



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Diseño y estudio económico de instalación fotovoltaica  
conectada a la red en una nave industrial. Potencia de la  
instalación fotovoltaica: 33,37 kW.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: González Febre, Javier

Tutor/a: Cucó Pardillos, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



## Resumen ejecutivo:

El presente trabajo de final de grado tiene como propósito diseñar una instalación para la empresa Inoxcenter con excedentes de entre el 35% y el 40% de la producción debido a un deseo de realizar un aumento en su consumo en un futuro. El enfoque principal de este proyecto es resolver la problemática de diseñar un sistema de producción fotovoltaica el cual pueda garantizar los excedentes que desea la empresa.

Para realizar dicha propuesta se ha llevado a cabo un riguroso proceso de investigación y análisis. En primer lugar, se han realizado estudios para comprender las necesidades energéticas y los diferentes patrones de consumo de la empresa contratante. Esto permitió identificar áreas con potencial de generación de excedentes y con picos los cuales autoconsumen toda la potencia fotovoltaica.

Teniendo en base el consumo mencionado anteriormente, se ha desarrollado un método de diseño por el cual se obtienen los excedentes deseados. Se diseñó una instalación que integra un total de 71 módulos fotovoltaicos de 470 W de potencia de la marca Hestia junto con un inversor de 25 kW de la marca Growatt. Junto a este se ha instalado un medidor de consumo de la misma marca del inversor para monitorizar la inyección a red y el consumo de la empresa.

Esta solución adopta en el lado fotovoltaico la elección de un cableado de 4 mm<sup>2</sup> y la instalación de fusibles tipo gPV de 16 A en cada rama. Por parte del lado de salida del inversor se escoge un cableado de 6 mm<sup>2</sup>, el cual irá dentro de un tubo de 25 mm de diámetro. Se instalará como protecciones dos interruptores automáticos de 40 A, uno a la salida del inversor con un poder de corte de 6 kA y otro a la entrada del cuadro general de protección con un poder de corte de 10 kA, además de un interruptor diferencial de 40 A con una sensibilidad de 300 mA para evitar posibles accidentes como incendios.

La resolución de la problemática también ha requerido un análisis económico detallado. Se realizaron estudios de viabilidad económica para evaluar los costes asociados con la implementación de la instalación y los posibles beneficios derivados de los excedentes generados. Se consideraron los costes de adquisición e instalación de los equipos, los gastos operativos y los posibles ingresos generados por la venta de excedentes de energía.

Además, se llevaron a cabo estudios de amortización para determinar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial y lograr la rentabilidad del proyecto. Se tuvieron en cuenta factores como el precio asumido en este trabajo de la energía, las políticas gubernamentales de incentivos y subvenciones, así como las pérdidas de eficiencia de los módulos fotovoltaicos a lo largo de los años.

Los resultados obtenidos demuestran que, pese al precio de la instalación de 24.498,03 €, se obtiene un retorno de la inversión de 2,5 años. Se proyecta que el autoconsumo y venta de excedentes de energía contribuirá significativamente a la reducción de los costes energéticos de la empresa y aumentará sus ingresos a largo plazo. Por otra parte, se recomienda que la empresa realice el aumento en el consumo antes mencionado pronto para poder optar a ayudas y así conseguir dicho retorno.

En conclusión, los resultados se han conseguido de manera satisfactoria siempre que se puedan aprovechar los excedentes. Como solución alternativa a esta propuesta se da la opción de instalar una menor potencia fotovoltaica la cual conllevará a un menor autoconsumo, pero también a menor cantidad de excedentes lo cual permite obtener un retorno de la inversión de manera más fiable.



## Índice:

Resumen .....	1
Resum .....	2
Abstract.....	3
Agradecimientos.....	4
Glosario.....	5
Índice de imágenes.....	6
Índice de tablas.....	7
Índice de gráficas.....	8
1-Introducción .....	9
1.1-Objetivo .....	9
1.2-Justificación .....	9
1.3- Descripción de la instalación .....	10
1.3.1- Ubicación de la instalación .....	10
1.3.2- Análisis de la cubierta.....	11
1.3.3- Análisis de los receptores.....	13
1.3.4- Análisis de curvas de consumo.....	14
1.4- Legislación sobre el autoconsumo .....	17
2-Instalación solar.....	18
2.1- Elección de módulos fotovoltaicos.....	18
2.2-Desarrollo de la producción y excedentes .....	20
2.2.1- Obtención de radiación .....	20
2.2.2- Cálculo de producción .....	22
2.2.3- Obtención de excedentes.....	25
2.3- Solución de producción y excedentes deseados.....	27
2.4-Ubicación de los módulos.....	29
2.5-Elección de inversor .....	31
2.6-Cableado y protecciones .....	36
2.6.1-Conexión series de catorce módulos a inversor.....	36
2.6.2-Conexión de serie de quince módulos a inversor .....	40
2.6.3-Conexión inversor a CGP .....	44
2.7- Pérdida de energía y caída de tensión total .....	48



2.8-Puesta a tierra .....	49
3-Presupuesto y retorno de la inversión sin contar ayudas para el autoconsumo .....	52
3.1-Presupuesto.....	52
3.2-Retorno de la inversión .....	54
4-Ayudas para el autoconsumo .....	60
5- Ahorro en emisiones CO2 .....	65
6-Conclusiones.....	66
Pliego de condiciones de instalación fotovoltaica.....	67
Objetivo: .....	67
Generador fotovoltaico .....	67
Inversor .....	68
Cableado .....	69
Componentes y materiales.....	69
Conexión a red.....	70
Equipo de medida.....	70
Protecciones .....	70
Puesta a tierra.....	71
Medidas de seguridad .....	71
Recepción y pruebas.....	72
Cálculo de producción anual y evaluación sobre el consumo .....	72
Ayudas al autoconsumo.....	73
Presupuesto:.....	73
7-Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible .....	74
8-Bibliografía.....	75
9-Anexos .....	77



## Resumen

El trabajo se desarrolla en el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red de una nave industrial localizada en la población de Paterna, concretamente en el polígono industrial Fuente del Jarro. La empresa propietaria ha solicitado que la instalación tuviera excedentes de entre el 35% y el 40% de la potencia producida debido a un aumento en el gasto de energía eléctrica que se tiene previsto realizar en un futuro. Se analizarán diferentes modelos de consumo que figuran las diferentes actividades de la empresa, teniendo variaciones significativas a lo largo del año.

Además, a lo largo del trabajo se realiza un estudio económico contando el coste final de la instalación fotovoltaica, ayudas para el autoconsumo disponibles para aplicar, e inyección a red para demostrar la viabilidad de la instalación. Se analizará si es rentable tener una instalación con excedentes descontando la energía sobrante del precio final a pagar por factura.



## Resum

El treball es desenvolupa en el disseny d'una instal·lació fotovoltaica connectada a la xarxa d'una nau industrial localitzada a la població de Paterna, concretament en el polígon industrial Font del Gerro. L'empresa propietària ha sol·licitat que la instal·lació tingues excedents fins al 35% o 40% de la potència produïda a causa d'un augment en la despesa d'energia elèctrica que es té previst realitzar en un futur. S'analitzaran diferents models de consum que figuren les diferents activitats de l'empresa, tenint variacions significatives al llarg de l'any.

A més, al llarg del treball es realitza un estudi econòmic comptant el cost final de la instal·lació fotovoltaica, ajudes per a l'autoconsum disponibles per a aplicar, i injecció a xarxa per a demostrar la viabilitat de la instal·lació. S'analitzarà si és rendible tenir una instal·lació amb excedents descomptant l'energia sobrant del preu final a pagar per factura.



## Abstract

The work is developed in the design of a photovoltaic installation connected to the grid of an industrial building located in the town of Paterna, specifically in the industrial area Font del Gerro. The owner company has requested that the installation has surpluses of up to 35% or 40% of the power produced due to an increase in the electrical energy consumption that is planned to be carried out in the future. Different consumption models will be analyzed for the different activities of the company, with significant variations throughout the year.

In addition, throughout the work an economic study will be carried out taking into account the final cost of the photovoltaic installation, self-consumption subsidies available to apply, and grid connection to demonstrate the viability of the installation. It will be analyzed if it is profitable to have an installation with surpluses by deducting the surplus energy from the final price to be paid per bill.



## Agradecimientos

En primera instancia quiero agradecer el apoyo fundamental que han supuesto todos mis familiares, tanto cercanos como lejanos, durante la elaboración de este trabajo final de grado.

A mi tutor Salvador Cucó Pardillos por permitirme desarrollar este trabajo bajo su tutela y por el apoyo brindado estos últimos años de carrera.

A Patri, por ser esa luz que me ha dado energía en todo este proceso aun cuando parecía todo oscuro.

A mis amigos, Ferran y Adrián, por compartir la carga de superar esta carrera y ayudarnos siempre que cada uno ha pasado por un mal momento.

A la delegación de alumnos de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño, y en especial a la coordinación de deportes del curso académico 2022/2023. Vuestro compromiso me hizo superarme y ser mejor persona.



## Glosario

[1] IDAE: instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

[2] Irradiación: densidad de potencia radiada por unidad de superficie normal a la dirección de propagación. Se utiliza para medir la radiación solar recibida sobre la Tierra. Se mide en [W/m<sup>2</sup>].

[3] Irradiación corregida: valor de irradiación tras aplicar el factor de corrección por inclinación.

[4] Acimut: ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con  $\psi = 0^\circ$ , y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

[5] MPPT: son las siglas de "Maximum Power Point Tracker", lo que significa en español: seguidor del punto de máxima potencia. Esto, unido a un inversor, consigue alcanzar un balance entre el voltaje y la corriente en aquellas placas que trabajan en su máxima potencia.

[6] XLPE: material del que se compone el aislamiento de cables eléctricos, tiene la ventaja de ser retardante de llama al ser un termoestable, respecto al también utilizado PVC<sup>[7]</sup>, que es un termoplástico.

[7] PVC: material del que se compone el aislamiento de cables eléctricos, al ser un termoplástico presenta una mala sinergia con las altas temperaturas, pudiendo emitir gases tóxicos si es alcanzado por el fuego.

[8] ITC-BT: instrucción técnica de baja tensión.

[9] Pica: es un elemento obligatorio de seguridad en toda instalación eléctrica. A través de ella se deriva la electricidad a tierra en caso de fugas, averías o defectos en las instalaciones.

[10] IVA: Impuesto al Valor Agregado.

[11] String: se define como conjunto de paneles solares conectados en serie.

[12] UNE: se define como Asociación Española de Normalización. Su cometido es la producción de normas técnicas creadas por los comités técnicos de normalización.

[13] Grado de protección IP: hace referencia a la norma internacional CEI 60529. Este estándar se desarrolla para calificar el grado de protección de elementos electrónicos y eléctricos generalmente frente a polvo y agua. Su clasificación se basa en dos dígitos, el primero indica la protección frente al polvo y el segundo la protección frente al agua. Un ejemplo sería IP47: por la parte de protección contra polvo significa protección contra objetos de un diámetro superior a 1 milímetro y en la parte de protección contra agua significa protección ante inmersiones temporales.

## Índice de imágenes

Ilustración 1 - Ubicación de la empresa - Fuente: elaboración propia.....	10
Ilustración 2 - Superficie total de la cubierta - Fuente: elaboración propia.....	11
Ilustración 3 - Alzado de la nave - Elaboración: Fuente propia .....	11
Ilustración 4 - Perfil de la nave industrial - Fuente: elaboración propia .....	12
Ilustración 5 - Comparación soporte sin inclinación y con inclinación - Fuente: elaboración propia .....	12
Ilustración 6 - Iluminación en Inoxcenter - Fuente: elaboración propia .....	13
Ilustración 7 - Grúa 1 Inoxcenter - Fuente elaboración propia .....	13
Ilustración 8 - Grúa 2 Inoxcenter - Fuente: elaboración propia .....	14
Ilustración 9 - Aires acondicionados Inoxcenter - Fuente elaboración propia .....	14
Ilustración 10 - Tomas de corriente Inoxcenter - Fuente: elaboración propia.....	14
Ilustración 11 - Ordenadores Inoxcenter - Fuente: elaboración propia .....	14
Ilustración 12 - Ficha técnica módulo fotovoltaico - Fuente: Hestia solar .....	19
Ilustración 13 - Herramienta web PVGIS - Fuente: PVGIS .....	20
Ilustración 14 - Aprovechamiento de la instalación - Elaboración: fuente propia .....	24
Ilustración 15 - Zona de ubicación de los módulos - Fuente: elaboración propia.....	29
Ilustración 16 - Estructura utilizada - Fuente: Cambio energético .....	30
Ilustración 17 - Medidas tejado - Fuente: elaboración propia .....	30
Ilustración 18 - Ficha técnica inversor solar - Fuente: Growatt.....	33
Ilustración 19 - Ficha técnica de backup box – Fuente: Huawei.....	33
Ilustración 20 - Conexión de inversor - Fuente: Growatt .....	34
Ilustración 21 - Esquema de conexión de medidor de consumo - Fuente: Growatt.....	35
Ilustración 22 - Intensidad máxima admisible de los conductores - Fuente: Wordpress .....	36
Ilustración 23 - Cartucho de fusible gPV - Fuente: Farnell .....	37
Ilustración 24 - Sección máxima de conductor de puesta a tierra - Fuente ITC-BT-18 .....	39
Ilustración 25 - Sección máxima de conductor de puesta a tierra - Fuente ITC-BT-18 .....	43
Ilustración 26 - Interruptor automático de 4 polos y 40 amperios - Fuente: Schneider Electric .....	45
Ilustración 27 - Interruptor diferencial de 4 polos y 40 A - Fuente: Schneider Electric .....	48

## Índice de tablas

Tabla 1 - Comparación módulos fotovoltaicos .....	18
Tabla 2 - Radiación a 23º en enero (W/m <sup>2</sup> ) .....	21
Tabla 3 - Radiación a 23º en junio (W/m <sup>2</sup> ) .....	21
Tabla 4 - Producción de una placa en un día de enero (Wh).....	22
Tabla 5 - Producción de una placa en un día de junio (Wh) .....	22
Tabla 6 - Excedentes en (Wh) del mes de junio.....	26
Tabla 7 - Excedentes en (Wh) del mes de junio con 71 módulos .....	28
Tabla 8 – Porcentaje de Excedentes al año .....	28
Tabla 9 - Intensidades normalizadas de fusibles (A).....	37
Tabla 10 - Intensidades normalizadas de fusibles (A).....	41
Tabla 11 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir .....	47
Tabla 12 - Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.....	49
Tabla 13 - Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno .....	50
Tabla 14 - Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.....	50
Tabla 15 - Presupuesto instalación fotovoltaica.....	53
Tabla 16 - Excedentes en (Wh) del mes de enero .....	54
Tabla 17 - Consumo en (Wh) en un día de agosto.....	55
Tabla 18 - Retorno de la inversión sin contar ayudas para el autoconsumo.....	58
Tabla 19 - Módulo de ayudas en el sector residencial .....	61
Tabla 20 - Módulo de ayudas en el tercer sector .....	61
Tabla 21 - Módulo de ayudas para sistemas de almacenamiento .....	62
Tabla 22 - Módulo de ayudas adicionales 1.....	62
Tabla 23 - Módulo de ayudas adicionales 2.....	62
Tabla 24 - Retorno de la inversión contando ayudas para el autoconsumo .....	64
Tabla 25 - Objetivos de desarrollo sostenible .....	74



## Índice de gráficas

Gráfica 1 - Modelo de consumo 1 (eje “y” Wh, eje “x” horas) .....	15
Gráfica 2 - Modelo de consumo 2 (eje “y” Wh, eje “x” horas) .....	16
Gráfica 3 - Modelo de consumo 3 (eje “y” Wh, eje “x” horas) .....	16
Gráfica 4 - Aprovechamiento solar por azimut.....	23
Gráfica 5 - Producción diaria mes de enero en (Wh) .....	24
Gráfica 6 - Producción diaria mes de junio en (Wh).....	25
Gráfica 7 - Obtención de excedentes diarios en el mes de junio en (Wh) .....	25
Gráfica 8 - Producción anual con 71 módulos en (Wh) .....	27
Gráfica 9 - Obtención de excedentes diarios en mes de junio con 71 módulos en (Wh) .....	27
Gráfica 10 - Producción vs consumo más de enero en día laboral (Wh).....	54
Gráfica 11 - Producción vs consumo diaria en mes de agosto en (Wh) .....	55
Gráfica 12 - Retorno de la inversión sin contar ayudas al autoconsumo (eje “y” €, eje “x” años) .....	59
Gráfica 13 - Retorno de la inversión contando ayudas para el autoconsumo (eje “y” €, eje “x” años)...	63



## 1-Introducción

### 1.1-Objetivo

El desarrollo de este Trabajo de Fin de Grado se basa en el diseño de una instalación fotovoltaica en una nave industrial que busca un ahorro en su factura eléctrica utilizando las energías renovables, además exigen que el diseño esté sobredimensionado para obtener unos excedentes de entre el 35% y 40% de la producción. Sabiendo todo esto se reúnen los siguientes objetivos para realizar la instalación en la industria:

- Desarrollo y diseño de una instalación fotovoltaica con excedentes de entre el 35% y 40% de la producción.
- Generar diseños de consumo que se adecúen al gasto de energético de la empresa a lo largo del año.
- Comprobar si con ayudas del Estado aumenta la viabilidad de la instalación fotovoltaica.
- Realizar un estudio económico sobre la inversión de esta instalación en el que se muestre si es más favorable inyectar energía a red o instalar menor potencia fotovoltaica.
- Analizar el impacto sobre el medio ambiente que genera esta instalación evitando emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Relacionar este trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible.

### 1.2-Justificación

La idea de este proyecto nace tras saber que un alto cargo de la empresa desea desarrollar una alternativa a consumir energía de la red constantemente y así evitar los precios de factura que pagan. Los elevados precios en la electricidad que se han visto los últimos meses han incitado la toma de dicha decisión queriendo reducir al máximo posible los costes de la factura eléctrica. El deseo de disminuir el precio que se paga y un plan de aumento del consumo de la instalación incita a la empresa a pedir una instalación con excedentes de entre el 35 y 40% de la misma producción. El desarrollo de esta instalación supondrá una reducción en el consumo de CO<sub>2</sub>, la cual se calculará en el trabajo, y una mayor independencia de la red eléctrica que otras instalaciones las cuales no posean ninguna instalación de generación alternativa. Así mismo esta instalación presenta un avance en los objetivos de desarrollo sostenible acordados para 2030, los cuales se muestran en este documento.



### 1.3.2- Análisis de la cubierta

A continuación, se muestra una imagen de la cubierta del edificio en la cual se montará la instalación fotovoltaica. Se han proporcionado las medidas exactas del edificio, por lo que se añaden a la imagen para otorgar más información.



Ilustración 2 - Superficie total de la cubierta - Fuente: elaboración propia

Siendo la superficie total de la cubierta:

$$S_{cubierta} = 104,76 * 38,42 = 4024,87 \text{ m}^2$$

De todas formas, se van a analizar el perfil y el alzado de la cubierta para obtener una zona fiable de donde ubicar las placas. Se toma como punto de referencia la vía pública que aparece en la imagen:

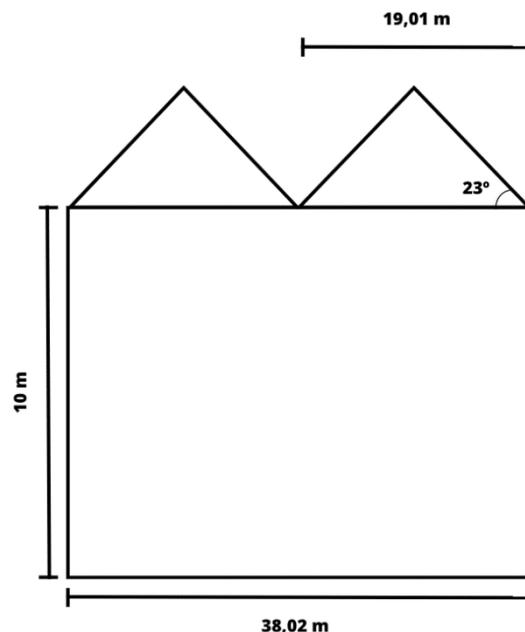


Ilustración 3 - Alzado de la nave - Elaboración: Fuente propia

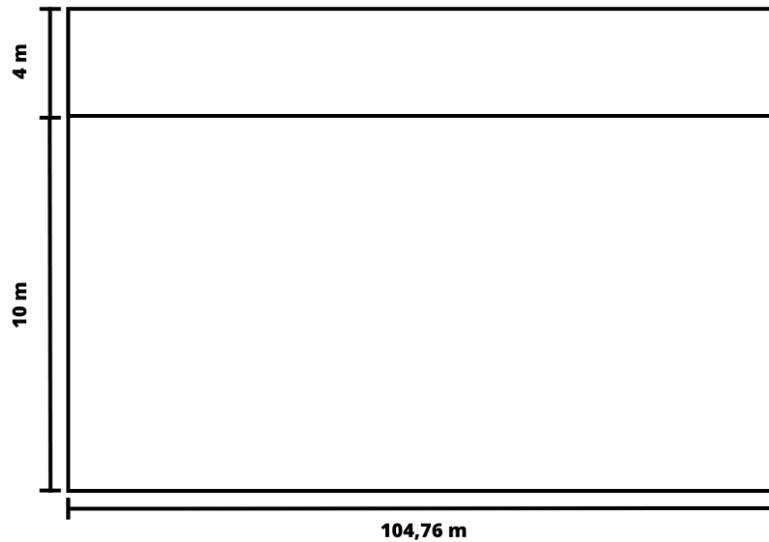


Ilustración 4 - Perfil de la nave industrial - Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, el techo de la nave tiene una inclinación de  $23^\circ$ , la cual se es una opción interesante a la hora de plantear el lugar donde irán los módulos fotovoltaicos. La posibilidad de contar con una inclinación base permite evitar buscar soportes de módulos fotovoltaicos con una inclinación específica, teniendo como solución soportes simples sin inclinación alguna. Esta opción resulta en un ahorro en el precio de la instalación, dándose una diferencia de más de 60€ en algunos casos.

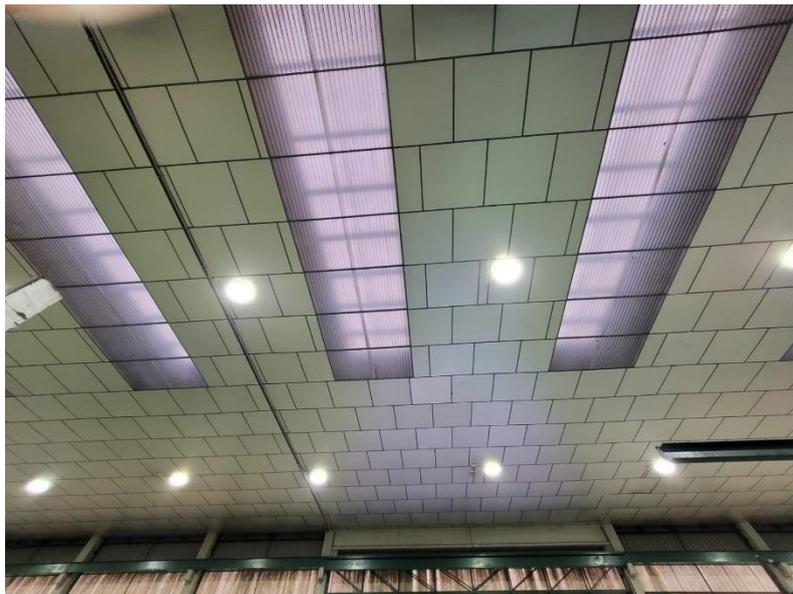


Ilustración 5 - Comparación soporte sin inclinación y con inclinación - Fuente: elaboración propia

### 1.3.3- Análisis de los receptores

Tras observar la instalación en el exterior se van a fotografiar los receptores en el interior de la nave para mostrar donde se está consumiendo la energía eléctrica.

Iluminación que se mantiene encendida en todo momento mientras se esté trabajando en la nave, además de iluminación exterior que se mantiene encendida todas las noches.



*Ilustración 6 - Iluminación en Inoxcenter - Fuente: elaboración propia*

Grúas para manejar todo el acero inoxidable para su distribución en camiones, este es su mayor gasto en energía eléctrica, el cual marcará picos en los análisis de consumos.



*Ilustración 7 - Grúa 1 Inoxcenter - Fuente elaboración propia*



*Ilustración 8 - Grúa 2 Inoxcenter - Fuente: elaboración propia*

Aires acondicionados que mantienen las temperaturas en las oficinas y la nave.



*Ilustración 9 - Aires acondicionados Inoxcenter - Fuente elaboración propia*

Ordenadores y tomas de corriente de las oficinas, aunque sean consumos menores en comparación.



*Ilustración 11 - Ordenadores Inoxcenter - Fuente: elaboración propia*



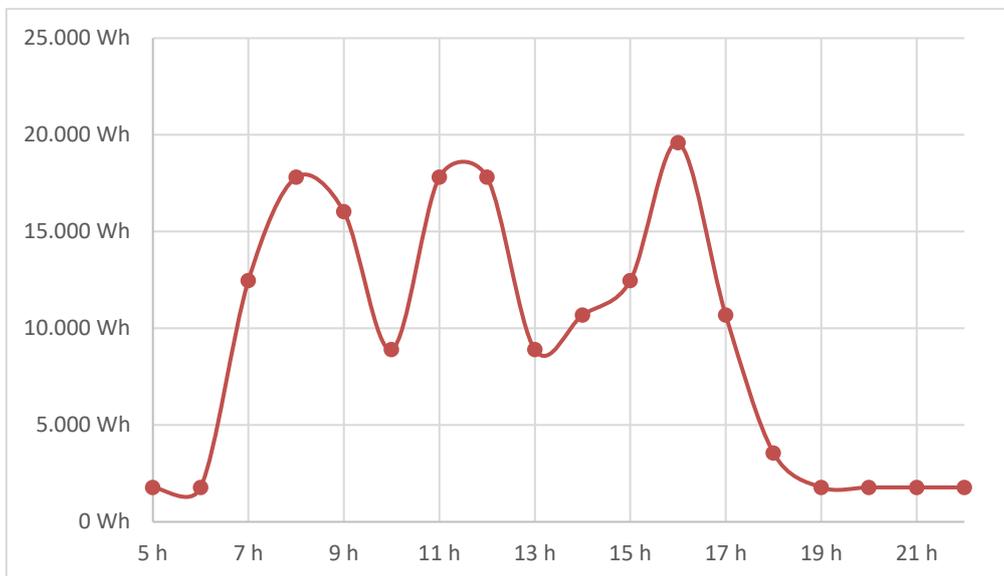
*Ilustración 10 - Tomas de corriente Inoxcenter - Fuente: elaboración propia*

### 1.3.4- Análisis de curvas de consumo

La empresa que se analiza en este trabajo de final de grado cuenta con diferentes modelos de consumo. Esto se debe a que en diferentes épocas del año se cambia el modo de trabajo de una jornada laboral a una jornada más intensiva, obteniendo menos picos de consumo, pero de mayor potencia.

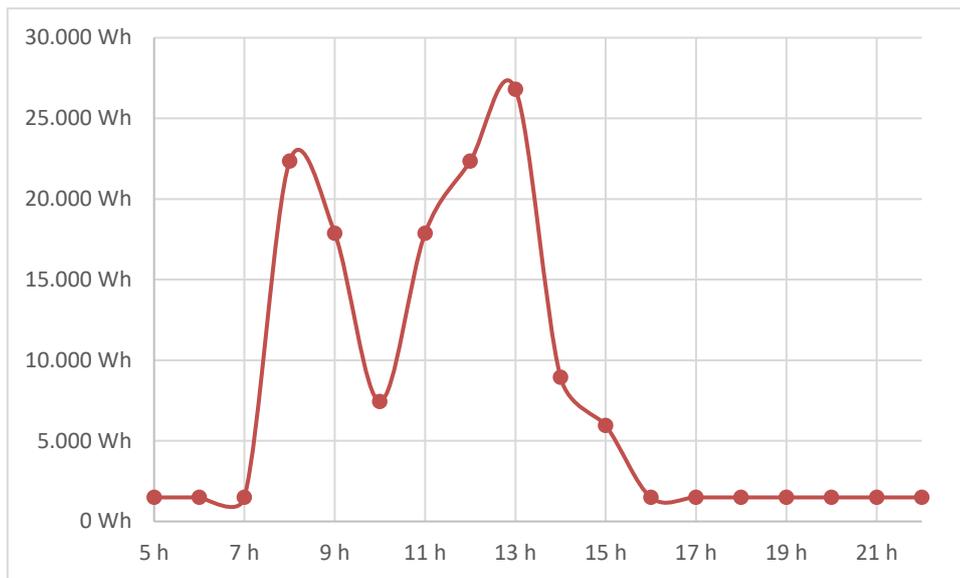
Se pueden obtener tres diferentes patrones de consumo:

Uno que se da en los meses de enero, febrero, marzo, abril, septiembre, octubre, noviembre y diciembre. Donde se establecen tres picos de consumo y se pueden observar valles que son correspondientes a los periodos de almuerzo y comida. En la siguiente gráfica se muestra el modelo de consumo 1 siendo Wh en el eje "y" y horas el eje "x", no se muestran las horas de la madrugada ni de la noche debido a que se mantiene un consumo constante.



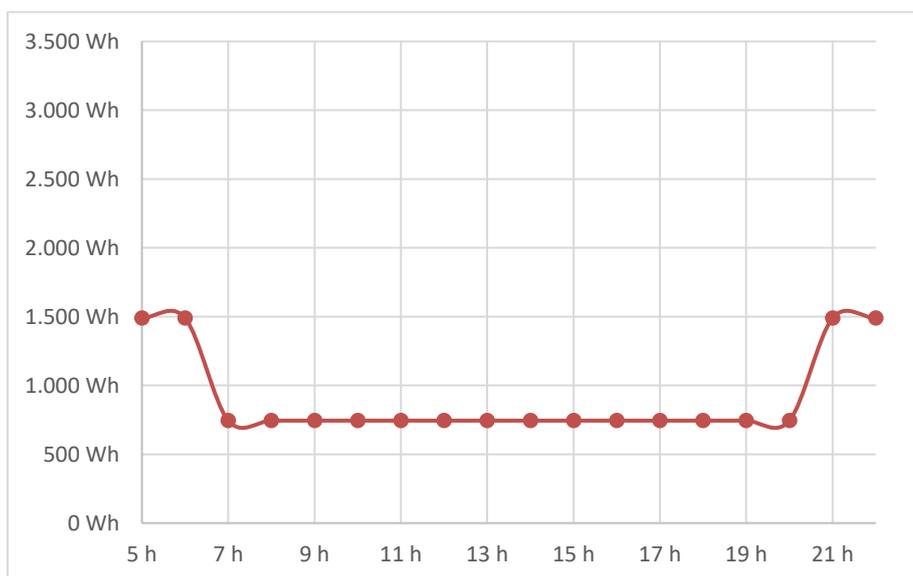
Gráfica 1 - Modelo de consumo 1 (eje "y" Wh, eje "x" horas)

Un segundo consumo correspondiente a los meses de mayo, junio, julio y agosto en los cuales la jornada es más reducida y se forman solo dos picos, pero con mayor consumo de potencia en cada uno de ellos si se compara con los de la gráfica 1. En la siguiente gráfica se muestra el modelo de consumo 2 siendo Wh en el eje "y" y horas el eje "x", no se muestran las horas de la madrugada ni de la noche debido a que se mantiene un consumo constante.



Gráfica 2 - Modelo de consumo 2 (eje "y" Wh, eje "x" horas)

Por último, se obtiene un consumo para días festivos y fines de semana. En este tipo de consumo solo se da la potencia gastada por la iluminación nocturna de la nave, es por eso por lo que aumenta en las horas de falta de sol. Se dará un poco de consumo, aunque no haya elementos conectados. En la siguiente gráfica se muestra el modelo de consumo 3 siendo Wh en el eje "y" y horas el eje "x", no se muestran las horas de la madrugada ni de la noche debido a que se mantiene un consumo constante.



Gráfica 3 - Modelo de consumo 3 (eje "y" Wh, eje "x" horas)

## 1.4- Legislación sobre el autoconsumo

Se establece en el Real Decreto-ley 15/2018 una serie de aspectos y condiciones que dejan atrás el Real Decreto-ley publicado en 2015 el cual reducía la inversión en las instalaciones fotovoltaicas debido al famoso “impuesto al sol”. Las nuevas acciones propuestas por este Real Decreto-ley son las siguientes:

Introducción de tres modalidades de autoconsumo:

- Autoconsumo con excedentes: en este apartado la energía se inyecta a la red existiendo dos tipos de sujetos, el consumidor y productor, siendo el primero aquel que recibe la energía de la red mientras que el segundo es el que la inyecta. Por otra parte, el autoconsumo con excedentes se diferencia en dos tipos diferentes. Con acogida a compensación donde mientras se utilice una tecnología renovable, una potencia inferior o igual a 100 kW, que el autoconsumidor se haya suscrito a un contrato de compensación de excedentes y que las instalaciones no sean sujetas al Régimen Retributivo Específico, se adoptará dicha modalidad de autoconsumo.

Por otra parte, se da sin una acogida a compensación donde se aplica dicha modalidad cuando no se cumpla alguna de las condiciones anteriores o el consumidor no quiera acogerse a esta.

- Autoconsumo sin excedentes: Para el cumplimiento de esta modalidad se debe tener en la instalación un dispositivo de anti-vertido el cual controle la nula inyección de energía a la red. Es por esto por lo que desaparece la modalidad de sujeto productor quedando solo la opción de sujeto consumidor.

Se regula y reglamenta el autoconsumo colectivo, ahora se pueden establecer instalaciones con más de un beneficiario de estas ya sea, por ejemplo, en una comunidad de vecinos.

La potencia del inversor en instalaciones fotovoltaicas deberá ser siempre la potencia máxima del mismo o en su caso, la suma de potencias máximas de varios inversores.

Se acepta que el propietario y el consumidor de la instalación sean diferentes reafirmando el apartado anterior, el cual apoya el autoconsumo colectivo.

Se aplica una simplificación de la tramitación donde aquellas instalaciones con o sin excedentes de hasta 15 kW no necesitarán permisos de tramitación, mientras aquellas de 100 kW conectadas a baja tensión su contrato correspondiente será realizado por la empresa distribuidora.

Los equipos de medida quedan regulados de tal manera que solamente haría falta un equipo bidireccional en el punto frontera, dos si es el caso de autoconsumo con excedentes colectivos que se dedicarían uno a generación y otro a consumo.

Se fija un régimen económico que se divide en autoconsumo con excedentes acogido a compensación donde se puede vender la energía excedente pero nunca se podrá exceder la valoración mensual de la energía consumida.

Por último, se requiere una inscripción automática en el registro de autoconsumo para ciertos casos que serán de oficio por parte de aquellas instalaciones de baja tensión con potencia instalada menor de 100 kW

donde la administración podrá inspeccionar dichas instalaciones en un informe que será remitido antes del 31 de marzo de cada año.

## 2-Instalación solar

### 2.1- Elección de módulos fotovoltaicos

Para la elección de módulos fotovoltaicos se va a valorar el precio del módulo, así como su potencia y tamaño. Se prefiere utilizar placas de una medida que no sea el máximo disponible, pues será más fácil aprovechar el espacio aprovechable del tejado de la nave. De todas formas, se baraja entre diferentes modelos y fabricantes para encontrar la mejor elección:

Fabricante	Referencia comercial	Potencia (W)	Superficie (mm)	Precio (€)
Ja Solar	1002321	455	2120 x 1052	182,40 €
Ja Solar	1002324	545	2278 x 1134	251,89 €
Atersa	A-305-315M	315	1965 x 990	116,55 €
Hestia	HTS-144M6H470	470	2094 x 1038	178,54 €

*Tabla 1 - Comparación módulos fotovoltaicos*

Tras observar las diferentes opciones se pueden ver diferentes tamaños y potencias de módulos. Se ha comentado anteriormente que se prefería no utilizar una placa extremadamente grande debido a que se quiere aprovechar el máximo espacio posible del tejado. Esto indica que el módulo 1002324 de Ja Solar perdería puntos a la hora de seleccionarla como solución. Además, si se le suma el elevado precio del módulo individual, queda completamente descartada.

Por otra parte, el módulo A-305-315M, pese a ser la opción más económica presenta un valor de potencia muy bajo. Se necesitaría una cantidad de paneles mucho mayor en comparación que con el resto de los módulos para satisfacer el consumo al completo. La elevada cantidad de paneles necesarios deja esta opción en un segundo lugar, no se descarta, pero es preferible comparar todas las opciones antes de seleccionarla.

Finalmente se encuentran dos paneles con niveles de potencia parecidos. El primero, de la marca Ja Solar, marca china con amplia experiencia en el sector. El segundo, del fabricante Hestia, marca alemana que se caracteriza por la fabricación de módulos y su venta con al menos 30 años de garantía de producción lineal. Ante las diferencias de ambos productos se encuentra que Hestia ofrece una mayor potencia por un tamaño y precio menores. Si se observa con más detalles las características de ambos módulos, también posee el panel de la marca Hestia una mayor eficiencia del 21,6%, frente a la de Ja Solar con un 20,5%. Estos, pese a ser pequeños detalles, inclinan la balanza hacia el fabricante Hestia y, añadiendo su garantía de producción superior al 80%

de la eficiencia de los módulos a lo largo de 30 años frente a la de los módulos de Ja Solar que es de 25 años, hace del fabricante alemán la selección final.

El fabricante escogido es Hestia con el modelo de panel: HTS-144M6H470.

Se adjunta la hoja de características del módulo escogido:



Module Type		HTS-144M6H460		HTS-144M6H465		HTS-144M6H470		HTS-144M6H475		HTS-144M6H480	
		STC	NOCT								
Maximum Power	$P_{MAX}(W)$	460	340.4	465	344.1	470	347.8	475	351.5	480	355.2
Maximum Power Voltage	$V_{MPP}(V)$	41.59	38.39	41.79	38.57	41.99	38.76	42.19	38.94	42.39	39.12
Maximum Power Current	$I_{MPP}(A)$	11.06	8.86	11.13	8.92	11.19	8.97	11.26	9.03	11.32	9.07
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	50.32	46.8	50.57	47.03	50.81	47.25	51.04	47.47	51.29	47.70
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	11.67	9.35	11.74	9.41	11.81	9.46	11.88	9.53	11.94	9.57
Tolerance	(W)	0 - +5		0 - +5		0 - +5		0 - +5		0 - +5	
Module Efficiency	(%)	21.2		21.4		21.6		21.9		22.1	

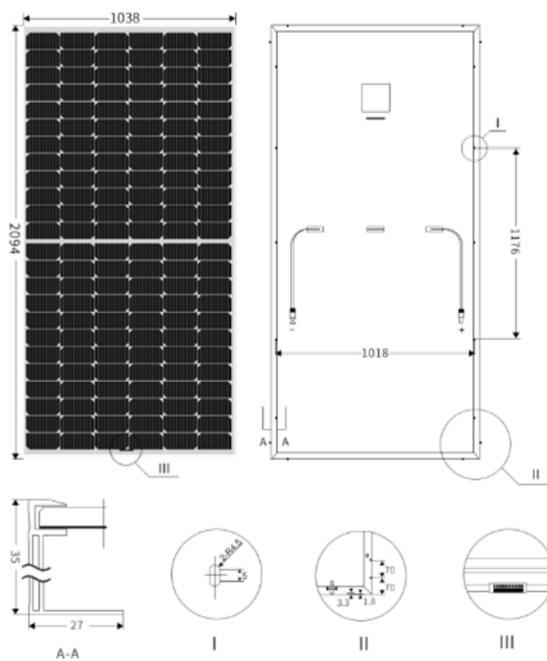
STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA		TEMPERATURE RATINGS	
Solar Cells	MBB Mono N-Type 166 x 83mm	Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45±2°C
Cell Orientation	144 Cells (6 x 24)	Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.36%/°C
Module Dimensions	2094 x 1038 x 35mm	Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.28%/°C
Weight	23.5kg	Temperature Coefficient of $I_{SC}$	+0.048%/°C
Glass	High Transparency, Anti-Reflective, AR Coated and Heat Tempered Solar Glass -3.2mm	MAXIMUM RATING	
Backsheet	White	Operational Temperature	-40 to +85°C
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy (Black Available)	Maximum System Voltage	1500V DC
J-Box	IP 68 Rated	Max Series Fuse Rating	20A
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> , 350mm	Mechanical Load	5400pa
Connector	MC4 Compatible	Wind Load	2400pa
<b>PACKAGING CONFIGURATION</b>	Modules per box: 31 pieces	Modules per 40' container: 726 pieces	

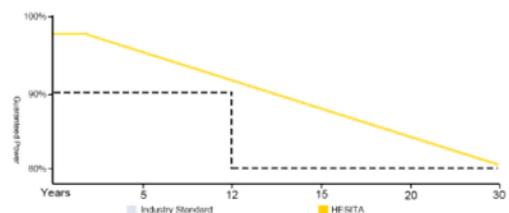
### DIMENSIONS OF PV MODULE



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty



## 2.2-Desarrollo de la producción y excedentes

### 2.2.1- Obtención de radiación

Se debe tener en cuenta que la propia empresa ha especificado que la instalación genere unos excedentes que estén entre el 35% y el 40% de la producción de los días laborales debido a un futuro aumento en el consumo de la nave industrial. Es decir, no importa la cantidad de módulos que sean mientras se consigan los excedentes deseados.

Para conseguir los excedentes de la instalación, primero de todo será necesario obtener la radiación incidente en la nave industrial:

A la hora de obtener la radiación diaria deberemos utilizar la herramienta informática PVGIS, página donde se puede obtener la radiación horaria incidente en cualquier punto del planeta en las unidades de ( $W/m^2$ ) para su uso en el cálculo de instalaciones solares.

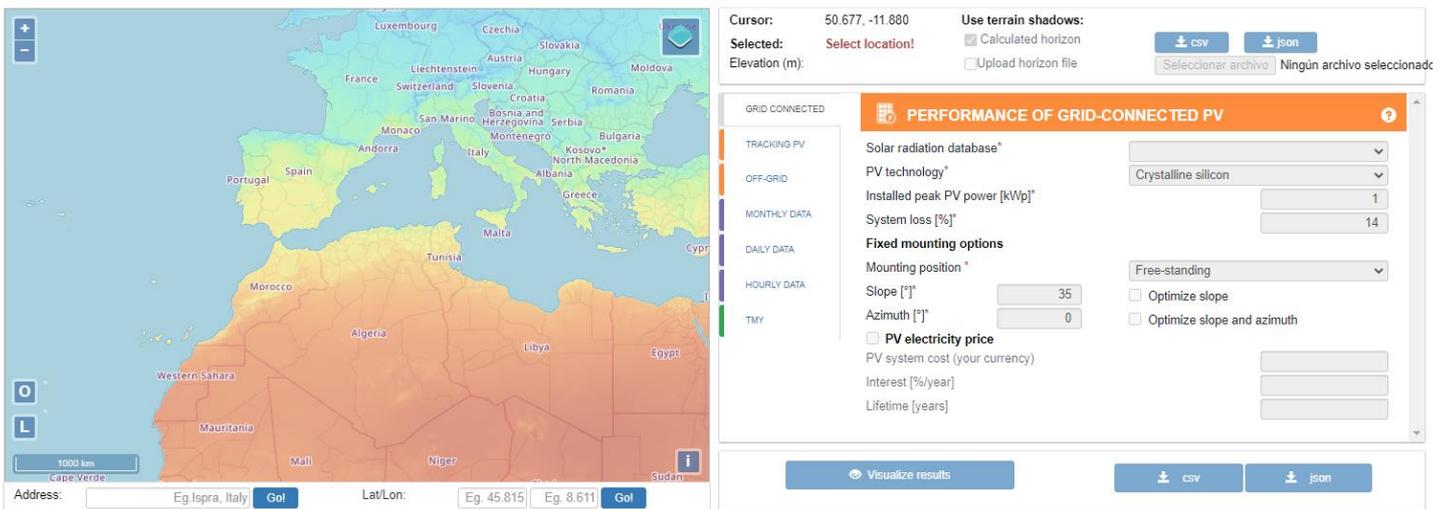


Ilustración 13 - Herramienta web PVGIS - Fuente: PVGIS

Una vez desplegado el menú del PVGIS se seleccionarán los datos necesarios: se indica la localización de la instalación en el mapa, se establecerá la hora local y los datos que se obtendrán serán en cielo claro. Se fijará la inclinación de los paneles a 23º pues es la inclinación de la parte posterior de la nave y donde se tiene previsto colocar los paneles para ahorrar en la estructura.

Una vez introducidos todos estos datos se irán añadiendo los meses y descargando los datos en Excel sucesivamente. A continuación, se muestra una tabla con la radiación correspondiente al mes de enero:



0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,38	354,03	553,41
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
691,34	753,83	735,49	637,84	469,81	250,79	13,94	0	0	0	0	0

*Tabla 2 - Radiación a 23º en enero (W/m²)*

Para observar el contraste de la radiación incidente entre una estación y otra del año se van a mostrar también los resultados de la radiación incidente en junio:

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0	0	0	0	0	0	21,7	96,2	267,04	470,29	663,84	820,28
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
922,86	962,58	936,33	846,13	699,67	511,91	307,76	125,96	33,97	0	0	0

*Tabla 3 - Radiación a 23º en junio (W/m²)*

El procedimiento para obtener el resto de los valores será el mismo cada mes.

## 2.2.2- Cálculo de producción

A continuación, se va a desarrollar el proceso para obtener la producción de la instalación. Para ello se debe aportar un valor para la cantidad de módulos fotovoltaicos de la instalación, este servirá para el cálculo de los excedentes, pudiendo ser modificado a más o menos si los excedentes resultantes no son los deseados. Se tomará como valor de ejemplo 20 módulos.

Contando con este valor y sabiendo que la placa escogida es el modelo HTS-144M6H470 del fabricante Hestia se obtendrá primero de toda la potencia obtenida por una placa. Se debe obtener la relación entre la radiación solar base y la radiación incidente. Esta relación se multiplicará a la potencia de la placa para obtener la energía que genera en esa hora. Sabiendo que la radiación solar base es de 1 kW/m<sup>2</sup>:

$$E_{\text{módulo}} = \left( \frac{\text{Radiación} * P_{\text{modulo}}}{1000} \right)$$

Si se quisiera, por ejemplo, calcular la energía producida por un módulo a las 9 de la mañana en enero:

$$E_{\text{gen 1 módulo}} = \left( \frac{117,38 * 470}{1000} \right) = 55,17 \left( \frac{Wh}{m^2} \right)$$

Aplicando estos cálculos a todas las horas del día y todos los meses del año se puede observar como evoluciona la producción de una placa a lo largo del año. Se adjunta la tabla de producción de una placa en enero y en junio:

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,17	166,39	260,10
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
324,93	354,30	345,68	299,78	220,81	117,87	6,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 4 - Producción de una placa en un día de enero (Wh)

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,20	45,21	125,51	221,04	312,00	385,53
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
433,74	452,41	440,08	397,68	328,84	240,60	144,65	59,20	15,97	0,00	0,00	0,00

Tabla 5 - Producción de una placa en un día de junio (Wh)

Para saber la producción total de la instalación se deberá multiplicar por el número de placas escogidas. Se escoge como valor de cálculo 20 módulos:

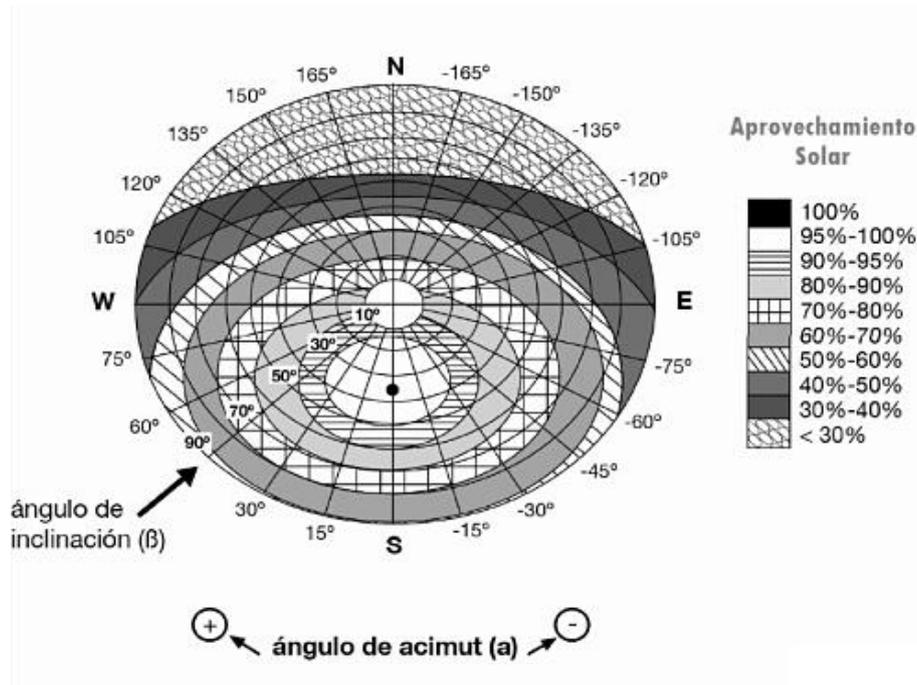
$$\text{Producción} = P_{\text{gen 1 modulo}} * n^{\circ} \text{módulos}$$

Si se quisiera, por ejemplo, calcular la producción de 20 módulos a las 9 de la mañana en enero:

$$\text{Producción} = 55,17 * 20 = 1103,37 \text{ (Wh)}$$

Si se sumasen toda la energía a lo largo del día se obtendría la producción diaria, y si se hiciera cada mes se obtendría la producción anual. Esta producción no sería del todo cierta debido a que se debe realizar un descuento en la potencia generada debido a las pérdidas por azimut.

Las pérdidas por azimut se dan debido a la orientación de la placa y como en este caso no se pueden colocar a la orientación deseada, es probable que se obtengan pérdidas en la producción. Para saber el número de pérdidas se deberá utilizar el gráfico de pérdidas por azimut:



Gráfica 4 - Aprovechamiento solar por azimut

En esta gráfica se observa las pérdidas que llega a tener una instalación fotovoltaica dependiendo del ángulo de inclinación que tenga respecto al sur geográfico y la inclinación de los módulos.

Aplicando esta gráfica a la vista en planta de la vivienda se pueden ver las pérdidas por azimut de la nave:

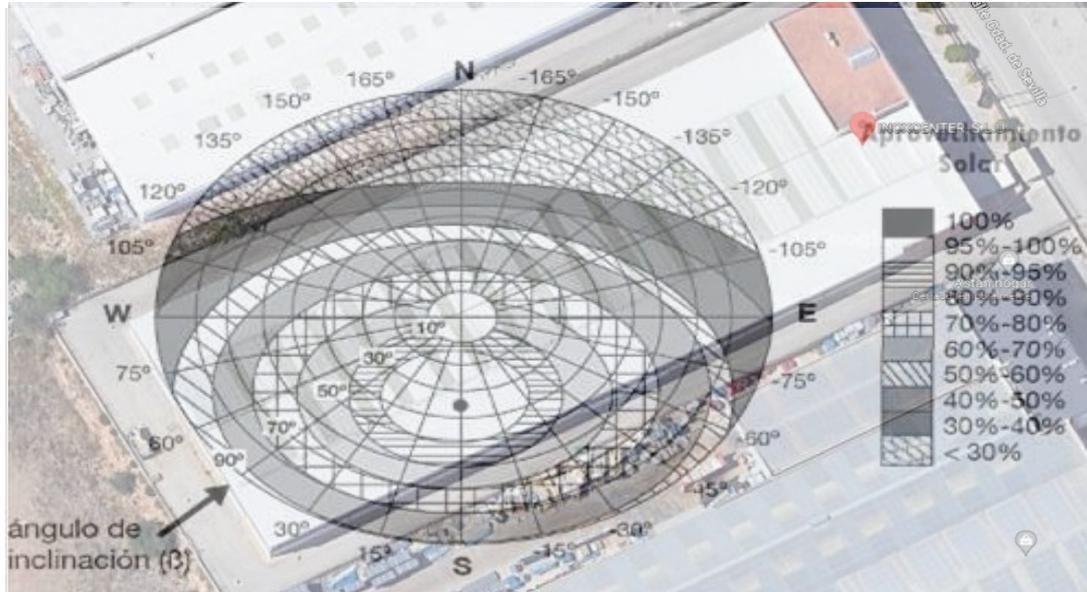
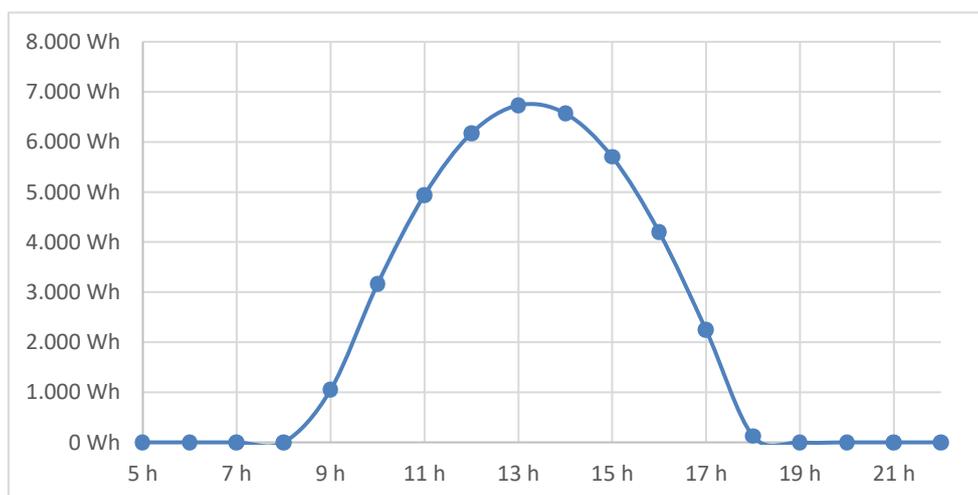


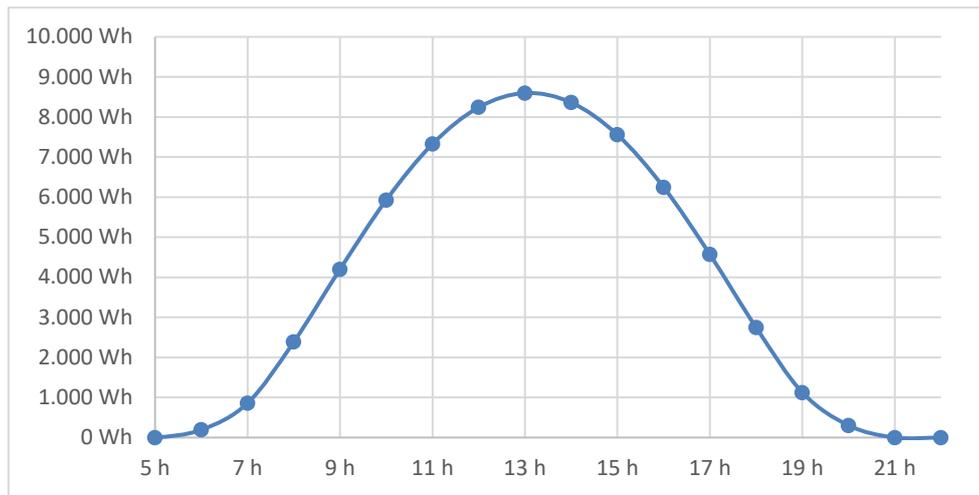
Ilustración 14 - Aprovechamiento de la instalación - Elaboración: fuente propia

Fijándose en la dirección de los tragaluz del techo de la nave se observa que la orientación de la instalación fotovoltaica estaría entre  $-15^\circ$  y  $-30^\circ$ , sabiendo que la instalación está inclinada a  $23^\circ$  se obtiene un aprovechamiento de entre el 95 y 100% de la instalación. Para mayor seguridad se aplicará un aprovechamiento del 95%.

Tras saber que la instalación aprovechará el 95% de la energía generada, se obtiene la energía producida a lo largo de todo el día. La forma de la producción va a tener una forma curva debido a que el sol incide con mayor intensidad en los módulos a mitad del día, cuando está más elevado. Se muestran las gráficas correspondientes a las series de enero y junio.



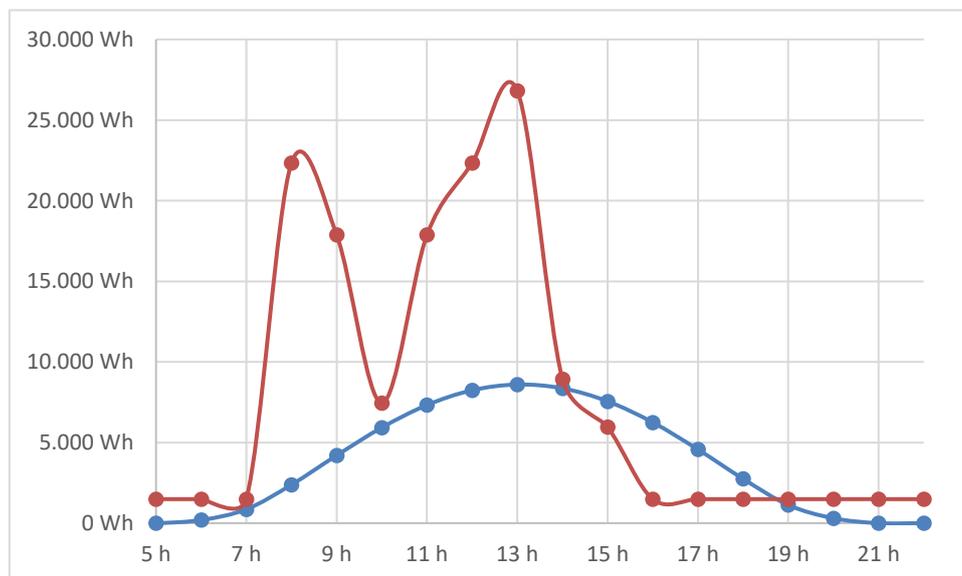
Gráfica 5 - Producción diaria mes de enero en (Wh)



Gráfica 6 - Producción diaria mes de junio en (Wh)

### 2.2.3- Obtención de excedentes

Para la obtención de los excedentes de la instalación se deberá contar con la producción obtenida y el consumo de la nave industrial. Se van a obtener los puntos en los que la producción supere al consumo mes a mes. Para una mejor visualización del excedente se toma como ejemplo la producción y el consumo del mes de junio en el ejemplo utilizado de 20 placas:



Gráfica 7 - Obtención de excedentes diarios en el mes de junio en (Wh)

Tal y como se observa en la gráfica 7 hay una parte de la producción no llega a consumirse.

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
0	0	0	1597,54	4758,45	3081,76	1258,70	0	0	0	0	0

*Tabla 6 - Excedentes en (Wh) del mes de junio*

La tabla 6 muestra dichos excedentes en forma numérica, si se sumasen todos los excedentes se obtendría 10,696 kWh/día, esto implica el 15,58% de la producción del mes de junio en un día laboral. Se aplica solo en los días laborales debido a la especificación de la empresa de que los excedentes sean de entre el 35% y el 40% de la producción en los días laborales.

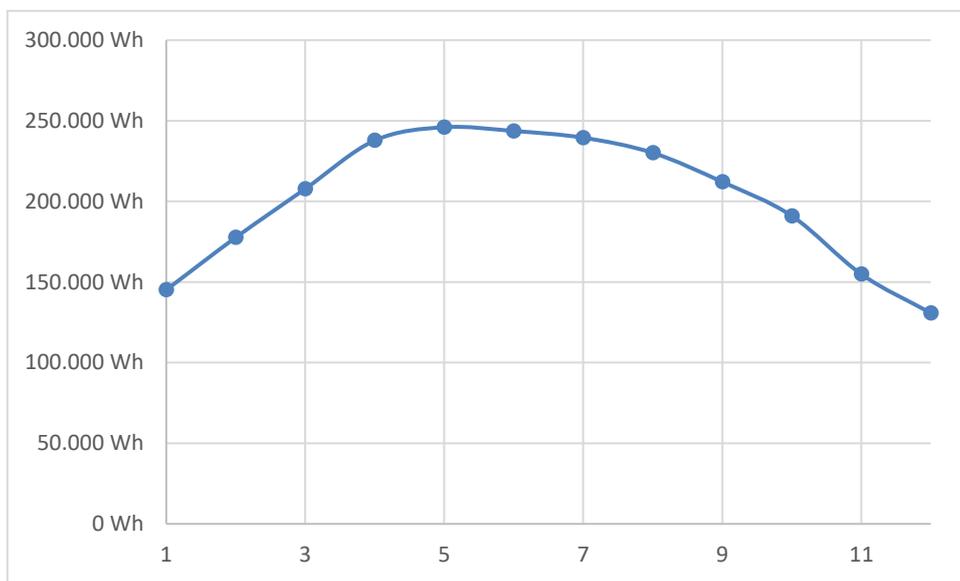
Se repite el mismo proceso en cada mes, una vez se haya completado se suman los porcentajes resultantes y se dividen entre 12 (los meses del año). El resultado es los excedentes anuales de la instalación en los días laborales.

En este caso, con 20 módulos, se obtiene un excedente anual del 4,09%.

### 2.3- Solución de producción y excedentes deseados

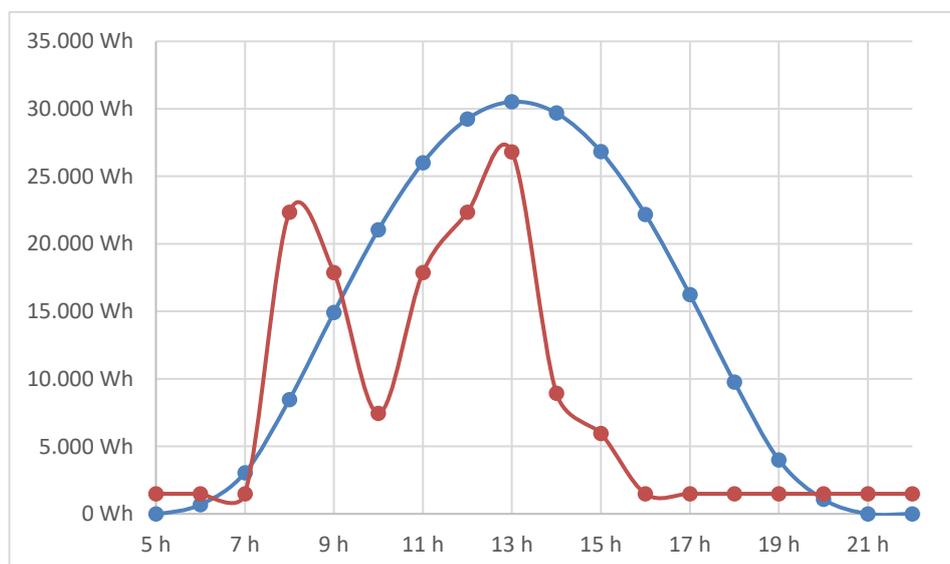
Como se muestra en el apartado anterior los excedentes resultantes con 20 módulos no cumplen con las especificaciones de la empresa. Es decir, se necesitaría una mayor cantidad de módulos para conseguir los excedentes deseados. Se va a optar por usar 71 módulos fotovoltaicos.

Aplicando los cálculos mencionados anteriormente con la nueva cantidad de módulos se obtiene un nuevo modelo de producción cada mes. Se muestra la nueva producción cada mes gráficamente:



Gráfica 8 - Producción anual con 71 módulos en (Wh)

Siendo en cada mes un consumo diferente, se obtendrán diferentes excedentes con esta nueva producción, se vuelve a mostrar el caso del mes de junio:



Gráfica 9 - Obtención de excedentes diarios en mes de junio con 71 módulos en (Wh)

El proceso es el mismo que con la opción de 20 módulos, pero en este caso se obtienen muchos más excedentes, como se puede observar en la siguiente tabla:

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1560,08	0,00	0,00	13596,72	8128,91
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
6912,05	3702,43	20745,47	20865,19	20690,99	14738,71	8266,85	2503,52	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 7 - Excedentes en (Wh) del mes de junio con 71 módulos

La tabla 7 muestra dichos excedentes en forma numérica, si se sumasen todos los excedentes se obtendría 121,710 kWh/día, esto implica el 49,95% de la producción del mes de junio en un día laboral. Este resultado se pasa de los deseados por la empresa, pero se desconoce los porcentajes de excedentes del resto de meses. En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de excedentes de todos los meses.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
28,81%	26,56%	42,82%	58,56%	47,73%	49,95%
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
49,08%	31,73%	49,21%	36,17%	27,48%	28,81%

Tabla 8 – Porcentaje de Excedentes al año

Se procede a calcular los excedentes anuales, para ello se sumarán todos los porcentajes de excedentes de todos los meses y se dividirán entre doce, los meses en un año:

*Excedentes anuales*

$$= \frac{28,81 + 26,56 + 42,82 + 58,56 + 47,73 + 49,95 + 49,08 + 31,73 + 49,21 + 36,17 + 27,48 + 28,81}{12}$$

$$= 39,74\%$$

El resultado es de 39,74% de excedentes anuales, por lo cual se considera como válido para la empresa. La combinación para escoger es de 71 módulos. Se prefiere que el resultado de los excedentes se aproxime lo máximo posible al 40% indicado debido a que en la práctica algún valor puede resultar menor al calculado. Para saber la potencia pico de la instalación se deberá multiplicar el número de placas por su potencia:

$$Potencia\ pico = 470 * 71 = 33,37\ (kW)$$

## 2.4-Ubicación de los módulos

Los módulos fotovoltaicos irán en la cara de la nave orientada hacia el sur como se muestra en la imagen:



*Ilustración 15 - Zona de ubicación de los módulos - Fuente: elaboración propia*

Ahora será necesario saber si todos los módulos caben en esa superficie. Para ello se tomará la medida de los módulos a su ancho. Por otra parte, es interesante conocer los apoyos ya que entre ellos se tiene pensado dejar un poco de distancia para permitir el paso entre una parte y otra del tejado. Es por ello por lo que se deberá saber la cantidad de apoyos que se precisan y de cuantos módulos es su capacidad.

Se ha escogido como apoyo una estructura para módulos que permite la instalación de 7 en total. Su instalación es sobre la chapa del tejado y sus abrazaderas permiten el enganche entre 30 y 45 mm, ideal para el módulo de Hestia que indica que sea aproximado a 35 mm. Además, no hay que preocuparse de que los paneles tengan una mayor longitud, pues la estructura se divide en dos partes permitiendo modificar la distancia entre ellas, siendo los elegidos igual a 1,038 m. Se divide el número de módulo por los necesarios para cada estructura de apoyo para saber cuántas son necesarias:

$$N^{\circ} \text{ estructuras}(6) = \frac{71}{7} = 10,14 \text{ estructuras}$$

Resultado no posible en la realidad, es por eso por lo que se realiza otra vez el cálculo, pero con una estructura de 8 módulos y 9 de 7:

$$N^{\circ} \text{ estructuras}(8) = \frac{8}{8} = 1 \text{ estructura}$$

$$N^{\circ} \text{ estructuras}(7) = \frac{63}{7} = 9 \text{ estructuras}$$

El resultado es posible en la realidad, de modo que se adopta esta opción también por resultar más económica a utilizar un menor número de estructuras.

Se adjunta fotografía de la estructura utilizada:



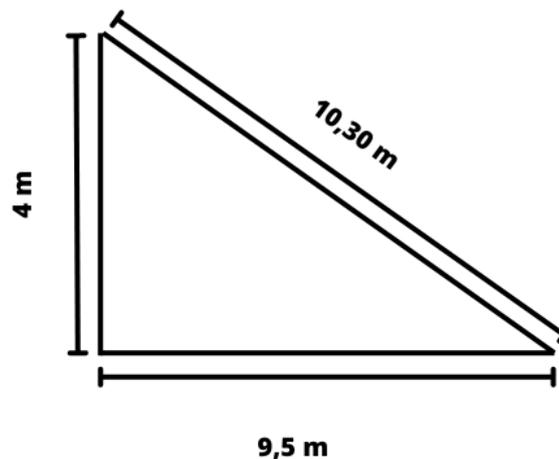
*Ilustración 16 - Estructura utilizada - Fuente: Cambio energético*

Sabiendo las estructuras que se van a utilizar se calcula la posición que pueden adoptar en el tejado. Se tiene pensado agrupar cada serie de módulos en dos, ocupando de largo como 14 módulos y de ancho 2.

$$\text{Longitud ocupada} = (1,3 * 14) = 18,2 \text{ (m)}$$

$$\text{Ancho ocupado} = (2,1 * 2) = 4,2 \text{ (m)}$$

Resultado válido sabiendo que el ancho de la superficie donde se van a ubicar los módulos tiene un tamaño mayor al que se necesita con esta combinación. Se adjunta imagen mostrando las medidas de la parte del tejado donde se plantea instalar los módulos:



*Ilustración 17 - Medidas tejado - Fuente: elaboración propia*

## 2.5-Elección de inversor

Para seleccionar el inversor se necesita repartir la instalación fotovoltaica en diferentes series en paralelo. Al contar con un número total de paneles impar es cierto que se va a obtener una línea diferente al resto, lo cual puede provocar un desajuste en la potencia generada y pérdidas de rendimiento. Es por ello por lo que es necesario contar con un inversor que posea al menos 2 MPPT que permitan aislar esta serie individualmente y pueda obtener la máxima potencia de todas las ramas.

Al contar con tantos módulos se decide que la tensión no supere los 650 V por serie y no se superen los 24 A por MPPT. Con estas consideraciones se decide que se deben utilizar al menos 3 MPPT con la siguiente configuración. Por otra parte, será necesario que cuente con salida trifásica.

MPPT 1: 2 series de 14 módulos por serie.

$$V_{panel} = 41,99 * 14 = 587,86 (V)$$

$$V_{oc} = 50,81 * 14 = 711,34 (V)$$

$$I_{max} = 11,19 * 2 = 22,38 (A)$$

$$I_{cc} = 11,81 * 2 = 23,62 (A)$$

$$P = 470 * 14 * 2 = 13160 (W)$$

MPPT 2: 2 series de 14 módulos por serie.

$$V_{panel} = 41,99 * 14 = 587,86 (V)$$

$$V_{oc} = 50,81 * 14 = 711,34 (V)$$

$$I_{max} = 11,19 * 2 = 22,38 (A)$$

$$I_{cc} = 11,81 * 2 = 23,62 (A)$$

$$P = 470 * 14 * 2 = 13160 (W)$$

MPPT 3: 1 series de 15 módulos por serie.

$$V_{panel} = 41,99 * 15 = 629,85 (V)$$

$$V_{oc} = 50,81 * 15 = 762,15 (V)$$

$$I_{max} = 11,19 * 2 = 11,19 (A)$$

$$I_{cc} = 11,81 * 2 = 11,81 (A)$$

$$P = 470 * 14 * 2 = 7050 (W)$$

Conociendo estos datos se puede buscar un inversor o varios inversores que cumplan con las características especificadas.

Según el CTE-H5 (apartado 3.2.3.2) se establece que la potencia mínima del inversor ha de ser del 80% de la potencia pico de la instalación fotovoltaica. Eso establece la potencia mínima del inversor a:

$$P_{\text{inversor}} \geq 0,8 * \frac{P_{\text{instalación}}}{\mu_{\text{inv}}}$$
$$P_{\text{inversor}} \geq 0,8 * \frac{33370}{0,985} = 27102,54 \text{ (W)}$$

Se elije el inversor MID25KTL3-X1 de la marca Growatt de potencia de salida 25 kW. Esta potencia se encuentra en los picos del consumo de la instalación, lo que permite cubrir toda la demanda cuando haya una producción fotovoltaica óptima. Cuenta con salida trifásica ideal para alimentar la maquinaria de la nave industrial y con tres entradas MPPT con la posibilidad de conectar dos series de módulos en paralelo a cada MPPT.

Las características que puede asumir cada MPPT son:

- Máxima tensión de corriente continua 1100 V, encontrando la tensión nominal en 600 V, valor cercano al que se han calculado la combinación de módulos.
- Corriente máxima de 26 A, siendo superior a los calculados contando con dos series de módulos en paralelo.
- Corriente de cortocircuito de 32 A, también superior a lo anteriormente calculado.

Además, el inversor cuenta con una eficiencia del 98,5% en Europa, un valor bastante elevado respecto a otros inversores que están en el mercado.

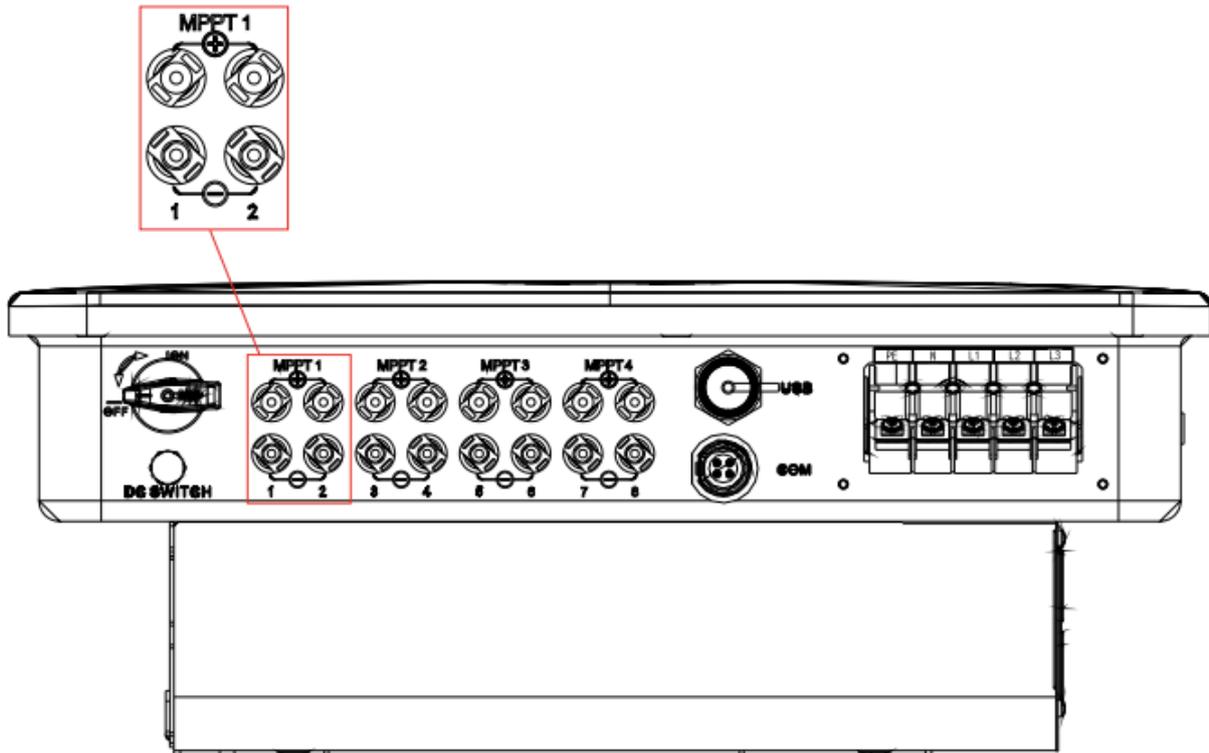
Los inversores presentan mejores valores de rendimiento con valores de potencia de generación elevados. Se tiene en cuenta que si se desea trabajar a máxima potencia se debe elegir un inversor con los valores más cercanos a los obtenidos anteriormente.

Se adjunta la ficha técnica del inversor MID25KTL3-X1.

Hoja de datos	MID 25KTL3-X1	MID 30KTL3-X	MID 33KTL3-X	MID 36KTL3-X	MID 40KTL3-X
<b>Datos de Entrada (CC)</b>					
Potencia máx. de PV	37500W	45000W	49500W	54000W	60000W
Voltaje máx. de CC	1100V				
Voltaje de arranque	250V				
Voltaje nominal	600V				
Rango de voltaje del funcionamiento de MPPT	200-1000V				
Número de MPPT	3	3	3	4	4
Número de Strings por cada MPPT	2				
Corriente máx. de cada MPPT	26A				
Max. Corriente de cortocircuito por MPPT	32A				
<b>Datos de Salida (CA)</b>					
Potencia nominal de CA	25000W	30000W	33000W	36000W	40000W
Potencia máx. aparente de CA	27700VA	33300VA	36600VA	39600VA	44000VA
Voltaje nominal de CA (rango)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
Frecuencia de red de CA (rango)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Corriente máx. de salida	40A	50.5A	55.5A	60.0A	66.6A
Factor de potencia de desplazamiento	0.8avance...0.8retraso				
THDI	<3%				
Conexión de CA	Trifásico				
<b>Eficiencia</b>					
Máx. eficiencia	98.8%				
Eficiencia europea	98.5%				
Eficiencia de MPPT	99.9%				
<b>Dispositivos de protección</b>					
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí				
Interruptor de CC	Sí				
Protección contra sobretensiones CA/CC	Tipo II / Tipo II				
Monitoreo de aislamiento	Sí				
Protección de cortocircuito de CA	Sí				
Protección frente a fallos a tierra	Sí				
Protección de red	Sí				
Protección anti-isla	Sí				
Protección frente a corriente residual	Sí				
Protección frente a errores de cadena	Sí				
Protección AFCI	Sí				
<b>Datos generales</b>					
Dimensión	580/435/230mm				
Peso	29.5kg	29.5kg	29.5kg	30.5kg	30.5kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-25°C ... +60°C				
Autoconsumo en noche	< 1W				
Topología	Sin transformador				
Concepto de enfriamiento	Natural				
Grado de protección	IP66				
Humedad relativa	0-100%				
Altitud	4000m				
Conexión de CC	H4/MC4(opcional)				
Conexión de CA	Cable gland+OT terminal				
Muestra	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces:RS485/USB/WIFI/GPRS/RF/LAN	sí/sí/op/op/op/op				
Garantía: 5 años / 10 años	sí/op				
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI-21, CBO-16, N4105, TOR Erzeuger: G98/G99, G100, ASNZS 3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO 12.2, KSC8565					

\* El rango de frecuencia y voltaje de CA puede variar según el estándar de red del país específico.  
Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Se añade una imagen del conexionado del inversor, cabe destacar que en la realidad se verán solo tres MPPT. El hecho de que se vean cuatro de ellos es debido que esta familia de inversores posee entre tres y cuatro MPPT y se ha decidido añadir el conexionado de cuatro en el manual.



*Ilustración 20 - Conexionado de inversor - Fuente: Growatt*

Además, se instalará un medidor de consumo compatible con el inversor Growatt. Su función es medir la energía que se va a consumir y comunicar los datos con el inversor para poder regular la potencia de salida en función de la necesaria. Por otro lado, es necesario para que se puedan validar la ayudas al autoconsumo las cuales requieren demostrar que se ha consumido un 80% de la potencia producida. Su configuración será de un sistema de conexión a red, dando la prioridad al consumo de energía fotovoltaica.



## 2.6-Cableado y protecciones

### 2.6.1-Conexión series de catorce módulos a inversor

La intensidad de máxima potencia en los paneles fotovoltaicos es 11,19 A. Según la ITC-BT<sup>[8]</sup>-40 esta se debe mayorar un 25% para mayor seguridad.

$$I_{max} = 11,19 * 1.25 = 13,98 (A)$$

Se busca un conductor capaz de soportar la intensidad proveniente de los módulos fotovoltaicos en la siguiente tabla.

La siguiente tabla (C-52-1 bis) nos muestra la intensidad máxima admisible que soportan los conductores instalados al aire con una temperatura ambiente de 40°C.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LOS CONDUCTORES																			
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
A1	3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE										
A2	3PVC	2PVC			3XLPE		2XLPE												
B1			3PVC	2PVC						3XLPE				2XLPE					
B2		3PVC	2PVC					3XLPE	2XLPE										
C					3PVC				2PVC			3XLPE		2XLPE					
E							3PVC			2PVC			3XLPE		2XLPE				
F									3PVC			2PVC		3XLPE		2XLPE			
Sección mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre (No enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21	23	-	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Ilustración 22 - Intensidad máxima admisible de los conductores - Fuente: Wordpress

Sabiendo que el cable se situará sobre una superficie de tipo B1 y se quiere conseguir un conductor monofásico de XLPE<sup>[6]</sup>, se evita el PVC<sup>[7]</sup> debido a su emisión de gases tóxicos en caso de incendio. Se elige un conductor de 4 mm<sup>2</sup> de sección con una intensidad máxima de 38 A.

Se deben tener en cuenta diferentes criterios para el cálculo de la sección del conductor y protecciones necesarias.

### 1- Protección del circuito, sobrecargas.

Se elegirá un fusible con una intensidad de corte superior a la máxima de los módulos fotovoltaicos para que no perjudique la producción, y a la vez inferior a la intensidad máxima del conductor para la protección de este. Cabe destacar que en las especificaciones del módulo fotovoltaico elegido se muestra que la intensidad máxima que puede soportar el panel es de 20 A. Se elegirá la intensidad apropiada de la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 9 - Intensidades normalizadas de fusibles (A)

$$I_{max} < I_f < I_{cond}$$

$$13,98 < I_f < 38$$

$$I_{max} < I_f < I_{panel}$$

$$13,98 < I_f < 20$$

El único valor disponible normalizado es 16 A. Se elige un fusible de 16 A tipo gPV.



Ilustración 23 - Cartucho de fusible gPV - Fuente: Farnell

### 2- Caída de tensión.

Según la ITC-BT<sup>[8]</sup>-40, en su apartado 5 establece la caída máxima de tensión en los cables de conexión en un 1,5%. Para ello con un cable de 4 mm<sup>2</sup> y una longitud de cable de los paneles hasta el repartidor de 8 m:

$$\Delta V(\%) = 2 * \left( \frac{L}{(S * C)} * \frac{I}{N * U} \right) * 100 < 1,5 (\%)$$

Siendo:

- L = Longitud entre los paneles hasta el inversor.
- S = Sección del conductor.
- C = Conductividad del cobre.
- I = Intensidad máxima de los módulos fotovoltaicos.
- N = Número de módulos en serie.
- U = Tensión máxima de los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V(\%) = 2 * \left( \frac{40}{(4 * 56)} * \frac{11,19}{14 * 41,99} \right) * 100 = 0,6798 (\%) < 1,5 (\%)$$

### 3- Protección contra cortocircuitos.

La corriente de cortocircuito esperable en una serie de catorce módulos fotovoltaicos es de 11,81 A como indica el fabricante. Se mayorará dicha intensidad al 56% y la que pueda provenir de otras series según la norma UNE<sup>[12]</sup>-EN 60269-6:2012, en este caso, la otra serie que se encuentra en paralelo antes del repartidor.

$$I_{max} = 11,81 * 1,56 * 2 = 36,84 (A)$$

Dicha intensidad se modificaría si hubiera más series de paneles.

Al seleccionar el conductor de 4 mm<sup>2</sup>, su intensidad máxima está por encima del valor calculado, por tanto, es un conductor válido. El fusible seleccionado actuará correctamente con la combinación seleccionada.

$$I_f = 16 \leq 36,84 (A)$$

El fusible actuará al superarse esta intensidad de 16 A.

### 4- Tensión de utilización.

Los fusibles seleccionados tienen una tensión de utilización de 1000 V, teniendo en cuenta la tensión de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos y que son 14 los conectados en serie:

$$P_c = V_{oc} * N$$

$$P_c = 50,81 * 14 = 711,34 V$$

$$711,34 < 1000$$

El fusible es válido para la tensión de utilización.

## 5- Pérdida de energía.

La pérdida de energía viene dada por la *Ley de Joule* en la rama de módulos.

$$Pérdidas = 2 * R * I^2 = 2 * \frac{L}{S * C} * I^2$$

$$Pérdidas = 2 * \frac{40}{4 * 56} * 11,19^2 = 44,72 \text{ (Wh)}$$

## 6- Puesta a tierra

De acuerdo con la tabla 2 de la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18 el conductor de protección tendrá una sección igual al conductor de fase siendo este menor de 16 mm<sup>2</sup>.

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

Ilustración 24 - Sección máxima de conductor de puesta a tierra - Fuente ITC-BT-18

### 2.6.2-Conexión de serie de quince módulos a inversor

La intensidad de máxima potencia en los paneles fotovoltaicos es 11,19 A. Según la ITC-BT<sup>[8]</sup>-40 esta se debe mayorar un 25% para mayor seguridad.

$$I_{max} = 11,19 * 1.25 = 13,98 \text{ (A)}$$

Se busca un conductor capaz de soportar la intensidad proveniente de los módulos fotovoltaicos en la siguiente tabla.

La siguiente tabla (C-52-1 bis) nos muestra la intensidad máxima admisible que soportan los conductores instalados al aire con una temperatura ambiente de 40°C.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LOS CONDUCTORES																			
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
	3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE										
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
E																			
F																			
Sección mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre (No enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21	23	–	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Sabiendo que el cable se situará sobre una superficie de tipo B1 y se quiere conseguir un conductor monofásico de XLPE<sup>[6]</sup>, se evita el PVC<sup>[7]</sup> debido a su emisión de gases tóxicos en caso de incendio. Se elige un conductor de 4 mm<sup>2</sup> de sección con una intensidad máxima de 38 A.

Se deben tener en cuenta diferentes criterios para el cálculo de la sección del conductor y protecciones necesarias.

## 1- Protección del circuito, sobrecargas.

Se elegirá un fusible con una intensidad de corte superior a la máxima de los módulos fotovoltaicos para que no perjudique la producción, y a la vez inferior a la intensidad máxima del conductor para la protección de este. Cabe destacar que en las especificaciones del módulo fotovoltaico elegido se muestra que la intensidad máxima que puede soportar el panel es de 20 A. Se elegirá la intensidad apropiada de la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 10 - Intensidades normalizadas de fusibles (A)

$$I_{max} < I_f < I_{cond}$$

$$13,98 < I_f < 40$$

$$I_{max} < I_f < I_{panel}$$

$$13,98 < I_f < 20$$

El único valor disponible normalizado es 16 A. Se elige un fusible de 16 A tipo gPV.



## 2- Caída de tensión.

Según la ITC-BT<sup>[8]</sup>-40, en su apartado 5 establece la caída máxima de tensión en los cables de conexión en un 1,5%. Para ello con un cable de 4 mm<sup>2</sup> y una longitud de cable de los paneles hasta el repartidor de 10 m:

$$\Delta V(\%) = 2 * \left( \frac{L}{(S * C)} * \frac{I}{N * U} \right) * 100 < 1,5 (\%)$$

Siendo:

- L = Longitud entre los paneles hasta el inversor.
- S = Sección del conductor.
- C = Conductividad del cobre.
- I = Intensidad máxima de los módulos fotovoltaicos.
- N = Número de módulos en serie.
- U = Tensión máxima de los módulos fotovoltaicos.

$$\Delta V(\%) = 2 * \left( \frac{10}{(4 * 56)} * \frac{11,19}{15 * 41,99} \right) * 100 = 0,1586 (\%) < 1,5 (\%)$$

### 3- Protección contra cortocircuitos.

La corriente de cortocircuito esperable en una serie de catorce módulos fotovoltaicos es de 11,81 A como indica el fabricante. Se mayorará dicha intensidad al 56% y la que pueda provenir de otras series según la norma UNE<sup>[12]</sup>-EN 60269-6:2012, en este caso, no se añadirá serie adicional pues al repartidor solamente llegará una serie de 15 módulos.

$$I_{max} = 11,81 * 1,56 = 18,42 (A)$$

Dicha intensidad se modificaría si hubiera más series de paneles.

Al seleccionar el conductor de 4 mm<sup>2</sup>, su intensidad máxima está por encima del valor calculado, por tanto, es un conductor válido. El fusible seleccionado actuará correctamente con la combinación seleccionada.

$$I_f = 16 \leq 18,42(A)$$

El fusible actuará al superarse esta intensidad de 16 A.

### 4- Tensión de utilización.

Los fusibles seleccionados tienen una tensión de utilización de 1000 V, teniendo en cuenta la tensión de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos y que son 14 los conectados en serie:

$$P_c = V_{oc} * N$$

$$P_c = 50,81 * 15 = 762,15 V$$

$$762,15 < 1000$$

El fusible es válido para la tensión de utilización.

## 5- Pérdida de energía.

La pérdida de energía viene dada por la *Ley de Joule* en la rama de módulos.

$$Pérdidas = 2 * R * I^2 = 2 * \frac{L}{S * C} * I^2$$

$$Pérdidas = 2 * \frac{10}{4 * 56} * 11,19^2 = 11,18 (Wh)$$

## 6- Puesta a tierra

De acuerdo con la tabla 2 de la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18 el conductor de protección tendrá una sección igual al conductor de fase siendo este menor de 16 mm<sup>2</sup>.

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

Ilustración 25 - Sección máxima de conductor de puesta a tierra - Fuente ITC-BT-18

### 2.6.3-Conexión inversor a CGP

La intensidad de obtenida por el inversor con salida trifásica en una instalación en la que se supone un factor de potencia de 0,95 viene dada por:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_f * \cos(\varphi)}$$

Se obtiene una intensidad de:

$$I = \frac{25000}{\sqrt{3} * 380 * \cos(0,95)} = 37,98 (A)$$

Se busca un conductor capaz de soportar la intensidad proveniente del inversor en la siguiente tabla.

La siguiente tabla (C-52-1 bis) nos muestra la intensidad máxima admisible que soportan los conductores instalados al aire con una temperatura ambiente de 40°C.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LOS CONDUCTORES																			
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
	3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE										
A1																			
A2	3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE										
B1				3PVC		2PVC							3XLPE			2XLPE			
B2			3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE								
C						3PVC							3XLPE			2XLPE			
E								3PVC				2PVC			3XLPE		2XLPE		
F										3PVC				2PVC		3XLPE	2XLPE		
Sección mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre (No enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21	23	–	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	–	–	–	–	–	207	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373
150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Sabiendo que el cable se situará sobre una superficie de tipo B1 y se quiere conseguir un conductor monofásico de XLPE<sup>[6]</sup>, se evita el PVC<sup>[7]</sup> debido a su emisión de gases tóxicos en caso de incendio. Se elige un conductor de 6 mm<sup>2</sup> de sección con una intensidad máxima de 49 A.

Se deben tener en cuenta diferentes criterios para el cálculo de la sección del conductor y protecciones necesarias.

### 1- Protección del circuito, sobrecargas.

Se elegirá un interruptor automático la salida del inversor y otro igual en el CGP de 40 A de 4 polos, las tres fases y el neutro, que cumplan con la siguiente condición.

$$I < I_f < I_{cond}$$

$$37,98 < I_a < 49$$

Se escoge un interruptor automático de 4 polos con curva C de la marca Schneider.



*Ilustración 26 - Interruptor automático de 4 polos y 40 amperios - Fuente: Schneider Electric*

### 2- Caída de tensión.

Según la ITC-BT<sup>[8]</sup>-40, en su apartado 5 establece la caída máxima de tensión en los cables de conexión en un 1,5%. Para ello con un cable de 6 mm<sup>2</sup> y una longitud de cable de los paneles hasta el repartidor de 5 m:

$$\Delta V(\%) = \frac{P * L}{S * C * U^2} * 100 < 1,5 (\%)$$

Siendo:

- L = Longitud entre el inversor y el CGP.
- S = Sección del conductor.
- C = Conductividad del cobre.
- P = Potencia a la salida del inversor.
- N = Número de módulos en serie.
- U = Tensión de la instalación.

$$\Delta V(\%) = \frac{25000 * 5}{6 * 56 * 380^2} * 100 = 0,2576 < 1,5 (\%)$$

### 3- Protección contra cortocircuitos.

Se establecen dos puntos de cálculos donde se protege el inversor y la instalación. Según el anexo tercero de la guía de aplicación del reglamento de baja tensión se establece como punto donde puede provenir mayor potencia el CGP. Es por eso por lo que se encontrarán diferentes corrientes de cortocircuito en el CGP y en el inversor, dependientes de la longitud entre ellos.

Sabiendo que la corriente de cortocircuito se obtiene de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{0,8 * U_{F-N}}{L * R}$$

Y aplicándolo en un caso de una derivación individual de 35 mm<sup>2</sup> a 30 m del CGP, la corriente de cortocircuito que se obtendría en cada zona sería de:

$$I_{cc-CGP} = \frac{0,8 * 380}{30 * \frac{2}{56 * 35}} = 9930,67 (A)$$

$$I_{cc-INV} = \frac{0,8 * 380}{30 * \frac{2}{56 * 35} + 5 * \frac{2}{56 * 6}} = 5035,27 (A)$$

Por lo que se elige un interruptor automático en cada caso con un poder de corte capaz de soportar ambas corrientes de cortocircuito:

- En el caso del interruptor automático situado en el CGP, será de 40 A con 4 polos tipo de curva C y con un poder de corte de 10 kA.
- En el caso del interruptor automático situado en el inversor, será de 40 A con 4 polos tipo de curva C y con un poder de corte de 6 kA.

#### 4- Conductor neutro

Según la ITC-BT-19, apartado 2.2.2, en instalaciones interiores en industrias, la sección del conductor neutro será como mínimo igual a la sección de fases.

#### 5- Puesta a tierra.

De acuerdo con la tabla 2 de la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18 el conductor de protección tendrá una sección igual al conductor de fase siendo este menor de 16 mm<sup>2</sup>.

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

#### 6- Pérdida de energía.

La pérdida de energía viene dada por la *Ley de Joule* en la rama de módulos.

$$Pérdidas = 2 * R * I^2 = 2 * \frac{L}{S * C} * I^2$$

$$Pérdidas = 2 * \frac{5}{6 * 56} * 11,19^2 = 3,73 (W)$$

#### 7- Tubo de protección.

Según la ITC-BT-21, apartado 1.2.2, para conductores bajo tubo en canalizaciones empotradas los tubos serán de tipo flexible y no propagadores de llama. Su diámetro viene dado por la tabla 5 de la Guía-BT-21. Al tratarse de cinco conductores que salen del inversor: tres fases, neutro y protección. Se obtiene el siguiente diámetro de tubo:

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

Tabla 11 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

## 8- Interruptor diferencial

Junto al interruptor automático se instala un interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos con una intensidad igual o superior a la del interruptor automático. Se colocarán tanto en el inversor como en el CGP, junto a ambos interruptores diferenciales. Su corriente es de 40 A y su sensibilidad es de 300 mA para evitar accidentes como incendios en la nave industrial. La marca escogida es Schneider Electric, la misma utilizada con los interruptores automáticos.



*Ilustración 27 - Interruptor diferencial de 4 polos y 40 A - Fuente: Schneider Electric*

## 2.7- Pérdida de energía y caída de tensión total

Tras haber calculado todas las pérdidas por caída de tensión, se va a realizar la suma de estas para comprobar que estas en conjunto no alcanzan un valor incorrecto:

Sumando las pérdidas en corriente continua y alterna se obtiene:

$$Pérdidas = 44,72 + 33,54 + 22,36 + 11,18 + 11,18 + 3,73 = 126,71 \text{ (W)}$$

Aplicando estas pérdidas a la potencia pico de la instalación:

$$Pérdidas(\%) = \frac{126,71}{33370} * 100 = 0,379(\%)$$

## 2.8-Puesta a tierra

Para calcular la puesta a tierra de la instalación se debe tener en cuenta la resistividad del terreno. Para ello se consulta la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18 la tabla 3 y 4: valores orientativos de resistividad en función del terreno, y valores medios aproximados de resistividad en función del terreno.

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

Tabla 12 - Valores orientativos de la resistividad en función del terreno

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 13 - Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

Se escoge la resistividad del terreno que más se asemeja a la realidad. Al tener similitud con un terraplén cultivable poco fértil ya que cerca del polígono se encuentra una zona de cultivos, se elige la resistividad de 500  $\Omega \cdot m$ .

Para su puesta a tierra, se va a elegir una pica<sup>[9]</sup> de 14mm de diámetro y 2 metros de largo, su resistencia equivalente será igual a la resistividad del terreno entre los metros de la pica<sup>[9]</sup>.

$$R_{E-Pica} = \frac{r}{L} = (\Omega)$$

$$R_{E-Pica} = \frac{500}{2} = 250(\Omega)$$

Por otra parte, se utilizará un conductor similar al que se usa para la conexión de paneles: un conductor de XLPE<sup>[6]</sup> de sección de 4mm<sup>2</sup>. Se calculará la resistencia equivalente resultante de conectar este conductor desnudo a tierra para conectarlo a la pica<sup>[9]</sup>. La fórmula utilizada se expone en la tabla 5 de la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18: fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

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

r, resistividad del terreno (Ohm.m)  
P, perímetro de la placa (m)  
L, longitud de la pica o del conductor (m)

Tabla 14 - Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

$$R_{E-Conductor} = \frac{2 * r}{L} = (\Omega)$$



$$R_{E-Condutor} = \frac{2 * 500}{4} = 250(\Omega)$$

Una vez se tienen las resistencias de la pica<sup>[9]</sup> y el conductor, se deberá obtener la equivalente de ambos:

$$R_E = \left( \frac{1}{250} + \frac{1}{250} \right)^{-1} = 125(\Omega)$$

Esta resistencia se puede utilizar para obtener la tensión de contacto al emplear el interruptor diferencial de la instalación. Se deberá multiplicar la resistencia por el rango de disparo que tiene el interruptor.

$$U_c = 125 * 0,03 = 3,75 (V)$$

Siendo la tensión de contacto a límite convencional de 24 V según indica la ITC-BT<sup>[8]</sup>-18, este valor es muy inferior al mencionado y seguro para las personas. Si la instalación tiene una puesta a tierra, se podría unir el conjunto fotovoltaico a esta, pues no supondría tantos cambios esta conexión que instalar una nueva puesta a tierra que haría se afectasen una con otra.

## 3- Presupuesto y retorno de la inversión sin contar ayudas para el autoconsumo

### 3.1- Presupuesto

La selección de elementos necesarios para la puesta en marcha de la instalación, así como costes extras que se deben tener en cuenta, se exponen a continuación:

Módulos fotovoltaicos:

- Modelo: HTS-144M6H470.
- Fabricante: Hestia.
- Enlace de compra: <https://suministrodelsol.com/es/paneles-de-460-hasta-700w/1573-hestia-470w-m6-half-cell-mono-german-brand-solar-panel.html>

Inversor solar:

- Modelo: MID 25KTL3-X1.
- Fabricante: Growatt.
- Enlace de compra: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-trifasico-growatt-mid-25ktl3-x1>

Apoyo de 7 paneles :

- Modelo: R2-04/22.
- Fabricante: Sunfer.
- Enlace de compra: <https://www.cambioenergetico.com/kits-de-estructuras-y-fijaciones/2882-estructura-para-7-placas-solares-cubierta-metalica.html>

Apoyo de 8 paneles :

- Modelo: R2-04/22.
- Fabricante: Sunfer.
- Enlace de compra: <https://www.cambioenergetico.com/kits-de-estructuras-y-fijaciones/2883-estructura-para-8-placas-solares-cubierta-metalica.html>

Medidor de consumo:

- Modelo: B0.
- Fabricante: Growatt.
- Enlace de compra: [https://www.google.com/aclk?sa=l&ai=DChcSEwiJhOCTgLH\\_AhWW2FEKHXCCA70YABABGgJ3cw&sig=AOD64\\_3kbaHy7o6ltmmxc8AlqS-TmrJqGQ&ctype=5&q=&ved=0ahUKEwjyodqtgLH\\_AhXcXaQEhdRCCyMQww8lyAc&adurl=](https://www.google.com/aclk?sa=l&ai=DChcSEwiJhOCTgLH_AhWW2FEKHXCCA70YABABGgJ3cw&sig=AOD64_3kbaHy7o6ltmmxc8AlqS-TmrJqGQ&ctype=5&q=&ved=0ahUKEwjyodqtgLH_AhXcXaQEhdRCCyMQww8lyAc&adurl=)

Se incluye en el presupuesto el pequeño material utilizado el cual tendrá como precio estimado el 4% de la potencia pico de la instalación:

$$\text{Pequeño material} = 0,04 * 33370 = 1334,80 \text{ (€)}$$

La siguiente tabla muestra el presupuesto de la instalación y la suma de todos los componentes utilizados, así como costes extras como la mano de obra para la instalación y el beneficio del ingeniero. Cabe destacar que los valores de precios mostrados son sin IVA<sup>[10]</sup>, no obstante, se añade junto al precio final el coste de la instalación con IVA<sup>[10]</sup>.

Elemento	Cantidad	Precio	Importe
Módulos fotovoltaicos	71	157,21 €	11.161,91 €
Inversor solar	1	2.131,6 €	2.131,6 €
Estructura 8 paneles	1	90,14 €	90,14 €
Estructura 7 paneles	9	80,17 €	881,87 €
Pequeño material		1.334,80 €	1.334,80 €
Mano de obra		3.000,00 €	3.000,00 €
Beneficio del ingeniero		1.500,00 €	1.500,00 €
Presupuesto final			20.246,31 €
Presupuesto final con IVA			24.498,03 €

*Tabla 15 - Presupuesto instalación fotovoltaica*

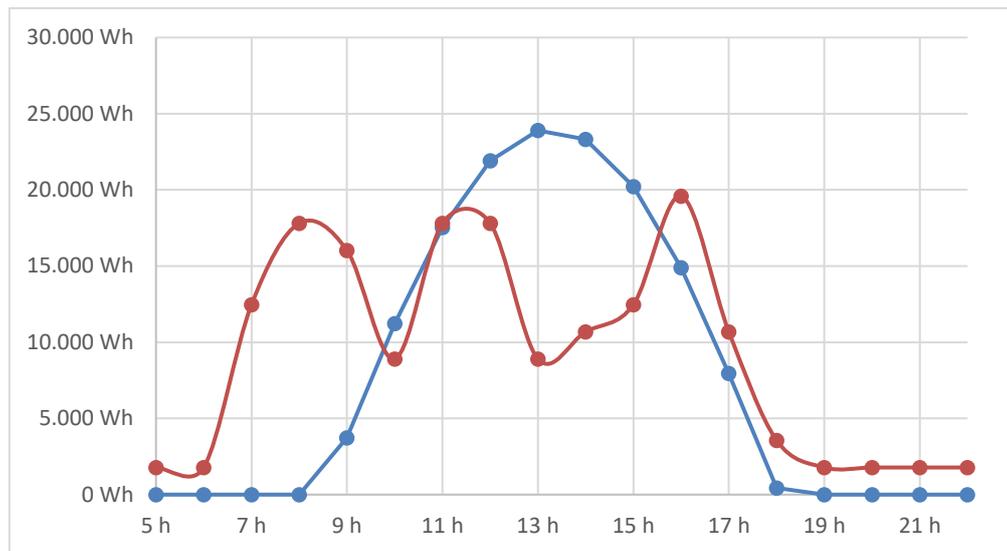
El total de la instalación será de 20.246,31 € sin contar IVA<sup>[10]</sup>. Cabe destacar que el alto precio de la instalación se basa en la gran de módulos que solicita la empresa.

Se va a realizar un análisis del retorno de la inversión. Es importante saber que en el siguiente punto se calcula el retorno de inversión sin tener en cuenta las ayudas otorgadas por el Gobierno para el autoconsumo, aplicando solamente los beneficios generados de no consumir la energía de la red y los ahorros frente a la factura que supone la inyección a red. Se aplican más adelante para observar la diferencia que se da en el presupuesto con ellas.

### 3.2-Retorno de la inversión

Para calcular el retorno de la inversión se precisa saber cuánto beneficio económico se obtiene del autoconsumo de la instalación y el descuento que obtiene tras la inyección a red de los excedentes obtenidos en el modelo de producción consumo generado a lo largo del año.

Se calcula el autoconsumo de la instalación en un día restando la energía producida a los excedentes resultantes tras la aplicación en el modelo de consumo. Como ejemplo se muestra la energía autoconsumida del mes de enero mostrando en el eje “x” las horas de un día y en el eje “y” la potencia consumida y generada:



Gráfica 10 - Producción vs consumo més de enero en día laboral (Wh)

Se muestran sus correspondientes excedentes de forma numérica:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2319,28	0,00
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
4108,52	14993,54	12631,34	7754,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 16 - Excedentes en (Wh) del mes de enero

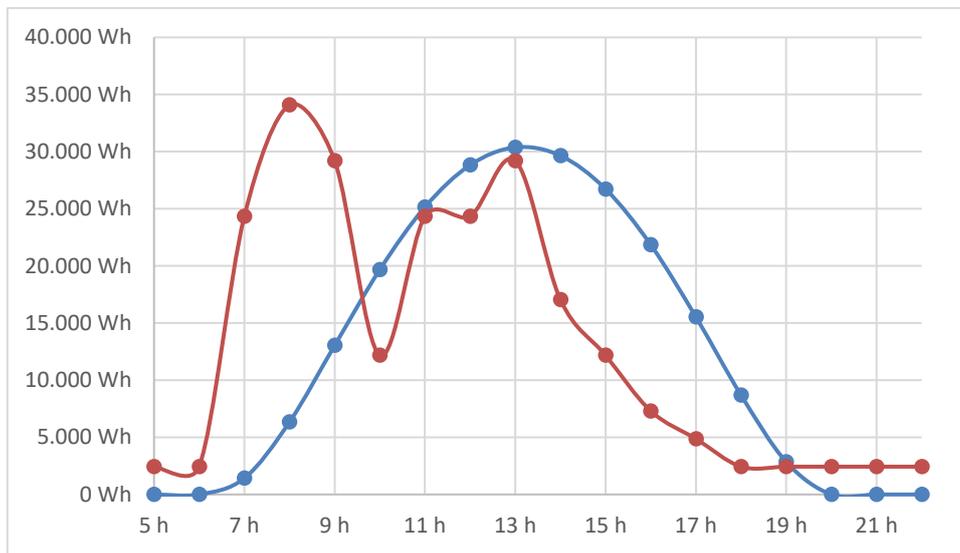
La suma de estos excedentes, si se resta a la producción, da como dato la energía autoconsumida en un día. Sabiendo que un día de consumo laboral en enero se produce un total de 145.125,03 Wh y la suma de excedentes de 41.807,56 Wh:

$$\text{Autoconsumo un día enero} = 145.125,03 - 41.807,56 = 103.317,47 \text{ (Wh)}$$

Si se aplica este cálculo utilizando la suma energía producida en un año y la suma de los excedentes en un año en vez de los datos utilizados ahora, se obtiene la energía autoconsumida en un año entero.

Para ello se debe multiplicar cada producción laboral diaria por los días del mes en los que se trabaje, dejando el resto para multiplicarlos a los días festivos. De la misma forma se aplica este cálculo a los excedentes de cada mes.

Por otro lado, se debe obtener el precio que se ahorra en la factura eléctrica la empresa tras inyectar su energía excedente a la red. Para ello hay que saber cuánta electricidad pasará a consumir la empresa con la instalación fotovoltaica para hacerse a una idea de cuanto se le descontará de esta. La obtención del consumo de la empresa se realiza restando el consumo a lo largo del día a la producción. Si el resultado es un valor positivo la empresa está consumiendo más energía de la que produce. Si el resultado es un valor negativo se cuenta como cero debido a que la empresa en ese momento no precisa de la red eléctrica y está inyectando energía en ella. Se muestra como ejemplo el caso del mes de agosto, en la siguiente gráfica se muestra en el eje de las “x” las horas del día, y en el eje de las “y” la producción y el consumo de la instalación:



Gráfica 11 - Producción vs consumo diaria en mes de agosto en (Wh)

En este caso, se observa un pico que rebasa la producción desde la noche hasta las 9 de la mañana. Para saber ese consumo se restará el modelo de consumo de la nave a la producción en cada hora del día, dando como resultado:

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2434,00	2434,00	2434,00	2434,00	2434,00	2434,00	2434,00	22916,92	27736,33	16169,49	0,00	0,00
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2434,00	2434,00	2434,00	2434,00

Tabla 17 - Consumo en (Wh) en un día de agosto

Realizando un proceso similar con la obtención del autoconsumo, se realizará la suma de la potencia consumida mes a mes multiplicando los valores diarios obtenidos por los días en los que se realiza un consumo laboral y los que realiza un consumo festivo.



Una vez se obtengan todos los resultados referentes a la energía de autoconsumo y consumo pasarán las unidades a kWh dividiendo los Wh entre 1000 y se multiplicarán por el precio de la electricidad que se establezca. Se va a establecer el precio de la electricidad 0,25 €/kWh al cual se deberá multiplicar a la energía autoconsumida para saber cuánto se ahorra de la factura eléctrica y a la energía consumida de la red, para obtener una idea aproximada de factura eléctrica que debería pagar la empresa.

Por otra parte, se establece el precio de la energía inyectada a la red como 0,04 €/kWh al cual se deberá multiplicar a la potencia excedente de la instalación. Cabe destacar que no se podrá obtener un beneficio más allá de reducir el precio de la factura eléctrica nunca llegando al caso de obtener ganancias por inyectar la energía a la red como se ha comentado en el Real Decreto-ley 15/2018.

Los valores utilizados como precios de la energía se han fijado de manera personal, los valores reales varían a cada hora del día. En este estudio se ha decidido aplicar solamente un valor para el precio del autoconsumo y otro para la inyección a red, pero se comprende que si el valor precio de la energía pasa a ser mayor de 0,25 €/kWh la energía que produzca la instalación fotovoltaica va a tener mayor valor reduciendo así el tiempo de retorno de la inversión. Lo mismo ocurre si este valor se reduce, la compra energía será más barata y el retorno de la inversión se incrementará.

Tras explicar el proceso de obtención de los beneficios económicos obtenidos se añade en la hoja siguiente una tabla en la que muestra: la potencia producida cada mes tanto en los días laborales y festivos, sus respectivos excedentes, la potencia autoconsumida, el beneficio económico de esa potencia, el consumo de la de la red, el precio estimado de la factura que se generaría contando ese consumo y el precio resultante tras aplicar la inyección a red pudiendo observar los beneficios de dicha inyección.



Tras saber los costes de la instalación y conociendo los beneficios anuales que se obtienen, se va a observar el tiempo que tardará la instalación en recuperar la inversión inicial sin contar las ayudas para el autoconsumo disponibles. Además, se debe tener en cuenta los desgastes de las placas que sufren cada año, se asume que como mucho los módulos placas pierden un 0.55% de eficiencia cada año hasta 30. Para obtener las nuevas producciones anuales se deberá multiplicar la producción por el sumatorio del descuento de eficiencia por año.

$$E. \text{ Año } x = E. \text{ año } 1 * (1 - 0.0055 * (n^{\circ} \text{ año} - 1))$$

Se muestra el ejemplo del año 2:

$$E. \text{ Año } 2 = 31.243,94 * (1 - 0.0055 * (2 - 1)) = 31.072,10 \text{ (kW)}$$

Se muestra también el ejemplo del año 20:

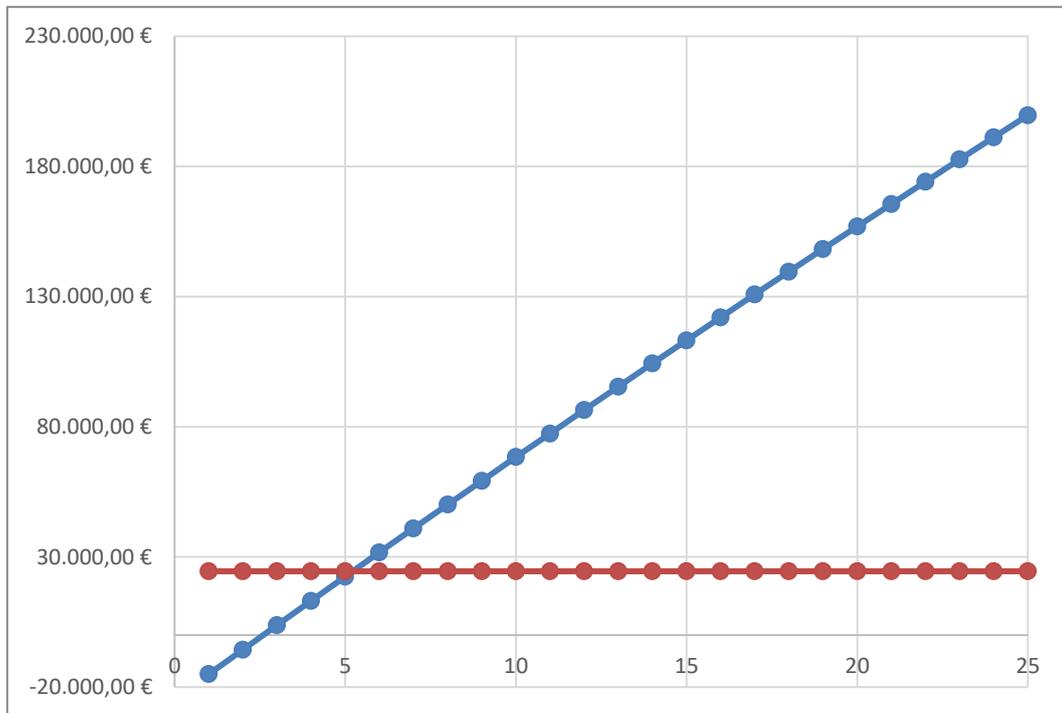
$$E. \text{ Año } 20 = 31.243,94 * (1 - 0.0055 * (20 - 1)) = 27.978,95 \text{ (kW)}$$

Esto demuestra que a cada año que pase los módulos irán deteriorándose poco a poco reduciendo la producción y los beneficios económicos, se va a mostrar el retorno de la inversión resultante tras conocer dicha reducción de eficiencia:

	Autoconsumo (kWh)	Beneficio	Suma beneficios	Retorno inversión
1	31243,94	9.480,57 €	9.480,57 €	-15.017,47 €
2	31072,10	9.437,61 €	18.918,17 €	-5.579,86 €
3	30900,26	9.394,65 €	28.312,82 €	3.814,79 €
4	30728,42	9.351,69 €	37.664,51 €	13.166,47 €
5	30556,58	9.308,73 €	46.973,23 €	22.475,20 €
6	30384,74	9.265,76 €	56.239,00 €	31.740,96 €
7	30212,89	9.222,80 €	65.461,80 €	40.963,77 €
8	30041,05	9.179,84 €	74.641,64 €	50.143,61 €
9	29869,21	9.136,88 €	83.778,53 €	59.280,49 €
10	29697,37	9.093,92 €	92.872,45 €	68.374,42 €
11	29525,53	9.050,96 €	101.923,41 €	77.425,38 €
12	29353,69	9.008,00 €	110.931,42 €	86.433,38 €
13	29181,84	8.965,04 €	119.896,46 €	95.398,42 €
14	29010,00	8.922,08 €	128.818,54 €	104.320,51 €
15	28838,16	8.879,12 €	137.697,66 €	113.199,63 €
16	28666,32	8.836,16 €	146.533,82 €	122.035,79 €
17	28494,48	8.793,20 €	155.327,02 €	130.828,99 €
18	28322,64	8.750,24 €	164.077,26 €	139.579,23 €
19	28150,79	8.707,28 €	172.784,54 €	148.286,51 €
20	27978,95	8.664,32 €	181.448,86 €	156.950,83 €
21	27807,11	8.621,36 €	190.070,22 €	165.572,19 €
22	27635,27	8.578,40 €	198.648,62 €	174.150,58 €
23	27463,43	8.535,44 €	207.184,06 €	182.686,02 €
24	27291,58	8.492,48 €	215.676,53 €	191.178,50 €
25	27119,74	8.449,52 €	224.126,05 €	199.628,02 €

Tabla 18 - Retorno de la inversión sin contar ayudas para el autoconsumo

Se puede observar que el retorno de la inversión es de un poco más de cinco años, esto se debe a que el precio de la instalación es reducido en comparación a los beneficios que genera la empresa autoconsumiendo la mayor parte de su consumo. De todas formas, este se puede reducir aplicando las ayudas al autoconsumo disponibles. Se va a mostrar dicho retorno de la inversión de manera gráfica:



Gráfica 12 - Retorno de la inversión sin contar ayudas al autoconsumo (eje "y" €, eje "x" años)

## 4-Ayudas para el autoconsumo

Desde la Generalitat Valenciana se están aplicando ayudas de nombre: “Ayudas para la realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas, y el tercer sector con y sin almacenamiento”. El objetivo principal de este trámite es la financiación de inversiones dentro del programa de incentivos 4 concretamente en instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable.

Esta ayuda podrá ser solicitada por:

- Toda aquella persona física que no realice actividades económicas las cuales ofrezcan bienes y servicios al mercado.
- Aquellas entidades de la Comunitat Valenciana y sector público al cual se refiere el artículo 2.2 de la ley 40/2015 de 1 de octubre de Régimen Jurídico del Sector Público, siempre que no se realice actividades económicas las cuales ofrezcan bienes y servicios al mercado.
- Aquellas organizaciones privadas sin ánimo de lucro que no realicen ninguna actividad económica, por la que ofrezca bienes y/o servicios al mercado.
- Las personas que realicen alguna actividad económica, por la que ofrezca bienes y/o servicios al mercado y estén dados de alta en el Censo de Empresarios, Profesionales y Retenedores de la Agencia Estatal de Administración Tributaria.
- Comunidades de propietarios reguladas por la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.
- Las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía según definición de la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

Esta subvención podrá ser solicitada cumpliendo los siguientes requisitos:

- Cuando la solicitud sea posterior al 30 de junio de 2021.
- Si la actuación en la solicitud es para instalación de recursos eólicos como fotovoltaicos. Para cada una solo será elegible una actuación por destinatario último de la ayuda y por ubicación o ligadas al mismo consumo o consumos.
- La potencia máxima para subvencionar será a los 5 primeros MW de potencia de la instalación.
- Las instalaciones de almacenamiento que no superen la ratio de almacenamiento frente a generación de 2kWh/kW. Además de contar con garantía mínima de 5 años.
- Que toda instalación cuente con un sistema de monitorización que muestre como mínimo la producción energética renovable en términos diario, mensual y anual.
- En cómputo anual, la suma de la energía consumida deba ser igual o mayor al 80% de la energía generada.
- No se acumulará con ninguna ayuda estatal en relación con mismos gastos subvencionales o con ayuda estatal para la misma medida de financiación de riesgo.

La cantidad de cobro de la ayuda se otorga como importes fijos unitarios o “módulos” los cuales cubrirán parcialmente los costes subvencionales.

Esta ayuda se calculará como:

$$Ayuda\ total = Módulo * Ps + Módulo\ alm * Cap$$

Siendo Ps la potencia real de la instalación de generación en kW o kWp para fotovoltaica y Cap la capacidad del sistema de almacenamiento.

Por parte de módulos se especifican en tablas en el anexo de este documento, dividiéndose módulos de ayuda base o módulos de almacenamiento.

Módulos de ayuda base, se dividen en:

- Sector residencial:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	600	710
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	650	775
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	1.950	2.250
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	2.900	3.350

Tabla 19 - Módulo de ayudas en el sector residencial

- Administraciones públicas y tercer sector:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	500	555
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	650	720
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	750	835
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	1.000	1.110
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	1.150	1.275
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	2.700	3.000
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	4.100	4.550

Tabla 20 - Módulo de ayudas en el tercer sector

Por otra parte, se encuentran los módulos de almacenamiento:

Actuaciones	Módulo almacenamiento [Ayuda (€/kWh)]
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector ( $5.000 \text{ kWh} < P$ ).	140
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones Públicas y el tercer sector ( $100 \text{ kWh} < P \leq 5.000 \text{ kWh}$ ).	245
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector ( $10 \text{ kWh} < P \leq 100 \text{ kWh}$ ).	350
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector ( $P \leq 10 \text{ kWh}$ ).	490

Tabla 21 - Módulo de ayudas para sistemas de almacenamiento

Se puede contar con ayudas adicionales que se plasmarán en la suma de la ayuda base con esta ayuda adicional. Estas ayudas son:

Actuaciones	Módulo [Ayuda sobre actuación adicional (según caso)]
Eliminación del amianto en cubiertas para proyectos de solar fotovoltaica.	$P \leq 100 \text{ kWp}$ : 160 €/kWp $100 \text{ kWp} < P \leq 1.000 \text{ kWp}$ : 110 €/kWp $1.000 \text{ kWp} < P \leq 5.000 \text{ kWp}$ : 50 €/kWp
Instalación de marquesinas para proyectos de solar fotovoltaica.	120 €/kWp

Tabla 22 - Módulo de ayudas adicionales 1

Ayuda adicional por reto demográfico-Autoconsumo con energías renovables	Ayuda adicional por reto demográfico (€/kWp) o (€/kW)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ( $1.000 \text{ kWp} < P \leq 5.000 \text{ kWp}$ ).	30
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ( $100 \text{ kWp} < P \leq 1.000 \text{ kWp}$ ).	35
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ( $10 \text{ kWp} < P \leq 100 \text{ kWp}$ ).	40
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ( $P \leq 10 \text{ kWp}$ ).	55
Instalación eólica ( $500 \text{ kW} < P \leq 5.000 \text{ kW}$ ) para autoconsumo.	65
Instalación eólica ( $20 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$ ) para autoconsumo.	150
Instalación eólica ( $P \leq 20 \text{ kW}$ ) para autoconsumo.	225
	<b>Ayuda adicional por reto demográfico (€/kWh)</b>
Incorporación de almacenamiento al proyecto de instalación de energía renovable para autoconsumo en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector.	15

Tabla 23 - Módulo de ayudas adicionales 2

Este importe estará sometido a los límites que establezca la normativa europea aplicable de ayudas de estado.

Estas ayudas podrán solicitarse desde las 9:00 del 11 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2023.

Siendo este caso en nuestra instalación:

$$GV = 750 * 33,37 = 25.027,50 \text{ (€)}$$

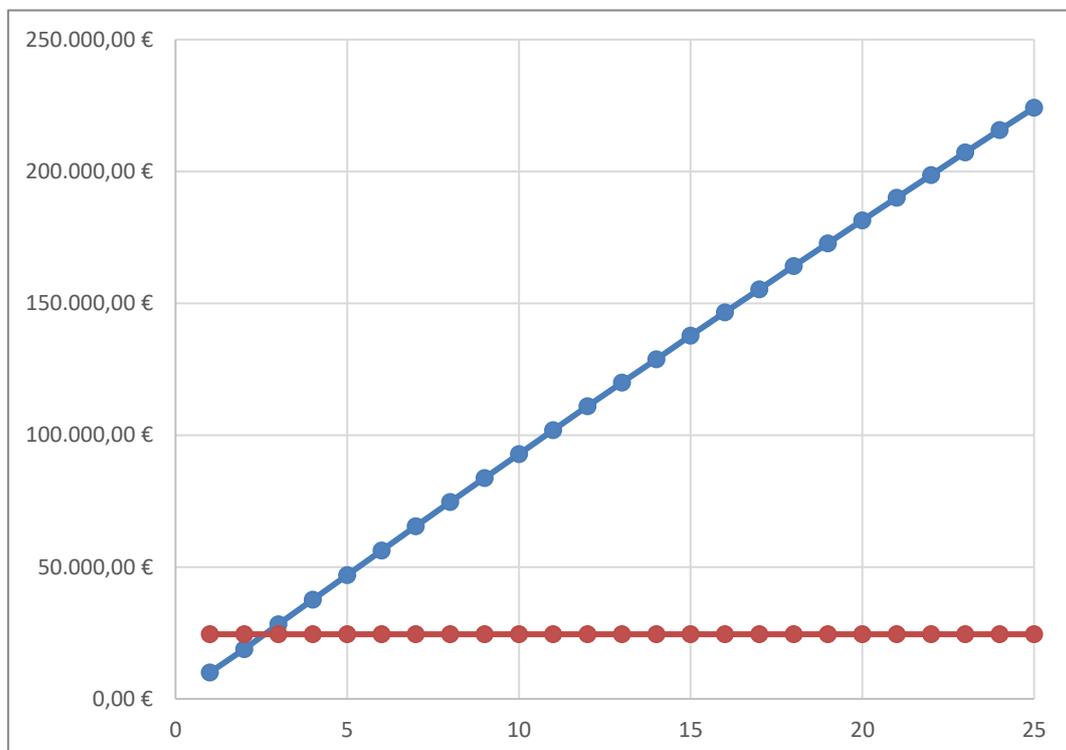
No se cuenta la ayuda disponible del el Real Decreto-Ley 19/2021 ya que establece deducciones del IRPF, pero solamente en residencias y en instalaciones fotovoltaicas colectivas que no se encuentren relacionadas con el ejercicio económico.

No se cuenta la ayuda disponible la ayuda correspondiente a descuentos de Impuesto de Bienes e Inmuebles (IBI) debido a que el ayuntamiento de Paterna dedica dicha ayuda a un descuento del 50% a residencias, no a industrias.

Finalmente, se obtiene un descuento de:

$$\text{Descuento} = 25.027,50 \text{ (€)}$$

Este descuento genera un nuevo retorno de la inversión el cual se muestra a continuación gráficamente y en forma de tabla:



Gráfica 13 - Retorno de la inversión contando ayudas para el autoconsumo (eje "y" €, eje "x" años)

	Autoconsumo (kWh)	Beneficio	Suma beneficios	Retorno inversión
1	31243,94	9.480,57 €	9.480,57 €	10.010,03 €
2	31072,10	9.437,61 €	18.918,17 €	18.918,17 €
3	30900,26	9.394,65 €	28.312,82 €	28.312,82 €
4	30728,42	9.351,69 €	37.664,51 €	37.664,51 €
5	30556,58	9.308,73 €	46.973,23 €	46.973,23 €
6	30384,74	9.265,76 €	56.239,00 €	56.239,00 €
7	30212,89	9.222,80 €	65.461,80 €	65.461,80 €
8	30041,05	9.179,84 €	74.641,64 €	74.641,64 €
9	29869,21	9.136,88 €	83.778,53 €	83.778,53 €
10	29697,37	9.093,92 €	92.872,45 €	92.872,45 €
11	29525,53	9.050,96 €	101.923,41 €	101.923,41 €
12	29353,69	9.008,00 €	110.931,42 €	110.931,42 €
13	29181,84	8.965,04 €	119.896,46 €	119.896,46 €
14	29010,00	8.922,08 €	128.818,54 €	128.818,54 €
15	28838,16	8.879,12 €	137.697,66 €	137.697,66 €
16	28666,32	8.836,16 €	146.533,82 €	146.533,82 €
17	28494,48	8.793,20 €	155.327,02 €	155.327,02 €
18	28322,64	8.750,24 €	164.077,26 €	164.077,26 €
19	28150,79	8.707,28 €	172.784,54 €	172.784,54 €
20	27978,95	8.664,32 €	181.448,86 €	181.448,86 €
21	27807,11	8.621,36 €	190.070,22 €	190.070,22 €
22	27635,27	8.578,40 €	198.648,62 €	198.648,62 €
23	27463,43	8.535,44 €	207.184,06 €	207.184,06 €
24	27291,58	8.492,48 €	215.676,53 €	215.676,53 €
25	27119,74	8.449,52 €	224.126,05 €	224.126,05 €

Tabla 24 - Retorno de la inversión contando ayudas para el autoconsumo

## 5- Ahorro en emisiones CO<sub>2</sub>

Toda generación eléctrica por parte de energías renovables conlleva un ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles que no se utilizan en el momento. Esta instalación fotovoltaica ayuda al planeta en la lucha de recuperación de la capa de ozono y colabora en completar los objetivos de desarrollo sostenible de la ONU. Es por ello por lo que se va a calcular la cantidad de CO<sub>2</sub> ahorrado en un año de la instalación y en un periodo de 30 años, cantidad de tiempo en el que los módulos fotovoltaicos garantizan su continuidad de producción por encima del 80% de su producción nominal.

Sabiendo que la producción eléctrica peninsular estima que se realizan emisiones de 250 g de CO<sub>2</sub>/kWh como combinación de las centrales de carbón, gas, nuclear, eólica, fotovoltaica e hidráulica entre otras también activas, se deberá multiplicar el consumo que se satisface con la producción fotovoltaica en kWh anual para saber cuántos gramos de CO<sub>2</sub> se ahorran. Se va a contar solamente la potencia autoconsumida por la instalación para conocer el ahorro que conlleva esta solamente sin contar los excedentes inyectados a red. Sabiendo que en un año la instalación evita un consumo de 31.243 kWh:

$$\text{Ahorro } CO_2 = 31.246 * 250 = 7.810.985,96 \text{ g de } CO_2$$

Lo cual supone un ahorro de 7810,98 kg de CO<sub>2</sub> anualmente.

Se puede aplicar el mismo cálculo para un escenario de 30 años donde se apliquen las pérdidas por año de las placas otorgadas por el fabricante. En este caso esta previsión no es del todo fiable, esto se debe a que la empresa desea incrementar el consumo, lo que equivale a un mayor ahorro en CO<sub>2</sub>. Aun desconociendo este incremento, se realizan los cálculos para observar el ahorro con un consumo constante y similar al analizado en el trabajo. Si en 30 años se evitaría el consumo de 862.567,53 kWh de energía:

$$\text{Ahorro } CO_2 = 862.567,53 * 250 = 215.641.882,5 \text{ g de } CO_2$$

Lo que supondría un ahorro de 215,641 T de CO<sub>2</sub> ahorrados para un futuro de 30 años. Se considera necesario repetir que se desconocen las acciones a futuro de nave industrial, es por ello por lo que se ha realizado la estimación suponiendo el mismo consumo en treinta años.

## 6-Conclusiones

Tras la realización de este proyecto se analizan los objetivos para comprobar si se han realizado todos ellos:

- El diseño de la instalación fotovoltaica ha sido realizado de manera satisfactoria y pudiendo conseguir los excedentes deseados, concretamente el 39,74% de la potencia producida a lo largo de un año. Cabe destacar que para obtener esta mayor cantidad de excedentes ha sido necesario el uso de más módulos fotovoltaicos, lo que ha encarecido el precio de la instalación.
- Se observa que para los diferentes modelos de consumo de la empresa la construcción de una instalación fotovoltaica es una opción viable. Todas las horas de actividad de la empresa se desarrollan por el día pudiendo ser aprovechadas por la generación alternativa. Si la empresa pudiera centrar los consumos en la zona de producción solar podría reducir su factura aún más. También sería recomendable para la empresa encontrar una forma de aprovechar la energía generada en los días festivos de la manera que vean conveniente. Esto es debido a que es una gran cantidad de energía que se genera y podría ser utilizada en cualquier actividad antes de ser inyectada a red.
- Tras observar que los costes de instalación son elevados, se aplican las ayudas para el autoconsumo otorgadas por el Gobierno para instalaciones de autoconsumo con almacenamiento, obteniendo un total 25.027,50€. Esta cifra abarata bastante la instalación y tras volver a analizar el retorno de la inversión, se obtienen valores de retorno de no más de 2 años. El resultado pasa a ser favorable, pero se debe tener en cuenta que una premisa para que las ayudas al autoconsumo se concedan es que se debe haber consumido al menos el 80% de la potencia generada por la instalación fotovoltaica. Esto genera una situación complicada para la empresa que deberá consumir por encima de lo normal hasta que realice el aumento en el consumo que tiene previsto en un futuro. Si no consiguiera alcanzar el consumo mínimo para la obtención de ayudas su retorno de la inversión pasaría a ser de cinco años, aún razonable pero menos interesante según el punto de vista económico.
- El estudio económico de la instalación muestra que se la cantidad de beneficios obtenidos de la instalación permiten un retorno de la inversión rápido. Si bien se sabe que la energía autoconsumida da mayores beneficios 7810,99€, la energía vertida a red otorga 1.669,58 € a lo largo de un año contando que cada mes no puede pasar a beneficios en la factura. Se obtendría una mayor rentabilidad de la instalación si se diseñase para satisfacer el consumo actual pues con la mitad de las placas se obtiene solamente un 10% de excedentes permitiendo autoconsumir el resto. Siendo la mitad de las placas la utilizadas se obtendría un beneficio del autoconsumo de 5.100,53 € y un descuento en la factura de 657,88 €. Además, el coste de la instalación sería la mitad del actual o incluso menor. Por otra parte, sería más beneficiosa una instalación ajustada al consumo debido a que esta tendría mayor facilidad para obtener las ayudas al autoconsumo. La elevada producción conlleva a mantener un consumo por encima de lo que la empresa normalmente trabaja. Se concluye las conclusiones afirmando que este diseño de instalación es viable si la empresa va a realizar un aumento en el consumo en un futuro, aumentando la viabilidad de este si se hace lo antes posible.

## Pliego de condiciones de instalación fotovoltaica

### Objetivo:

El presente pliego de condiciones tiene como objetivo establecer los requisitos técnicos y las condiciones necesarias para la instalación de un sistema fotovoltaico en una nave industrial ubicada en el Polígono Fuente del Jarro, Paterna. Así como: Fijar condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica conectada a red basándose en información proporcionada por el IDAE. Servir como guía a instaladores y fabricantes, definiendo especificaciones mínimas para asegurar una calidad y un beneficio al usuario propio del desarrollo de esta tecnología. Así como valorar la calidad final de la instalación.

### Generador fotovoltaico

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

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

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

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

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en caso de modelos distintos, se debe garantizar la compatibilidad entre ellos y su ausencia de efectos negativos.

Las pérdidas por orientación de los módulos fotovoltaicos no deberán ser superiores al 5% de la potencia del módulo.

En el caso de esta instalación, no se consideran las sombras debido a que no dispone de obstáculos ni objetos que puedan generar sombras a la instalación.

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

- Los módulos tendrán un grado de protección IP<sup>[13]</sup>68.
- Los marcos laterales serán de aluminio.
- 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.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 12 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 30 años.

## Inversor

Será 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.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

El inversor seleccionado cuenta con los siguientes certificados para asegurar su funcionamiento: CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEIO-21, N4105, TOR Erzeuger, G98/G99, G100, UNE217001, UNE206007, PO12.2, KSC8565.

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

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

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

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

El autoconsumo del equipo (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior a 1W como especifica en su ficha técnica.

El inversor cuenta con una protección IP<sup>[13]</sup> 66 cumpliendo con la legislación vigente.

Se garantiza la operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -25 °C y 60 °C de temperatura y entre 0 % y 100 % de humedad relativa.

El inversor cuenta con una garantía otorgada por el fabricante durante un período mínimo de 5 años.

## Cableado

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

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

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

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

## Componentes y materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP<sup>[13]</sup>65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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. Asimismo, 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.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.



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 de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

## Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## Equipo de medida

El equipo de medida seleccionado cuenta con una garantía del producto de 3 años y los siguientes certificados de calidad: CE, RoHS

El autoconsumo del medidor (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior a 2W como especifica en su ficha técnica.

Se garantiza la operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -25 °C y 55 °C de temperatura y entre 0 % y 95 % de humedad relativa.

## Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase. Protecciones con las que cuenta el inversor seleccionado para esta aplicación.

## Puesta a tierra

La instalación a tierra cumplirá con los cálculos dispuestos en la ITC-BT-18.

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.

## Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán 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.

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.

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.

Todas estas características necesarias están provistas por el inversor seleccionado para esta aplicación.

## Recepción y pruebas

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, con independencia de lo indicado con anterioridad en este pliego de condiciones, 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.

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.

Se añaden a los anexos de este proyecto las fichas técnicas de todos los elementos utilizados más sus correspondientes mantenimientos. Se puede consultar directamente en la web de cada fabricante para mayor información.

## Cálculo de producción anual y evaluación sobre el consumo

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y su aplicación gráfica frente al consumo de la nave industrial.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el módulo fotovoltaico, en kWh/m<sup>2</sup> x día, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

El consumo de la nave industrial ha sido otorgado por la misma empresa para el análisis de la solución de instalación fotovoltaica.

## Ayudas al autoconsumo

Se desarrolla el estudio y obtención de beneficios de las ayudas al autoconsumo otorgadas por la Generalitat Valenciana siendo la cantidad final de estas un beneficio económico de: 25.027,50 €. Cabe destacar que se deben cumplir las condiciones mencionadas en este estudio para la aplicación de ayudas al autoconsumo.

No se aplican ayudas en la reducción del IRPF.

No se aplican ayudas en la reducción del IBI.

El motivo de no aplicación de estas otras ayudas es debido a que el ayuntamiento de la localidad de Paterna centra estas ayudas a residencias, no a industrias.

### Presupuesto:

Se adjunta la tabla ya presentada correspondiente al presupuesto de la instalación fotovoltaica.

Elemento	Cantidad	Precio	Importe
Módulos fotovoltaicos	71	157,21 €	11.161,91 €
Inversor solar	1	2.131,6 €	2.131,6 €
Estructura 8 paneles	1	90,14 €	90,14 €
Estructura 7 paneles	9	80,17 €	881,87 €
Pequeño material		1.334,80 €	1.334,80 €
Mano de obra		3.000,00 €	3.000,00 €
Beneficio del ingeniero		1.500,00 €	1.500,00 €
Presupuesto final			20.246,31 €
Presupuesto final con IVA			24.498,03 €

## 7-Relación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible

A continuación, se adjunta la tabla de los objetivos de desarrollo sostenible. En ella se marcarán con una “X” todos los apartados indicando si la relación con el trabajo es alta, media, baja o no procede con el documento.

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1 Fin de la pobreza				X
ODS 2 Hambre cero				X
ODS 3 Salud y bienestar				X
ODS 4 Educación de calidad				X
ODS 5 Igualdad de género				X
ODS 6 Agua limpia y saneamiento				X
ODS 7 Energía asequible y no contaminante	X			
ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico		X		X
ODS 9 Industria, innovación e infraestructuras	X			
ODS 10 Reducción de desigualdades				X
ODS 11 Ciudades y comunidades sostenibles	X			
ODS 12 Producción y consumo sostenibles	X			
ODS 13 Acción por el clima	X			
ODS 14 Vida submarina				X
ODS 15 Vida de ecosistemas terrestres				X
ODS 16 Paz, justicia e instituciones solidas				X
ODS 17 Alianzas para lograr objetivos				X

*Tabla 25 - Objetivos de desarrollo sostenible*

## 8-Bibliografía

Cucó Pardillos, Salvador. *Instalación fotovoltaica en autoconsumo: caso práctico: centro deportivo*.

Universidad Politecnica de Valencia, 2020.

Cucó Pardillos, Salvador. *Sistemas aislados de generación eléctrica con baterías: caso práctico : vivienda aislada con fotovoltaica*. Universidad Politecnica de Valencia, 2021.

Romero Morales, Cristóbal, et al. *Domótica e inmótica: viviendas y edificios inteligentes*. 2a ed, Ra-Ma Editorial, 2006.

Tobajas, M. Carlos. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Cano Pina, Ediciones Ceysa, 2012.

Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. 2 de agosto de 2002. Boletín Oficial del Estado número 224, de 18 de septiembre de 2002. Se adjuntan las siguientes instrucciones técnicas utilizadas:

- Instrucción técnica de baja tensión 18 (ITC-BT-18): Instalaciones de puesta a tierra.
- Instrucción técnica de baja tensión 19 (ITC-BT-19): Instalaciones interiores o receptoras.  
Prescripciones generales
- Instrucción técnica de baja tensión 21 (ITC-BT-21): Tubos y canales protectoras.
- Instrucción técnica de baja tensión 40 (ITC-BT-40): Instalaciones generadoras de baja tensión.

Real Decreto-Ley, de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Real Decreto-Ley 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión

Asociación española de la normalización (2012). *Fusibles de baja tensión. Parte 6: requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica*. UNE-EN 60269-6:2012.

Asociación española de la normalización (2017). *Cables eléctricos de utilización industrial*.

UNE 21123-1:201

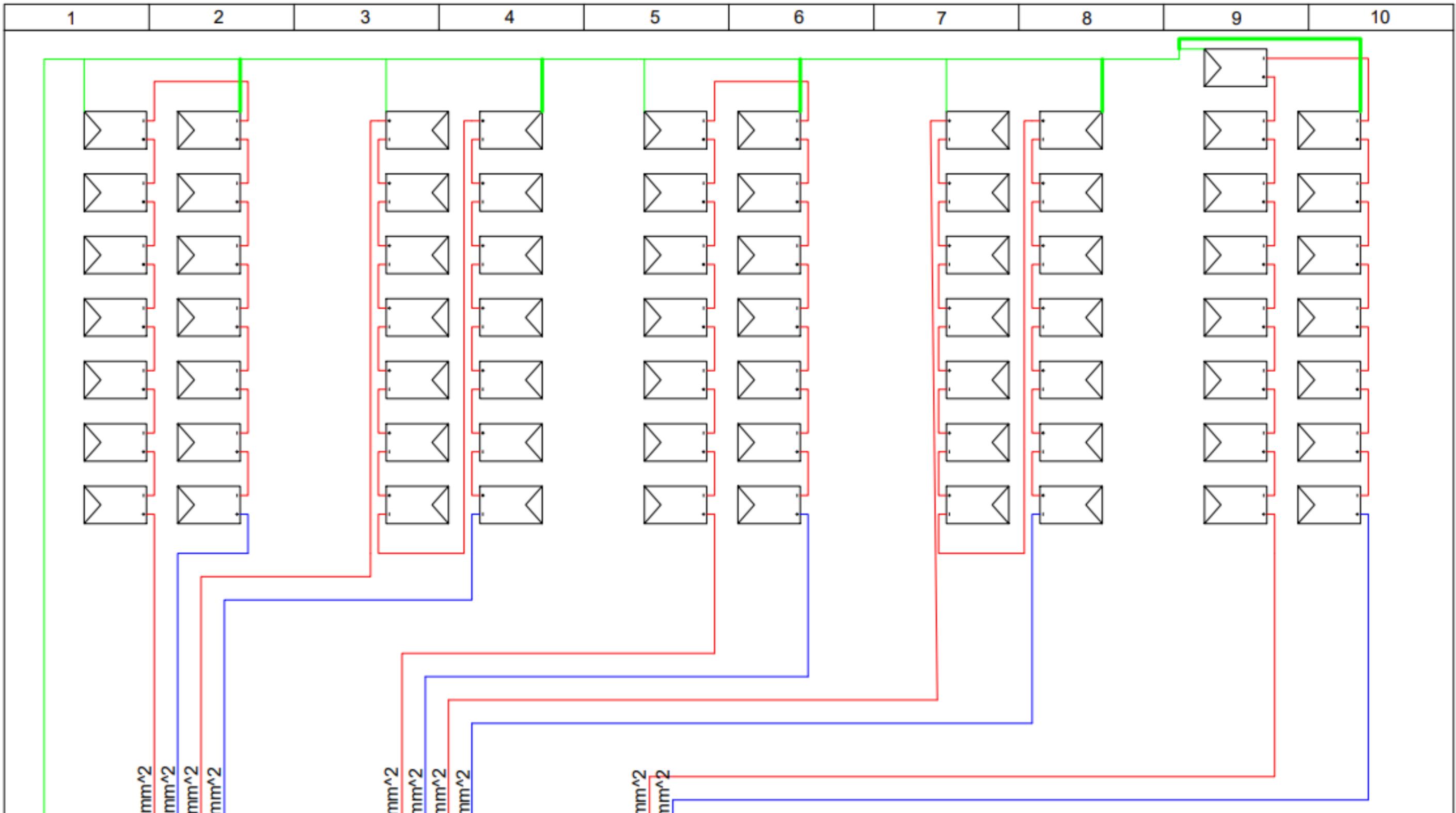


Asociación española de la normalización (2019). Dispositivos fotovoltaicos parte 3: fundamentos de *medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia*. UNE-EN IEC 60904-3:2019

## 9-Anexos

Se adjunta la tabla comentada en el pliego de condiciones que muestra la radiación en Wh/m<sup>2</sup> x día.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	9,51	20,62	6,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	29,45	78,35	91,39	70,20	42,65	15,45	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	86,51	193,86	251,26	253,69	222,94	189,98	157,51	116,20	13,92	0,00
9	111,51	187,85	293,78	413,14	457,70	446,78	415,28	390,73	369,01	338,72	238,47	136,61
10	336,33	414,05	515,56	625,84	652,35	630,65	603,27	589,65	577,20	553,57	451,33	344,44
11	525,74	610,30	703,26	798,26	807,87	779,27	758,36	753,81	745,12	721,84	618,90	516,10
12	656,77	748,45	832,40	911,59	908,14	876,72	863,15	864,02	852,91	824,45	721,25	626,57
13	716,14	814,56	890,51	956,09	944,70	914,45	908,12	910,15	890,68	852,30	748,96	664,76
14	698,72	803,03	872,85	928,41	914,79	889,51	889,69	888,52	855,42	803,17	699,73	627,30
15	605,95	714,78	780,80	830,59	820,66	803,82	809,30	800,80	749,93	681,05	577,70	517,49
16	446,32	557,58	622,35	670,72	670,12	664,69	673,77	654,59	583,83	497,35	394,75	346,34
17	238,25	348,64	414,79	465,13	478,39	486,31	496,88	465,35	376,53	275,07	175,48	138,61
18	13,24	123,63	191,24	243,18	271,46	292,37	302,01	260,29	164,24	60,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	22,77	59,67	92,36	119,66	126,06	85,29	18,19	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	15,07	32,27	31,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>

Lamina 2.2  
 Lamina 2.2  
 Lamina 2.2  
 Lamina 2.2

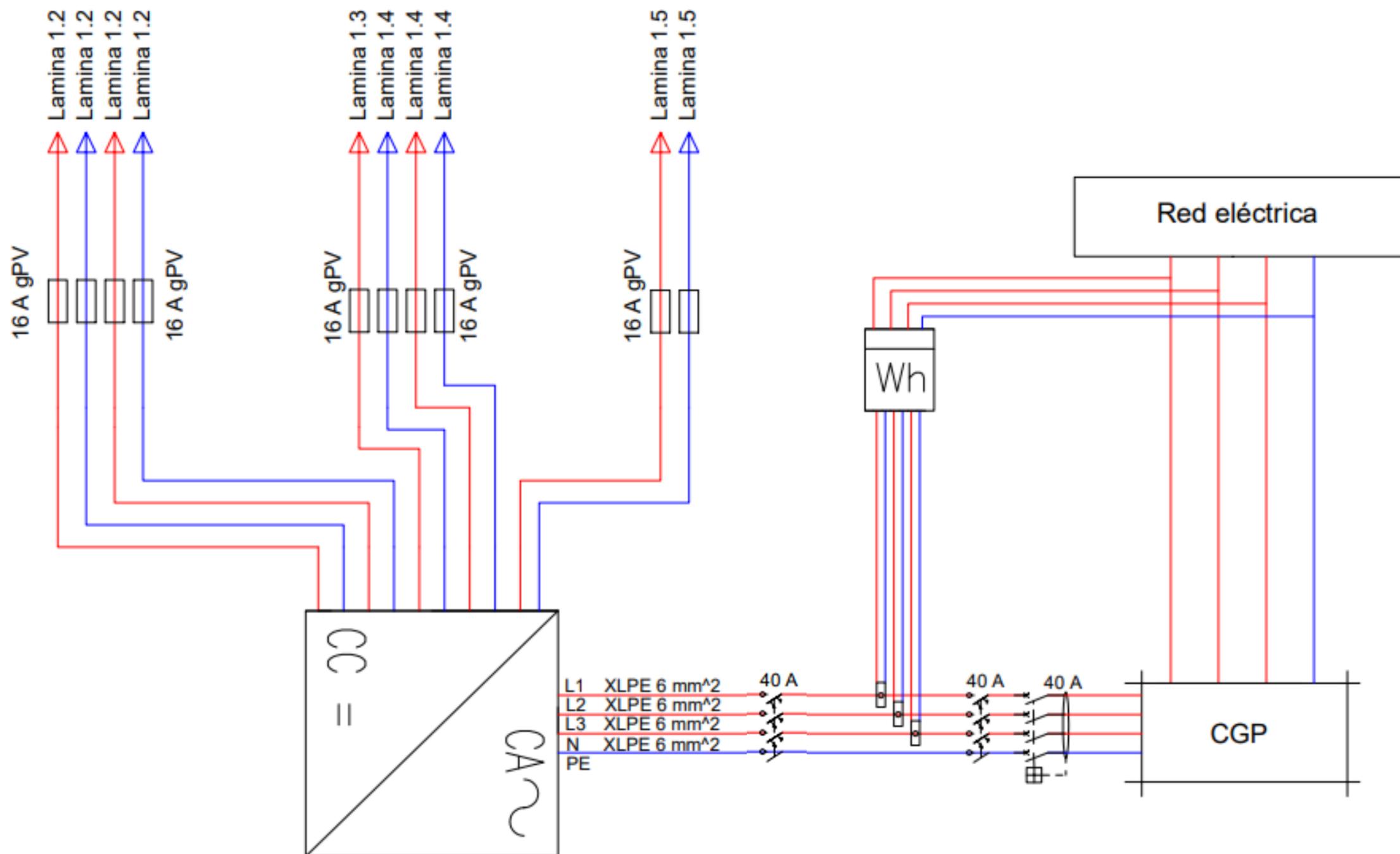
XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>

Lamina 2.3  
 Lamina 2.4  
 Lamina 2.4  
 Lamina 2.4

XLPE 4 mm<sup>2</sup>  
 XLPE 4 mm<sup>2</sup>

Lamina 2.5  
 Lamina 2.5

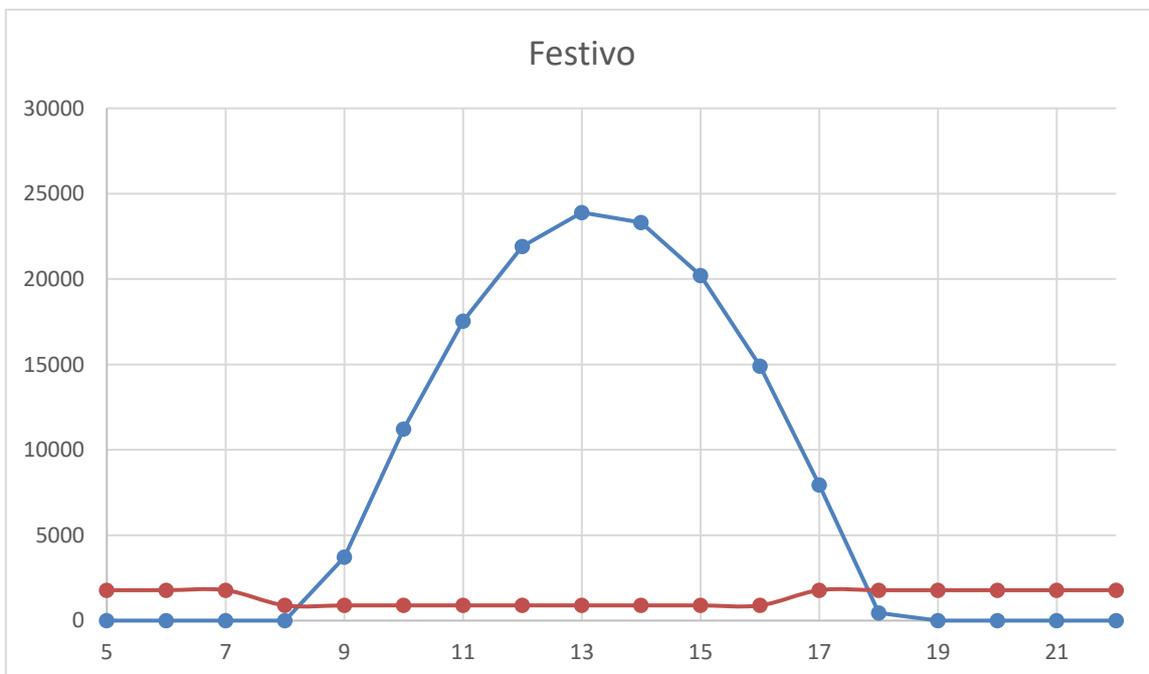
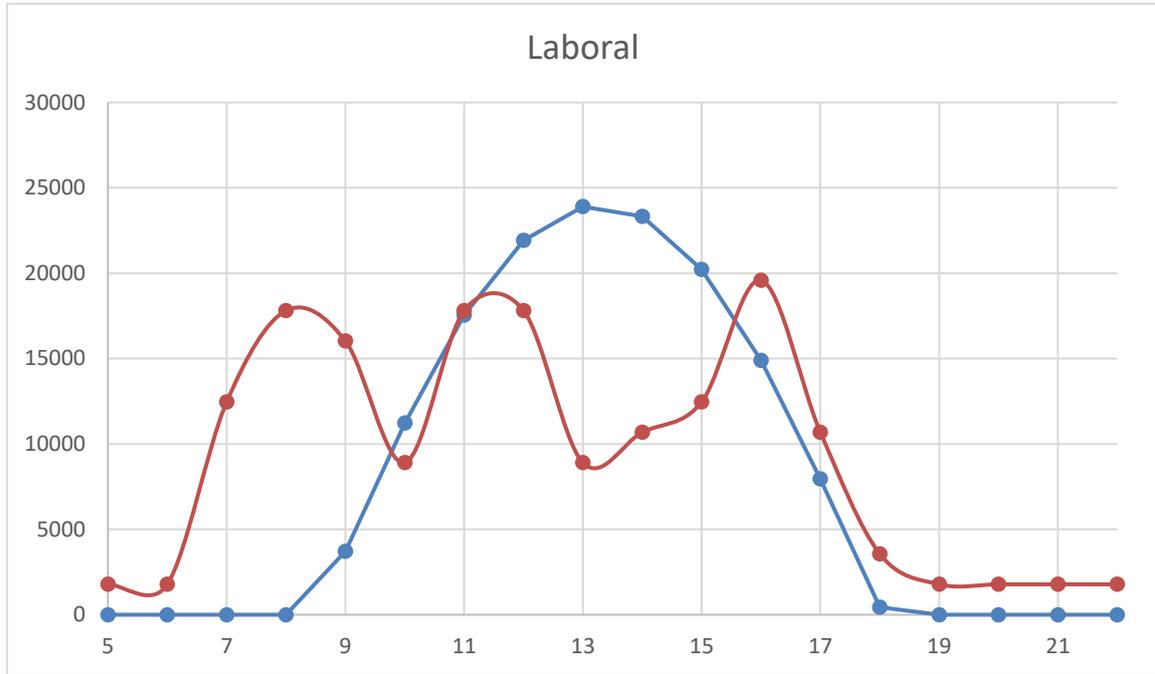
	Fecha	Nombre	Firma:	Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Dibujado	10/06/2023	Javier González Febré		
Comprobado	13/06/2023	Salvador Cucó Pardillos		
Escala:	Plano de la instalación fotovoltaica en nave industrial			Lamina número. 1
				Trabajo de Final de Grado



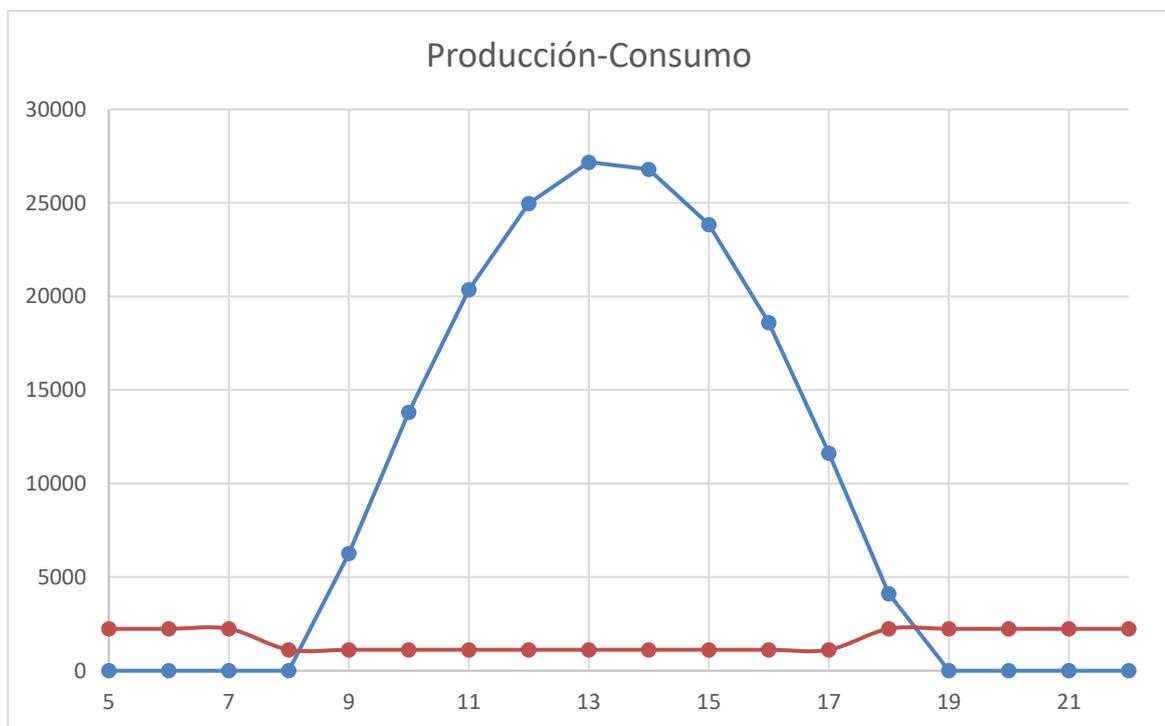
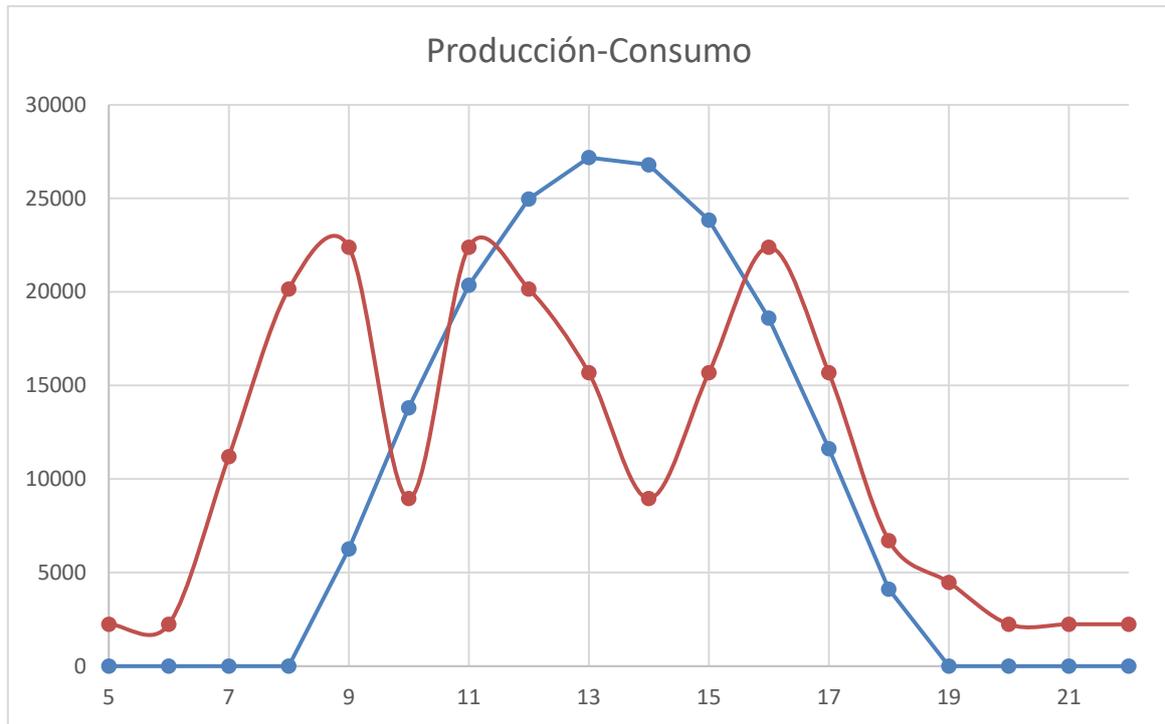
	Fecha	Nombre	Firma:	Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Dibujado	10/06/2023	Javier González Febré		
Comprobado	13/06/2023	Salvador Cucó Pardillos		
Escala:	Plano de la instalación fotovoltaica en nave industrial			Lamina número. <b>2</b>
				Trabajo de Final de Grado

Gráficos del estudio producción y consumo en un año:

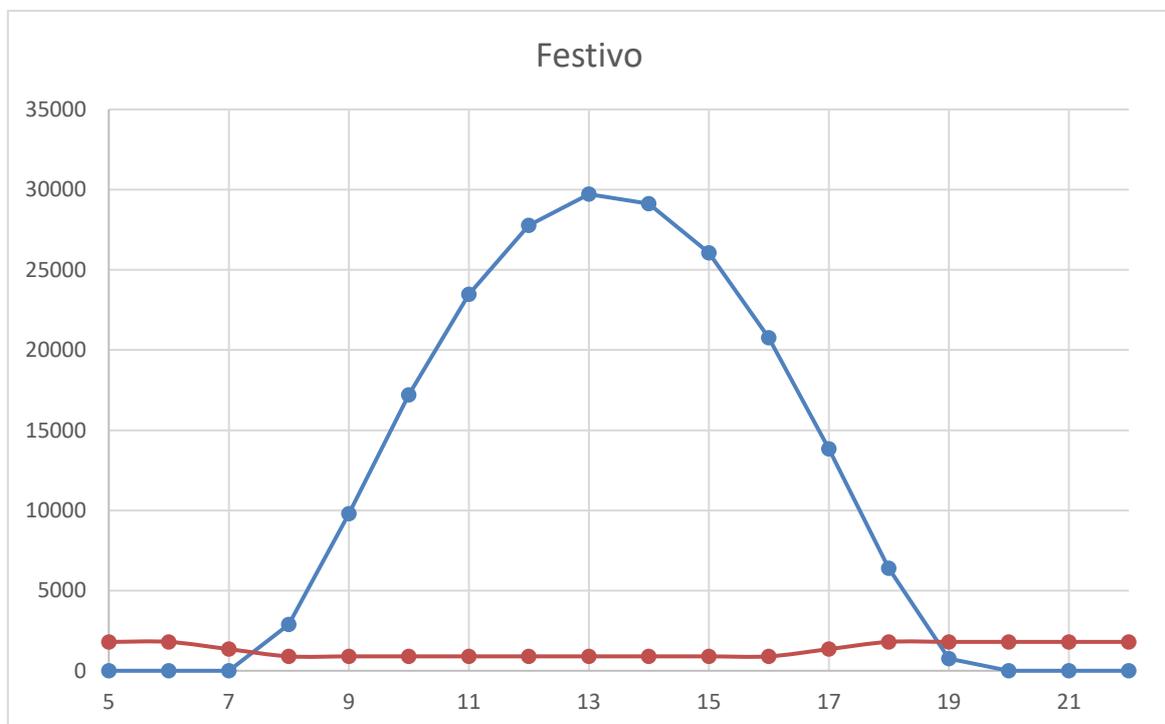
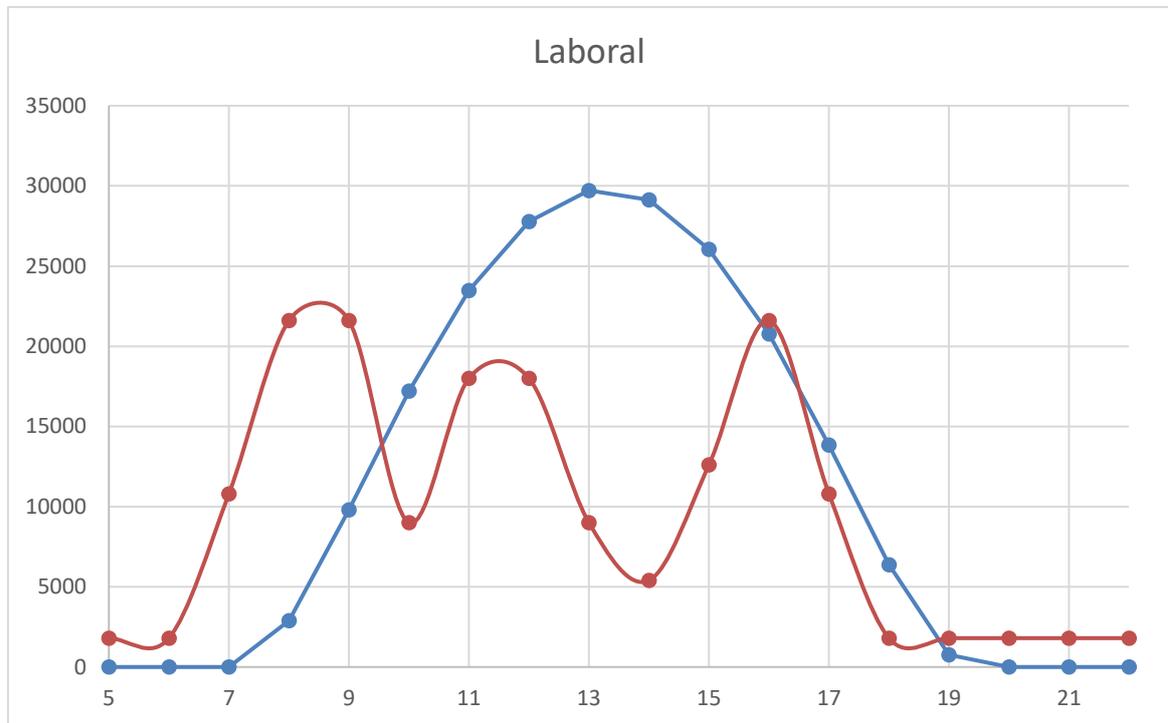
Enero:



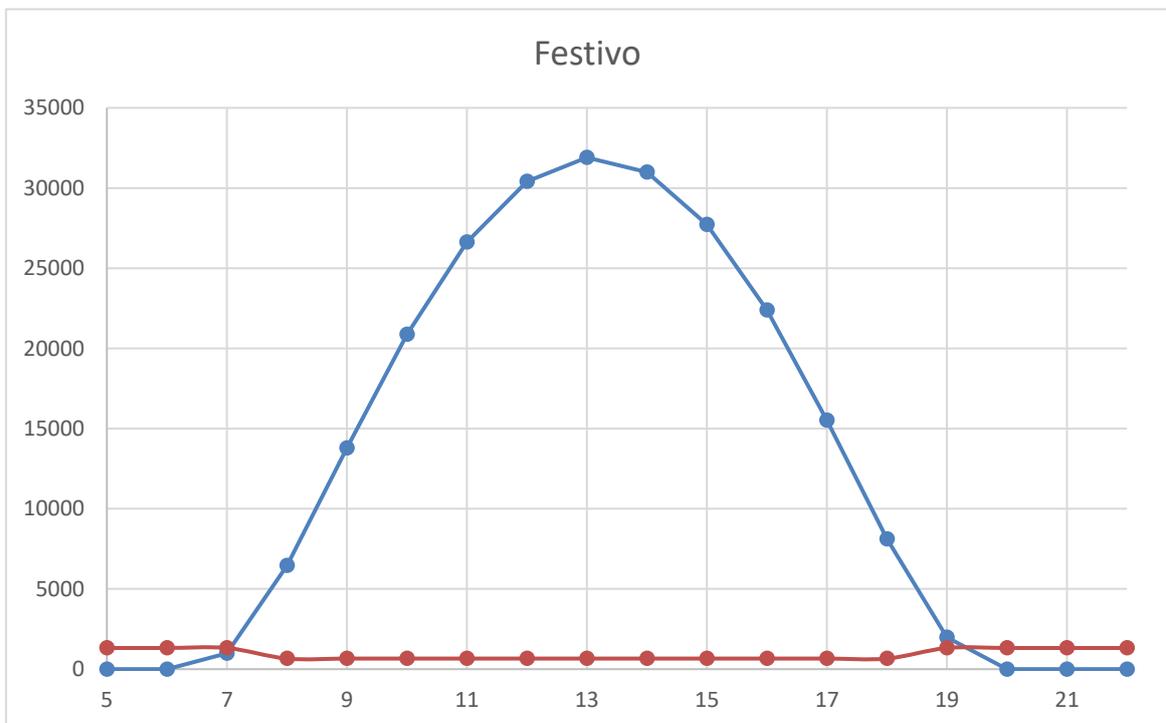
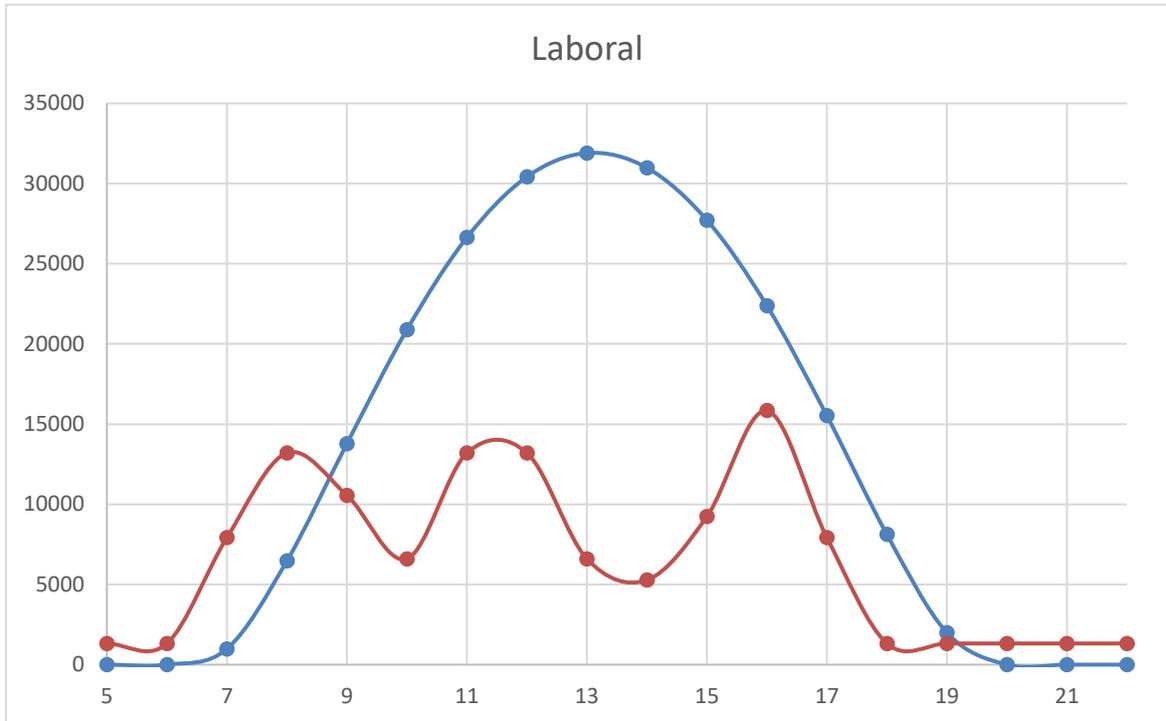
Febrero:



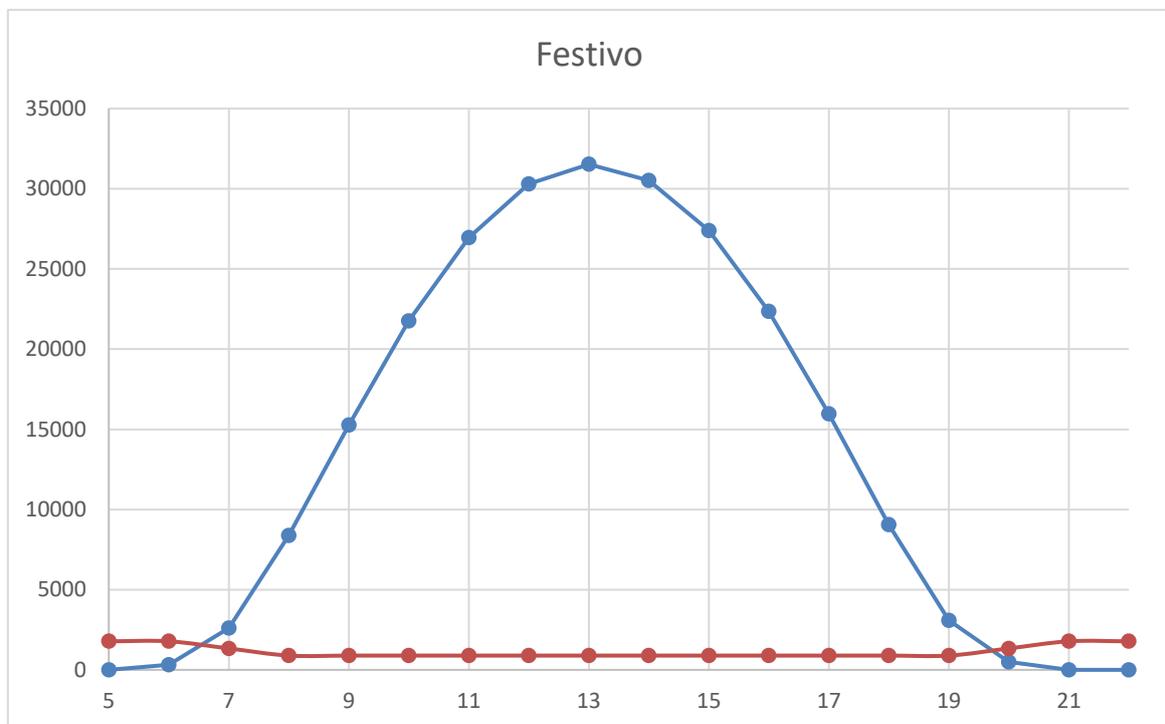
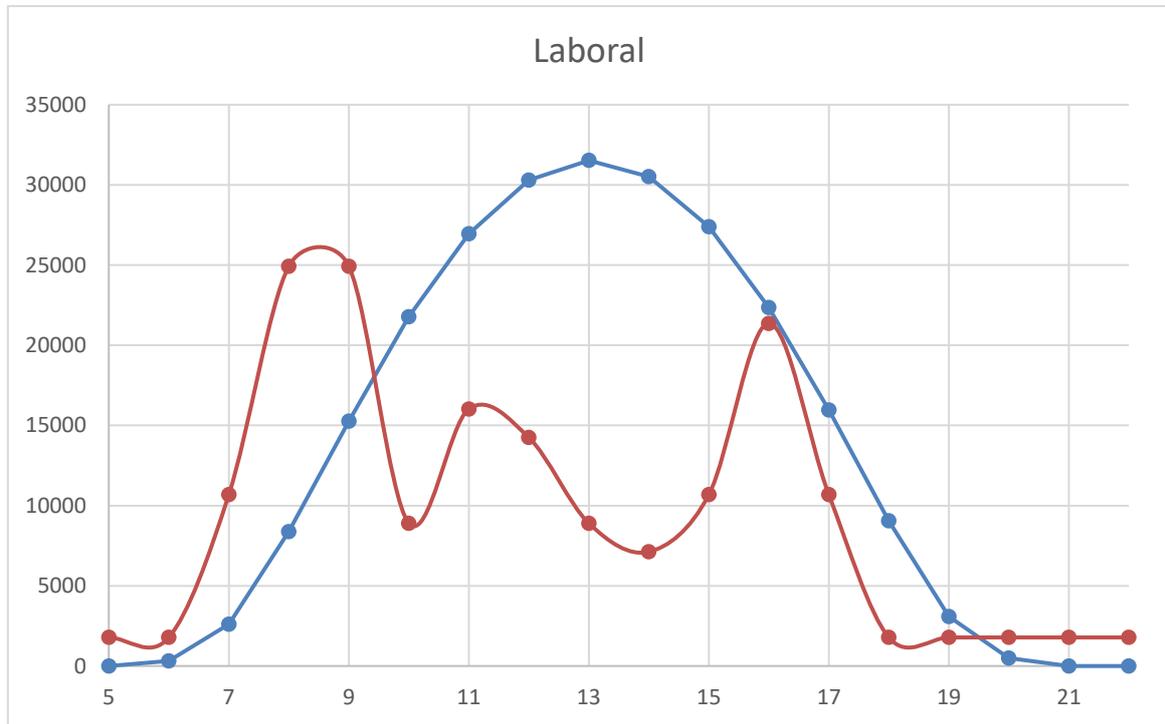
Marzo:



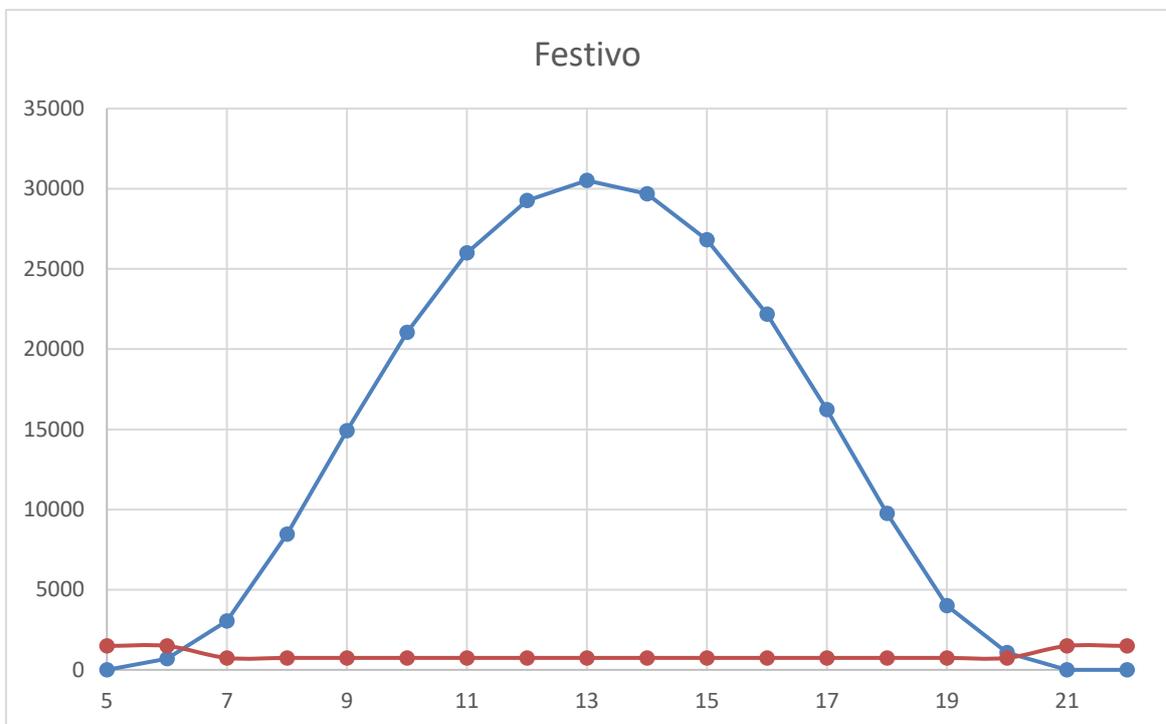
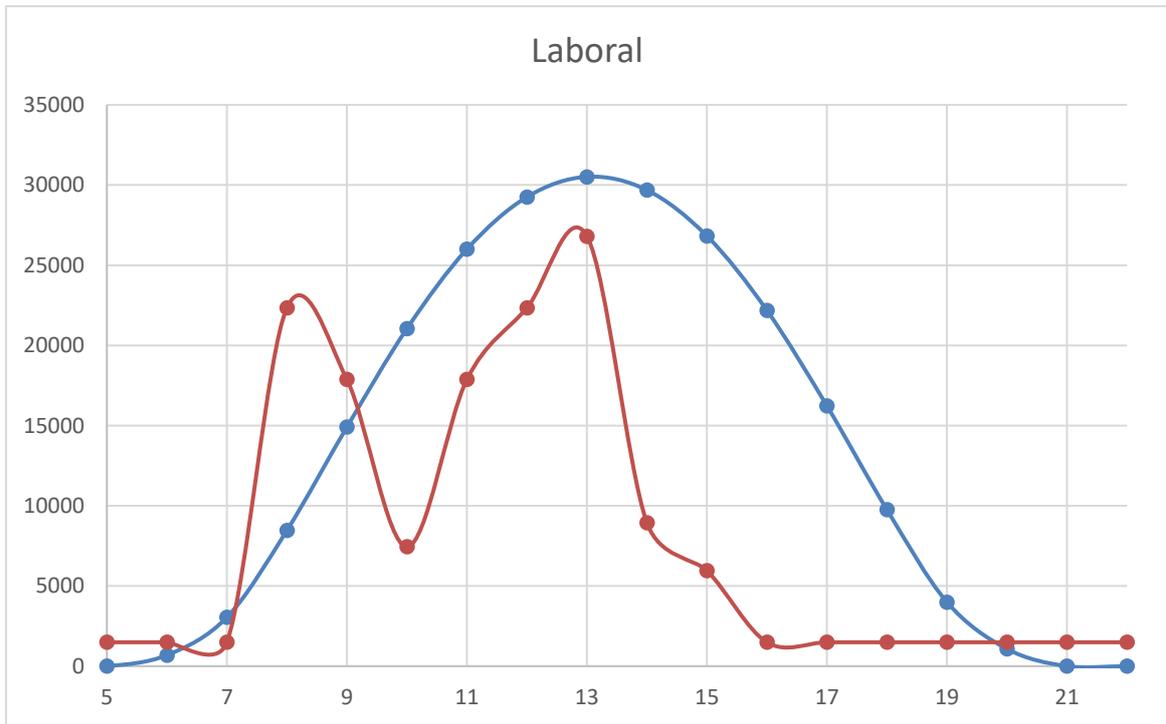
Abril:



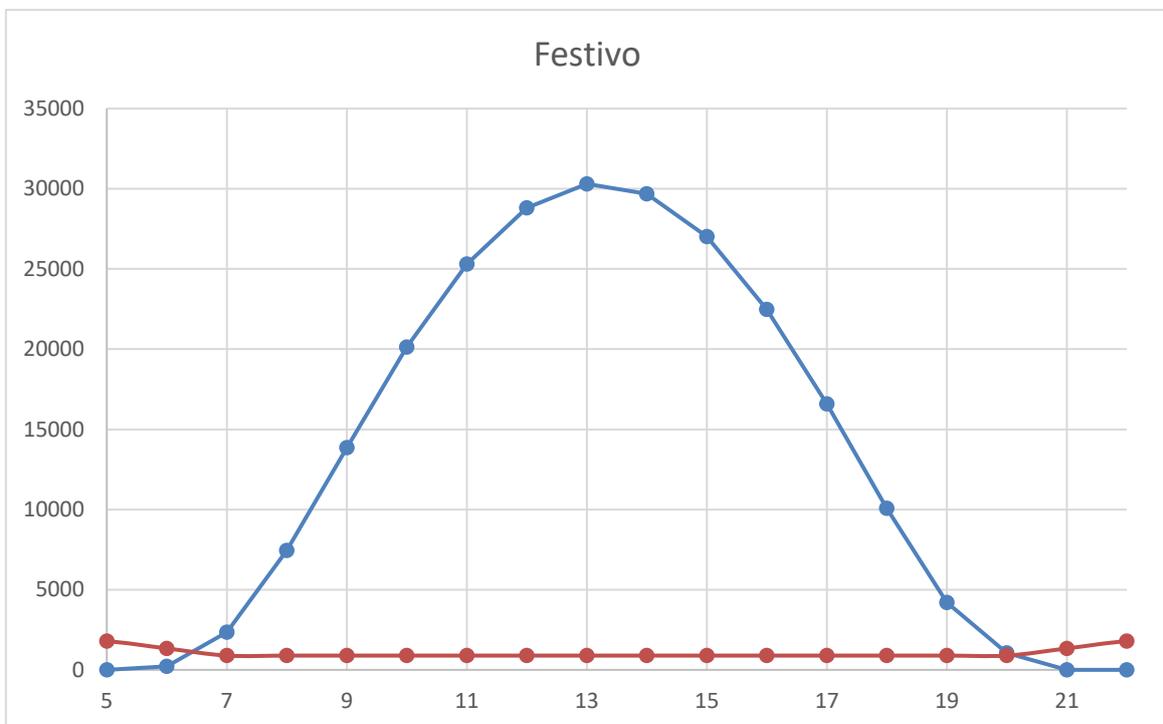
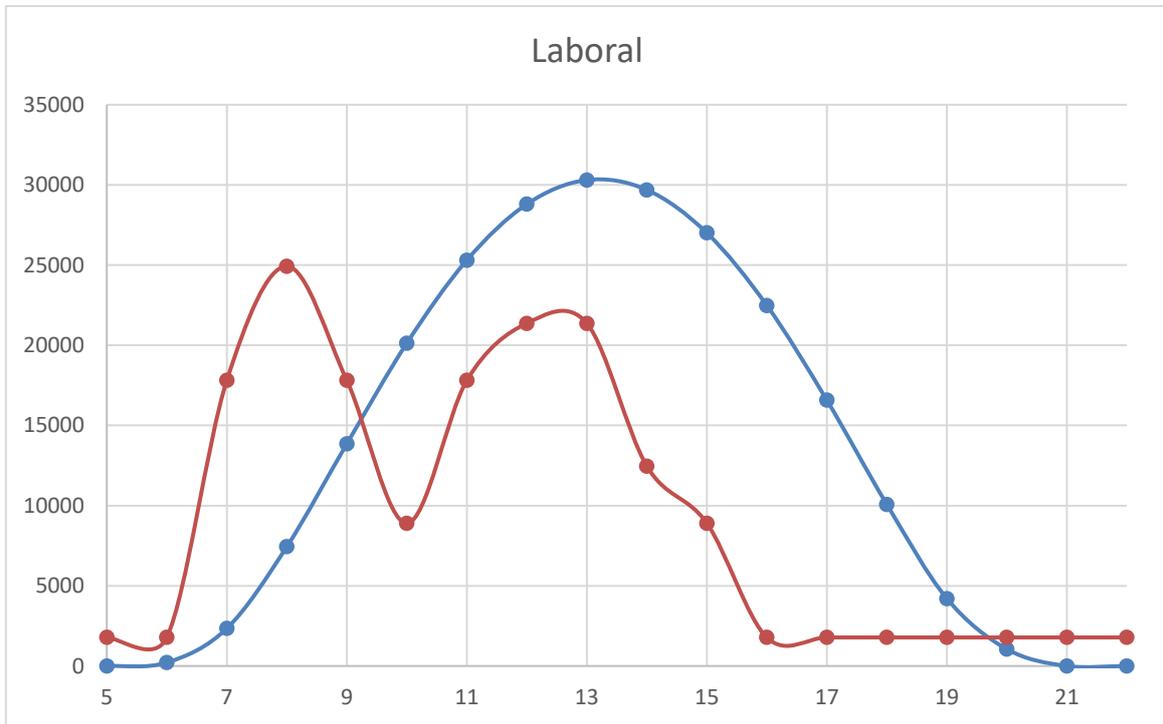
Mayo:



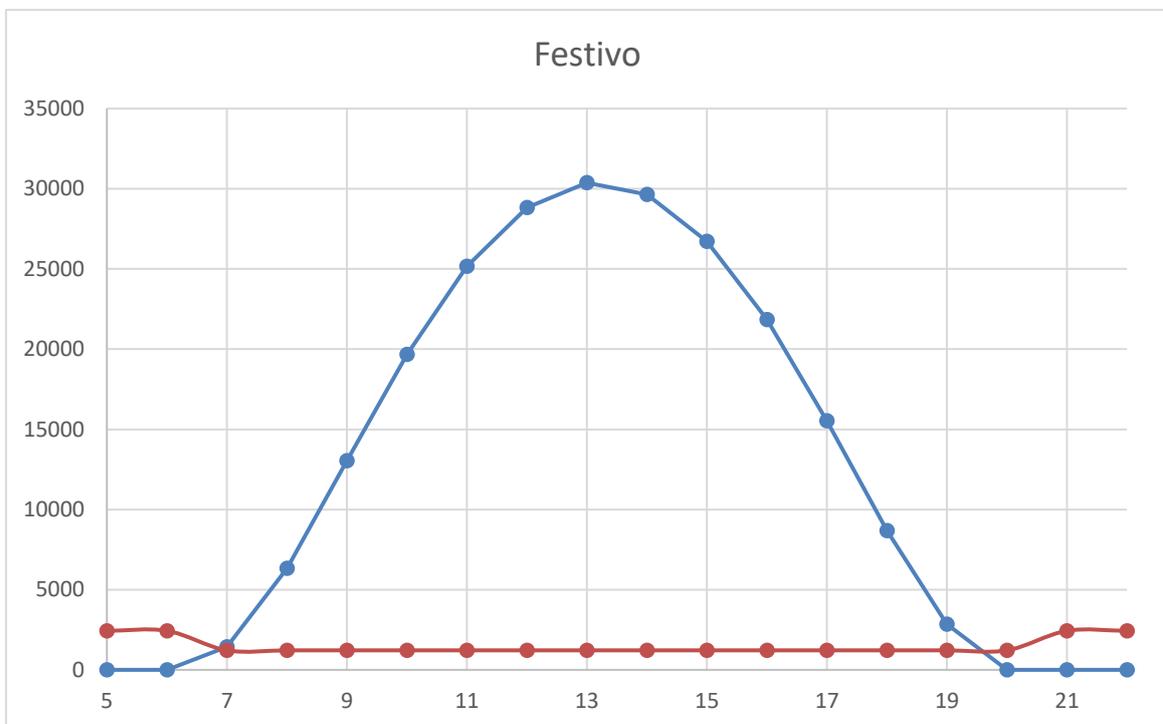
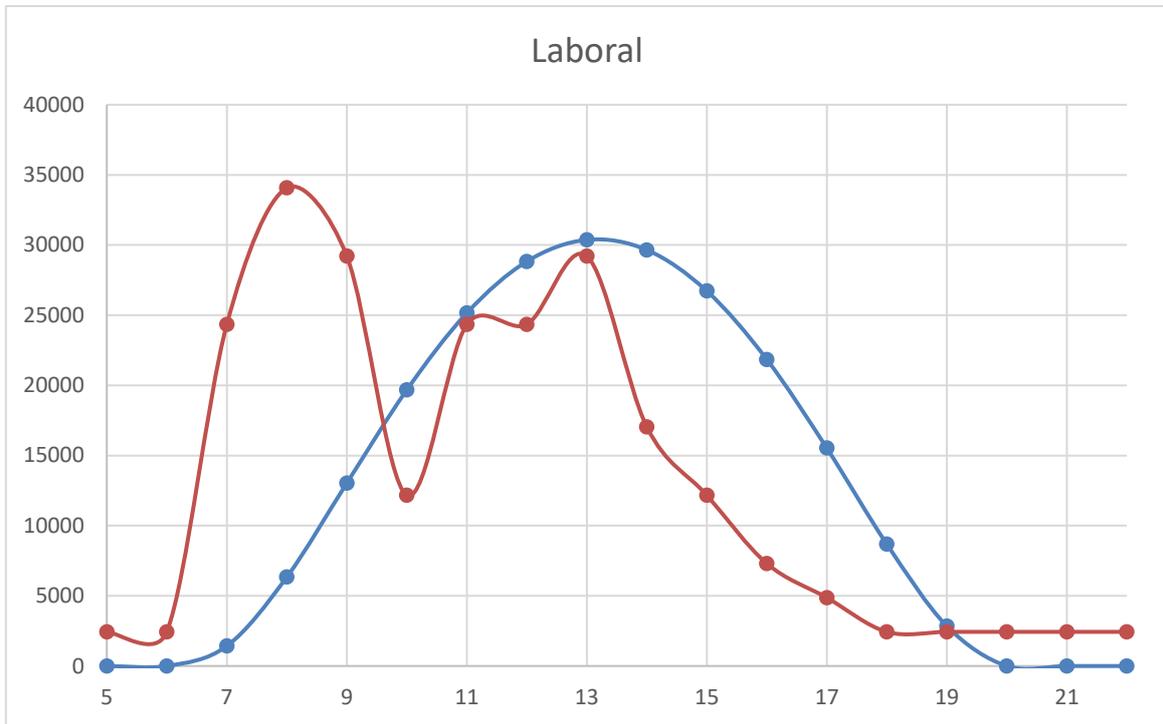
Junio:



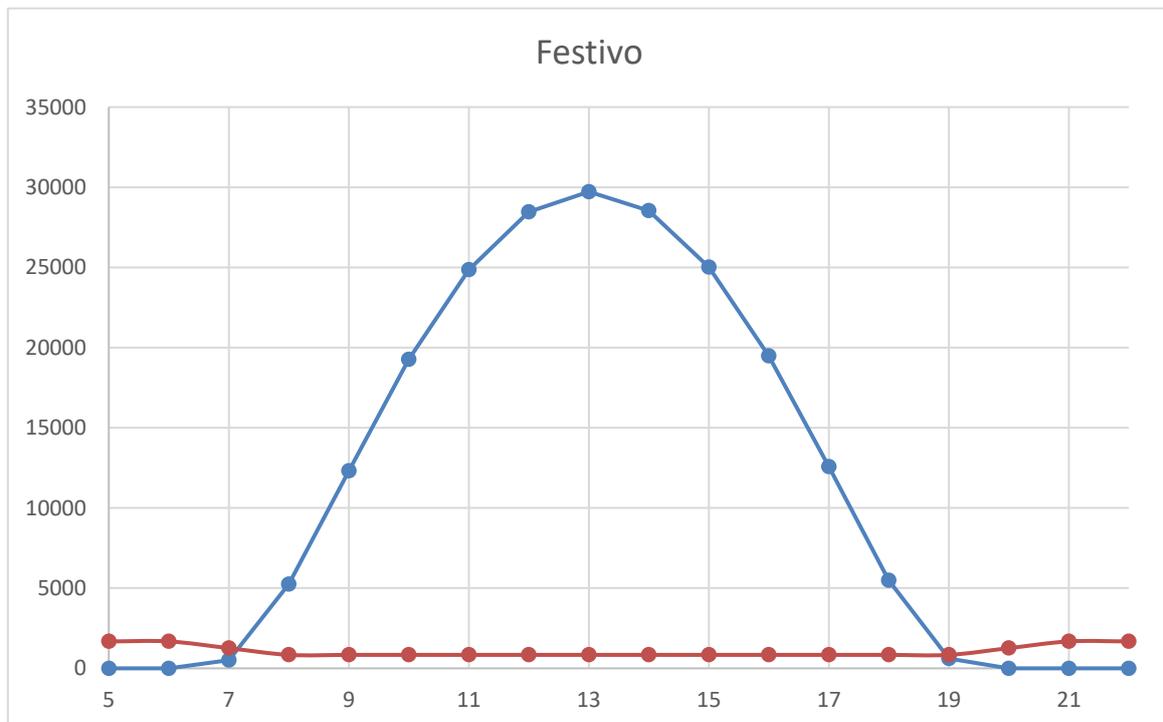
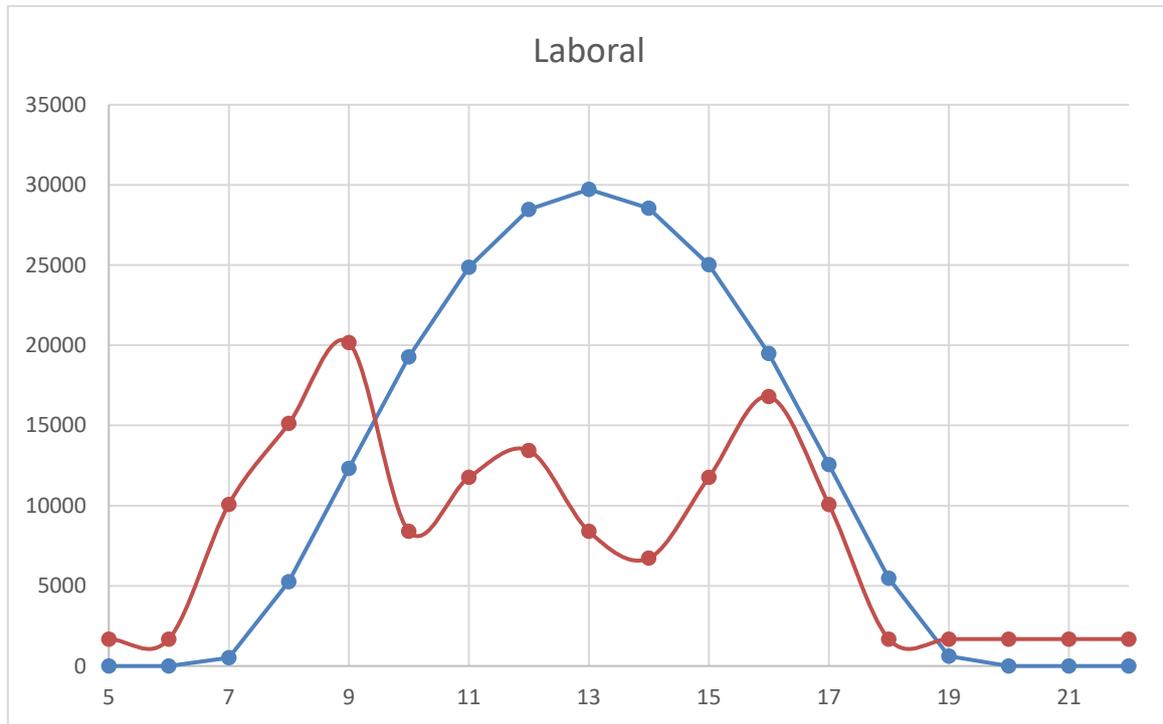
Julio:



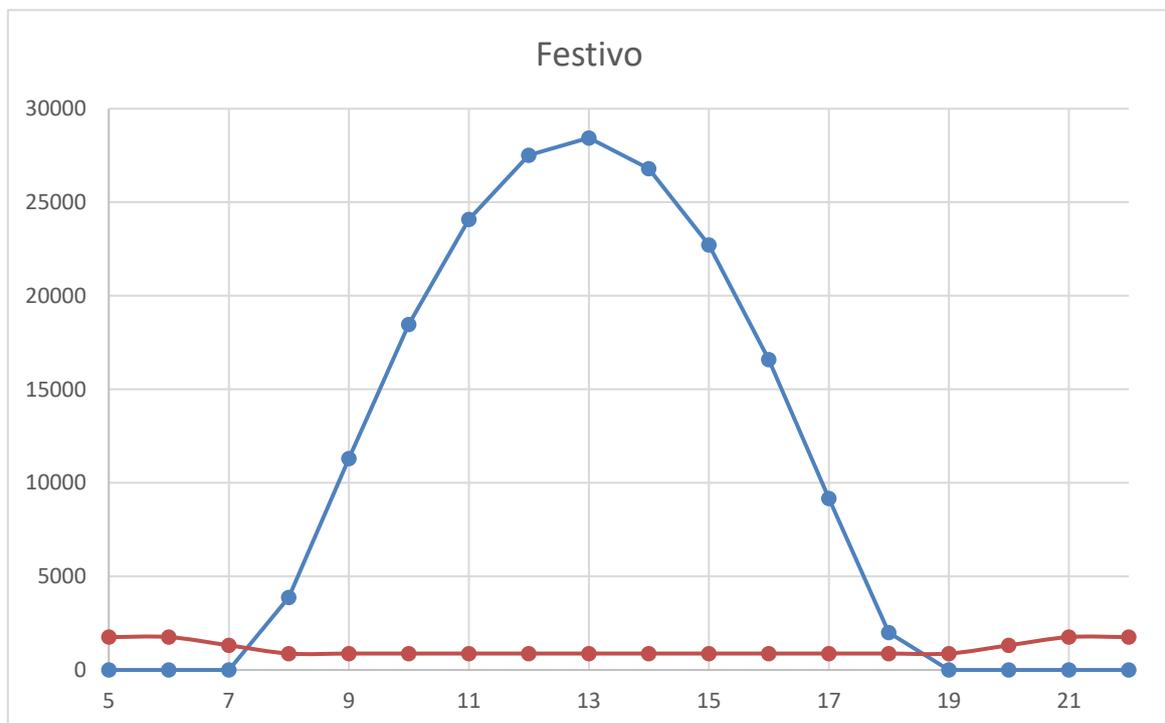
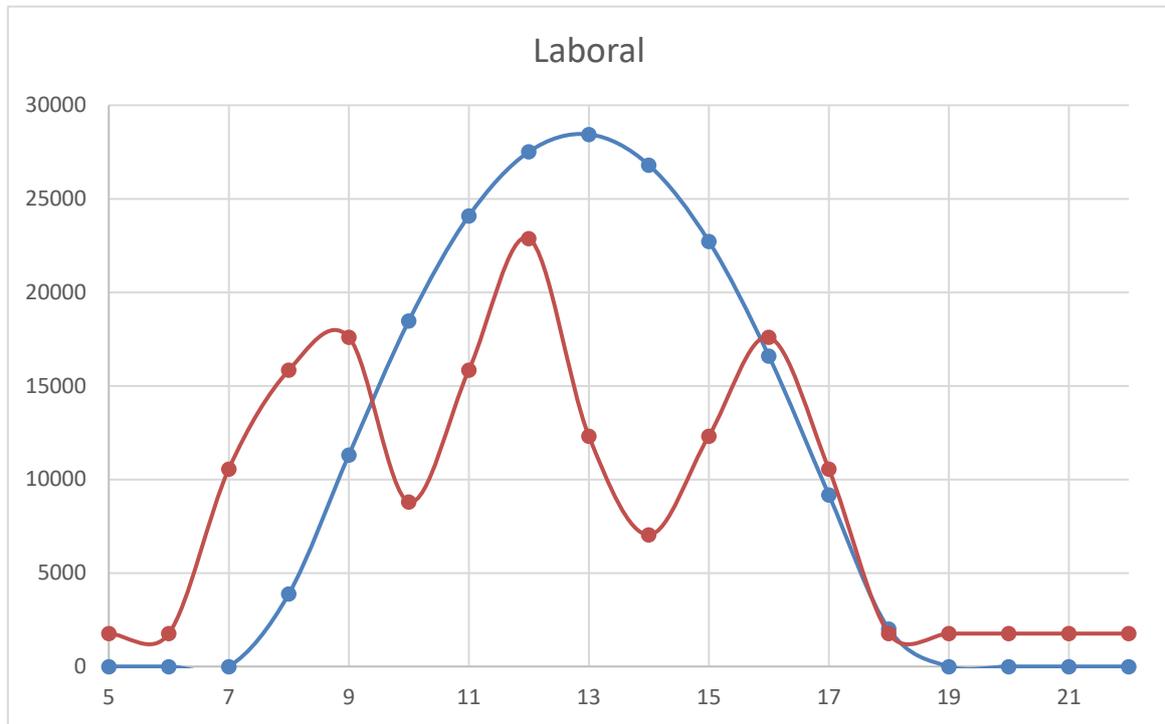
Agosto:



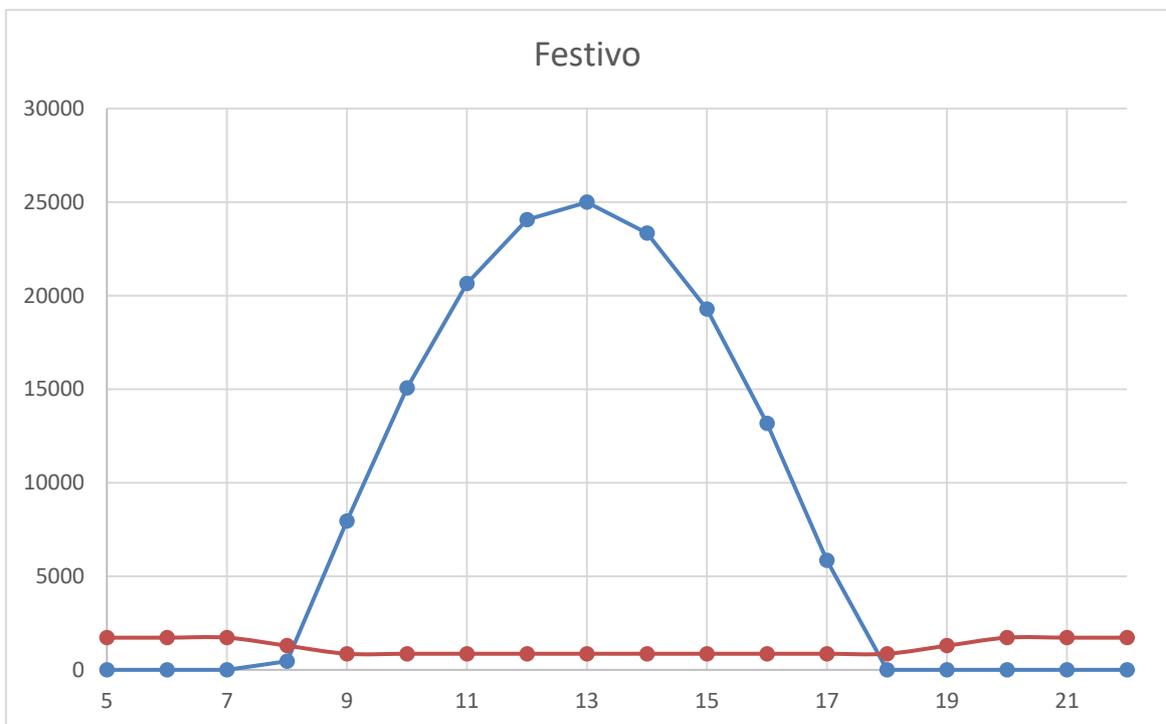
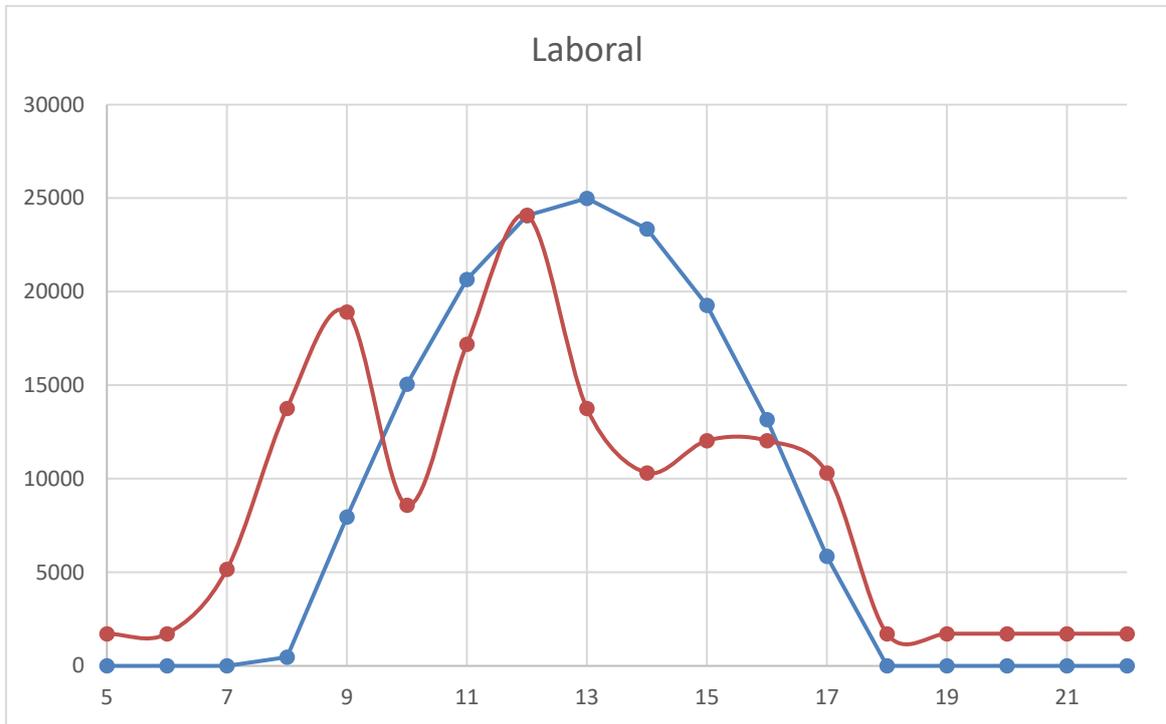
Septiembre:



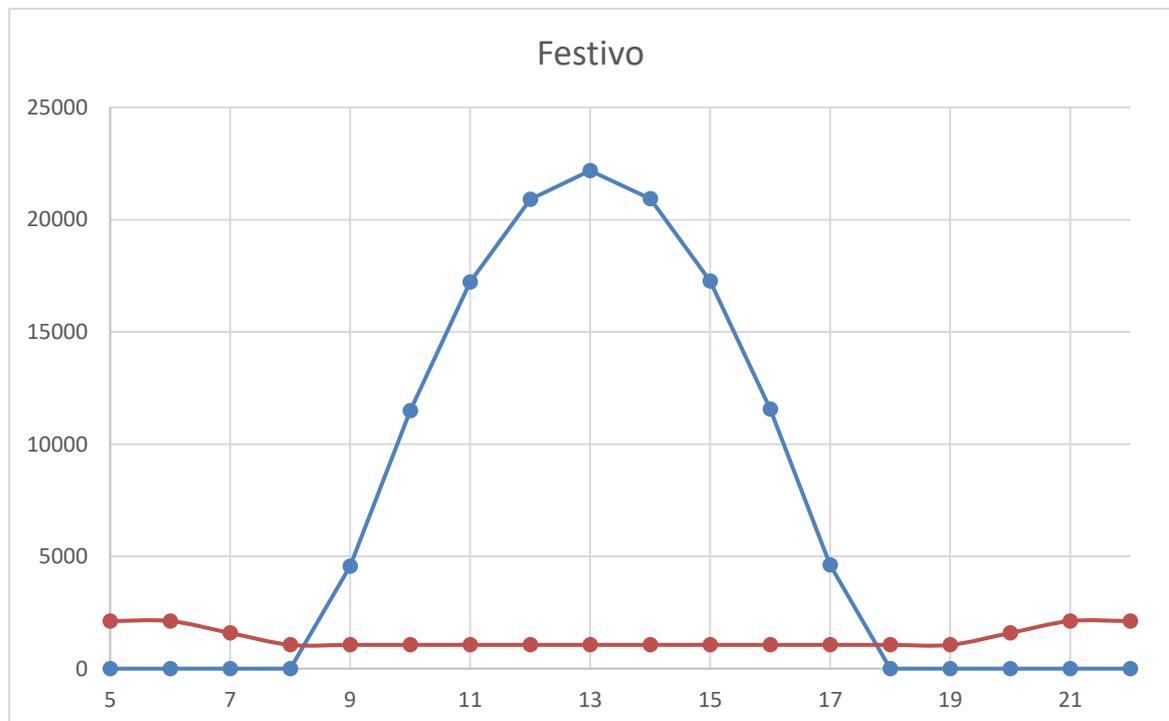
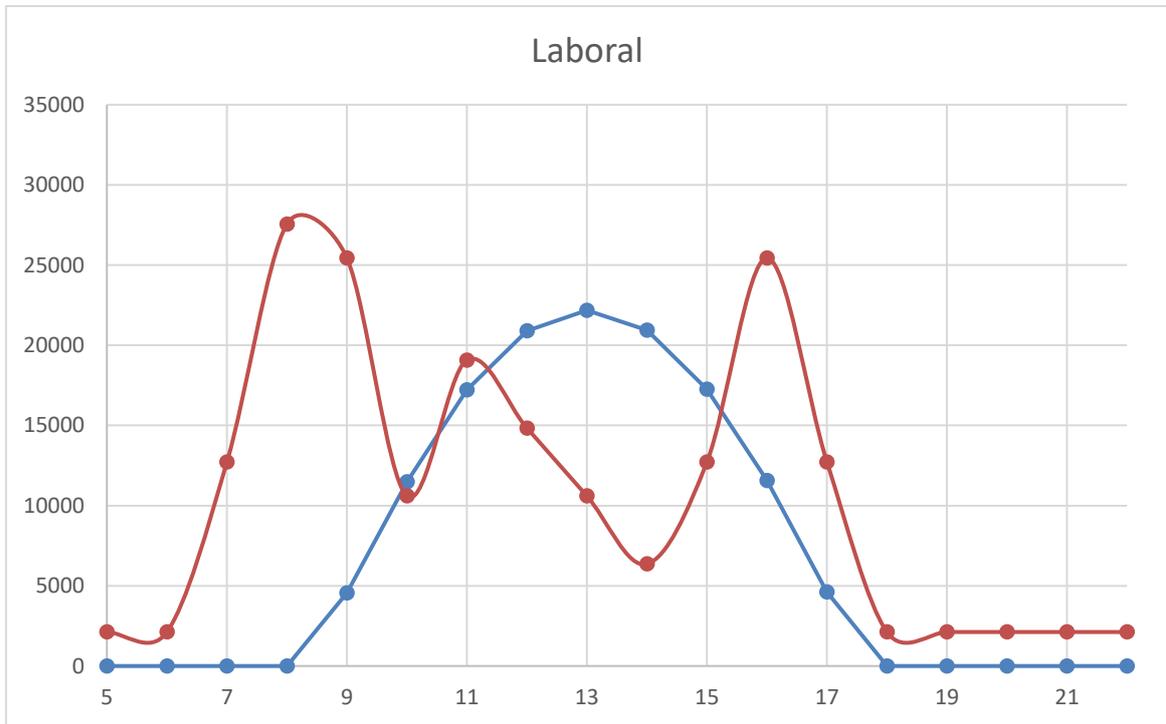
Octubre:



Noviembre:



Diciembre:



Se adjuntan fichas de características y mantenimiento de los objetos utilizados en la instalación:



Module Type		HTS-144M6H460		HTS-144M6H465		HTS-144M6H470		HTS-144M6H475		HTS-144M6H480	
		STC	NOCT								
Test Environment		STC	NOCT								
Maximum Power	$P_{MAX}(W)$	460	340.4	465	344.1	470	347.8	475	351.5	480	355.2
Maximum Power Voltage	$V_{MPP}(V)$	41.59	38.39	41.79	38.57	41.99	38.76	42.19	38.94	42.39	39.12
Maximum Power Current	$I_{MPP}(A)$	11.06	8.86	11.13	8.92	11.19	8.97	11.26	9.03	11.32	9.07
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	50.32	46.8	50.57	47.03	50.81	47.25	51.04	47.47	51.29	47.70
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	11.67	9.35	11.74	9.41	11.81	9.46	11.88	9.53	11.94	9.57
Tolerance	(W)	0 - +5		0 - +5		0 - +5		0 - +5		0 - +5	
Module Efficiency	(%)	21.2		21.4		21.6		21.9		22.1	

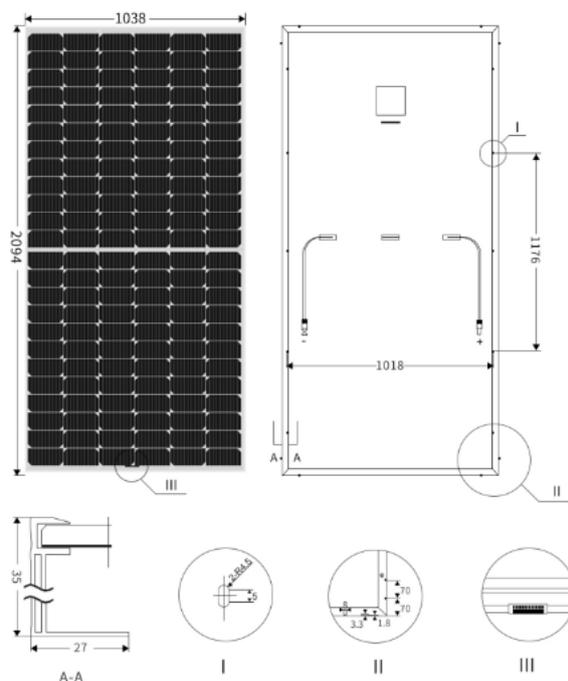
STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA		TEMPERATURE RATINGS	
Solar Cells	MBB Mono N-Type 166 x 83mm	Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45±2°C
Cell Orientation	144 Cells (6 x 24)	Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.36%/°C
Module Dimensions	2094 x 1038 x 35mm	Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.28%/°C
Weight	23.5kg	Temperature Coefficient of $I_{SC}$	+0.048%/°C
Glass	High Transparency, Anti-Reflective, AR Coated and Heat Tempered Solar Glass -3.2mm	MAXIMUM RATING	
Backsheet	White	Operational Temperature	-40 to +85°C
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy (Black Available)	Maximum System Voltage	1500V DC
J-Box	IP 68 Rated	Max Series Fuse Rating	20A
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> , 350mm	Mechanical Load	5400pa
Connector	MC4 Compatible	Wind Load	2400pa
<b>PACKAGING CONFIGURATION</b>	Modules per box: 31 pieces	Modules per 40' container: 726 pieces	

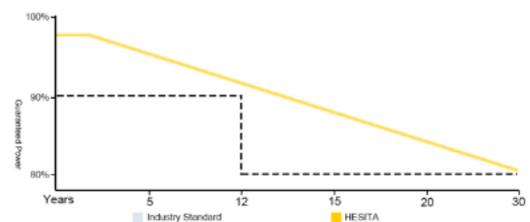
### DIMENSIONS OF PV MODULE



### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty



## Mantenimiento modulo Hestia HTS-144M6H470:

### Warning:



#### Danger of death from electric shock!

Solar modules generate electricity as soon as they are exposed to light. One module on its own is below the safety extra low volt level, but multiple modules connected in series (summing the voltage) or in parallel (summing the current) represent a danger. The following points must be observed when handling the solar modules to avoid the risk of fire, sparking and fatal electric shock.

- Do not insert electrically conducting parts into the plugs or sockets!
- Do not fit solar modules and wiring with wet plugs and sockets!
- Exercise utmost caution when carrying out work on wiring and safety equipment (use insulated tools, insulated gloves, ect.)!
- Do not use damaged modules! Do not dismantle modules! Do not mark on the rear of the module using sharp objects!
- Exercise utmost caution when working on wiring and the inverter. Be sure carefully to follow manufacture's installation instructions!



#### Danger of death from arcing

Modules generate direct current when light shines on them. An arc may be when connections are separated. We therefore recommended covering modules with a lightproof cloth during installation. When breaking a connected string of modules (e.g. when disconnecting the DC line from the inverter under load), a lethally strong arc can occur:

- Never disconnect the solar generator from the inverter while the inverter is connected to the mains grid—remove the fuse from the AC side on the inverter first!
- Ensure cable connections in perfect condition (no splitting, soiling or other contamination)!

### Unpacking the modules and storage

The utmost care is required when handling the modules. Be careful when unpacking, transporting, and storing the modules:

- Transport modules in an upright position.
- Carry modules with both hands. Do not use the connection socket as a handle.
- Ensure modules do not bow under their own weight.
- Do not place modules on top of each other.
- Do not subject to load, do not stand on them.
- Do not mark using sharp implements.
- Keep all electrical contacts clean and dry.

If it is necessary to store the modules temporarily, a dry, ventilated room should be used.

### General safety information

Ensure that the module is used only in applications for which it is suitable (see "Installing the modules"). All work on a PV system (installation, setup, maintenance, repairs) must be carried out only by appropriately qualified and authorized persons.

The appropriate DIN standards, construction rules and safety instructions are to be followed for installation.

The values of  $I_{sc}$  and  $V_{oc}$  marked on this module should be multiplied by a factor 1.25 when determining component voltage ratings, conductor current ratings, fuse sizes and controls connected to the PV output.

### Fire safety information

- Consult your local authority for guidelines and requirements for building or structural fire safety.
- Roof constructions and installations may affect the fire safety of a building; improper installation may create hazards in the event of a fire.

- Use components such as ground fault circuit breakers and fuses as required by local authority.
- Do not use panels near equipment or in places where flammable gases may be generated.
- The modules have been rated Fire Class C, and are suitable for mounting on to a Class A roof.

### Installing the modules

When installing the modules, please pay attention to:

#### • Keeping within the maximum permitted load

The maximum load on the module must not exceed 2.4kN/m<sup>2</sup>. To avoid exceeding the maximum load, site-specific live loads such as wind and snow should taken into account.

#### • Environmental conditions

The module is intended for use in temperate climatic conditions. The module is "non-explosion-protected equipment". Hence it must not be installed in the proximity of highly inflammable gases and vapors (e.g. filling stations, gas containers, paint equipment).

The module must not be installed near to naked flames or flammable materials.

Do not expose modules to concentrated light sources.

It must not be immersed in water or constantly exposed to water (e.g. from fountains). If there is exposure to salt (it is recommended that modules are installed at least 500m from the sea) and sulfur (sulfur sources, volcanoes), there is a risk of corrosion.

#### • Requirements of installation

Make sure the modules' electrical performances in a system are the same. When connected in series, modules must all have the same amperage. When connected in parallel, the modules must all have the same voltage. Connect the quantity of modules that match the voltage specifications of the devices used in the system. The modules must not be connected together to create a voltage a voltage higher than the permitted system voltage.

To minimize risk in the event of an indirect lightning strike avoid forming loops when designing the system. artificially concentrated sunlight shall not be directed on the module or panel.

Modules must not be fitted as overhead glazing. Ensure that the mounting system can also withstand the anticipated wind and snow loads.

Precipitation can run off through small openings on the back side of the module. Make sure that the openings are not masked after mounting.

When installing a module on a roof or building, ensure that it securely fastened and cannot fall as a result of wind or snow loads and provide adequate ventilation under a module for cooling (recommended 10cm minimum air space between module and mounting surface).



#### • Optimum orientation and tilt

To achieve the maximum annual yield figure out what the optimum orientation and tilt of the PV modules is. If sunlight shines vertical onto the PV modules you have the best conditions to generate maximum power.

### • Avoid overshadowing

Even the slightest partial shading (e.g. from dirt deposits) will cause a reduction in yield. A module is considered "shadow-free" if it is unobscured across its entire surface for the whole year and even on the shortest day of the year unobstructed sunlight can reach the module.

### • Reliable ventilation

Functioning ventilation prevents the build-up of heat, which would reduce performance.

### • Earthing

Although the modules are certified to safety class II, we still recommend earthing them. The earth connection must be made by a qualified electrician.

**Option 1:** Connect module frames to each other using cables with cable lugs. Use the hole (M4mm) that are provided for this purpose. To create the conductive connection (frame is anodized), use a serrated washer or a self-tapping screw ( $\varnothing 3.5\text{mm}$ ). The earth connection should be made by a qualified electrician.

**Option 2:** Create an electrical connection between the frames and the mounting system, e.g. by using serrated washer, then have the mounting system earthed by a qualified electrician. (See "Mounting" example A)

Do not interrupt or influence the conductive connection when making daily maintenance.

All the crunodes on the conductive connection must be fixed. The fastness does not depend on soldering.

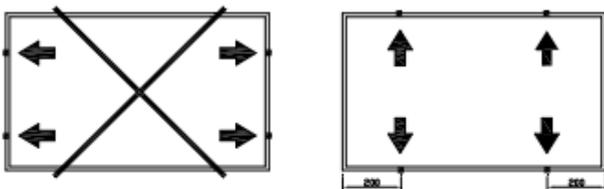
The metal containing iron in the conductive connection should be handled by some way, such as anodization, spray-painting, galvanization. Stainless steel does not need to

### • maximum number of modules in parallel and in series

When designing the system, we recommend that the maximum number of modules in parallel should be no more than 3 while the maximum number of modules in series no more than 20.

## Mounting

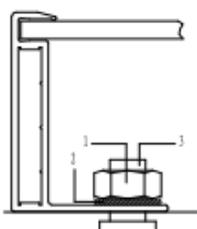
Each module must be securely fastened at a minimum of 6 points. The frame has been stress tested for mounting on the long sides. The module must not be secured by its short sides.



### Example for mounting the PV modules to the substructure:

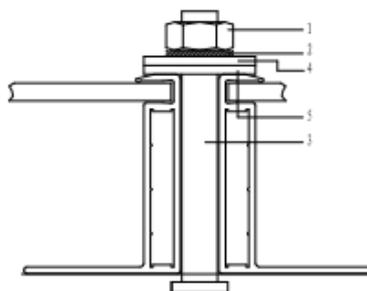
#### Example A:

Bolting  
(earthing is provided by use of the serrated washer)



#### Example B:

Clamping on  
(additional earthing required)



- 1 Stainless steel M8 nut
- 2 Stainless steel serrated washer
- 3 Stainless steel M8 t-head bolt
- 4 Aluminum clamping plate
- 5 EPDM washer 2mm

We recommend using a torque wrench for installation. In example B, the tightening torque (using stainless steel M8 bolts) should be around 15-20Nm. Use the existing holes for securing the module and do not drill additional holes (doing so would void the warranty). Use appropriate corrosion-proof fastening materials.

### Bypass diodes

Partial shading of an individual module can cause a reverse voltage across the shaded module. Current is then forced through the shaded area by the other modules.

When a bypass diode is wired in parallel with the series string, the forced current will flow through the diode and bypass the shaded module, thereby minimizing module heating and array current losses.

INFINITY MODULES use the 10SQ050 for over-current protection and diode bypassing

## Wiring

### For the wiring, pay attention to:

#### • Correct wiring scheme

When designing the system, avoid forming loops (to minimize risk in the event of an indirect lightning strike). Check that wiring is correct before starting up the generator. If the measured open circuit voltage ( $U_{oc}$ ) and short-circuit current ( $I_{sc}$ ) differ from the specifications, then there is a wiring fault.

#### • Correct connection of multi-contact (MC) plug connectors

The plug connector has its own polarity. Make sure that the connection is safe and tight. The plug connector should not receive outer stress. Otherwise, it is only used to connect the circuit!

#### • Use of suitable materials

Use cable extensions and plugs that are designed for outdoor applications. Ensure that they are in perfect electrical and mechanical condition. Use only cables having one conductor. Select the appropriate cable diameter to minimize voltage drop (to calculate the minimum cable diameter, the fuse, and to calculate controls, multiply the  $I_{sc}$  and  $U_{oc}$  by a factor of 1.25).

### Maintenance and cleaning

Do not change the PV components optionally (diode, junction box, plug connectors). Given a sufficient tilt (at least  $15^\circ$ ), it is not generally necessary to clean the modules (rainfall will have a self-cleaning effect). In case of heavy soiling (which will result in output reductions), we recommend cleaning the modules using plenty of water (from a hose) without cleaning agents and using a gentle cleaning implement (a sponge). Dirt must never be scraped or rubbed away when dry, as this will cause micro-scratches. We recommend that the system be inspected at regular intervals.

### Checklists:

- All fastenings are tight and secure and free of corrosion.
- All cable connections are secure, tight, clean and free of corrosion.
- Cables are not damaged in any way.
- Checking the earthing resistivity of metals.

HESTIA SOAR ENERGY CO LTD

<http://www.hestasolar.de>  
info@hestasolar.de

Inversor Growatt MID 25KTL3-X1:

Hoja de datos	MID 25KTL3-X1	MID 30KTL3-X	MID 33KTL3-X	MID 36KTL3-X	MID 40KTL3-X
<b>Datos de Entrada (CC)</b>					
Potencia máx. de PV	37500W	45000W	49500W	54000W	60000W
Voltaje máx. de CC	1100V				
Voltaje de arranque	250V				
Voltaje nominal	600V				
Rango de voltaje del funcionamiento de MPPT	200-1000V				
Número de MPPT	3	3	3	4	4
Número de Strings por cada MPPT	2				
Corriente máx. de cada MPPT	26A				
Max. Corriente de cortocircuito por MPPT	32A				
<b>Datos de Salida (CA)</b>					
Potencia nominal de CA	25000W	30000W	33000W	36000W	40000W
Potencia máx. aparente de CA	27700VA	33300VA	36600VA	39600VA	44000VA
Voltaje nominal de CA (rango)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
Frecuencia de red de CA (rango)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Corriente máx. de salida	40A	50.5A	55.5A	60.0A	66.6A
Factor de potencia de desplazamiento	0.8avance...0.8retraso				
THDI	<3%				
Conexión de CA	Trifásico				
<b>Eficiencia</b>					
Máx. eficiencia	98.8%				
Eficiencia europea	98.5%				
Eficiencia de MPPT	99.9%				
<b>Dispositivos de protección</b>					
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí				
Interruptor de CC	Sí				
Protección contra sobretensiones CA/CC	Tipo II / Tipo II				
Monitoreo de aislamiento	Sí				
Protección de cortocircuito de CA	Sí				
Protección frente a fallas a tierra	Sí				
Protección de red	Sí				
Protección anti-isla	Sí				
Protección frente a corriente residual	Sí				
Protección frente a errores de cadena	Sí				
Protección AFCI	Sí				
<b>Datos generales</b>					
Dimensión	580/435/230mm				
Peso	29.5kg	29.5kg	29.5kg	30.5kg	30.5kg
Rango de temperatura de funcionamiento	-25°C ... +60°C				
Autoconsumo en noche	< 1W				
Topología	Sin transformador				
Concepto de enfriamiento	Natural				
Grado de protección	IP66				
Humedad relativa	0-100%				
Altitud	4000m				
Conexión de CC	H4/MC4(opcional)				
Conexión de CA	Cable gland+OT terminal				
Muestra	OLED+LED+WIFI+APP				
Interfaces:RS485/USB/WIFI/GPRS/RF/LAN	sí/sí/op/op/op/op				
Garantía: 5 años / 10 años	sí/op				
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, CB0-16, N4105, TOR Erzeuger, G98/G99, G100, AS/NZS 3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2, KSC8565					

\* El rango de frecuencia y voltaje de CA puede variar según el estándar de red del país específico.  
Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.



Instrucciones de mantenimiento de inversor Growatt MID 25KTL3-X1:

# 11 Maintenance and Cleaning

## 11.1 Checking Heat Dissipation

If the inverter regularly reduces its output power due to high temperature, please improve the heat dissipation condition. Maybe you need to clean the heat sink.

## 11.2 Cleaning the Inverter

If the inverter is dirty, turn-off the AC breaker and DC switch, waiting the inverter shut down, then clean the enclosure lid, the display, and the LEDs using only a wet cloth. Do not use any cleaning agents (e.g. solvents or abrasives).

## 11.3 Checking the DC Disconnect

Check for externally visible damage and discoloration of the DC Disconnect and the cables at regular intervals. If there is any visible damage to the DC Disconnect, or visible discoloration or damage to the cables, contact the installer.

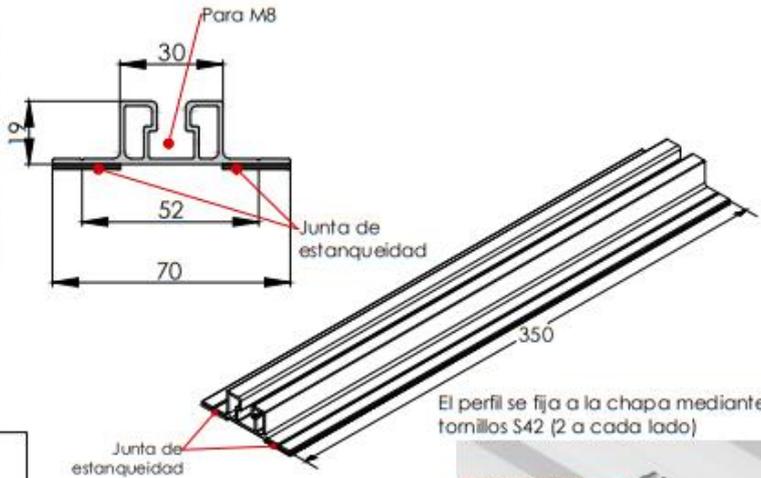
- Once a year, turn the rotary switch of the DC Disconnect from the On position to the Off position 5 times in succession. This cleans the contacts of the rotary switch and prolongs the electrical endurance of the DC Disconnect.

R2-04/22

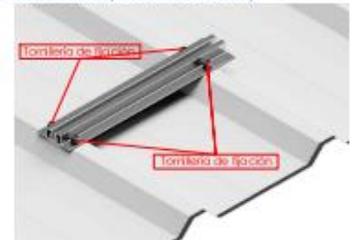
# Ficha técnica

## Soporte coplanar microrail para cubierta metálica, vertical

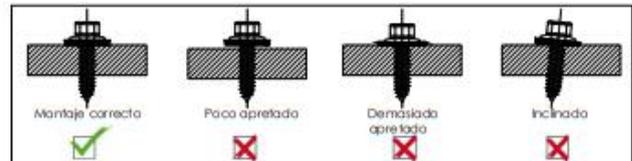
# 05V



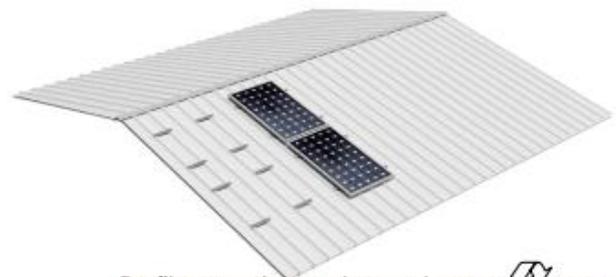
El perfil se fija a la chapa mediante 4 tornillos S42 (2 a cada lado)



⚠ Espesor mínimo de la chapa **0.5 mm**



Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



Perfiles paralelos a la cumbre



Marcado ES19/86524 CE

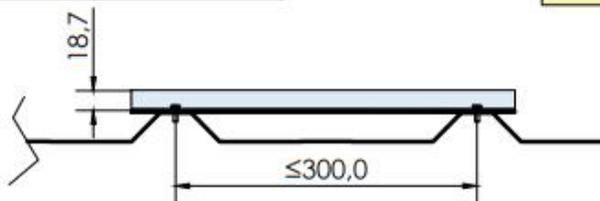
- Válido para cubiertas metálicas.
- Soporte coplanar para anclaje a chapa, en la parte superior de la greca.
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autotaladrante con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- Kits disponibles de 1 a 8 módulos.

Viento: Hasta 250 Km/h [Ver documento de velocidades del viento]  
 Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70  
 Tornillería fijación: S42 Cincado autotaladrante  
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez cobrada.

Para todos los módulos - Sistema Kit

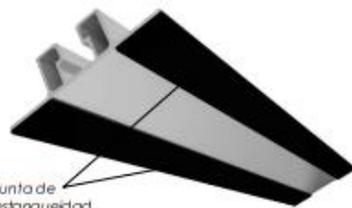


Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



Distancia entre ejes de chapa grecada: menor o igual a 300mm.

Par de apriete:  
 Tornillo Presor 7 Nm  
 Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm



Herramientas necesarias:



Seguridad:



R2-04/22

# Velocidades de viento

Soporte coplanar microrail para cubierta metálica

**05V**  
Sistema kit



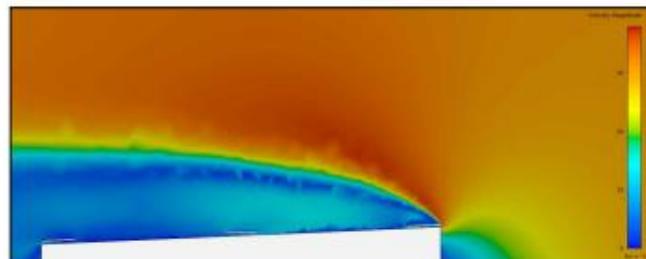
- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Para todos los módulos	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
		150	150	150	150	150	150

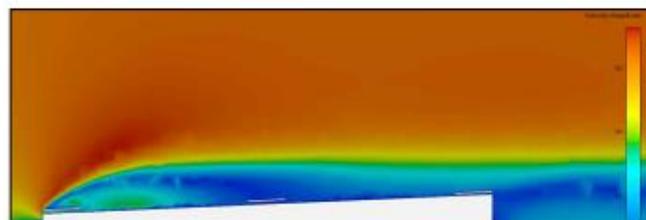
Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles en función del número de módulos.

Velocidad		150	180	210	220	250
150 mm (sin nieve)		Green	Green	Green	Green	Green
150 mm		Green	Green	Green	Green	Red
200 mm		Green	Green	Red	Red	Red
300 mm		Green	Red	Red	Red	Red

Tabla 2 - Velocidades máximas de viento admisibles en función de la distancia entre greclas.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.

Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Ficha técnica de medidor de energía Growatt TPM:



Datasheet	Growatt SPM	Growatt TPM
<b>Inputs (voltage and current)</b>		
Normal voltage	230V	230V/400V
Normal current/Max. current	10A/100A	10/100A
voltage range	176~276V AC (L-N)	100~289V(L-N) 173~500(L-L)
Frequency	50/60Hz (±10%)	50/60Hz (±10%)
Start up current	40mA	40mA
Connection cross-section	≤25mm <sup>2</sup>	≤25mm <sup>2</sup>
Torque for screw terminals	2.0Nm	2.0Nm
<b>General data</b>		
Dimensions	36*99*63mm	72*100*66mm
Weight	0.2KG	0.42KG
Operation temperature range	-25 °C ... +55 °C	-25 °C ... +55 °C
Relative Humidity	0 ~95%	0 ~95%
Mounting	DIN Rail (Indoor)	DIN Rail (Indoor)
Display	LCD	LCD
Self-consumption	<2W	<2W
Measurement accuracy	1%	1%
Communication	RS485	RS485
<b>Certificate</b>		
CE, RoHS		

Ficha técnica fusible gPV 16 A

<https://www.phoenixcontact.com/us/products/3061350>



## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

Please be informed that the data shown in this PDF Document is generated from our Online Catalog. Please find the complete data in the user's documentation. Our General Terms of Use for Downloads are valid (<http://phoenixcontact.com/download>)



Fuse, 10.3x38 mm, up to 1000 V DC, gPV characteristics

The figure shows the 10 A version

### Why buy this product

- Use in PV lines with a nominal voltage of up to 1000 V DC

RoHS

### Key Commercial Data

Packing unit	1 STK
Minimum order quantity	10 STK
Weight per Piece (excluding packing)	8.000 g
Custom tariff number	85361050
Country of origin	Slovenia

### Technical data

#### Environmental Product Compliance

China RoHS	No hazardous substances above threshold values
------------	------------------------------------------------

#### General

Color	white
Flammability rating according to UL 94	V0

#### Dimensions

Length	38 mm
Diameter	10.3 mm

#### General

Fuse	Midget / 10.3 x 38
------	--------------------



<https://www.phoenixcontact.com/us/products/3061350>



## Fuse - FUSE 10,3X38 16A PV - 3061350

### Technical data

#### General

Nominal current $I_N$	16 A
Nominal voltage $U_N$	1000 V AC/DC

#### Standards and Regulations

Flammability rating according to UL 94	V0
----------------------------------------	----

### Classifications

#### eCl@ss

eCl@ss 4.0	27142001
eCl@ss 4.1	27142001
eCl@ss 5.0	27142001
eCl@ss 5.1	27142002
eCl@ss 6.0	27142002
eCl@ss 7.0	27142002
eCl@ss 8.0	27142002
eCl@ss 9.0	27142002

#### ETIM

ETIM 3.0	EC000035
ETIM 4.0	EC002704
ETIM 5.0	EC002704

#### UNSPSC

UNSPSC 6.01	30211915
UNSPSC 7.0901	39121514
UNSPSC 11	39121514
UNSPSC 12.01	39121514
UNSPSC 13.2	39121514

### Approvals

#### Approvals

#### Approvals

#### EAC



No se dispone de manual de mantenimiento del fusible, pero si se recomienda seguir los siguientes pasos:

- Inspección visual: De manera periódica, para verificar visualmente los fusibles y asegurarse de que no estén quemados, fundidos o dañados de alguna manera. Si se encuentra algún fusible defectuoso, debe ser reemplazado de inmediato.
- Limpieza: Los fusibles deben estar limpios y libres de suciedad o corrosión. Si se nota acumulación de suciedad o corrosión en los fusibles, se pueden limpiar suavemente con un paño seco o con un cepillo de cerdas suaves siempre que estén garantizadas las medidas de seguridad. No se deben usar líquidos o productos químicos para limpiarlos, ya que podrían dañar los componentes.
- Reemplazo adecuado: Si es necesario reemplazar un fusible, se debe utilizar uno con la clasificación correcta de corriente y voltaje. Utilizar un fusible con una clasificación incorrecta puede provocar daños en el circuito o causar un mal funcionamiento.
- Inspección del circuito: Además de los fusibles individuales, es recomendable inspeccionar regularmente los circuitos en los que se encuentran. Se debe verificar que no haya cables dañados, conexiones sueltas o cualquier otro problema que pueda afectar el funcionamiento adecuado de los fusibles.

# Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor diferencial; Acti9 iID; 4P;  
40A; 300mA AC

A9R84440

## Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre abreviado del equipo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

## Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

<b>Tipo de montaje</b>	Ajustable en clip
<b>Soporte de montaje</b>	Carril DIN
<b>Pasos de 9 mm</b>	8
<b>Altura</b>	91 mm
<b>Ancho</b>	72 mm
<b>Profundidad</b>	73,5 mm
<b>Peso del producto</b>	0,37 kg
<b>Color</b>	Blanco
<b>Durabilidad mecánica</b>	20000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	AC-1, estado 1 15000 ciclos
<b>Descripción de las opciones de bloqueo</b>	Dispositivo de cierre con candado
<b>Conexiones - terminales</b>	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
<b>Longitud de cable pelado para conectar bornas</b>	14 mm para arriba o abajo conexión
<b>Par de apriete</b>	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

<b>Normas</b>	EN/IEC 61008-1
<b>Grado de protección IP</b>	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (envolvente modular) conforming to IEC 60529
<b>Grado de contaminación</b>	3
<b>Compatibilidad electromagnética</b>	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-1
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-5...60 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	7,5 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	8,2 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	10 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	368 g
<b>Tipo de unidad de paquete 2</b>	S03
<b>Número de unidades en el paquete 2</b>	27
<b>Paquete 2 Altura</b>	30 cm
<b>Paquete 2 Ancho</b>	30 cm
<b>Paquete 2 Longitud</b>	40 cm
<b>Paquete 2 Peso</b>	10,423 kg
<b>Tipo de unidad de paquete 3</b>	P12
<b>Número de unidades en el paquete 3</b>	216



Paquete 3 Altura	80 cm
Paquete 3 Ancho	80 cm
Paquete 3 Longitud	120 cm
Paquete 3 Peso	95,38 kg

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

### Información Logística

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

### Garantía contractual

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

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor magnetotérmico; Acti9 iK60N; 4P; 40 A; curva C; 6000 A

A9K24440

### Principal

<b>Función</b>	Para corriente > 0,1 A
<b>Gama</b>	Acti9
<b>Nombre del producto</b>	Acti 9 iKQ
<b>Tipo de producto o componente</b>	Interruptor automático en miniatura
<b>Nombre abreviado del equipo</b>	iK60N
<b>Número de polos</b>	4P
<b>Número de polos protegidos</b>	4
<b>[In] Corriente nominal</b>	40 A en 30 °C
<b>Tipo de red</b>	AC
<b>Tecnología de unidad de disparo</b>	Térmico-magnético
<b>Código de curva</b>	C
<b>Capacidad de corte</b>	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
<b>Poder de seccionamiento</b>	Sí acorde a EN/IEC 60898-1
<b>Normas</b>	EN/IEC 60898-1
<b>Certificaciones de producto</b>	SNI

### Complementario

<b>Frecuencia de red</b>	50/60 Hz
<b>Límite de enlace magnético</b>	5...10 x In
<b>[Ics] poder de corte en servicio</b>	6000 A 100 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz
<b>Clase de limitación</b>	3 acorde a EN/IEC 60898-1
<b>[Ui] Tensión nominal de aislamiento</b>	440 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
<b>[Uimp] Resistencia a picos de tensión</b>	4 kV acorde a EN/IEC 60898-1
<b>Indicador de posición del contacto</b>	NA
<b>Tipo de control</b>	Maneta
<b>Señalizaciones en local</b>	Indicación de encendido/apagado
<b>Tipo de montaje</b>	Ajustable en clip

<b>Soporte de montaje</b>	Carril DIN
<b>Pasos de 9 mm</b>	8
<b>Altura</b>	85 mm
<b>Ancho</b>	72 mm
<b>Profundidad</b>	78,5 mm
<b>Peso del producto</b>	400 g
<b>Color</b>	Blanco
<b>Durabilidad mecánica</b>	20000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	10000 ciclos
<b>Descripción de las opciones de bloqueo</b>	Dispositivo de cierre con candado
<b>Conexiones - terminales</b>	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible
<b>Longitud de cable pelado para conectar bornas</b>	14 mm para arriba o abajo conexión
<b>Par de apriete</b>	3,5 N.m arriba o abajo
<b>Protección contra fugas a tierra</b>	Sin

## Entorno

<b>Grado de protección IP</b>	IP20 acorde a IEC 60529
<b>Grado de contaminación</b>	2 acorde a EN/IEC 60898-1
<b>Categoría de sobretensión</b>	II
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-25...60 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	7,2 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	7,5 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	9,4 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	475 g
<b>Tipo de unidad de paquete 2</b>	BB1
<b>Número de unidades en el paquete 2</b>	3
<b>Paquete 2 Altura</b>	8,6 cm
<b>Paquete 2 Ancho</b>	9,6 cm
<b>Paquete 2 Longitud</b>	21,8 cm
<b>Paquete 2 Peso</b>	1,494 kg
<b>Tipo de unidad de paquete 3</b>	S03
<b>Número de unidades en el paquete 3</b>	33
<b>Paquete 3 Altura</b>	30 cm
<b>Paquete 3 Ancho</b>	30 cm



Paquete 3 Longitud	40 cm
Paquete 3 Peso	17,915 kg

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Presencia de halógenos	Producto libre de halógenos

### Información Logística

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

### Garantía contractual

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

### Sustituciones recomendadas