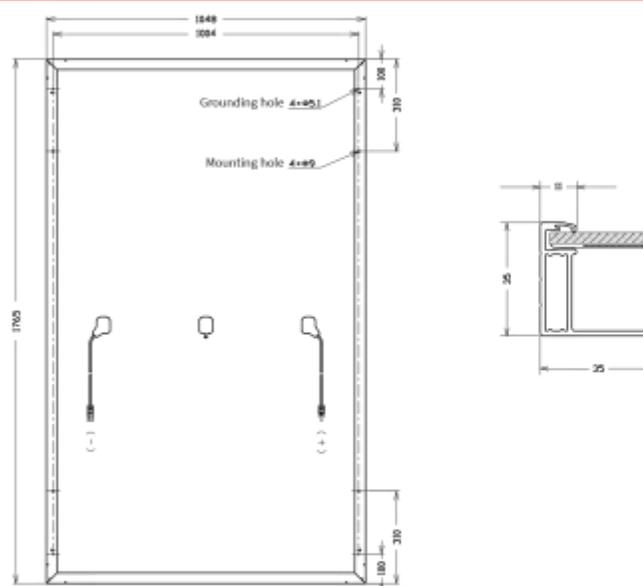
Limit values

Maximum system voltage	1,000 V DC
Over-current protection	20 A
Temperature range	-40 to 85 °C
Max. mechanical load (snow/wind)	2,400 Pa
Tested snow load (IEC61215 test pass*)	5,400 Pa

Packaging data

Modules per pallet	31 pcs
Pallet size (L x W x H)	1.80 m x 1.13 m x 1.24 m
Pallet weight	Approx. 685 kg

Dimensions (mm)



*Please refer to SHARP's installation manual for details.

General data

Cells	Half-cut cell mono., 166 mm x 83 mm, 9BB, 2 strings of 60 cells in series
Front glass	Anti-reflective high transmissive low iron tempered glass, 3.2 mm
Frame	Anodized aluminium alloy, silver
Backsheet	White
Cable	ø 4.0 mm ² , length 1,250 mm
Connection box	IP65 rating, 3 bypass diodes
Connector	MC4 (Multi Contact, Staubi), IP68

Note: Technical data is subject to change without prior notice. Before using SHARP products, please request the latest data sheets from SHARP. SHARP accepts no responsibility for damage to devices which have been equipped with SHARP products on the basis of unverified information. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed. Installation and operating instructions are to be found in the corresponding handbooks, or can be downloaded from www.sharp.eu. This module should not be directly connected to a load.

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



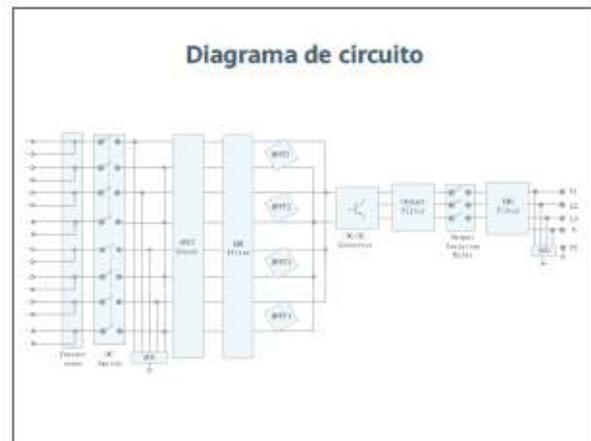
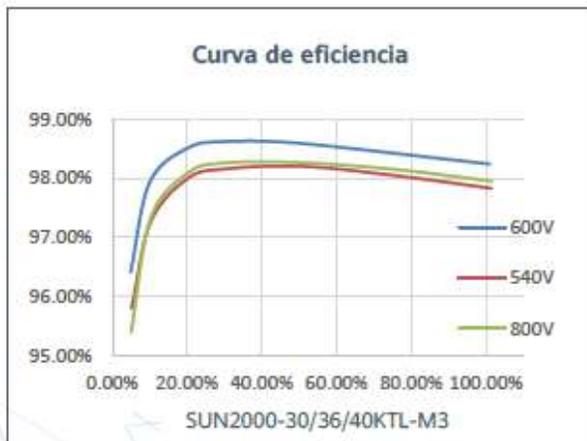
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SUN2000-30/36/40KTL-M3
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada

Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	25 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida

Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG – 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y 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	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada ³	Sí

Comunicación

Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales

Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 65
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador

Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

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.
 3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la PV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (monio, polio), tipo-N (HPBC, HIT)
 SOLAR.HUAWEI.COM/ES/



CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 - 1kV - (1,8) kV DC



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE

TÜV

EN

RoHS



D₂-s2, d2, a2



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.

Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).

Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.

Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754

Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.

Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.

Reacción al fuego CPR: D₂-s2, d2, a2 según la norma

EN 50575.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.

Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y

TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

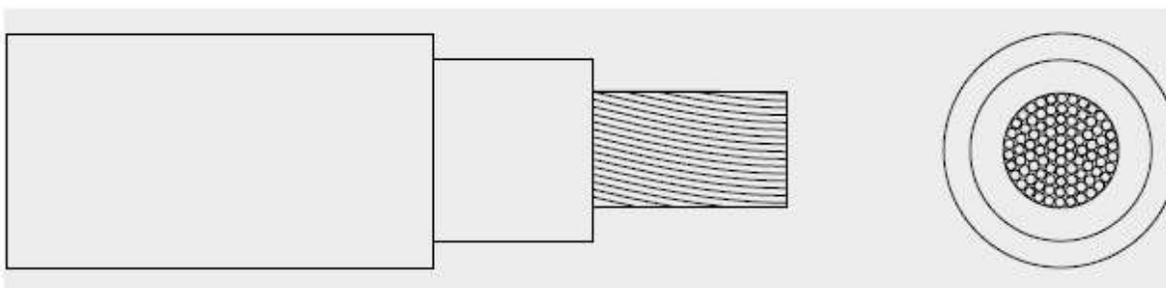
Al aire.

Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Atre libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A - km)
1x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

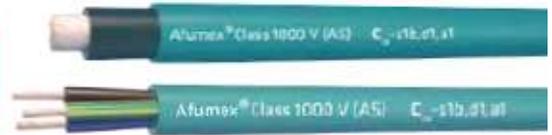
Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx./1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DE AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



ALTA
SEGURIDAD

MÁXIMA PELABILIDAD
Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente.
Un importante ahorro de tiempo de instalación.

LIMPIO Y ECOLÓGICO
La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

• Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales (ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx./1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	Peso kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05	746	446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 → XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4x, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4x, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx./1,8/1,8 kV_{dc} máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE ALAIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0.8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

CIL **10x38** **gPV**
CILINDRICOS
fusibles

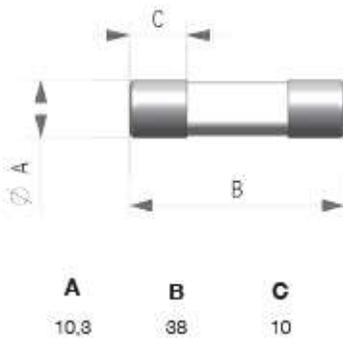
TENSION ASIGNADA
 1000V DC

CORRIENTE ASIGNADA
 1A..20A

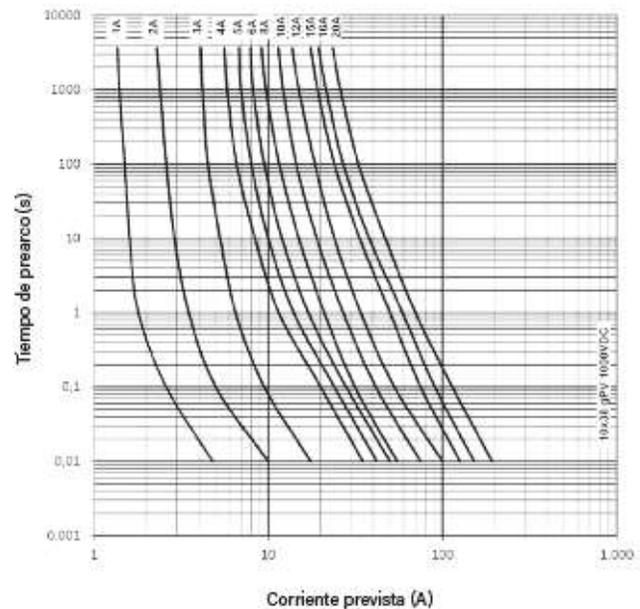
PODER DE CORTE
 30kA



DIMENSIONES



CARACTERISTICAS t-I



POTENCIAS DISIPADAS

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIAS DISIPADAS (W @ 0,7 in)	POTENCIAS DISIPADAS (W @ in)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1	491601	0,31	0,78	0,35	1,30
2	491602	0,78	1,45	0,62	1,00
3	491604	0,88	1,86	1,90	3,10
4	491605	0,84	1,57	6,90	11
6	491606	0,60	1,66	14	22
8	491610	0,77	1,84	24	38
8	491615	0,82	2,00	7	17
10	491620	0,94	2,20	16	38
12	491625	0,98	2,40	27	68
15	491629	1,05	2,65	62	115
18	491630	1,10	2,70	89	166
20	491635	1,33	3,20	158	294



HLF499S

MCB 4P 10kA C-100A 6M

Technische Merkmale

Architecture

Number of protected poles	4
Number of poles	4 P
Type of pole	4 P
Curve	C

Functions

Concurrently switching N-neutral	no
----------------------------------	----

Connectivity

Top connection alignment for modular devices	Aligned terminal
Bottom connection alignment for modular devices	Aligned terminal

Main electrical features

Rated short circuit breaking capacity I_{cn} AC according IEC 60898-1	10 kA
Rated operational voltage U_e	415 V
Type of supply voltage	AC
Frequency	50/60 Hz

Voltage

Rated insulation voltage	500 V
Rated impulse withstand voltage	6000 V

Electric current

Rated current	100 A
Rated service breaking capacity Ics AC according IEC 60898-1	7,5 kA
min/maxi threshold value of the AC thermal operation	1,13 / 1,45 In
Magnetic regulating current	5 / 10 In
Rating current 10°C according to IEC 60947	124 A
Rating current 15°C according to IEC 60947	120 A
Rating current 20°C according to IEC 60947	116 A
Rating current 25°C according to IEC 60947	112 A
Rating current 30°C according to IEC 60947	108 A
Rating current 35°C according to IEC 60947	104 A
Rating current 40°C according to IEC 60947	100 A
Rating current 45°C according to IEC 60947	96,6 A
Rating current 50°C according to IEC 60947	93,1 A
Rating current 55°C according to IEC 60947	89,4 A
Rating current 60°C according to IEC 60947	85,6 A
Rating current 65°C according to IEC 60947	81,6 A
Rating current 70°C according to IEC 60947	77,5 A
Breaking capacity on 1 pole for IT 400V NF 60947-2	4,5 kA
Breaking capacity on 1 pole for IT 415V NF 60947-2	4,5 kA
Rated short circuit breaking capacity Icn under 230V AC according IEC60898-1	10 kA
Rated short circuit breaking capacity Icn under 400V AC according IEC60898-1	10 kA
Rated service breaking capacity Ics AC according IEC 60947-2	75 %
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 230V AC IEC 60947-2	10 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 240V AC IEC 60947-2	10 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 400V AC IEC 60947-2	10 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 415V AC IEC 60947-2	10 kA

Electric current / temperature

Rating current 0°C	124 A
Rating current 5°C	120 A
Rating current 10°C	116 A
Rating current 15°C	112 A
Rating current 20°C	108 A
Rating current 25°C	104 A
Rating current 30°C	100 A
Rating current 35°C	96,6 A
Rating current 40°C	93,1 A
Rating current 45°C	89,4 A
Rating current 50°C	85,6 A
Rating current 55°C	81,6 A
Rating current 60°C	77,5 A

Current correction factors

Correction factor of rating current for 2 devices placed side-by-side	1
Correction factor of rating current for 3 devices placed side-by-side	0,95
Correction factor of rating current for 4 and 5 devices placed side-by-side	0,9
Correction factor of rating current for 6 devices placed side-by-side	0,85

Frequency

Frequency	50 to 60 Hz
-----------	-------------

Power

Total power loss under IN	28,1 W
Power loss per pole at In	7,74 W

Endurance

Electric endurance in number of cycles	4000
Number of mechanical operations	20000

Dimensions

Depth of installed product	70 mm
Height of installed product	90 mm
Width of installed product	106 mm

Installation, mounting

Type of top connection for modular devices	with screw
Tightening torque	3,5 to 5Nm
Type of top rail clip for modular devices	Plastic
Type of bottom rail clip for modular devices	plastic
Type of Bottom Connection for modular devices	with screw
Top removability for modular devices	yes
Bottom removability for modular devices	yes
360° product mounting position	yes

Connection

Connection cross-section at output with screw, for flexible conductor	1 / 50 mm ²
Connection cross-section at output with screw, for massive conductor	1 / 70 mm ²
Connection cross-sect. flexible conductor	50mm ²
Connection cross-sect. rigid cable	70mm ²
Connection cross-section for rigid conductor, upstream terminals with screws	1 / 70 mm ²
Connection cross-section of the access with screws, with flexible conductor	1 / 50 mm ²
Connection cross section of input and output with screws, for massive conductors	1 / 70 mm ²
Connection cross section of access and exit with screws, for flexible conductor	1 / 50 mm ²
Type of connection	terminal with tightening compensation system
Nominal tightening torque bottom terminal	3,6 Nm
Nominal tightening torque top terminal	3,6 Nm

Standards

Standard text	EN 60898-1, IEC 60947-2
European directive WEEE	concerned
Product categories described in the W3E directive 2012/19/EU	Category 5

Safety

Protection index IP	IP20
---------------------	------

Use conditions

Degree of pollution according to IEC 60664 / IEC 60947-2	3
Altitude	2000 m
Air humidity protection	for all climates

temperatur

Temperature of calibration	30 °C
----------------------------	-------

Hoja de características del producto

Especificaciones



iID 4P 100A 300mA-S A-SI

A9R35491

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Selectivo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I _{dm} 1500 A I _m 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	600 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Atención: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,6 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,6 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	Generador
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60629 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60629
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	351,0 g
Paquete 1 Altura	7,6 cm
Paquete 1 ancho	8,2 cm
Paquete 1 Longitud	9,8 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	9,964 kg
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Ancho del paquete 2	30,0 cm
Longitud del paquete 2	40,0 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Información Logística

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

Garantía contractual

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



OPTIM 2-22,5-440

OPTIM 2-22,5-440, Batería de condensadores con regulador sin display

Código: R3Q7G1EN00000

- > Sección cable (mm²): 6
- > N° Pasos: 2
- > kvar (400 V): 18,5
- > kvar (440 V): 22,5
- > Interruptor aut.(A): Incluido
- > Interruptor man.(A): -
- > Composición: 7,5 + 15
- > Tensión uso (V): 440
- > Fijación: Mural

Descripción

Las baterías automáticas de condensadores serie OPTIM 2 son equipos diseñados para la compensación automática de energía reactiva en redes donde los niveles de cargas son fluctuantes y las variaciones de potencia tienen carencia de segundos, mediante maniobra por contactores.

Aplicación

Su simplicidad de instalación, conjuntamente con su alta tecnología y robustez, hacen de la serie OPTIM 2 el equipo ideal para compensar la reactiva en instalaciones donde los niveles de carga son fluctuantes.



OPTIM 2-22,5-440

Baterías automáticas de condensadores

Código: R3Q7G1EN00000

Especificaciones

Allimentación en alterna

Frecuencia	50 Hz
------------	-------

Características eléctricas

Pérdidas (W)	< 0,5 W/kvar
Resistencia de descarga	75 V / 3 min
Sobretensión	10 % 8 h sobre 24 h 15 % hasta 15 min sobre 24 h 20 % hasta 5 min sobre 24 h 30 % hasta 1 min sobre 24 h
Tensión de maniobra	Contactores: 230 V
Tensión de refuerzo	440 V
Tolerancia C	-5% / 10 %
Tensión	400 V (otras tensiones consultar)

Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	362 x 500 x 166 (mm)
Envolvente	Termoplástico. RAL 7035
Fijación	Vertical / En mural
Ventilación	Natural o forzada según opciones
Peso Neto (kg)	8

Características ambientales

Grado de protección	Marcado en la etiqueta
Humedad relativa (sin condensación)	80%
Temperatura de trabajo	T° clase D: Media diaria: 45 °C, media anual: 35 °C, máxima: 55 °C, mínima: -50 °C

Circuito de medida de corriente

Sobrecarga permanente	1,3 In
Relación de transformación	In / 5 A

Normas

Seguridad eléctrica, Altitud máx. (m)	1000 máx. (para altitud mayor prever siempre ventilación forzada)
Normas	IEC 60831-1, IEC 61921, IEC 60439

Prestaciones

Componentes	Regulador energía reactiva, computer TWO, con 2 salidas de relé
Opcional	Otras frecuencias, consultar.

Protección

Tipo de elemento de corte	Protección magnetotérmica general incorporada
---------------------------	---



OPTIM 2-22,5-440

Baterías automáticas de condensadores

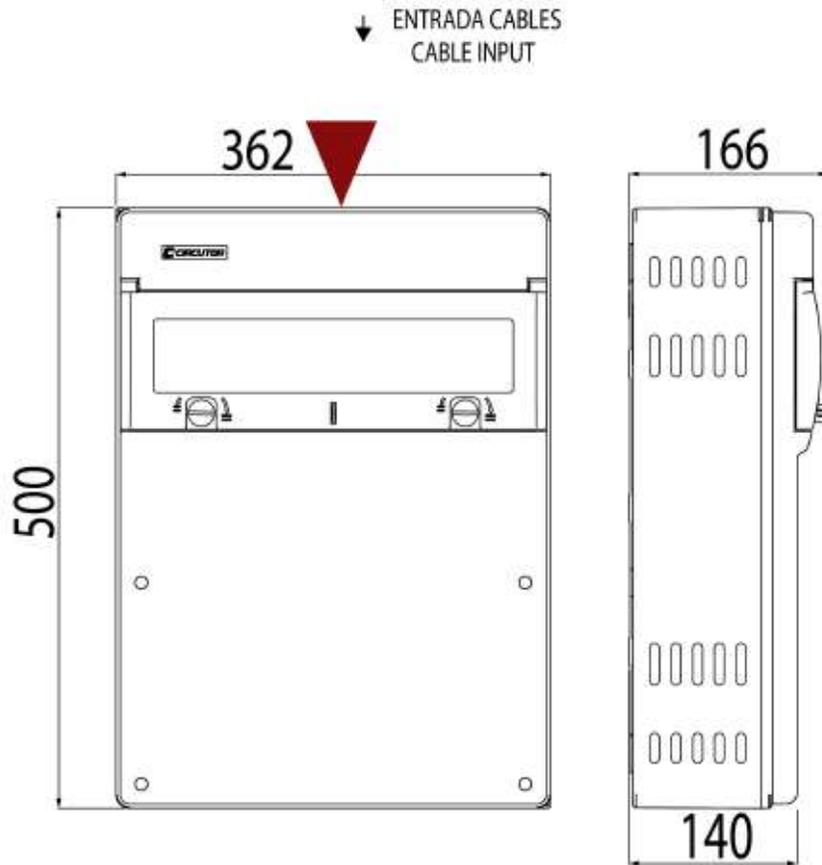
Código: R3Q7G1EN00000

OPTIM_2

Batería de condensadores con regulador sin display

CODIGO	TIPO	kw (400 V)	kw (440 V)	Nº Fases	Sección cable (mm ²)
R3Q761EN00000	OPTIM 2-7,5-440	6,25	7,5	2	6
R3Q771EN00000	OPTIM 2-10,5-440	8,5	10,5	2	6
R3Q781EN00000	OPTIM 2-12,5-440	10	12,5	2	6
R3Q791EN00000	OPTIM 2-17,5-440	14	17,5	2	6
R3Q7F1EN00000	OPTIM 2-20-440	16,5	20	2	6
R3Q7S1EN00000	OPTIM 2-22,5-440	18,5	22,5	2	6
R3Q7H1EN00000	OPTIM 2-25-440	21	25	2	10
R3Q7J1EN00000	OPTIM 2-30-440	25	30	2	10

Dimensiones



Simulación de Riel_bajo

Fecha: jueves, 18 de agosto de 2022

Diseñador: Solidworks

Nombre de estudio: SimulationXpress Study

Tipo de análisis: Análisis estático

Tabla de contenidos

DESCRIPCIÓN.....	189
SUPOSICIONES	190
INFORMACIÓN DE MODELO	190
PROPIEDADES DE MATERIAL.....	191
CARGAS Y SUJECIONES.....	191
INFORMACIÓN DE MALLA.....	192
RESULTADOS DEL ESTUDIO	193
CONCLUSIÓN.....	195



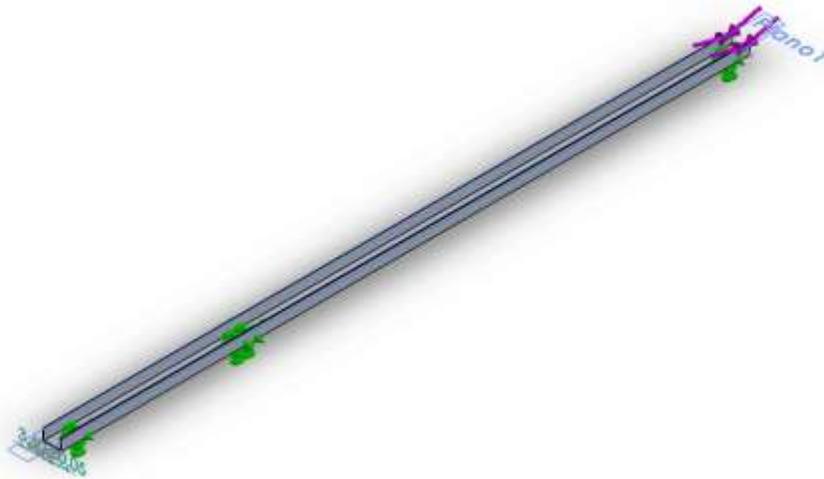
Descripción

Resultados obtenidos del análisis del perfil diseñado para la sujeción al tejado de la estructura para el caso extremo de vientos de 100 km/h y una masa de estructura y paneles a soportar por cada uno de los perfiles de 27 kg aproximadamente

Suposiciones

- Se ha realizado el análisis de cada uno de los perfiles por separado, teniendo en cuenta que cada uno de estos soportará una parte proporcional de la fuerza correspondiente a un cuarto de la total de 773.55 N.
- Las sujeciones se han tenido en cuenta en los orificios encargados de la sujeción al tejado y al actuador lineal.

Información de modelo



Nombre del modelo: Perfil de anclaje al suelo
Configuración actual: Predeterminado

Sólidos

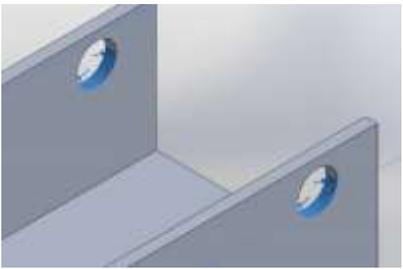
Nombre de documento y referencia	Tratado como	Propiedades volumétricas	Ruta al documento/Fecha de modificación
Línea de partición1 	Sólido	Masa:0,694857 kg Volumen:0,000257354 m ³ Densidad:2.700 kg/m ³ Peso:6,8096 N	C:\Users\Rafa\Desktop\TFM_ enviar\Estructura Paneles\Riel_bajo.SLDPRT Aug 18 09:42:54 2022

Propiedades de material

Referencia de modelo	Propiedades	Componentes
	<p>Nombre: 6005A-T1 Tipo de modelo: Isotrópico elástico lineal Criterio de error predeterminado: Desconocido Límite elástico: 9e+07 N/m² Límite de tracción: 1,5e+08 N/m²</p>	<p>Sólido 1(Línea de partición1)(Riel_bajo)</p>

Cargas y sujeciones

Nombre de sujeción	Imagen de sujeción	Detalles de sujeción
Fijo-1		<p>Entidades: 4 cara(s) Tipo: Geometría fija</p>

Nombre de carga	Cargar imagen	Detalles de carga
Fuerza-1		<p>Entidades: 2 cara(s) Tipo: Aplicar fuerza normal Valor: 193,39 N</p>

Información de malla

Tipo de malla	Malla sólida
Mallador utilizado:	Malla estándar
Transición automática:	Desactivar
Incluir bucles automáticos de malla:	Desactivar
Puntos jacobianos para malla de alta calidad	16 Puntos
Tamaño de elementos	1,02763 cm
Tolerancia	0,0513813 cm
Calidad de malla	Elementos cuadráticos de alto orden

Información de malla - Detalles

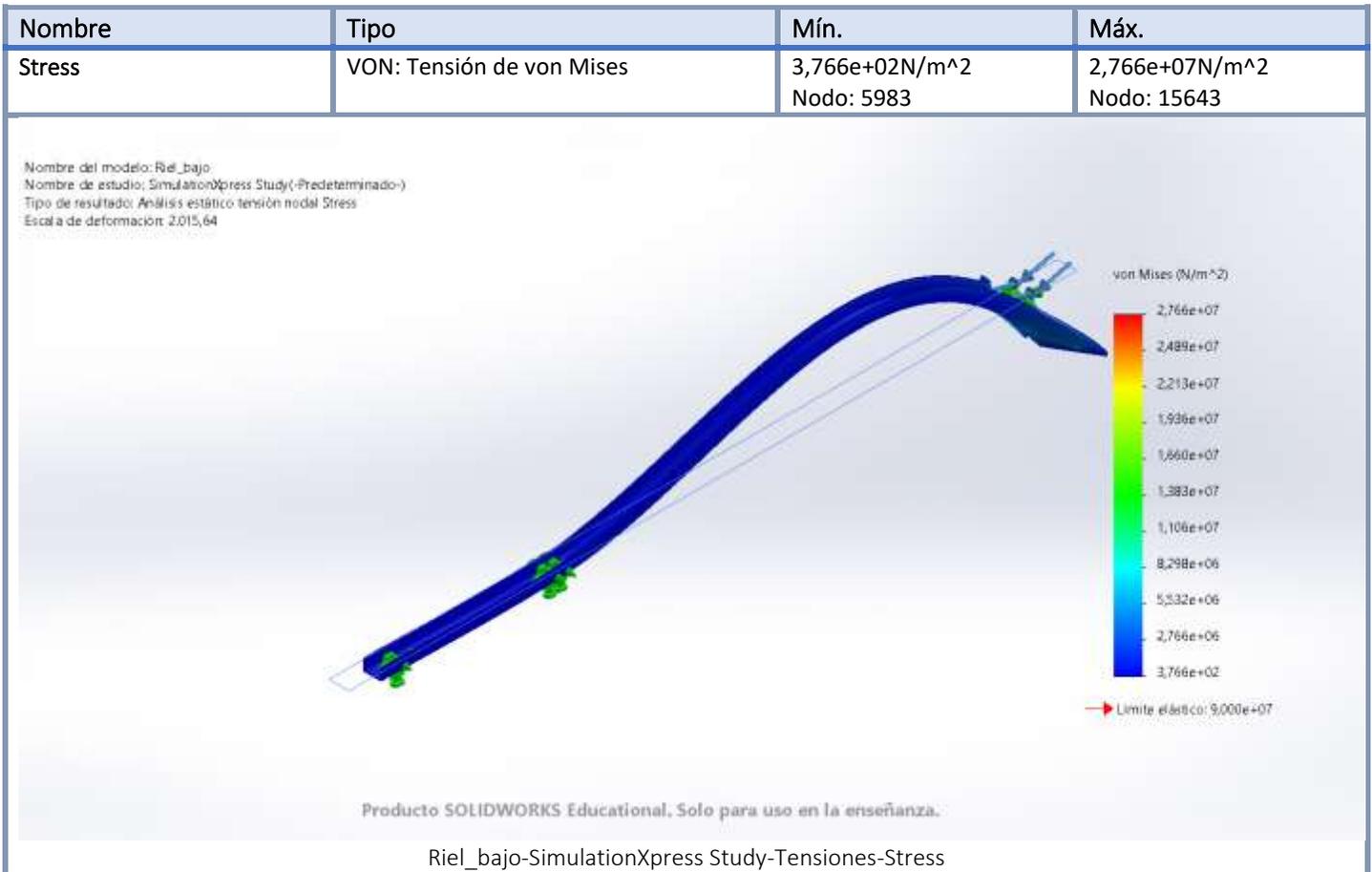
Número total de nodos	15919
Número total de elementos	7449
Cociente máximo de aspecto	19,198
% de elementos cuyo cociente de aspecto es < 3	1,69
El porcentaje de elementos cuyo cociente de aspecto es > 10	1,05
Porcentaje de elementos distorsionados	0
Tiempo para completar la malla (hh:mm:ss):	00:00:02
Nombre de computadora:	

Nombre del modelo: Riel_bajo
 Nombre de estudio: Simulation@press Study(-Predeterminado-)
 Tipo de malla: Malla sólida



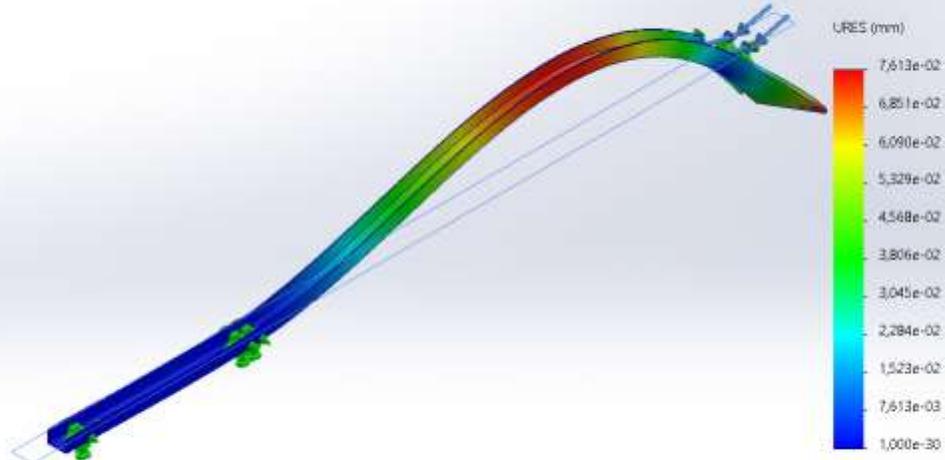
Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Resultados del estudio



Nombre	Tipo	Mín.	Máx.
Displacement	URES: Desplazamientos resultantes	0,000e+00mm Nodo: 1	7,613e-02mm Nodo: 534

Nombre del modelo: Riel_bajo
Nombre de estudio: SimulationXpress Study(-Predeterminado-)
Tipo de resultado: Desplazamiento estático Displacement
Escala de deformación: 2,015,64



Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Riel_bajo-SimulationXpress Study-Desplazamientos-Displacement

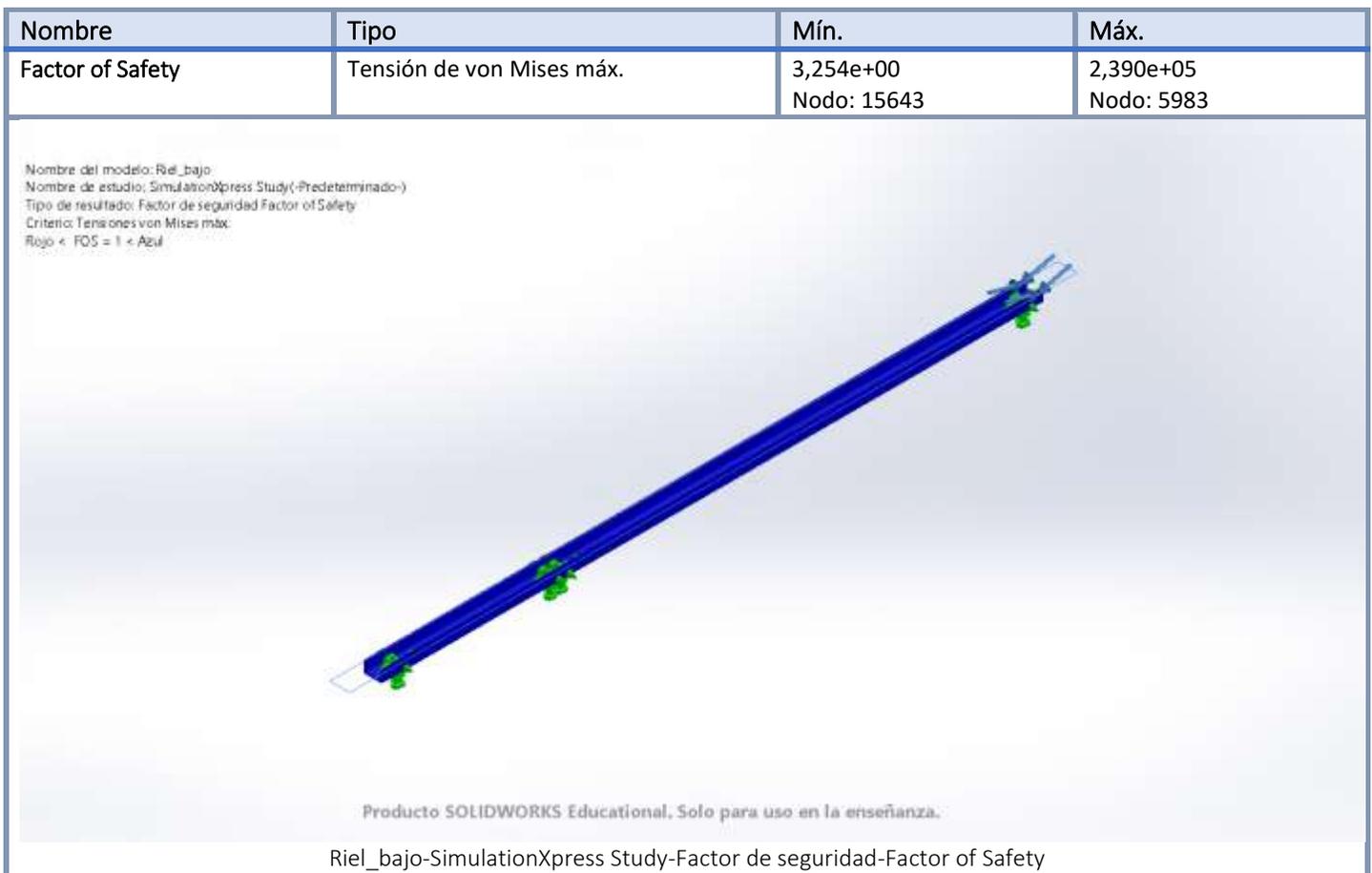
Nombre	Tipo
Deformation	Deformada

Nombre del modelo: Riel_bajo
Nombre de estudio: SimulationXpress Study(-Predeterminado-)
Tipo de resultado: Deformada Deformation
Escala de deformación: 2,015,64



Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Riel_bajo-SimulationXpress Study-Desplazamientos-Deformation



Conclusión

Al finalizar los análisis encontramos que el menor valor del factor de seguridad es superior a 1 y la tensión máxima de von Mises que encontramos en la pieza no supera el límite elástico del material, por lo que la estructura es segura.

Añadir que el desplazamiento que sufre debido a las fuerzas aplicadas es también de unos pocos milímetros y que no comprometen la integridad estructural.



Descripción

Resultados obtenidos del análisis del perfil diseñado para la sujeción de los paneles solares a la estructura para el caso extremo de vientos de 100 km/h y una masa de estructura y paneles a soportar por cada uno de los perfiles de 27 kg aproximadamente

Simulación de Riel_panel

Fecha: jueves, 18 de agosto de 2022

Diseñador: Solidworks

Nombre de estudio: SimulationXpress Study

Tipo de análisis: Análisis estático

Tabla de contenidos

DESCRIPCIÓN.....	196
SUPOSICIONES	197
INFORMACIÓN DE MODELO	197
PROPIEDADES DE MATERIAL.....	198
CARGAS Y SUJECIONES.....	198
INFORMACIÓN DE MALLA.....	199
RESULTADOS DEL ESTUDIO	200
CONCLUSIÓN.....	202

Suposiciones

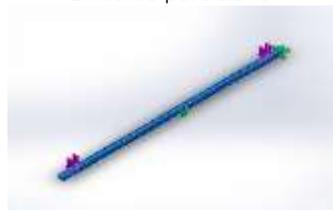
- Se ha realizado el análisis de cada uno de los perfiles por separado, teniendo en cuenta que cada uno de estos soportará una parte proporcional de la fuerza correspondiente a un cuarto de la total de 773.55 N.
- Las sujeciones se han tenido en cuenta en los puntos de anclaje de cada uno de los perfiles, siendo las correspondientes al actuador lineal y los orificios para el movimiento de la viga.

Información de modelo

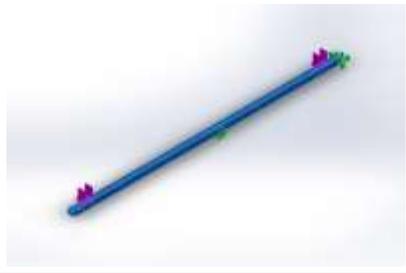


Nombre del modelo: Perfil de anclaje superior
Configuración actual: Predeterminado

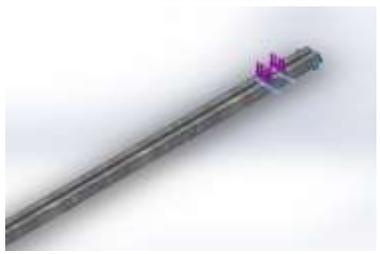
Sólidos

Nombre de documento y referencia	Tratado como	Propiedades volumétricas	Ruta al documento/Fecha de modificación
Línea de partición3 	Sólido	Masa:4,10433 kg Volumen:0,000521515 m ³ Densidad:7.870 kg/m ³ Peso:40,2224 N	C:\Users\Rafa\Desktop\TFM_ enviar\Estructura Paneles\Riel_panel.SLDPRT Aug 18 09:33:03 2022

Propiedades de material

Referencia de modelo	Propiedades	Componentes
	<p>Nombre: Acero galvanizado Tipo de modelo: Isotrópico elástico lineal Criterio de error predeterminado: Tensión de von Mises máx. Límite elástico: 2,03943e+08 N/m² Límite de tracción: 3,56901e+08 N/m²</p>	<p>Sólido 1(Línea de partición3)(Riel_panel)</p>

Cargas y sujeciones

Nombre de sujeción	Imagen de sujeción	Detalles de sujeción
Fijo-1		<p>Entidades: 4 cara(s) Tipo: Geometría fija</p>

Nombre de carga	Cargar imagen	Detalles de carga
Fuerza-1		<p>Entidades: 4 cara(s) Tipo: Aplicar fuerza normal Valor: 193,39 N</p>

Información de malla

Tipo de malla	Malla sólida
Mallador utilizado:	Malla estándar
Transición automática:	Desactivar
Incluir bucles automáticos de malla:	Desactivar
Puntos jacobianos para malla de alta calidad	16 Puntos
Tamaño de elementos	1,19708 cm
Tolerancia	0,0598541 cm
Calidad de malla	Elementos cuadráticos de alto orden

Información de malla - Detalles

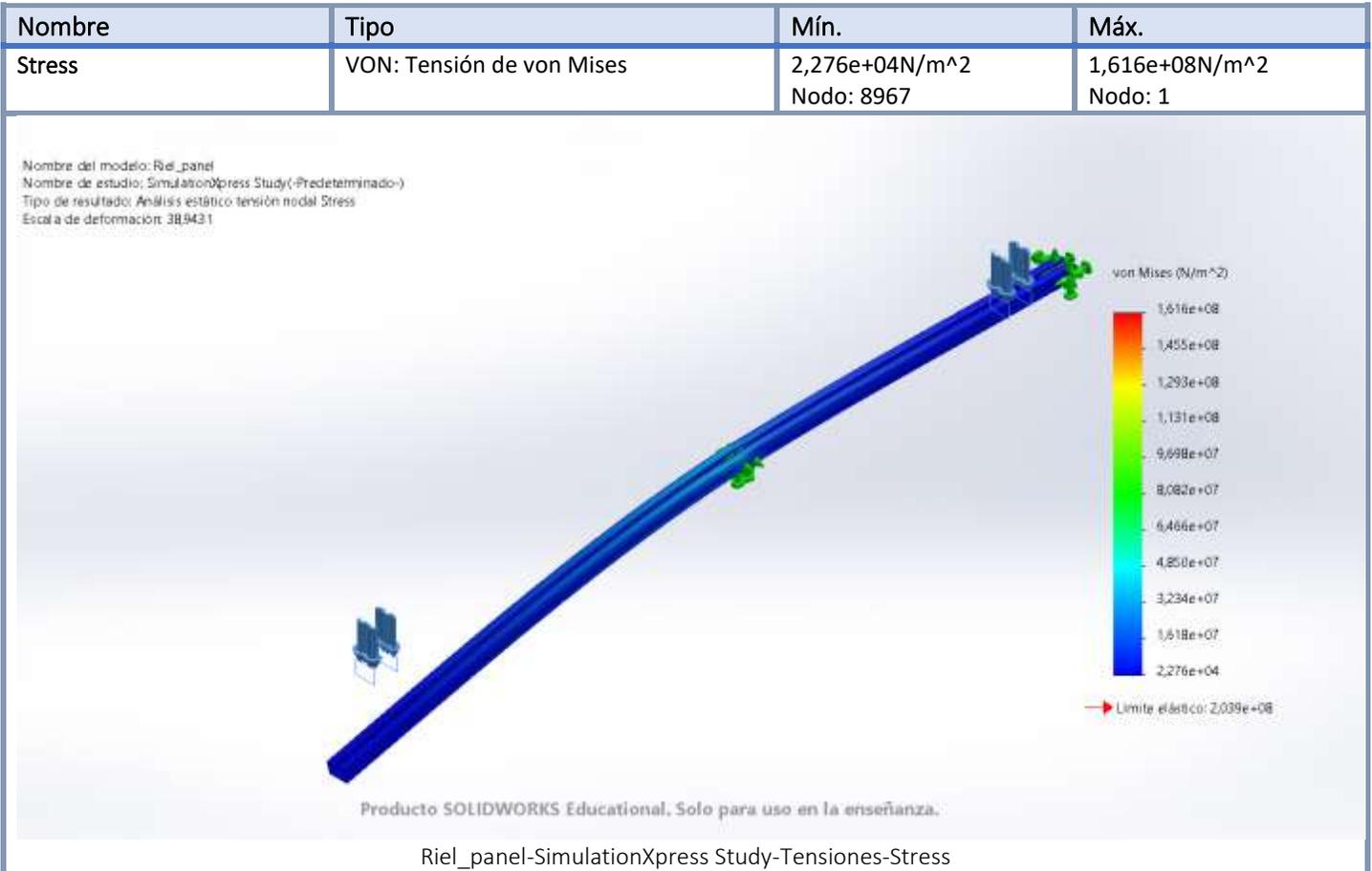
Número total de nodos	16373
Número total de elementos	7712
Cociente máximo de aspecto	14,651
% de elementos cuyo cociente de aspecto es < 3	6,68
El porcentaje de elementos cuyo cociente de aspecto es > 10	0,233
Porcentaje de elementos distorsionados	0
Tiempo para completar la malla (hh:mm:ss):	00:00:03
Nombre de computadora:	

Nombre del modelo: Illel_panel
 Nombre de estudio: Simulation@press Study(-Predeterminado-)
 Tipo de malla: Malla sólida



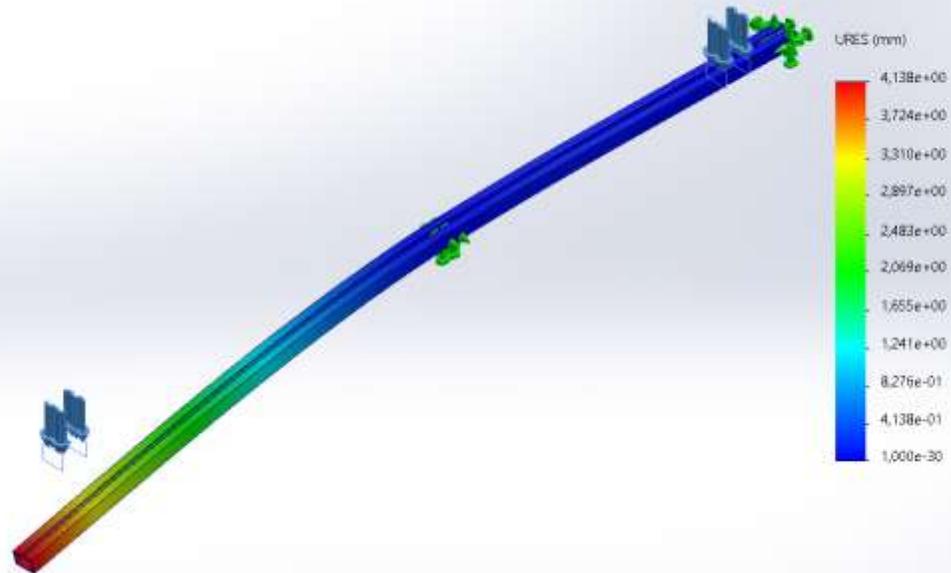
Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Resultados del estudio



Nombre	Tipo	Mín.	Máx.
Displacement	URES: Desplazamientos resultantes	0,000e+00mm Nodo: 1	4,138e+00mm Nodo: 1761

Nombre del modelo: Riel_panel
Nombre de estudio: SimulationXpress Study(-Predeterminado-)
Tipo de resultado: Desplazamiento estático Displacement
Escala de deformación: 3B9431

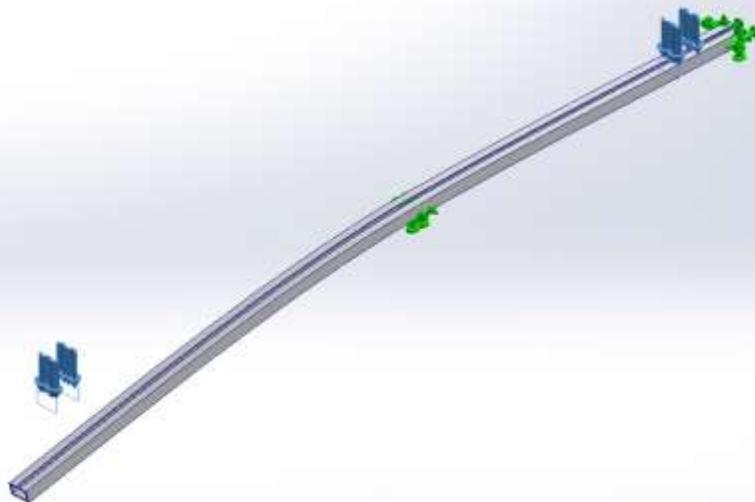


Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Riel_panel-SimulationXpress Study-Desplazamientos-Displacement

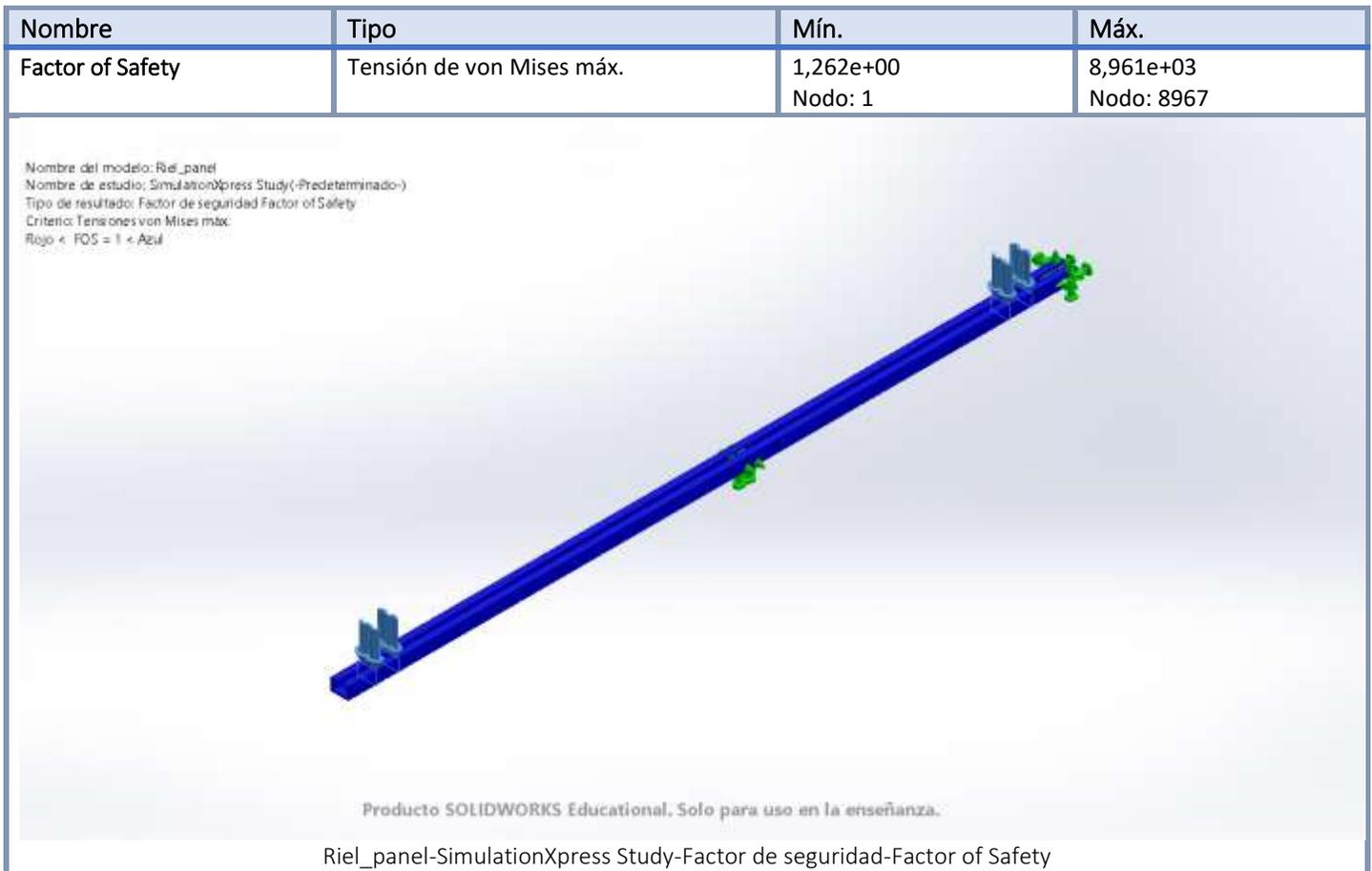
Nombre	Tipo
Deformation	Deformada

Nombre del modelo: Riel_panel
Nombre de estudio: SimulationXpress Study(-Predeterminado-)
Tipo de resultado: Deformada Deformation
Escala de deformación: 3B9431



Producto SOLIDWORKS Educational. Solo para uso en la enseñanza.

Riel_panel-SimulationXpress Study-Desplazamientos-Deformation



Conclusión

Al finalizar los análisis encontramos que el menor valor del factor de seguridad es superior a 1 y la tensión máxima de Von Mises que encontramos en la pieza no supera el límite elástico del material, por lo que la estructura es segura.

Añadir que el desplazamiento que sufre debido a las fuerzas aplicadas es también de unos pocos milímetros y que no comprometen la integridad estructural.

```

// C++ code
#include "Wire.h"
#include "RTClib.h"

// Declaramos un RTC DS3231
RTC_DS3231 rtc;

const int pinRelayA1 = 1;
const int pinRelayB1 = 2;
const int pinRelayA2 = 3;
const int pinRelayB2 = 4;
const int pinRelayA3 = 5;
const int pinRelayB3 = 6;
const int pinRelayA4 = 7;
const int pinRelayB4 = 8;

float lengthActuator1, lengthActuator2, lengthActuator3, lengthActuator4;
int sensorActuator1, sensorActuator2, sensorActuator3, sensorActuator4;
int position1, position2, position3, position4;

void setup()
{
  //inicializamos los pins de los relés
  pinMode(pinRelayA1, OUTPUT);  pinMode(pinRelayB1, OUTPUT);
  pinMode(pinRelayA2, OUTPUT);  pinMode(pinRelayB2, OUTPUT);
  pinMode(pinRelayA3, OUTPUT);  pinMode(pinRelayB3, OUTPUT);
  pinMode(pinRelayA4, OUTPUT);  pinMode(pinRelayB4, OUTPUT);

  //inicializamos los pines de los potenciómetros de los actuadores
  pinMode(A0, INPUT);
  pinMode(A1, INPUT);
  pinMode(A2, INPUT);
  pinMode(A3, INPUT);

  //establecemos los pins de los relés en BAJO
  digitalWrite(pinRelayA1, LOW);  digitalWrite(pinRelayB1, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA2, LOW);  digitalWrite(pinRelayB2, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA3, LOW);  digitalWrite(pinRelayB3, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA4, LOW);  digitalWrite(pinRelayB4, LOW);

  //iniciamos el RTC y vemos si hay errores al inicializar
  //en caso de no iniciarse, lo señalamos pro pantalla
  if (!rtc.begin()) {
    Serial.println("Couldn't find RTC");
    Serial.flush();
    while (1) delay(10);
  }

  //ajustamos la hora del reloj a la hora y fecha de la compilación del
  código
  rtc.adjust(DateTime(F(__DATE__), F(__TIME__)));

  //en caso de perdida de energía del módulo, reestablecemos la hora y
  fecha de la compilación del código
  if (rtc.lostPower()) {
    Serial.println("RTC lost power, let's set the time!");
  }
}

```

```

    // When time needs to be set on a new device, or after a power loss,
the
    // following line sets the RTC to the date & time this sketch was
compiled
    rtc.adjust(DateTime(F(__DATE__), F(__TIME__)));
    // This line sets the RTC with an explicit date & time, for example
to set
    // January 21, 2014 at 3am you would call:
    // rtc.adjust(DateTime(2014, 1, 21, 3, 0, 0));
}
Serial.begin(9600);
initialitingActuators();
}

void loop(){
    DateTime now = rtc.now(); //lectura de la fecha
    readActuator(); //leemos la posición de todos los actuadores

    switch(now.month()){ //dependiendo del mes del año, deseamos una
posición del actuador
        case 1: //Enero -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 750 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
            if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
            else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
            if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
            else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
            if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}
            else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
            if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
            else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}
            else { stopAllActuators();}

        case 2: //Febrero -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 750 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
            if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
            else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
            if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
            else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
            if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}
            else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
            if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
            else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}
            else { stopAllActuators();}

        case 3: //Marzo -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 750 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
            if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
            else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
            if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
            else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
            if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}
            else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
            if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
            else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}

```

```

else { stopAllActuators();}

case 4: //Abril -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 585 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
if (lengthActuator1 >= 587){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 483){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 587){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 483){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 587){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 483){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 587){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 483){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

case 5: //Mayo -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 450 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
if (lengthActuator1 >= 455){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 450){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 455){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 450){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 455){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 450){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 455){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 450){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

case 6: //Junio -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 450 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
if (lengthActuator1 >= 455){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 450){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 455){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 450){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 455){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 450){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 455){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 450){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

case 7: //Julio -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 450 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)
if (lengthActuator1 >= 455){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 450){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 455){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 450){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 455){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 450){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 455){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 450){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

case 8: //Agosto -> valor de inclinación exacto en mm para la
inclinación optima = 515 mm (variación de +- 5mm debido a posibles
errores en la lectura)

```

```

if (lengthActuator1 >= 517){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 513){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 517){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 513){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 517){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 513){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 517){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 513){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

```

case 9: //Septiembre -> valor de inclinación exacto en mm para la inclinación optima = 703 mm (variación de +- 5mm debido a posibles errores en la lectura)

```

if (lengthActuator1 >= 705){retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 700){extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 705){retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 700){extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 705){retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 700){extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 705){retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 700){extendActuator4();}
else {stopAllActuators();}

```

case 10: //Octubre -> valor de inclinación exacto en mm para la inclinación optima = 645 mm (variación de +- 5mm debido a posibles errores en la lectura)

```

if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}
else { stopAllActuators();}

```

case 11: //Noviembre -> valor de inclinación exacto en mm para la inclinación optima = 695 mm (variación de +- 5mm debido a posibles errores en la lectura)

```

if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}
else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}
else { stopAllActuators();}

```

case 12: //Diciembre -> valor de inclinación exacto en mm para la inclinación optima = 745 mm (variación de +- 5mm debido a posibles errores en la lectura)

```

if (lengthActuator1 >= 750){ retractActuator1();}
else if (lengthActuator1 <= 745){ extendActuator1();}
if (lengthActuator2 >= 750){ retractActuator2();}
else if (lengthActuator2 <= 745){ extendActuator2();}
if (lengthActuator3 >= 750){ retractActuator3();}

```

```

        else if (lengthActuator3 <= 745){ extendActuator3();}
        if (lengthActuator4 >= 750){ retractActuator4();}
        else if (lengthActuator4 <= 745){ extendActuator4();}
        else { stopAllActuators();}

        delay(200);
    }
}

//-----FUNCIONES-----//
//función para extender el actuador.
//Se pone uno de los relés a on y el otro off
void extendActuator1()
{
    digitalWrite(pinRelayB1, LOW);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA1, HIGH);
}

void extendActuator2()
{
    digitalWrite(pinRelayB2, LOW);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA2, HIGH);
}

void extendActuator3()
{
    digitalWrite(pinRelayB3, LOW);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA3, HIGH);
}

void extendActuator4()
{
    digitalWrite(pinRelayB4, LOW);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA4, HIGH);
}

//función para retraer el actuador
//Se pone uno de los relés a off y el otro on (al revés que antes)
void retractActuator1()
{
    digitalWrite(pinRelayB1, HIGH);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA1, LOW);
}

void retractActuator2()
{
    digitalWrite(pinRelayB2, HIGH);
    delay(250);
    digitalWrite(pinRelayA2, LOW);
}

void retractActuator3()

```

```

{
  digitalWrite(pinRelayB3, HIGH);
  delay(250);
  digitalWrite(pinRelayA3, LOW);
}

void retractActuator4()
{
  digitalWrite(pinRelayB4, HIGH);
  delay(250);
  digitalWrite(pinRelayA4, LOW);
}

//función para detener el actuador
//Se ponen los dos relés en off para parar los actuadores
void stopActuator1()
{
  digitalWrite(pinRelayB1, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA1, LOW);
}

void stopActuator2()
{
  digitalWrite(pinRelayB2, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA2, LOW);
}

void stopActuator3()
{
  digitalWrite(pinRelayB3, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA3, LOW);
}

void stopActuator4()
{
  digitalWrite(pinRelayB4, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA4, LOW);
}

void stopAllActuators()
{
  digitalWrite(pinRelayB1, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA1, LOW);
  digitalWrite(pinRelayB2, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA2, LOW);
  digitalWrite(pinRelayB3, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA3, LOW);
  digitalWrite(pinRelayB4, LOW);
  digitalWrite(pinRelayA4, LOW);
}

//función para la lectura de los potenciómetros
void readActuator()
{
  sensorActuator1 = analogRead(A0);
  position1 = map(sensorActuator1, 0, 1023, 0, 100); //devuelve
  porcentaje del potenciómetro
}

```

```

lengthActuator1 = 0.2994*analogRead(A0)+438.7126; //devuelve la
longitud del actuador

sensorActuator2 = analogRead(A1);
position2 = map(sensorActuator2, 0, 1023, 0, 100); //devuelve
porcentaje del potenciómetro
lengthActuator2 = 0.2994*analogRead(A1)+438.7126; //devuelve la
longitud del actuador

sensorActuator3 = analogRead(A2);
position3 = map(sensorActuator3, 0, 1023, 0, 100); //devuelve
porcentaje del potenciómetro
lengthActuator3 = 0.2994*analogRead(A2)+438.7126; //devuelve la
longitud del actuador

sensorActuator4 = analogRead(A3);
position4 = map(sensorActuator4, 0, 1023, 0, 100); //devuelve
porcentaje del potenciómetro
lengthActuator4 = 0.2994*analogRead(A3)+438.7126; //devuelve la
longitud del actuador
}

//funcion para que todos los actuadores empiezen en la misma posición, en
este caso aprox. 445 mm -> retraidos
void initialitingActuators()
{
  if (lengthActuator1 >= 450){retractActuator1();}
  else if (lengthActuator1 <= 440){extendActuator1();}
  if (lengthActuator2 >= 450){retractActuator2();}
  else if (lengthActuator2 <= 440){extendActuator2();}
  if (lengthActuator3 >= 450){retractActuator3();}
  else if (lengthActuator3 <= 440){extendActuator3();}
  if (lengthActuator4 >= 450){retractActuator4();}
  else if (lengthActuator4 <= 440){extendActuator4();}
  else {stopAllActuators();}
}

```

