



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 10 kW para
abastecer las necesidades eléctricas de un edificio de
oficinas en Rafelbuñol (Valencia)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Martínez Escudero, María

Tutor/a: Peñalvo López, Elisa

Cotutor/a: Valencia Salazar, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

A MI FAMILIA Y AMIGOS, POR SIEMPRE ESTÁS AHÍ, INCLUSO CUANDO LAS COSAS SE PONEN DIFÍCILES. ESPECIAL MENCIÓN A MI MADRE, QUE POR ELLA SOY LO QUE SOY.

RESUMEN

El presente proyecto propone una instalación de paneles solares fotovoltaicos de 9,72 kW de potencia en el edificio de oficinas de la empresa VISUALNACERT, situado en la Calle Mayor de Rafelbunyol, Valencia.

Primeramente, se describen los objetivos y la justificación económica y ambiental de la realización del proyecto, y como puede resultar de utilidad y beneficiar a la empresa poseedora del edificio.

A continuación, se procede al diseño de la instalación. Para ello, se hace un estudio de la demanda a partir de datos recogidos de años anteriores, para luego emplear el programa HOMER, para realizar una simulación de la instalación requerida, y AUTOCAD, con el que se generan los planos de esta. Además, se dimensiona el cableado necesario y la conexión a tierra de la instalación.

De cara a estudiar la viabilidad económica del proyecto, se emplea el programa ARQUÍMEDES, con el que se halla el presupuesto, para luego calcular el periodo de amortización de la instalación y los futuros beneficios económicos que esta pueda generar.

Palabras clave: Instalación solar fotovoltaica, energías renovables, optimización, HOMER, AUTOCAD, ARQUÍMEDES

RESUM

El present projecte proposa una instal·lació de panells solars fotovoltaics de 9,72 kW de potència en l'edifici d'oficines de l'empresa VISUALNACERT, situat al Carrer Major de Rafelbunol, València.

Primerament, es descriuen els objectius i la justificació econòmica i ambiental de la realització del projecte, i com pot resultar d'utilitat i beneficiar a l'empresa posseïdora de l'edifici.

A continuació, es procedeix al disseny de la instal·lació. Per a això, es fa un estudi de la demanda a partir de dades arreplegades d'anys anteriors, per a després emprar el programa HOMER, per a realitzar una simulació de la instal·lació requerida, i AUTOCAD, amb el qual es generen els plans d'aquesta. A més, es dimensiona el cablejat necessari i la connexió a terra de la instal·lació.

De cara a estudiar la viabilitat econòmica del projecte, s'empra el programa ARQUIMEDES, amb el qual es trau el pressupost, per a després calcular el període d'amortització de la instal·lació i els futurs beneficis econòmics que aquesta pugui generar.

Paraules clau: Instal·lació solar fotovoltaica, energies renovables, optimització, HOMER, AUTOCAD, ARQUIMEDES

ABSTRACT

This project presents a 9.72kW power photovoltaic installation in the building owned by the enterprise VISUALNACERT which can be found in Mayor Street of Rafelbunyol, Valencia.

Firstly, the objectives and economic and environmental arguments related to the installation are described, as well as how this project can be useful and beneficial to the owners of the building.

Thereafter, the design is developed. In order to do so, an energy demand study is performed from data collected in earlier years, so as to then use HOMER to simulate the installation required in order to supply the energy needed. AUTOCAD is then used to reflect the layout of the installation. Moreover, the cables and grounding are also dimensioned.

With the purpose of determining the economical viability of the project, the ARQUIMEDES programme will be used and the redemption period is calculated, as well as future economical incomes obtained from the energy excess of the installation.

Keywords: photovoltaic installation, renewable energy, optimization, HOMER, AUTOCAD, ARQUIMEDES

DOCUMENTOS DE ESTE TFG

- I. MEMORIA 6**
- II. PRESUPUESTO 67**
- III. PLANOS..... 76**
- IV. ANEXOS 78**

I. MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1	INTRODUCCIÓN	13
1.1	Objetivo del proyecto	13
1.2	Justificación y delimitación del proyecto	13
1.2.1	Justificación.....	13
1.2.2	Delimitación	13
1.3	Marco teórico	14
1.4	Normativa aplicada a la instalación	14
1.4.1	Real Decreto 1955/2000	15
1.4.2	Real Decreto 1699/2011	15
1.4.3	Ley 24/2013	15
1.4.4	Real Decreto 15/2018.....	16
1.4.5	Real Decreto 244/2019	16
1.4.6	Reglamento de Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002 ...	16
1.5	Herramientas empleadas.....	17
1.5.1	HOMER 2.68 Beta (HOMER Energy LLC, 2012)	17
1.5.2	AutoCAD (Autodesk, 2022)	18
1.5.3	PVGIS tool: Photovoltaic Geographical Information System tool (European Comission, 2022) 18	
1.5.4	ARQUÍMEDES (CYPE, 2022)	18
2	CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	20
2.1	Descripción general	20
2.2	Consumo eléctrico	20
2.3	Simulación con HOMER	21
2.3.1	Elección de la instalación a diseñar	21
2.3.2	Demanda de la instalación	22
2.3.3	Análisis de la demanda	22
2.3.4	Recurso solar	24
2.3.5	Red eléctrica.....	25
2.3.6	Paneles solares.....	26
2.3.7	Inversores	27

2.3.8	Resultados y conclusiones sobre la selección de la potencia a instalar ...	28
2.4	Estudio del posicionamiento de los paneles	31
2.4.1	Orientación e inclinación de los paneles	31
2.4.2	Cálculo de efecto de sombra entre los paneles	32
2.4.3	Resultado del estudio de posicionamiento.....	33
2.5	Componentes de la instalación	34
2.5.1	Paneles solares.....	34
2.5.2	Inversor	35
2.5.3	Soporte	40
2.5.4	Cableado	41
2.5.4.1	Cableado de continua	41
2.5.4.2	Cableado de alterna	43
2.5.5	Protecciones.....	45
2.5.5.1	Protecciones para la parte de corriente continua	45
2.5.5.1.1	Fusibles.....	45
2.5.5.1.2	Sobretensiones	47
2.5.5.2	Protecciones para la parte de corriente alterna	47
2.5.5.2.1	Interruptor magnetotérmico	48
2.5.5.2.2	Interruptor diferencial.....	51
2.5.6	Puesta a tierra	52
2.5.6.1	Puesta a tierra de la parte de corriente continua	52
2.5.6.2	Puesta a tierra de la parte de corriente alterna	52
2.6	Resultado del dimensionamiento.....	53
3	Estudio de viabilidad económica de la instalación	54
3.1	Pérdidas y rendimientos de la instalación	54
3.1.1	Pérdidas por sombras.....	54
3.1.2	Pérdidas por orientación e inclinación	54
3.1.3	Pérdidas por suciedad	54
3.1.4	Pérdidas por reflectancia angular	54
3.1.5	Pérdidas por desgaste	55

3.1.6	Pérdidas por efecto joule.....	55
3.1.7	Rendimiento del inversor	56
3.1.8	Pérdidas por temperatura de operación en las células fotovoltaicas	56
3.1.9	Rendimiento global de la instalación	56
3.2	Producción anual de la instalación	56
3.3	Ahorro y venta de electricidad	58
4	Conclusiones.....	63
5	BIBLIOGRAFÍA.....	65

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. HOMER: Selección de elementos de la instalación	22
Figura 2. GOOGLE EARTH: Edificio de oficinas VISUALNACERT	31
Figura 3. Croquis a escala de la distribución de los paneles solares.....	34
Figura 4. Fusible 20A (Autosolar, s.f.)	46
Figura 5. Portafusibles Doble 10x38 1000V (Autosolar, s.f.).....	47
Figura 6. Protector contra sobretensiones (Focosdeleds, 2022).....	47
Figura 7. Magnetotérmico Schneider 4P 20A Curva C	50
Figura 8. Diferencial MAXGE 25A 4P 30mA Tipo AC	51
Figura 9. Garantía de eficiencia de los paneles de la instalación (Autosolar, s.f.).....	59

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1.	Horario de tarifa Plan Solar de Iberdrola	26
Tabla 2.	Información de paneles solares.....	27
Tabla 3.	Información del inversor.....	28
Tabla 4.	Resultado de la simulación.....	29
Tabla 5.	Estudio de inclinación y orientación óptima	32
Tabla 6.	Comparación de paneles solares (Autosolar, s.f.)	35
Tabla 7.	Comparación de Inversores (Autosolar, s.f.).....	37
Tabla 8.	Soportes para terreno para 2 filas de módulos SUNFER (TeknoSolar, 2022).....	40
Tabla 9.	Cableado corriente continua (Prysmian Group, s.f.)	43
Tabla 10.	Cableado corriente alterna (Prysmian Group, s.f.)	45
Tabla 11.	Características del Interruptor Magnetotérmico (Solar components, 2022).....	50
Tabla 12.	Características del diferencial (efectoLED, 2022)	51
Tabla 13.	Pérdidas por efecto Joule	55
Tabla 14.	Energía obtenida de los paneles solares cada mes.....	57
Tabla 15.	Cálculo de periodo de amortización	60
Tabla 16.	Balance mensual de primer año de operación.....	62

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Consumo semanal de VISUALNACERT	21
Gráfica 2: Diagrama de cajas y bigotes.....	23
Gráfica 3: Demanda eléctrica.....	23
Gráfica 4: Recurso solar	24
Gráfica 5: Radiación solar anual.....	25
Gráfica 6. Energía obtenida anualmente de la instalación.....	58
Gráfica 7: Amortización de la instalación	61

1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se desarrollan los objetivos y razones que impulsan la realización del proyecto, así como sus limitaciones legales y circunstanciales.

1.1 Objetivo del proyecto

El objeto de este proyecto radica en el diseño de una instalación solar fotovoltaica para abastecer la demanda eléctrica del edificio de oficinas de la empresa de soluciones tecnológicas de gestión agroalimentaria VISUALNACERT. Con ello, se promueve el empleo de fuentes renovables de energía, algo positivo para conservar el medioambiente y cumplir con sus objetivos de sostenibilidad.

Además, se pretende que, tras amortizar la inversión inicial que supone la instalación solar fotovoltaica de este proyecto, ésta permita a la empresa VISUALNACERT ahorrar en sus gastos energéticos.

1.2 Justificación y delimitación del proyecto

1.2.1 Justificación

Con esta instalación se pretende que VISUALNACERT obtenga un beneficio económico. Mediante el uso de la energía solar para generar electricidad, se reducirá el consumo a la red eléctrica y, por tanto, el importe de la factura eléctrica. Dado el creciente precio de la electricidad obtenida de fuentes no renovables, como el gas, generado por la inestabilidad socio-política actual, ser más autosuficiente energéticamente permitirá a la empresa VISUALNACERT mayor tranquilidad económica.

Asimismo, orientarse hacia las energías renovables, le permitirá cumplir de manera más eficiente con las metas ambientales recogidas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU (ONU, F) con los que está comprometida. Entre los objetivos que se lograría contribuir a llevar a cabo se encuentran:

- Objetivo 7: Relacionado con la obtención de energía de forma más eficiente y con menor impacto medioambiental, a partir del uso de energías renovables. Esto se lograría de manera directa con la instalación de placas solares fotovoltaicas que se plantea en este proyecto. Así, se contribuye a promover la sostenibilidad energética en la sociedad y conservar el planeta en buen estado para generaciones futuras.
- Objetivo 9: Concerniente a la promoción de la innovación y la mejora de infraestructuras para contribuir al desarrollo sostenible. Con este proyecto, se le da un valor añadido al edificio de oficinas de VISUALNACERT, que podrá parcialmente autoabastecerse energéticamente mediante el uso de la energía solar.

1.2.2 Delimitación

El proyecto de esta instalación viene delimitado de la siguiente manera:

- Territorialmente, se limita a hacer el estudio en la localización del edificio de oficinas VISUALNACERT, situado en la Calle Mayor de Rafelbunyol en Valencia.
- Este se desarrolla durante los meses de abril, mayo y junio de 2022, rigiéndose por tanto por la normativa y los medios disponibles en las fechas mencionadas.
- En este trabajo se hace un estudio del dimensionamiento y diseño de la instalación, así como de su coste económico. El proyecto es una propuesta, por lo que no se ha llegado a llevar a cabo la instalación solar fotovoltaica que se describe más adelante.

1.3 Marco teórico

La generación de energía solar fotovoltaica de la instalación radica principalmente en el uso de paneles solares. Éstos contienen celdas fotovoltaicas compuestas por dos láminas de un material semiconductor, que suele ser principalmente silicio. A este, se le introducen otros materiales que dopan dichas láminas para darles una carga positiva o negativa. Al incidir la radiación solar directa o difusa indistintamente, los fotones de esta radiación provocan que los electrones sueltos de la lámina de carga negativa, pasen a los huecos de la lámina cargada positivamente. De esta manera se genera una corriente de carácter continuo.

Esta corriente puede pasar a ser de utilidad mediante el uso de un inversor, un dispositivo electrónico que transforma la corriente continua en corriente alterna, que es la consumida por gran parte de los electrodomésticos y aparatos electrónicos que pueden encontrarse en cualquier hogar.

1.4 Normativa aplicada a la instalación

España es un país conocido por tener una abundante irradiación solar desde hace años, pero no se empezó a aprovechar hasta 1984, cuando se instaló la primera planta solar fotovoltaica por Iberdrola en Guadix de 100kWp. A partir de ese momento, surgieron algunas plantas aisladas, pero no fue hasta la década de los noventa cuando empezaron a emplearse instalaciones conectadas a la red.

Desde sus comienzos, las plantas solares no contaban con restricciones legales, pero a partir de la aprobación del Real Decreto 2818/1998 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), se establecieron unas primas por la energía vertida a la red que variaban con la potencia instalada. Además, dos años más tarde, el Real Decreto 1663/2000 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022) fijó condiciones para regular las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

Más adelante, 2008 supuso un auge para la energía solar en España, que la introdujo dentro del grupo de países con mayor potencia instalada. Este impulso fue debido a la publicación de los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), donde se estableció que la

prima por kWh inyectado a la red aumentaba a 0,44€. Con ello, se fomentaron las plantas solares no tanto para el autoconsumo, sino para producir un beneficio económico.

El fin de este brote llegó con la regularización de las primas por el Real Decreto 1578/2008 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), que además estableció un máximo en la potencia a instalar. A partir de ahí se moderó considerablemente la aparición de nuevas instalaciones solares fotovoltaicas. A ese decreto fueron siguiéndole otros como el de 2011 y, más adelante, el de 2015, con los que se regulaban las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo.

Con el paso de los años y la mayor concienciación social hacia la necesidad de llevar a cabo una transición energética, se comienza a cambiar la legislación para fomentar el uso de las fuentes renovables. Se aprueba con esa intención el Real Decreto-ley 15/2018 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022) y más adelante, el actualmente vigente Real decreto 244/2019 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022). Estos decretos libran de cargos la energía proveniente de fuentes renovables y definen las modalidades de autoconsumo, respectivamente.

Satisfactoriamente, en 2021 la potencia eléctrica instalada de energía solar fotovoltaica ascendía a 15.048MW y las energías renovables conjuntamente suponían un 56,6% de la capacidad de producción nacional. Esta industria sigue en auge y pretende continuar así, dada la necesidad de preservar el medioambiente y reducir el impacto que la creciente demanda energética supone al planeta.

A continuación, se exponen algunas de las referencias legales necesarias para el diseño y puesta en marcha de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, como la que se propone en el presente proyecto. Todos ellos obtenidos de la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022).

1.4.1 Real Decreto 1955/2000

Con este decreto se establecen los parámetros a seguir por las instalaciones eléctricas en todos los ámbitos: transporte, distribución, comercialización, etc.

1.4.2 Real Decreto 1699/2011

Este documento describe los requisitos relacionados con la conexión de instalaciones productoras de energía a redes de baja tensión. Primordialmente, se aplica el artículo 14, referente a las protecciones de la instalación, y el artículo 15, que aporta información acerca de la puesta a tierra.

1.4.3 Ley 24/2013

Con esta ley, principalmente se regula el sector eléctrico, en términos de la calidad y el importe de la electricidad que se suministra.

1.4.4 Real Decreto 15/2018

Este texto establece una serie de medidas para promover la transición energética en España. Además, ligadas con el autoconsumo se dispone que:

- No se establecerán cargos a la energía autoconsumida.
- Se aprueba el autoconsumo compartido.
- Se facilitan las labores administrativas y técnicas relacionadas con las instalaciones de autoconsumo.

1.4.5 Real Decreto 244/2019

El Real Decreto 244/2019 establece una serie de cambios, siendo los comentados a continuación los más significativos:

- No hay límite de potencia a instalar.
- Se permite alquilar tejados y/o cubiertas para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- Se exime de impuestos la energía producida.

Asimismo, este reglamento establece una nueva definición de autoconsumo, de las que se pueden distinguir las siguientes modalidades:

- Autoconsumo sin excedentes: la energía producida es consumida y los excedentes que pueda haber no se vierten a la red. Además, ya no se necesitan permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación, lo que supone una simplificación notoria en los trámites.
- Autoconsumo con excedentes: se realizan vertidos de excedentes a las redes de distribución y transporte. Estos vertidos se acogerán a compensación si:
 - Las instalaciones son de menos de 100kW.
 - El consumidor solo tiene un contrato con una empresa de suministro energético.
 - No se obtiene beneficio económico, es decir, la factura de consumo nunca dará lugar a que la empresa suministradora abone dinero al propietario de la instalación de autoconsumo.

Otra medida implantada es la realización de un registro de autoconsumo para comprobar las tendencias, por parte de los consumidores, a recurrir a fuentes de energías renovables.

1.4.6 Reglamento de Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002

Dada la instalación eléctrica a llevar a cabo, y dado que es una instalación de corriente alterna de menos de 1000 voltios, se requiere cumplir con lo definido en el reglamento electrotécnico de baja tensión.

A continuación, se muestran algunas de las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs) que aparecen en el mencionado reglamento aplicables a una instalación fotovoltaica de autoconsumo y empleadas como referencia en el diseño del presente proyecto:

- ITC-BT-03. Normas de referencia en el reglamento electrotécnico de baja tensión: recoge las normas UNE aplicadas al reglamento.
- ITC-BT-04. Documentación y puesta en servicio de instalaciones: especifica la documentación necesaria en función de la instalación. Para el caso expuesto en este trabajo, se precisaría de un Proyecto y Memoria Técnica de Diseño. Además, informa sobre las condiciones necesarias para la puesta en servicio de la instalación, así como su ejecución y tramitación.
- ITC-BT-08. Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica: expone los tres tipos de esquemas eléctricos (con punto de alimentación y masas de la instalación receptora conectadas a tierra (TT), solo con las masas de la instalación receptora conectadas a tierra (IT) y similar al TT pero con las masas conectadas mediante un conductor de protección a tierra (TN)) y sus aplicaciones.
- ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra: regula las conexiones de conexión a tierra y el diseño de conductores de protección en función de las características de la instalación.
- ITC-BT-19. Instalaciones interiores o receptoras: de utilidad para dimensionar el cableado necesario en las conexiones de la instalación.
- ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión: define este tipo de instalación y los diferentes tipos que puede haber. La instalación que se propone en este proyecto se puede clasificar como instalación generadora interconectada, pues trabajará paralelamente con la Red de Distribución Pública.

1.5 Herramientas empleadas

Seguidamente se exponen las herramientas utilizadas para la realización de este proyecto, accesibles al alumnado de la Universidad Politécnica de Valencia a través de licencias otorgadas con fines educativos.

1.5.1 HOMER 2.68 Beta (HOMER Energy LLC, 2012)

HOMER es un programa de simulación que simplifica la toma de decisiones relacionada con el diseño de una instalación energética que incluya distintas modalidades. Abarca opciones de emplear fuentes de energía renovables como la solar o la eólica, generadores diésel, baterías y la conexión a la red eléctrica.

Se introducen datos de entrada que permiten a HOMER realizar un análisis de sensibilidad para ayudar al usuario a hallar la opción económicamente óptima, de entre todas las posibilidades de uso de tecnologías, para abastecer una demanda insertada por el usuario.

En este proyecto se empleará para seleccionar la potencia necesaria para abastecer de energía al edificio de oficinas de VISUALNACERT mediante el uso combinado de la compraventa de electricidad a la red y de paneles solares fotovoltaicos.

1.5.2 AutoCAD (Autodesk, 2022)

Este software de diseño gráfico permite realizar un amplio espectro de representaciones gráficas, tanto en 2D como en 3D. Permite dibujar y diseñar gráficamente, siendo así de gran utilidad en el ámbito de la arquitectura y la ingeniería.

El objetivo principal de su uso para este proyecto es proponer una distribución de la instalación de los paneles solares y del resto de elementos, como el inversor y el cableado. Permitirá introducir acotaciones de cara a definir completamente el proyecto para su hipotética puesta en marcha.

Secundariamente, se empleará para elaborar un esquema eléctrico que defina las conexiones del cableado y la puesta a tierra de la instalación.

1.5.3 PVGIS tool: Photovoltaic Geographical Information System tool (European Comission, 2022)

Esta herramienta contiene información detallada acerca de la radiación solar, datos de temperaturas y de los distintos tipos de irradiación en cualquier ubicación dentro de Europa, África y parte de Asia y América. Ofrece datos por horas, por días, por meses y anuales desde 2005 hasta 2020 para la zona donde se ubica la instalación de este proyecto.

Asimismo, evalúa la producción energética que podría tener una instalación fotovoltaica, a partir de datos acerca de los paneles a emplear y la potencia a instalar ofrecidas por el usuario.

PVGIS resulta de gran utilidad en este proyecto para determinar el recurso solar disponible, para seleccionar la orientación de los paneles solares y para hallar la potencia que se puede obtener, como se explicará más adelante.

1.5.4 ARQUÍMEDES (CYPE, 2022)

ARQUÍMEDES es un software creado por CYPE Ingenieros. Este programa facilita la gestión de proyectos, concretamente para la elaboración de presupuestos. Permite entrar en gran detalle para determinar la cantidad de capital a invertir para realizar un proyecto. Lo que se consigue no solo porque permite introducir el precio de los elementos requeridos, sino que también proporciona opciones para introducir los costes directos e indirectos, gastos generales y mucho más.

Con esta herramienta se pueden obtener numerosos documentos: mediciones, presupuestos, cuadros de precios, certificaciones, pliegos de condiciones, etc.

Primordialmente, se empleará en este trabajo de fin de grado para obtener el presupuesto, con el que más adelante, se podrá hacer un estudio de viabilidad económica de la instalación y calcular el periodo de amortización.

2 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Este capítulo se dedica a la descripción y a la obtención de la instalación solar fotovoltaica de este proyecto. Partiendo del estudio de la demanda eléctrica del edificio de la empresa VISUALNACERT, realizado a partir de datos de años anteriores, se dimensiona una instalación para suplir la energía requerida de la forma más eficiente y económicamente viable posible.

2.1 Descripción general

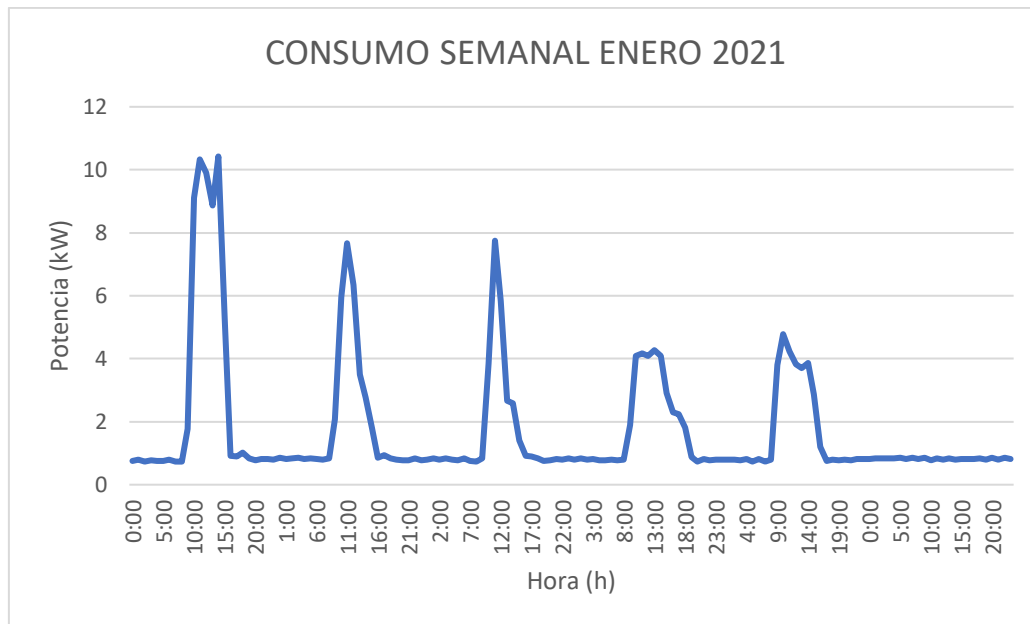
La instalación a implementar está constituida por paneles solares fotovoltaicos monocristalinos, un inversor, el cableado para la conexión de los elementos de la instalación, los dispositivos de protección eléctrica y la puesta a tierra. No se hará uso de baterías, al suponer éstas un notable incremento en el coste económico de la instalación, y dado que el edificio consume gran parte de su energía cuando la radiación solar incidente es aprovechable.

Siguiendo las caracterizaciones del RD 244/2019 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), esta instalación será de la tipología de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación.

2.2 Consumo eléctrico

En la empresa a la que va dirigida la instalación, el consumo de electricidad se origina principalmente de electrodomésticos, como frigoríficos, cafeteras y microondas; las bombillas del sistema de iluminación y los ordenadores de los trabajadores. A partir de la información suministrada por la empresa, se puede observar que el mayor consumo se da entre las 8:00 y las 18:00 horas todos los días menos los viernes en los que la jornada laboral parece terminar antes, en torno a las 15:00 horas. Estos intervalos de tiempo coinciden, sobre todo en primavera y verano, con periodos de mayor incidencia solar, algo que resulta favorable para consumir la mínima electricidad posible de la red eléctrica.

En la **Error! Reference source not found.** se muestra una representación del consumo energético durante una semana de enero. Esto servirá de referencia para seleccionar la potencia a instalar ya que, en los meses de invierno, se suele consumir más electricidad.



Gráfica 1: Consumo semanal de VISUALNACERT

2.3 Simulación con HOMER

De cara a decidir el tamaño de la instalación se ha hecho una simulación de cómo sería ésta mediante el uso del programa HOMER, con el que se tuvo una primera toma de contacto en la asignatura Introducción a las Energías Renovables del grado de Tecnologías Industriales. Para ello, se emplearon datos que reflejaban el consumo anual de VISUALNACERT.

HOMER funciona a partir de datos de entrada que ha de proporcionar el usuario, con los que se introducen los componentes que ha de tener la instalación, las fuentes de energía de origen renovable y la demanda que ha de abastecer la instalación. Para introducir el recurso solar disponible en la ubicación de la instalación, se hace uso de la herramienta PVGIS (European Comission, 2022). A partir de estos parámetros y de restricciones introducidas también por el usuario, HOMER calcula las distintas disposiciones de las fuentes de energía que se pueden crear para suplir la demanda introducida. Muestra información acerca de cada tipo y tamaño de instalación eléctrica y proporciona numerosas gráficas y estudios de sensibilidad que permiten al usuario analizar cada una y decidir qué instalación es la más adecuada según las necesidades del consumidor.

2.3.1 Elección de la instalación a diseñar

Esta instalación se basa en emplear paneles solares fotovoltaicos y la red eléctrica como fuentes de energía; en el uso de un inversor y en una única fuente de demanda eléctrica. Asimismo, se deja abierta la opción de vender los excedentes de energía generada a la compañía contratada para proporcionar energía, que en VISUALNACERT es Iberdrola. Para reflejar esta disposición, como se muestra en la Figura 1, se seleccionan los elementos que componen la instalación.

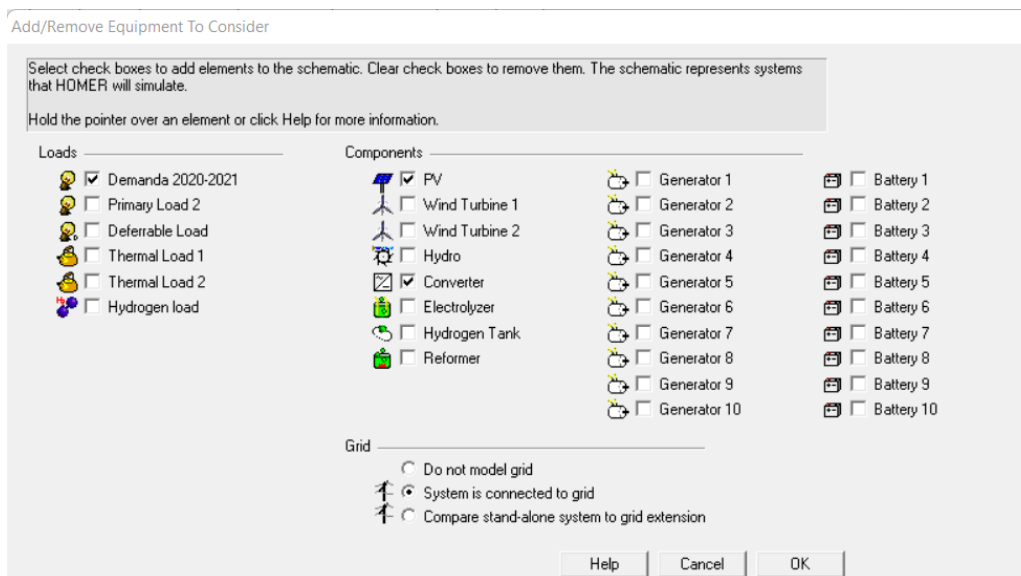


Figura 1. HOMER: Selección de elementos de la instalación

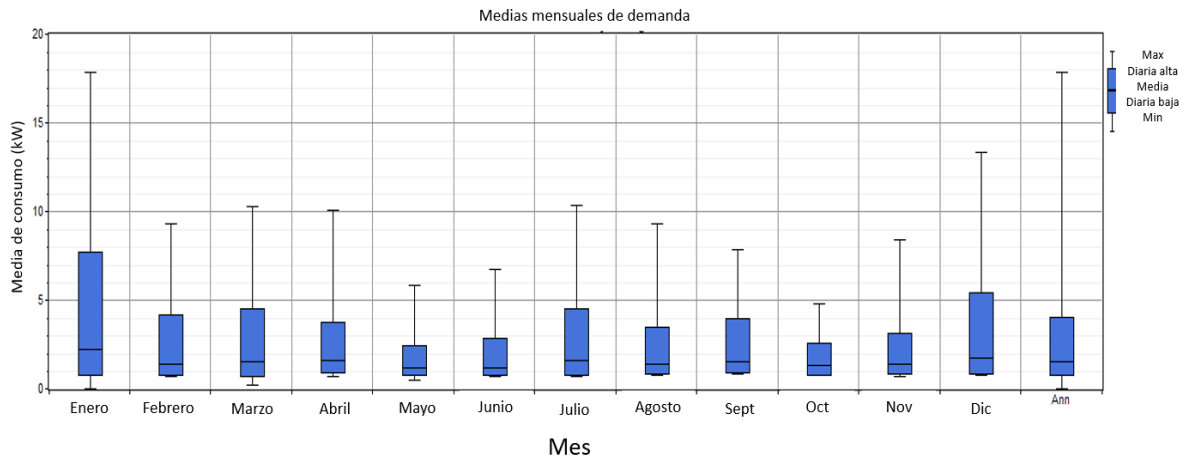
2.3.2 Demanda de la instalación

Al tener los datos ofrecidos por la empresa VISUALNACERT de los análisis de facturas eléctricas de 2020 y 2021, se elaboró un fichero que incluye la demanda eléctrica de cada hora de un año tipo. Para crear un paquete de datos que pudiera simular lo más preciso posible la demanda de años futuros, se emplearon sobre todo datos de 2021 y algunos datos de meses de 2020, no siendo estos últimos ninguno de los meses de la cuarentena causada por el virus SARS-COV2. En la ejecución de la simulación, el programa se configurará de forma que esta demanda se cubra por completo.

2.3.3 Análisis de la demanda

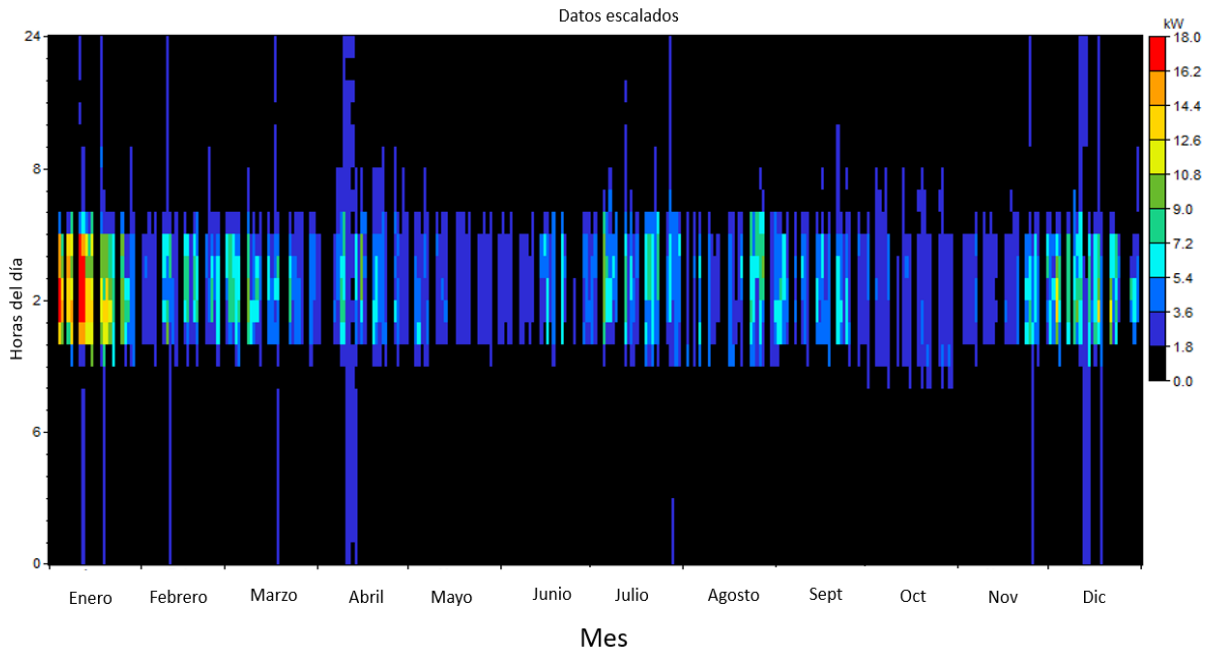
A partir de los datos, HOMER obtuvo una serie de gráficas representando el consumo eléctrico del edificio y valores medios y pico de consumo. Esto permite al usuario del programa entender las necesidades energéticas que abastecer, tanto por la magnitud que puedan tener como en cuanto a cuándo se da el mayor consumo. Así, se puede intuir y empezar a decidir qué tipo de instalación eléctrica y de qué tamaño se necesita.

A continuación, se muestra en la **Error! Reference source not found.** un diagrama de cajas y bigotes que representa, para cada mes, los valores mínimos, medios y máximos de la demanda.



Gráfica 2: Diagrama de cajas y bigotes

Con ello, se puede observar como, en los meses de invierno, se da el mayor consumo energético. Se alcanzan picos bastante altos, que sobrepasan los 15kW, pero, por lo general, durante el año los valores máximos de demanda no suelen sobrepasar los 10kW. Además, las cajas, que representan los cuartiles 1, 2 y 3 de las muestras de datos, indican que el consumo usual no suele sobrepasar los 5kW. El valor medio de consumo es bastante bajo, no alcanzando los 2kW, algo que es debido a que fuera de horario laboral el consumo es muy bajo o incluso nulo, pero ese dato no será de utilidad puesto que la instalación de este proyecto pretende cubrir la mayor demanda eléctrica posible que se pueda dar durante el uso del edificio de VISUALNACERT.



Gráfica 3: Demanda eléctrica

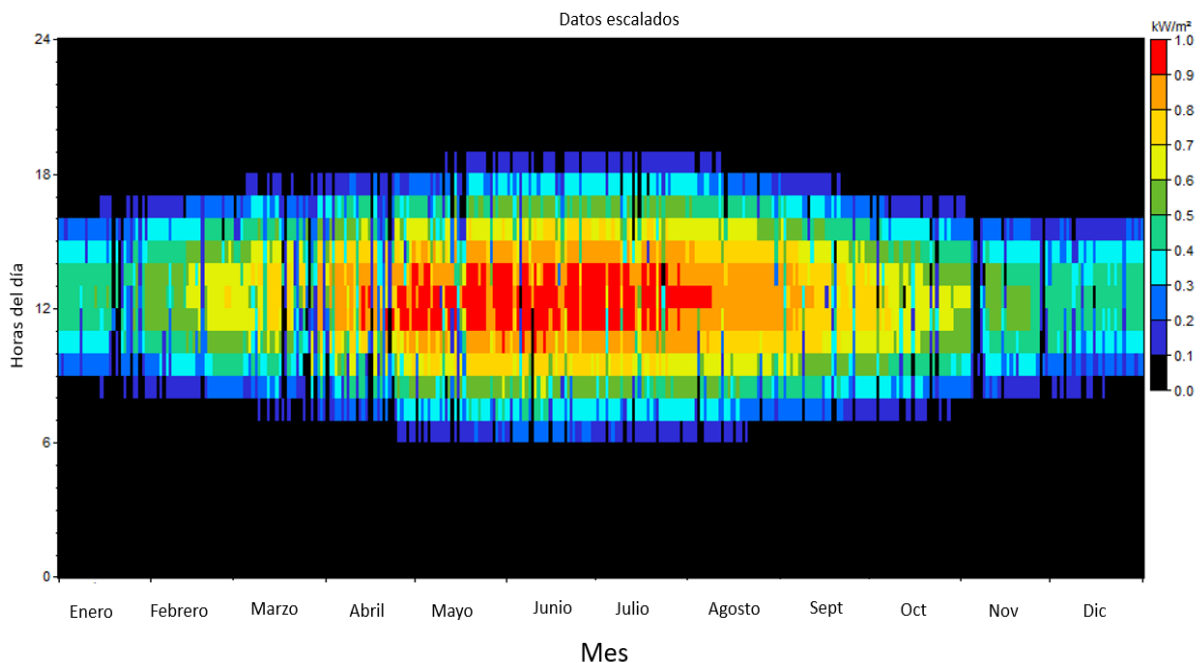
La **Error! Reference source not found.**, permite identificar las horas y meses en los que la demanda es mayor, y la magnitud promedio de esta. A lo largo del año, la mayoría del consumo, como se podía haber intuido dado el uso que se le da al edificio, se da en horario laboral, entre las 9:00 y las 17:00 horas. Este periodo horario coincide con el que se tiene la mayor radiación solar, por lo que se puede intuir que el uso de baterías en esta instalación no es imprescindible. Además, se puede observar como la demanda de potencia suele encontrarse entre los 3,6 y 7,2 kW mayoritariamente, exceptuando entre diciembre y enero donde se llega a consumir hasta 10kW.

A modo de resumen, se concluye del análisis que el consumo de VISUALNACERT medio no se sobrepasan los 5kW, mientras que en los meses de menores temperaturas si. En cuanto a los valores pico, suelen encontrarse entre los 5 y 10kW, en ocasiones incluso sobrepasándose estos. Esto da una idea acerca de la potencia a instalar, ya que se pretende como mínimo abastecer el consumo que pueda tener la empresa, para lo que se intuye que se necesita entre de 5 y 10kW.

2.3.4 Recurso solar

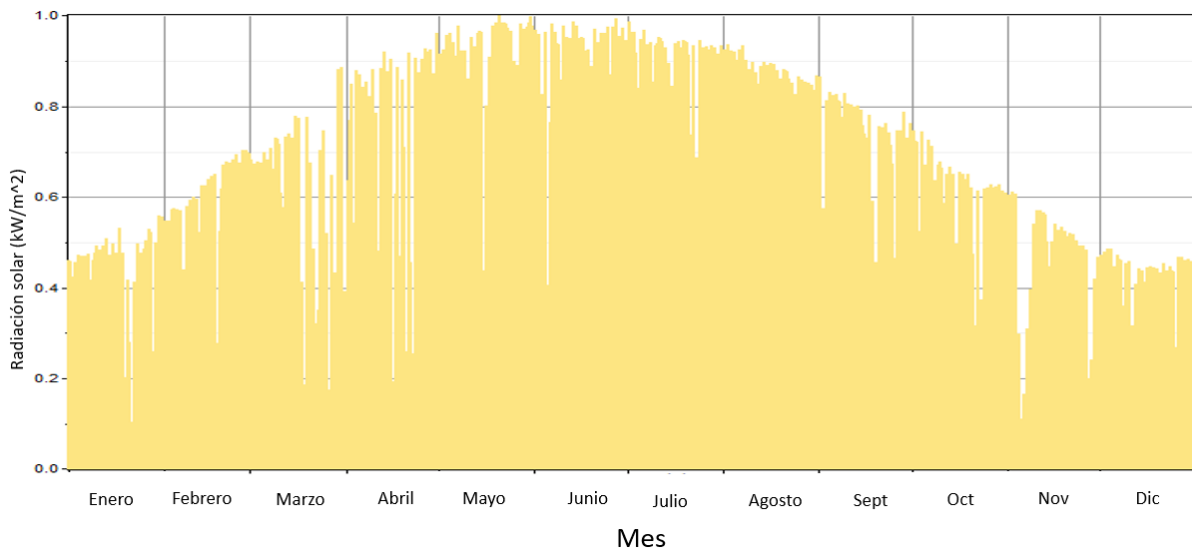
Para poder calcular cuánta energía se puede obtener de los paneles solares, se introdujo la ubicación del proyecto en la herramienta PVGIS, con lo se obtuvo un fichero de 8760 datos, indicando la radiación global de cada hora durante un año.

Al igual que en con la demanda eléctrica, con los datos de radiación se hace un análisis del recurso solar disponible, ofreciendo una serie de gráficas como las que se presentan a continuación.



Gráfica 4: Recurso solar

De la **Error! Reference source not found.**, se puede observar como la radiación solar que se capte se va a obtener en invierno entre las 9:00 y las 16:00 horas, ampliándose el rango en los meses de verano, donde se da entre las 6:00 y las 19:00 horas. A mediodía, en torno a las doce, es cuando mayor radiación se va a dar, entre 0,9 y 1kW/m² en verano y entre 0,4 y 0,5kW/m² en los mese de invierno. Estos periodos coinciden casi al completo, e incluso sobrepasan, aquellos en los que se consume electricidad por VISUALNACERT.



Gráfica 5: Radiación solar anual

Tanto por la **Error! Reference source not found.** como en la **Error! Reference source not found.**, se intuye que entre abril y agosto es cuando más radiación se va a dar y, por tanto, se obtendrá más energía de los paneles solares, ya que con ellos se obtiene mayor eficiencia alcanzados los 1000W/m², como se muestra en la ficha técnica de algunos de los paneles solares vistos en Autosolar (Autosolar, s.f.).

2.3.5 Red eléctrica

Al estar contratada la empresa IBERDROLA, se ha utilizado como referencia las tarifas de compraventa de electricidad del Plan Solar (IBERDROLA, 2022) que ofrece dicha empresa para obtener una simulación incluso más precisa sobre los resultados económicos que la instalación puede generar. Dada la demanda eléctrica, con la que se intuía que se instalaría una potencia entre 5 y 10kW, se emplearon los datos de compraventa asociados con dicha potencia instalada, que son los que se muestran a continuación en la Tabla 1. El precio al que Iberdrola compra la electricidad excedente es de 0,051€/kWh.

Tabla 1. Horario de tarifa Plan Solar de Iberdrola

Horario de tarifa Plan Solar de Iberdrola para 5-10kW de potencia				
Precio kW/h	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
0,12704	17:00-08:59	18:00-09:59	17:00-08:59	17:00-09:59
0,223848	08:59-17:00	09:59-18:00	08:59-17:00	09:59-17:00

Como se puede observar, esta tarifa establece un importe bastante menor para la energía adquirida fuera del momento del día en el que se suele dar mayor radiación solar, algo beneficioso para VISUALNACERT, que lo poco que se prevea que consuma en ese periodo, lo hará por un precio económico.

Sin embargo, para aquellos días en los que el clima esté inestable y los paneles no puedan captar energía, se adquiere la electricidad por un precio mayor. Aunque con el Plan Solar, al final de cada mes, se podrá compensar con parte de los ingresos que Iberdrola aporte por los excedentes eléctricos vertidos a la red.

2.3.6 Paneles solares

Para los paneles solares, se seleccionaron distintos valores de la potencia a instalar, para darle al programa distintas opciones y que así eligiera la más ventajosa desde el punto de vista económico, poniendo como máximo el valor de potencia máxima con el que se aplica la tarifa del Plan Solar (IBERDROLA, 2022).

Además, se incluyeron, tomando como referencia la información de Autosolar (Autosolar, s.f.), los precios y vida útil de los paneles. Se emplearon datos relacionados de paneles monocristalinos cuya eficiencia es mayor que la de los paneles policristalinos.

La información introducida acerca de los paneles solares fue la que se detalla en la Tabla 2. :

Tabla 2. Información de paneles solares

Información de paneles solares	
Potencia (kW)	2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15
Años de vida útil	25
Inclinación (°)	36
Azimut (°)	0
Reflectancia del suelo (%)	20
Precio/kW (€)	500

2.3.7 Inversores

Al igual que con los paneles fotovoltaicos, para los inversores se introdujeron distintas potencias. El precio unitario de potencia, la eficiencia y la vida útil se obtuvo a partir de inversores vistos en Autosolar (Autosolar, s.f.).

La potencia introducida del inversor se seleccionó para que fuera menor a la potencia instalada de paneles ya que, con las pérdidas que se puedan dar en los paneles y dado que la radiación solar no siempre será la óptima, no se suele obtener la totalidad de la energía que los paneles pueden dar en todo momento, por lo que resulta innecesario. Se parte, por tanto, de los datos que figuran en la Tabla 3.

Tabla 3. Información del inversor

Información del inversor	
Potencia (kW)	2, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14
Años de vida útil	15
Eficiencia (%)	90
Precio/kW (€)	280

2.3.8 Resultados y conclusiones sobre la selección de la potencia a instalar

Tras introducir todos los parámetros de entrada, se procedió a iniciar la simulación. HOMER halló dos posibles modelos de instalación en el análisis de sensibilidad, uno empleando los paneles solares y la red eléctrica como fuentes de energía y otro en el que solo se emplea la red eléctrica. En la Tabla 4. , se presentan dichos dos modelos así como otros obtenidos, para comparar y analizar qué potencia se requiere instalar.

Tabla 4. Resultado de la simulación

Resultados de la simulación				
Potencia instalada de paneles solares (kW)	0	5	10	15
Potencia de inversor (kW)	0	2	9	14
Inversión inicial (€)	0	3.310	8.020	12.170
Coste de operación (€/año)	3.452	2.200	960	470
Coste neto presente (€)	67.391	46.263	26.763	21.351
Porcentaje de energías renovables empleado (%)	0	55	79	86
Compra de energía a la red (kWh/año)	13.140	8.482	5.494	5.005
Venta de energía a la red (kWh/año)	0	1.440	12.220	21.869
Balance compraventa	1.668,78	1.003,77	74,52	-479.68

El coste neto presente es un parámetro que representa el valor de todos los costes que supone la instalación menos los beneficios económicos que se obtiene durante su vida útil. Es útil para comparar y analizar qué potencia instalada será más óptima desde el punto de vista económico. Cuanto menor sea este, mejor. De entre los resultados que se han obtenido, la potencia que mejor cumple es la de 15kW, siendo la de 10kW no mucho mayor.

Teniendo en cuenta el porcentaje de fuentes renovables usado, resulta interesante seleccionar una potencia que de lugar al mayor valor que se pueda dar de este parámetro. Con lo que, otra vez, instalando la mayor potencia, 15kW, se obtiene el mejor resultado.

Tras el análisis de la demanda previamente realizado, se tiene que con instalar una potencia entre 5 y 10 kW, se podría cubrir una gran porción de la demanda, pero HOMER selecciona como valor óptimo de potencia el máximo que se le introduce como opción. Esto es debido a que toda la energía que generan los paneles solares y que no es consumida, se vende a la red eléctrica, obteniéndose con ello solo beneficios.

Sin embargo, cuanto mayor potencia se instale, mayor será la inversión inicial a realizar y mayor será el periodo de amortización. Además, también se tiene en cuenta que sobrepasados los 10kW instalados, el IVA que se aplica es del 21%, mientras que para potencias menores, es del 5%. Además el precio de adquisición de electricidad sube pasados los 10kW instalados.

Además, una de las condiciones de contratación del Plan Solar (IBERDROLA, 2022) es que a final de cada mes, lo que se debe pagar por la electricidad comprada no se puede compensar en su totalidad con lo obtenido por la venta de electricidad. Por ello, a título orientativo ya que, el cálculo se hace con valores anuales y cada mes la producción de los paneles y la demanda eléctrica varía, se ha representado en la tabla de resultados, dicho cálculo. Con una potencia instalada de 10kW, se obtendría el valor más bajo sin caer en un resultado final negativo. De todas formas, siempre se puede limitar el vertido a red utilizando dispositivos como el Fronius SmartMeter, por lo que si en algún caso se prevee que el balance saldría negativo, se puede recurrir a ello. Aunque, resulta interesante que esto se diera en ocasiones puntuales por no desperdiciar la energía que se genera.

Asimismo, se ha de tener en cuenta la superficie útil disponible. Partiendo de que el espacio disponible para instalar paneles solares en la azotea del edificio es limitado, de alrededor de 70m², y que parte de esa superficie se tiene que emplear para separar las filas de paneles, queda una superficie útil de entre 40 y 50 m². Con un panel, como los Paneles Solares 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono, se ocupa una superficie de 1,58 m² colocándolos a 30° de inclinación, por lo que se calcula que como máximo se pueden instalar alrededor de 29 paneles, que equivaldría a 11,75kW de potencia.

Por tanto, se concluye que se instalaría una potencia de 10kW. Así, se cuenta con una tarifa de la luz más económica que sobrepasando dicha potencia, aplicándose un valor de IVA menor y la inversión inicial es menor y requerirá de un periodo de amortización menor también. Además, resulta más fácil cumplir con la condición para poder contratar la tarifa Plan Solar (IBERDROLA, 2022), ya que se consigue una factura a final de mes bastante baja sin generar demasiados excedentes que pudieran dar lugar a malgastar energía. Instalar esta potencia también permite tener holgura para colocar los paneles de forma que no se genere sombra entre ellos, algo que reduce considerablemente las pérdidas que se puedan ocasionar en la instalación y permite obtener una gran porción de energía de la fuente ilimitada que es el Sol.

2.4 Estudio del posicionamiento de los paneles

En este apartado se presenta el estudio dedicado a comparar las distintas posibilidades de orientación e inclinación de los paneles haciendo uso de la herramienta PVGIS (European Commission, 2022).

Además, de cara a evitar sombras sobre los paneles, se emplean fórmulas para determinar la distancia a la que se tienen que colocar de ciertos obstáculos que se encuentran en la superficie disponible para la instalación.

2.4.1 *Orientación e inclinación de los paneles*

Con el objetivo de conseguir el máximo aprovechamiento de la radiación solar, es necesario colocar los paneles solares orientados hacia el sur, ya que en esta zona la trayectoria del Sol forma un arco inclinado hacia el sur.



Figura 2. GOOGLE EARTH: Edificio de oficinas VISUALNACERT

Como se puede observar por la imagen adjunta de la azotea donde se ha de colocar la instalación solar fotovoltaica (Figura 2), ésta no cuenta con orientación sur. Sin embargo, para aprovechar al máximo el poco espacio disponible resultaría más conveniente orientar los paneles en la misma dirección que los lados del edificio, resaltados en naranja. Con esa orientación, los paneles tendrían un azimut de -42° , valor que no suele dar lugar a muchas pérdidas respecto a la orientación óptima, ya que entre 45° y -45° respecto al sur suelen ser despreciables.

En cuanto a la inclinación óptima, depende de la latitud del lugar donde se encuentre la instalación solar, ya que queremos conseguir que los paneles estén situados perpendicularmente respecto a los rayos solares. Dado que la instalación del proyecto se encuentra en Rafelbunyol, Valencia, la

herramienta PVGIS (European Commission, 2022) indica que la inclinación óptima es de 36°. Sin embargo, como los soportes disponibles no se fabrican con esa inclinación específica, se van a emplear estructuras de 30°, que como se verá más adelante, no supondrán unas pérdidas significativas.

Existen opciones de soportes que permiten variar la inclinación según la época del año, ya que en invierno la inclinación óptima es mayor que en verano, sin embargo, no se van a tener en cuenta en este proyecto con el objetivo de no encarecer la instalación excesivamente para el pequeño aporte energético que pueda tener este seguimiento.

Tabla 5. Estudio de inclinación y orientación óptima

CASOS ESTUDIADOS	Inclinación y azimut óptimos	Orientación sur con inclinación de soporte	Orientación del edificio con inclinación de soporte
Inclinación (°)	37	30	30
Azimut (°)	2	0	-42
Producción energética anual (kWh)	1606,9	1596,38	1503,24
Pérdidas respecto a orientación e inclinación óptimas (%)	0	1	6

2.4.2 Cálculo de efecto de sombra entre los paneles

La separación entre filas de paneles solares es vital para evitar que se hagan sombra entre sí, reduciendo considerablemente la eficiencia energética de los paneles afectados. Por ello, se empleará la siguiente fórmula (Blog Tecnosolar, 2022):

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Siendo cada término:

- d: distancia entre paneles y obstáculo

- h: altura de panel u obstáculo
- latitud: latitud del lugar

Partiendo de que se van a emplear soportes en los que los paneles se van a situar verticalmente en dos filas, la longitud del panel a introducir en la fórmula será dos veces la longitud. Además, la latitud del edificio de la instalación es de 39,6° y los paneles se colocan inclinados a 30° :

$$d = \frac{2 \times 1,722 \times \sin(30)}{\tan(61 - 39,6)}$$

$$d = 4,39 \text{ metros}$$

Otras fuentes de sombra pueden ser los objetos con una altura significativa que se encuentren en los alrededores de la instalación. En la superficie donde se estudia este proyecto, solo hay un obstáculo susceptible de provocar sombra que tiene una altura de 40 centímetros, que se encuentra señalado con un recuadro verde en la Figura 2. Para calcular la distancia a la que deben separarse los paneles de este obstáculo se emplea la misma fórmula que para la separación de filas.

$$d = \frac{0,4}{\tan(61 - 39,6)}$$

$$d = 1,02 \text{ metros}$$

2.4.3 Resultado del estudio de posicionamiento

Tras establecer las distancias limitantes, se decide colocar los paneles (representados en azul) de la forma que se muestra en el croquis a escala y con medidas de los valores de separación entre filas y entre paneles y obstáculos en metros de la **Error! Reference source not found.** **Error! Reference source not found.**, y de forma más detallada en los planos que figuran más adelante, de cara a evitar sombreado.

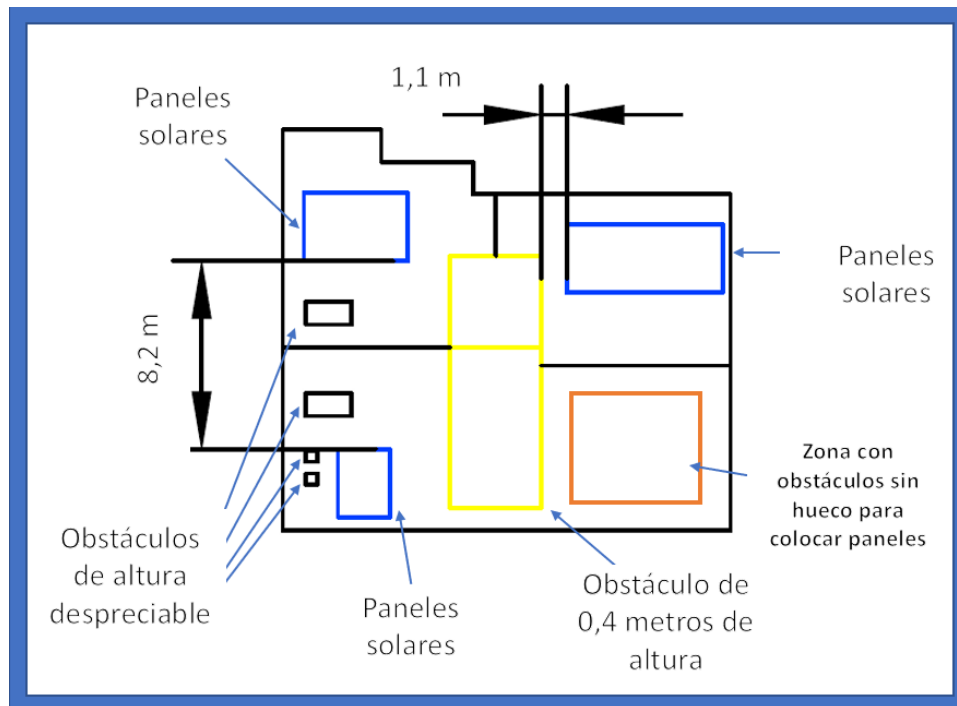


Figura 3. Croquis a escala de la distribución de los paneles solares

2.5 Componentes de la instalación

Tras la simulación y la determinación de la disposición de la instalación diseñada para abastecer la demanda eléctrica de la empresa VISUALNACERT, este apartado se dedica a determinar cuáles son los elementos que componen la instalación. Todos ellos actúan conjuntamente permitiendo pasar de la energía fotovoltaica, a energía eléctrica en corriente continua y, finalmente, a energía eléctrica en corriente alterna aprovechable por el edificio para el que se dimensiona la instalación. Además, se presentan los cálculos realizados para seleccionar los componentes que se ajusten a las necesidades del proyecto.

2.5.1 Paneles solares

Existen dos tipos de paneles solares fotovoltaicos: los monocristalinos y los policristalinos. Por una parte, los paneles monocristalinos están compuestos por silicio de mayor pureza, ofreciendo así mayor rendimiento. Por ello, se requieren menos paneles y menos superficie para obtener una cantidad determinada de potencia comparado con el empleo de paneles policristalinos. Por otra parte, los paneles policristalinos son más económicos y más sencillos y rápidos de producir.

Se plantea una comparación entre tres paneles distintos de conexión a red sacados de (Autosolar, s.f.) en la 35Tabla 6.

Tabla 6. Comparación de paneles solares (Autosolar, s.f.)

Comparación entre paneles			
Parámetros	Panel JA Solar 405W Monocristalino PERC	Panel 280W Policristalino	Panel JA Solar Monocristalino 380W
Dimensiones (mm)	1722x1134x30	1650x990x35	1774X1052X35
Potencia/panel (W)	405	280	380
Peso (kg)	21,5	17,75	23
Eficiencia (%)	20,7	17	20,4
Precio (€)	196,95	128,74	197,29
Paneles necesarios	24	35	26
Importe (€)	4.726,80	4.505,90	5.129,54
Superficie ocupada (m²)	40,59	49,51	56,58

Tras observar los datos de la tabla, se decide seleccionar los Paneles JA Solar 405W Monocristalino PERC. Esto es debido a que el espacio es limitado, ya que la azotea tiene una superficie útil reducida con pequeños obstáculos y estos paneles son los que menos espacio ocupan. Además, tienen la mayor eficiencia y para instalar 10kW, se requiere de una inversión menor que si se emplearan los paneles monocristalinos de 380W de potencia. Y, aunque son más costosos que los policristalinos, los paneles seleccionados tienen un rendimiento casi 4% mayor que estos últimos.

2.5.2 Inversor

El inversor en una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo tiene principalmente el papel de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, apta por tanto para su uso en el edificio de oficinas de este proyecto.

Existen tres tipologías: los aislados, empleados en instalaciones fotovoltaicas con baterías; los de conexión a red, que hacen que la instalación esté conectada a la red para adquirir y/o dar energía a la

red eléctrica; y los híbridos o bimodales, que permiten que la instalación emplee electricidad almacenada en baterías, de la red o de los paneles solares. Para la instalación diseñada en este proyecto, se va a instalar un inversor de conexión a red para que cuando se genere energía en exceso, se vendan los excedentes a la compañía de suministro de red, y cuando no se genere suficiente electricidad, se obtenga de la red eléctrica.

Además, se pueden distinguir entre dos tipos de inversores según el tamaño de la instalación y el tipo de cargas: los monofásicos y los trifásicos. Los monofásicos son para instalaciones de menor tamaño cuyas cargas sean de carácter monofásico y los trifásicos para instalaciones a partir de aproximadamente 10kW, cuyas cargas sean trifásicas.

Muchos modelos de inversores hoy en día cuentan con reguladores MPPs, que son unos dispositivos seguidores del punto de máxima potencia. Cada rama de paneles solares se conectará a cada una de las entradas de éstos, obteniendo el máximo partido de los paneles solares.

Para este proyecto, se parte primeramente para seleccionar el inversor, que se necesita un inversor trifásico, dada las cargas del edificio, y de conexión a red. Además, se opta por uno que tenga una potencia de alrededor de 8kW. Esto es debido a que con las pérdidas energéticas de la instalación y dado que no siempre se van a tener las condiciones óptimas para obtener la potencia pico de los paneles solares, es innecesario invertir en un inversor de mayor tamaño. Por ello, se ha seleccionado tres inversores de Autosolar (Autosolar, s.f.), mostrados en la Tabla 7. que cumplen con estos requisitos para luego comprobar si sus parámetros de funcionamiento son adecuados a la conexión de paneles prevista.

Tabla 7. Comparación de Inversores (Autosolar, s.f.)

Parámetros	Inversor Huawei SUN200-8KTL-M1	Inversor Solax Power 8k	Inversor Fronius Symo 8.2-3-M
Dimensiones (mm)	525x470x146,5	534x419x179	645x431x204
Potencia (W)	8000	8000	8200
Peso (kg)	17	32	21,9
Máximo rendimiento (%)	98	97,8	98
Precio (€)	1.822,95	1.586,25	2.413,6
Número de MPPS	2	2	2
Número de entradas	2	1+2	2+2
Tensión de operación AC (V)	140-980	160-850	267-800
Corriente máxima de cortocircuito (A)	15	14/28	24
Valor máximo de tensión de entrada (V)	1100	1000	1000

Para poder asegurar que el inversor es compatible con los paneles, se tuvo que tener en cuenta los valores de tensión y corriente nominales por entrada de cada MPP.

Los paneles seleccionados, generan una tensión y una corriente de máxima potencia de 31,21V y 12,98A, respectivamente. Por tanto, para asegurar la adecuada conexión de los paneles, se decide conectar una rama de 12 paneles en serie en cada MPP del inversor.

Al conectar los paneles en serie, tendremos en cada MPP:

- Tensión de entrada:

$$V = 12 \cdot V_{mp} = 12 \cdot 31,21 = 374,52 \text{ V}$$

- Corriente de entrada:

$$I = 1 \cdot I_{mp} = 1 \cdot 12,98 = 12,98 \text{ A}$$

Dados estos valores, en principio los tres inversores seleccionados serían válidos.

Además, se tuvo en cuenta la variación de tensión que se puede generar con los cambios de temperatura ambiente. Por una parte, el aumento en la temperatura puede dar lugar a corrientes peligrosamente altas y, por otra parte, las temperaturas muy bajas pueden dar lugar a sobretensiones. Partiendo de las siguientes fórmula y de datos de las fichas técnicas y de PVGIS (European Commission, 2022), se estudiaron dos casos tipo, uno en verano y otro en invierno.

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

Siendo cada parámetro:

- T_c : temperatura de trabajo de la célula (°C)
- T_a : temperatura ambiente (°C)
- T_{ONC} : temperatura de operación normal de la célula (°C)
- G : irradiancia (W/m^2)

$$V = (\Delta V \cdot (T_c - 25) \cdot V_{oc} + V_{oc}) \cdot N^{\circ} \text{ de paneles en serie}$$

Siendo cada parámetro:

- T_c : temperatura de trabajo de la célula (°C)
- ΔV : porcentaje de variación de tensión por °C
- V_{oc} : tensión del panel en circuito abierto
- V : tensión de entrada en el inversor

$$I = (\Delta I \cdot (T_c - 25) \cdot I_{sc} + I_{sc}) \cdot N^{\circ} \text{ de ramas en paralelo}$$

Siendo cada parámetro:

- T_c : temperatura de trabajo de la célula (°C)
- ΔI : porcentaje de variación de tensión por °C en el panel solar
- I_{sc} : corriente de cortocircuito del panel
- I : corriente de entrada en el inversor

Partiendo de la temperatura de trabajo y de la variación de tensión y corriente por cada grado de temperatura que figura en la ficha técnica de los paneles solares seleccionados, que son $-0.275\%/^{\circ}\text{C}$ y $0.045\%/^{\circ}\text{C}$ respectivamente, se puede obtener el valor de la tensión y de la corriente en condiciones de temperaturas anormales, teniendo en cuenta la conexión de los paneles en dos ramas de 12 paneles cada una.

Primeramente, teniendo en cuenta que, según datos obtenidos de PVGIS, de media en invierno en Valencia se puede dar una temperatura ambiente de 10°C , cuando ya se da una irradiancia de 550 W/m^2 que pueda dar lugar a generación de energía fotovoltaica. Sustituyendo en la anterior ecuación se obtienen los siguientes valores:

$$T_c = 10 + 550 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 27,19^{\circ}\text{C}$$

$$V = (-0,275 \cdot (27,19 - 25) \cdot 37,23 + 37,23) \cdot 12 = 444,07\text{V}$$

El valor de tensión obtenido es considerablemente menor al máximo valor de tensión de entrada permitido en los tres inversores estudiados, por lo que no habrá peligro de sobretensiones en el inversor a causa de la variación de temperatura.

Seguidamente, se comprueba que los valores de corriente no excederán los límites de corriente del inversor. Se parte de un caso tipo en un día de verano en el que la temperatura sea de 35°C y la irradiancia de 900 W/m^2 .

$$T_c = 35 + 900 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 63,13^{\circ}\text{C}$$

$$I = (0,045 \cdot (63,13 - 25) \cdot 13,87 + 13,87) = 23,79\text{A}$$

La corriente de cortocircuito obtenida no alcanza el valor máximo permitido de corriente de cortocircuito del Inversor Fronius Symo 8.2-3-M ni el de una de las entradas del inversor Solar Power 8K. Sin embargo, no se puede reducir la corriente de cortocircuito de los paneles cambiando la disposición de estos, por lo que el inversor Solar Power 8k resulta no ser válido, al no poderse conectar una de las ramas a la entrada de uno de los MPPs.

Por tanto, se ha seleccionado el inversor trifásico de $8,2\text{kW}$ de potencia de la marca Fronius (Fronius Company, 2022). Este además cuenta con protecciones frente a sobrecargas de clase I, algo útil, ya que hoy en día, con el aumento de situaciones climatológicas anormales, se pueden exceder los límites de corriente o tensión en el inversor. Esto complementará a las protecciones que se añaden a la instalación expuestas más adelante.

Este inversor incluye una interfaz que permite hacer un seguimiento del consumo y gestionar la dinámica de alimentación. Además, se instalará un vatímetro de la misma marca para controlar los

vertidos y poder optimizar el consumo. El modelo de vatímetro es el Fronius Smart Meter TS 65A-3 (Fronius Company, 2022).

2.5.3 Soporte

Los paneles han de ser colocados a una inclinación que permita obtener el máximo partido de la radiación solar. Al obtener los datos relacionados con esta variable mediante la herramienta PVGIS en la ubicación donde se plantea hacer el proyecto, seleccionamos la opción de hallar la radiación para el ángulo de inclinación óptimo, que resultó ser de 36° respecto de la horizontal. Por tanto, se precisa instalar los paneles a esa inclinación por medio de soportes.

El espacio disponible en la zona del emplazamiento no es muy abundante, razón por la cual se requieren soportes que permitan situar los paneles verticalmente en 2 filas. De esta manera se pueden poner más paneles en menor espacio, ya que no se requiere distancia de separación que evite que los paneles se hagan sombra entre ellos.

Dependiendo del lugar donde se deban instalar los paneles, los soportes pueden estar configurados para sujetar los paneles sobre paredes verticales, tejados con cierta inclinación o sobre terreno plano. En la azotea del edificio donde se situará la instalación diseñada en este proyecto, la superficie es plana, por lo que se seleccionarán unos soportes adecuados a esta situación.

Los empleados en esta instalación son los soportes para terreno para 2 filas de módulos de la marca SUNFER. Estos soportes están disponibles en distintos tamaños según el número de módulos que puedan albergar. Para este proyecto se empleará un soporte de 4, uno de 8 y otro de 12.

Tabla 8. Soportes para terreno para 2 filas de módulos SUNFER (TeknoSolar, 2022)

Soportes SUNFER	
Dimensión máxima de módulos (mm)	2279x1150x45
Inclinación (°)	30
Materiales	Perfilería de aluminio EN AW 6005 ^a T6 y tornillería de acero inoxidable A2-70
Carga de nieve	40 km/m ²
Precio para soporte de 6 módulos (€)	785

2.5.4 Cableado

Para seleccionar los cables a emplear en la instalación se ha hecho uso del catálogo de cables y de la guía de la marca Prysmian (Prysmian Group, s.f.). Se han seleccionado dos modelos de cables distintos, uno para la parte de la instalación de corriente continua y otro para la de alterna.

El dimensionamiento se ha hecho de acuerdo a la ITC-BT-40 del reglamento de baja tensión y siguiendo los criterios aprendidos en la asignatura de Tecnología Electrónica del Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales. Con ello, se calculará la sección necesaria para, según indica el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), que los cables de conexión aguanten una intensidad hasta un 25% superior de la intensidad máxima del generador y para que no se supere una caída de tensión de 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública.

Además, se emplearán cables de cobre de acuerdo con las indicaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (IDAE, 2022).

2.5.4.1 Cableado de continua

En esta instalación se conectan dos ramas de 12 paneles en serie directamente con el inversor, por lo que se emplea un único tipo de cable para unir estos paneles eléctricamente. Además, el montaje del cableado será en los paneles sobre conducto sobre pared, correspondiendo al tipo de montaje B1. Para el dimensionamiento de los cables partimos de los siguientes valores:

- Corriente máxima por rama: 12.98 A
- Tensión nominal por rama, dado que se juntan 12 paneles en serie y que el voltaje a máxima potencia es de 31,21:

$$V = 12 \cdot V_{mp} = 12 \cdot 31,21 = 374,52V$$

- Potencia por rama dado que se emplean 12 paneles de 405W:
$$P_{rama} = 12 \cdot P = 12 \cdot 405 = 374,52V$$
- Longitud de tramo más extenso: 28 metros

Para conseguir no superar los valores máximos de caída de tensión, se parte de la siguiente fórmula para calcular la sección mínima necesaria para líneas monofásicas:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot U^2 \cdot e(\%)} \cdot 100$$

Siendo cada parámetro:

- S_{min} : sección mínima necesaria (mm^2)
- P : potencia de la rama (W)
- L : longitud del conductor. De las dos ramas que hay, se calculará la sección mínima para la rama que requiera de un cableado más largo. (m)

- γ : conductividad del conductor a 90°C (m/(mm²·Ω))
- e : porcentaje de caída de tensión admisible (%)
- U : tensión nominal de la rama (V)

Partiendo de los datos de la instalación, como máximo una rama puede requerir 28 metros de conductor y siendo la conductividad del cobre a 90°C de 45.487 m/(mm²·Ω), se observa que la sección mínima para una caída de tensión máxima del 1.5% es de:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot 4860 \cdot 28}{45,487 \cdot 374,52^2 \cdot 1,5} \cdot 100 = 2,84mm^2$$

Siguiendo la ITC-BT-19 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), con el tipo de instalación de cableado que se va a realizar, se toma como sección mínima de conductor de cobre recubierto con un aislante de polietileno reticulado de 4mm², cuya intensidad máxima admisible es de 38A a 40°C de temperatura. Teniendo en cuenta las condiciones de la instalación, no se aplican factores de corrección a este valor de intensidad, ya que la temperatura ambiente en Valencia puede llegar a alcanzar 40°C, por lo que se toma ese caso, el más desfavorable. Además, el conductor se protegerá del sol mediante un tubo de protección. Los cables se colocarán en un conducto sobre los soportes de los paneles o sobre pared, por lo que el montaje correspondería con el tipo B1 de la ITC-BT-19 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022).

Aplicando el criterio de máxima intensidad admisible se tiene que dar:

$$I_B < I_{adm}$$

Siendo I_B , la corriente de diseño multiplicada por 1.25 e I_{adm} , la intensidad admisible obtenida de las tablas multiplicada por los factores de corrección necesarios, que para este caso no se aplican.

Se calcula I_B a partir de la potencia y tensión de cada rama tal que:

$$I_B = 1,25 \cdot \frac{P}{U} = 1,25 \cdot \frac{4860}{374,52} = 1,25 \cdot 12,98 = 16,22A$$

Esta corriente es menor que el valor de la corriente admisible por lo que se considera adecuada la sección seleccionada, cuya caída de tensión sería:

$$e(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot U^2 \cdot S} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 4860 \cdot 28}{45,487 \cdot 374,52^2 \cdot 4} \cdot 100 = 1,07\%$$

Por tanto, se selecciona un cable de cobre de 4 mm² de sección, concretamente el modelo del cable es Tecsun PV1-F.

Tabla 9. Cableado corriente continua (Prysmian Group, s.f.)

Modelo	Material conductor	Material aislante	Sección (mm ²)	Tipo (unipolar o multiconductor)
Tecsun H1Z2Z2-K Eca	Cobre	XLPE	4	Unipolar

2.5.4.2 Cableado de alterna

El conductor a diseñar se emplea para conectar el inversor con la red de distribución. Además, se montará sobre un conducto sobre pared.

Partiendo de los siguientes datos de salida del inversor proporcionados por la ficha técnica del inversor:

- Corriente máxima: 11,8A
- Potencia nominal: 8200W
- Tensión nominal: 400V
- Longitud de tramo de corriente alterna: 8 metros

Se comienza, como en el apartado anterior, aplicando el criterio de máxima caída de tensión admisible, para el que se emplea la siguiente fórmula para encontrar la sección mínima requerida:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot P \cdot L \cdot \cos(\alpha)}{\gamma \cdot U^2 \cdot e(\%)} \cdot 100$$

Siendo cada parámetro:

- S_{min} : sección mínima necesaria (mm²)
- P: potencia máxima del inversor (W)
- L: longitud del conductor que une el inversor con la red (m).
- γ : conductividad del conductor a 90°C (m/(mm²·Ω))
- e: caída de tensión máxima admisible (%)
- $\cos(\alpha)$: factor de carga, que en este caso se tomará la unidad para conseguir la mínima sección para el caso más “desfavorable”

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8200 \cdot 8 \cdot 1}{45,487 \cdot 400^2 \cdot 1,5} \cdot 100 = 1,04 \text{ mm}^2$$

Se selecciona la sección inmediatamente superior y se comprueba si esta sección cumple con el criterio de máxima intensidad admisible:

$$I_B < I_{adm}$$

Siendo I_B :

$$I_B = 1.25 \cdot 11.8 = 14,75A$$

Consultadas las tablas correspondientes a la tipología de instalación B2, para un cable multiconductor en conducto sobre pared, un conductor de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, se tiene que la intensidad admisible para una sección de $1,5 \text{ mm}^2$, valor más próximo superior a la sección recién obtenida, es de 16,5 A. Al no tenerse que aplicar factores de corrección, como en el caso del cableado de corriente continua, esta sección de cable resultaría válida, de no ser porque la ficha técnica del inversor indica que la mínima sección del cable a conectar ha de ser de 2.5 mm^2 . Por tanto, se toma ese valor como sección del conductor, que da lugar a una intensidad admisible de 22A.

Este conductor daría lugar a una caída de tensión de

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot P \cdot L \cdot \cos(\alpha)}{\gamma \cdot U^2 \cdot S} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 8200 \cdot 8 \cdot 1}{45.487 \cdot 400^2 \cdot 2.5} \cdot 100 = 0.62\%$$

Sumando este valor con el obtenido anteriormente del cableado de continua, se tiene una caída de tensión total de:

$$e(\%) = 1.07 + 0.62 = 1.69\%$$

Este valor excede lo establecido por el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), por lo que se procede a aumentar la sección del cableado de corriente alterna. Se pasa a emplear un valor de sección de 6 mm^2 , para aumentar la holgura de caída de tensión.

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot P \cdot L \cdot \cos(\alpha)}{\gamma \cdot U^2 \cdot S} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot 8200 \cdot 8 \cdot 1}{45.487 \cdot 400^2 \cdot 6} \cdot 100 = 0.26\%$$

En este momento, queda comprobar si la intensidad máxima admisible es mayor que la intensidad de diseño.

$$I_B < I_{adm}$$

$$14,75A < 41$$

Se puede concluir que, empleando este cable, se cumple tanto con el criterio de máxima caída de tensión como con el de la intensidad admisible. Además, cabe destacar que este tipo de cable cuenta con el conductor de tierra incorporado, algo que resultará beneficioso más adelante.

Tabla 10. Cableado corriente alterna (Prysmian Group, s.f.)

Modelo	Material conductor	Material aislante	Sección por fase (mm ²)	Tipo (unipolar o multiconductor)
Cable multipolar H07ZZ-F (AS) 4G6	Cobre	XLPE	6	Multiconductor

Dado que el cable seleccionado cuenta con 4 conductores juntos, uno de ellos se empleará como conductor de protección, mientras los otros tres serán los conductores correspondientes a cada clase.

2.5.5 Protecciones

De cara a proteger la instalación frente a posibles sobrecargas y cortocircuitos, se hará uso de una serie de componentes electrónicos que permitirán minimizar los daños derivados de estos fallos. Para ello, se tomará como referencia lo establecido en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 y la ITC-BT-40 del REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022).

2.5.5.1 Protecciones para la parte de corriente continua

En este apartado se presentan los dispositivos que protegen tanto a los paneles solares como al inversor.

2.5.5.1.1 Fusibles

Los fusibles están compuestos por una filamento que se funde cuando se alcanza una intensidad superior a la que le corresponde de fábrica, debido al calentamiento que supone este aumento en la corriente. Este dispositivo será útil para proteger los paneles solares de sobrintensidades que se puedan generar durante su funcionamiento. Además, al instalarse dos fusibles por rama, uno en el positivo y otro en el negativo, no se compromete el funcionamiento de una rama, si en la otra se ha fundido uno de los fusibles.

Para encontrar el fusible más adecuado se aplica el criterio de protección expuesto en la ITC-BT-22 del REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022):

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

Siendo cada parámetro:

- I_B : Corriente máxima para la que se ha diseñado el circuito (A)
- I_n : Corriente nominal del dispositivo de protección (A).

- I_2 : Corriente máxima admisible del cable, aplicados los factores de corrección asociados al tipo de instalación (A).
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo en un largo periodo de tiempo. Para los fusibles esta será de $1.6 \times I_n$ mientras que para los interruptores automáticos toma un valor de $1.45 \times I_n$ (A).

Aplicando los valores numéricos obtenidos durante el dimensionamiento del cableado se obtiene:

$$16,875 \leq I_n \leq 32$$

$$1.6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 32 = 46,4A$$

Con lo que, teniendo en cuenta los fusibles disponibles en el mercado, se han seleccionado fusibles de 20A de intensidad admisible, apta para instalaciones de hasta 1000V, concretamente el modelo Fusible 20A 1000VDC 10x38.



Figura 4. Fusible 20A (Autosolar, s.f.)

La curva del fusible seleccionando es de tipo g, es decir, de uso general, por lo que sirve para proteger frente a sobretensiones y cortocircuitos. En esta instalación generadora, se emplean y se dimensionan para proteger frente a sobrecargas.

Se emplean 4 fusibles, que se colocarán en la caja de protecciones de la parte de corriente continua, conectado cada uno en el positivo y negativo de cada rama de paneles, dentro de su portafusibles correspondiente, de modelo Portafusibles Doble 10x38 1000V.

interruptor diferencial, que se colocarán en un cuadro general de protecciones para facilitar el acceso y manejo de dichos interruptores, como se recomienda en el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022).

2.5.5.2.1 Interruptor magnetotérmico

Los interruptores magnetotérmicos se emplean para proteger frente a sobreintensidades generadas por sobrecargas o cortocircuitos, actuando automáticamente cortando la corriente cuando ésta sobrepasa un valor determinado para el modelo empleado.

Empleando este dispositivo se evita usar fusibles y tener que sustituir el dispositivo de protección cada vez que se produzca un aumento peligroso en la corriente.

Para seleccionar el interruptor magnetotérmico, se ha empleado el criterio de protección frente a sobretensiones aplicado anteriormente para diseñar los fusibles:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Aplicando los valores numéricos obtenidos al dimensionar el cableado, los resultados son los siguientes:

$$14.75 \leq I_n \leq 35.2$$

$$1.35 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot 35.2 = 51.04$$

Como indica el reglamento, el magnetotérmico tendrá que cortar la corriente en un tiempo inferior a 0,5 segundos, para asegurar así que se dañe la instalación lo mínimo posible. Esto se podrá comprobar atendiendo a la curva de funcionamiento del magnetotérmico seleccionado, asegurando que el disparo magnético o térmico se efectúa en un tiempo igual o menor de 0,5 segundos al alcanzarse una sobrecarga. Dadas las características del edificio al que se va a conectar la instalación generadora, se decide emplear un interruptor con curva de disparo de tipo C. Por ello, se plantea el uso del Magnetotérmico Schneider 4P 20A Curva C (Solar components, 2022).

Para comprobar que este dispositivo sirve para esta instalación, el criterio a aplicar es el de la capacidad de protección frente a cortocircuitos, que dicta:

$$Poder\ de\ corte > I_{cc_{max}}$$

$$I_{cc_{min}} > I_a$$

$$I_{cc_{max}} < I_B$$

Siendo cada parámetro:

- Poder de corte: poder de corte del dispositivo de protección, que para el magnetotérmico seleccionado es de 6000A.
- $I_{CC_{max}}$: corriente de cortocircuito máxima, que se calcula, según el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022):

$$I_{CC_{max}} = \frac{0,8 \cdot U}{R}$$

Siendo R la resistencia del conductor que une el punto considerado con la red y U la tensión fase-neutro.

- $I_{CC_{min}}$: corriente mínima de cortocircuito que según el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022) es de 4500A.
- I_a : intensidad de actuación del disparador electromagnético, que para aquellos de curva C es entre 5 y 10 veces la corriente nominal. Para el magnetotérmico seleccionado es de 8 veces el valor de la corriente nominal.
- I_B : intensidad correspondiente al $(I^2 \cdot t)_{adm}$ del conductor determinada sobre la característica del interruptor $(I^2 \cdot t)_{adm}$.

Primero se calcula la resistencia del conductor:

$$R = \frac{\gamma_{20^{\circ}\text{C}} \cdot L}{S}$$

Siendo cada parámetro:

- R: resistencia del conductor que une el punto considerado con la red (Ω).
- $\gamma_{20^{\circ}\text{C}}$: conductividad del cable a 20°C ($\text{mm}^2 \cdot \Omega / \text{m}$).
- L: longitud del tramo entre donde se sitúa el magnetotérmico y la conexión a la red (m).
- S: sección del conductor (mm^2).

Introduciendo los valores de la instalación de este proyecto:

$$R = \frac{0,01724 \cdot 6}{5} = 0,02069\Omega$$

Con lo que queda:

$$I_{CC_{max}} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,02069} = 8893A$$

Este valor no supera el poder de corte del magnetotérmico seleccionado, que es de 10000A, por lo que se cumple el primer criterio.

Aplicando el segundo criterio, y dada la curva de disparo del magnetotérmico seleccionado, el interruptor funcionaría a partir de que se supere:

$$I_a = I_m = 8 \cdot I_n = 160A$$

Este valor es menor al valor de la corriente de cortocircuito mínima (4500A), por lo que este criterio también se cumple.


Finalmente se comprueba el último criterio, que, partiendo de las características del conductor:

$$(I^2 \cdot t)_{adm} = (K \cdot S)^2 = (143 \cdot 5)^2 = 511,22kA^2s$$

El valor obtenido, introduciéndolo en una gráfica I^2t/kA proporcionada por la asignatura Tecnología electrónica, ya que el fabricante no proporciona dicha curva en su ficha técnica, da lugar a una I_b de aproximadamente 13kA, que es mucho mayor a la corriente de cortocircuito máxima obtenida previamente.

Por tanto, se puede concluir que con el Magnetotérmico Schneider 4P 20A Curva C, el circuito queda protegido frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Tabla 11. Características del Interruptor Magnetotérmico (Solar components, 2022)

 <p>Figura 7. Magnetotérmico Schneider 4P 20A Curva C</p>	Modelo	N.º polos	Intensidad nominal (A)	
	Magnetotérmico Schneider 4 polos 16A curva C	4	20	
	Poder de corte (kA)		Curva de disparo	
	10		C	

2.5.5.2 Interruptor diferencial

Estos dispositivos están diseñados para detectar corrientes de fugas en los conductores de la instalación. Están formados por bobinas situadas en los puntos de entrada y salida de la corriente, y comprueban que los campos magnéticos generados por ellas se anulen. En el caso de que esto no ocurra, habrá un fallo y el interruptor diferencial abrirá el circuito.


Con estos interruptores se podrá proteger frente a contactos directos e indirectos, ya que se cortan las corrientes diferenciales que se puedan originar por el desgaste que puedan sufrir los conductores de la instalación por su funcionamiento.

Según el tipo de instalación, se elegirá un diferencial con una sensibilidad determinada. Cuanto mayor sea el valor de la sensibilidad, mayores variaciones de corriente dejará pasar el diferencial antes de corte el paso de la corriente. Al ir dirigido este proyecto a un edificio de oficinas donde acuden personas a trabajar, la sensibilidad requerida será de 30mA.

El tipo de diferencial varía según el tipo de uso al que se va a someter al instalar. Para esta instalación se empleará un diferencial de tipo AC, diseñado para uso general.

Atendiendo a la sensibilidad requerida, a la intensidad de funcionamiento (11,8A) y admisible a la salida del inversor y al tipo de corriente, se emplea el Diferencial MAXGE 25A 4P 30mA Tipo AC, cuyas características son:

Tabla 12. Características del diferencial (efectoLED, 2022)

 <p>Figura 8. Diferencial MAXGE 25A 4P 30mA Tipo AC</p>	Modelo	N.º polos	Intensidad nominal (A)
	Diferencial MAXGE 25A 4P 30mA Tipo AC	4	25
	Sensibilidad (mA)	Tipo	
30	AC		

2.5.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra de una instalación consiste en la unión directa de una parte o de un determinado elemento con un electrodo o conjunto de electrodos enterrados en el suelo. Con ellas evitamos que se den transferencias de defectos a los aparatos eléctricos conectados a la instalación y a la Red de Distribución, anulándose las diferencias de potencial que puedan resultar peligrosas.

La parte de corriente continua seguirá un esquema IT, en el que la toma a tierra de las masas de esta parte será la misma que la de las masas de la parte de corriente alterna, como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

Según la ITC-BT-40 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), el esquema de puesta a tierra de una instalación generadora interconectada será el TT, con el que el neutro irá conectado a tierra y las masas de la instalación estarán conectadas a una toma de tierra independiente del neutro de la Red de Distribución Pública. Este esquema se aplicará a la parte de corriente alterna de la instalación, que es la que se conecta a la Red de Distribución.

Siguiendo las indicaciones de la ITC-BT-18, relativa a las conexiones a tierra, se dimensionan los conductores requeridos para cada parte de la instalación. Para este proyecto no se requiere diseñar un electrodo de puesta a tierra ya que se empleará el que se encuentre ya instalado en el edificio para el cual va dirigida la instalación generadora.

2.5.6.1 Puesta a tierra de la parte de corriente continua

Para esta parte, se ha seleccionado la sección de los conductores de protección partiendo de la sección de los conductores de la instalación. Dado que el tamaño de la sección de estos últimos es menor a 16mm^2 , la sección del conductor de protección y de tierra tendrán el mismo tamaño, es decir 4mm^2 .

Cada conductor de protección se conectará entre un derivador de tensiones y el borne principal de tierra del cuadro general de las protecciones de corriente continua, como se muestra en el segundo plano adjunto en el documento de PLANOS.

Asimismo, se conectarán a tierra los paneles solares para proteger a los paneles solares y para proteger esta parte de la instalación frente a contactos directos e indirectos. Para ello, se empleará un conductor de protección, conectando cada uno de los paneles a tierra.

2.5.6.2 Puesta a tierra de la parte de corriente alterna

Al igual que antes, se parte de la sección de los conductores de la instalación. Por tanto, se debe emplear un conductor de al menos 6mm^2 de sección. Dado el cable multiconductor previamente seleccionado para el cableado de corriente alterna, uno de los cuatro conductores que lo componen corresponde con el conductor de protección.

Para conectar el borne principal de tierra a la toma a tierra del edificio, dado que el cable se va a proteger mecánicamente, como se indica en la ITC-BT-18 (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022), se emplea un conductor a tierra de la misma sección que el conductor de protección, por lo que se emplea un conductor de 6mm² de sección.

2.6 Resultado del dimensionamiento

De todo lo expuesto, se obtiene una instalación solar fotovoltaica conectada a la red de 9,72kWp de potencia instalada, que se presenta de forma más VISUALNACERT en los planos adjuntos más adelante. Asimismo, queda por estudiar su viabilidad económica a partir de la obtención del presupuesto, también adjunto en este documento.

3 Estudio de viabilidad económica de la instalación

Siempre es de interés conocer cuánto se tarda en recuperar el dinero invertido en una instalación solar fotovoltaica, pues el gasto económico inicial es considerable, como se ve en el presupuesto adjunto más adelante. Por ello, en este apartado se va a obtener el periodo de amortización de la instalación diseñada en este proyecto.

Para ello, se comienza por calcular la eficiencia de la instalación a partir de los valores de eficiencia de los dispositivos empleados y de las pérdidas que sufre por efecto de sombras, pérdidas de calor en los cables etc. Seguidamente se estudia cuanta energía se produce anualmente y cuanta se produciría en los siguientes 25 años, periodo que se estima duren los paneles como indica el fabricante, y cuanto se obtendría de vender parte de esa producción. Finalmente se obtiene el periodo de amortización.

Este estudio pretende dar una visión aproximada del periodo de recuperación de la inversión que se basa en numerosas estimaciones, pues no se puede conocer con certeza cómo evolucionarán los precios de la luz o si los dispositivos empleados en la instalación durarán lo que indica el fabricante.

3.1 Pérdidas y rendimientos de la instalación

3.1.1 Pérdidas por sombras

Dado que se realizó un estudio para decidir cómo colocar los paneles de forma que no se vieran afectados por las sombras que pudieran generarse por los propios paneles y por los obstáculos, las pérdidas por sombras serán nulas.

3.1.2 Pérdidas por orientación e inclinación

Estas se estudiaron en el apartado 2.4.1, pero se considerarán nulas pues para calcular la producción anual se tomarán los datos de PVGIS (European Commission, 2022) para la orientación e inclinación en la que se encontraría la instalación, para mayor precisión.

3.1.3 Pérdidas por suciedad

Se estima que, con un panel cubierto, la eficiencia puede reducirse en un 5%. Por ello, como los paneles no siempre se encontrarán sucios, por el viento que pueda mover la suciedad, la lluvia o el propio mantenimiento de los paneles por parte de algún trabajador del edificio donde se hará la instalación, se tomará que las pérdidas serán del 2%.

3.1.4 Pérdidas por reflectancia angular

La ficha técnica de los paneles solares indica unos parámetros tomando como referencia una situación en la que se supone que la incidencia de los rayos solares es normal a la superficie de los paneles.

Durante el periodo útil diario, no siempre se dan esas condiciones, por lo que se estiman unas pérdidas del 3%.

3.1.5 Pérdidas por desgaste

Cada año los paneles solares perderán eficiencia por desgaste ligado al uso. Por ello se estima que al año se perderá un 0.5% de la eficiencia. Estas pérdidas, al incrementarse anualmente, se aplicarán en el cálculo de producción anual más adelante.

3.1.6 Pérdidas por efecto joule

Estas pérdidas van ligadas a las pérdidas caloríficas causadas por el efecto joule en los conductores de la instalación. Estas se calculan a partir de la siguiente fórmula:

$$P = R \cdot I^2$$

Siendo cada parámetro:

P: potencia perdida (W).

R: Resistencia del conductor (Ω) calculada a partir de la siguiente valor a partir del valor de la resistividad a 40°C, la longitud (m) y sección del conductor (mm^2):

$$R = \gamma \cdot \frac{L}{S}$$

El rendimiento resultante de los valores de pérdidas obtenidos toman como base la potencia de los dispositivos a los que van conectados dichos conductores.

De lo que se obtiene:

Tabla 13. Pérdidas por efecto Joule

PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE EN LOS CONDUCTORES							
Conductor	I (A)	Resistividad (40°C)	Sección (mm^2)	Longitud (m)	Resistencia (Ω)	Potencia (W)	Rendimiento (%)
Ramas de paneles	12,98	0,02	4,00	50,00	0,23	39,16	99,60
Inversor-red	11,80	0,02	2,50	8,00	0,36	49,72	99,39

3.1.7 Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor varía principalmente en función de los parámetros de trabajo. El inversor empleado incluye MPPs, que como se explicó anteriormente, ayudan a conseguir valores óptimos de producción energética. El fabricante nos aporta el dato del rendimiento, que es 98%.

3.1.8 Pérdidas por temperatura de operación en las células fotovoltaicas

Cuando las células de los paneles solares trabajan a una temperatura mayor a la temperatura de referencia para la cual se presentan los parámetros de funcionamiento de la ficha técnica (Autosolar, s.f.), que en el caso de los paneles empleados, es de 25°C, la eficiencia de estos disminuye. Se estima que daría lugar a una pérdida de eficiencia del 12% anual, dado que, sobre todo en los meses de verano, se superaría dicha temperatura.

3.1.9 Rendimiento global de la instalación

A partir de las pérdidas y los rendimientos obtenidos se tiene:

$$\eta = (1 - p_{suciedad}) \cdot (1 - p_{reflectancia}) \cdot \eta_{Ef.Joule} \cdot \eta_{inversor} (1 - p_{temp.célula}) \cdot 100 = 81,15\%$$

3.2 Producción anual de la instalación

La producción anual depende de los siguientes factores:

- La potencia instalada
- La irradiación solar
- El rendimiento de la instalación
- Las condiciones de la instalación (orientación e inclinación)

Para hallar el valor de la potencia obtenida mensualmente se emplea la siguiente fórmula:

$$E = P \cdot G \cdot d \cdot \eta$$

Siendo cada parámetro:

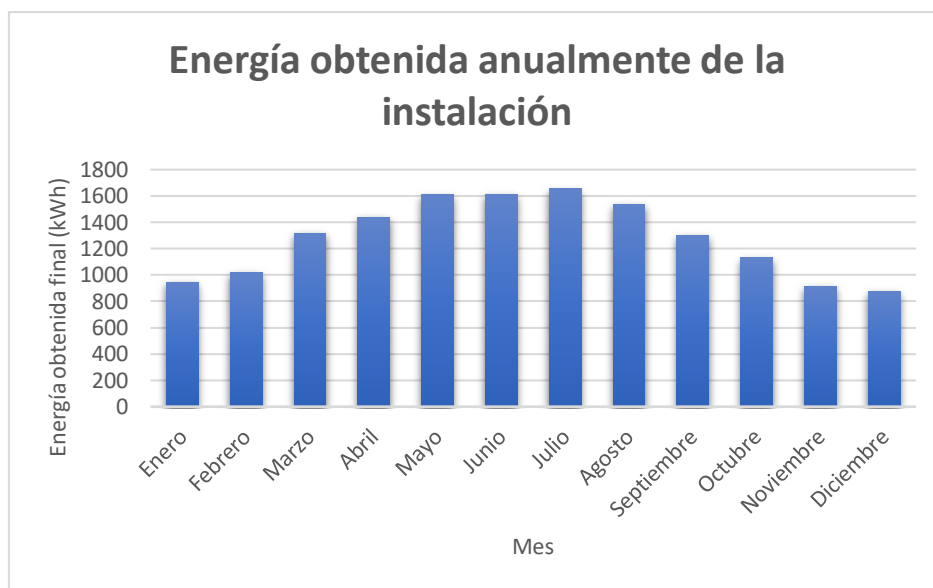
- E: Potencia obtenida (kW/mes)
- P: potencia instalada (kW)
- G: irradiancia solar diaria mensual (kW/(día·mes))
- d: días en el mes correspondiente
- η : rendimiento de la instalación

Sin embargo, para simplificar y obtener datos más precisos, se emplea la herramienta PVGIS (European Commission, 2022) donde al introducir los datos de la instalación (orientación, inclinación etc.) se pueden hallar los valores de producción energética por mes. Cabe destacar que PVGIS cuenta con el hecho de que se pueda dar pérdidas en la instalación. Incluye pérdidas por el ángulo de incidencia de

los rayos, por baja irradiación y variaciones de temperatura de trabajo de la célula y por el espectro de radiación incidente. Al resultado se le aplica el valor del rendimiento obtenido anteriormente, sin tener en cuenta las pérdidas de reflectancia angular y las pérdidas por la variación de temperatura en la célula, pues se contemplan por PVGIS (European Commission, 2022), por lo que se aplica un rendimiento de 95,07% a los datos obtenidos, que se encuentran representados en la Tabla 14. y en la Gráfica 6.

Tabla 14. Energía obtenida de los paneles solares cada mes

ENERGÍA OBTENIDA DE LOS PANELES SOLARES			
Mes	Potencia obtenida (kWh)	Rendimiento	Potencia obtenida final (kWh)
Enero	994,08	95,07%	945,07
Febrero	1067,85	95,07%	1015,20
Marzo	1383,4	95,07%	1315,20
Abril	1511,25	95,07%	1436,75
Mayo	1690,97	95,07%	1607,61
Junio	1694,15	95,07%	1610,63
Julio	1739,39	95,07%	1653,64
Agosto	1617,39	95,07%	1537,65
Septiembre	1371,16	95,07%	1303,56
Octubre	1188,92	95,07%	1130,31
Noviembre	960,35	95,07%	913,00
Diciembre	921,64	95,07%	876,20
TOTAL			15.344,82



Gráfica 6. Energía obtenida anualmente de la instalación

Anualmente, se obtiene 15.344,82kWh de la instalación de este proyecto. Como se puede observar en la Gráfica 6 Gráfica 6. Energía obtenida anualmente de la instalación, se obtiene más energía entre mayo y agosto, algo que es de esperar dado al clima más soleado y sin inestabilidades atmosféricas que se caracteriza en esa época del año en Valencia.

3.3 Ahorro y venta de electricidad

De cara a conocer el periodo de amortización, en este apartado se calcula cuánto dinero se ahorra empleando la instalación fotovoltaica como fuente de electricidad respecto a lo que se gastaría si se adquiriera dicha energía a la red eléctrica, empleando como referencia los datos de demanda energética proporcionados por la empresa a la que va dirigida este proyecto. Además, se incluirá cuánto se obtiene de la venta de electricidad a la compañía de suministro de electricidad.

Se parte de que los paneles solares funcionarán alrededor de 25 años, un valor aproximado ya que con el mantenimiento adecuado se estima que pueden durar hasta 40 años. Aun así, su eficiencia no es constante, y se reduce con el paso de los años. Como se muestra más adelante, para los paneles empleados en la instalación, se estima que en 25 años, los paneles sufrirán una degradación anual de la eficiencia media de:

$$Pérdida de eficiencia anual media (\%) = \frac{98 - 84.8}{25} = 0,528\%$$

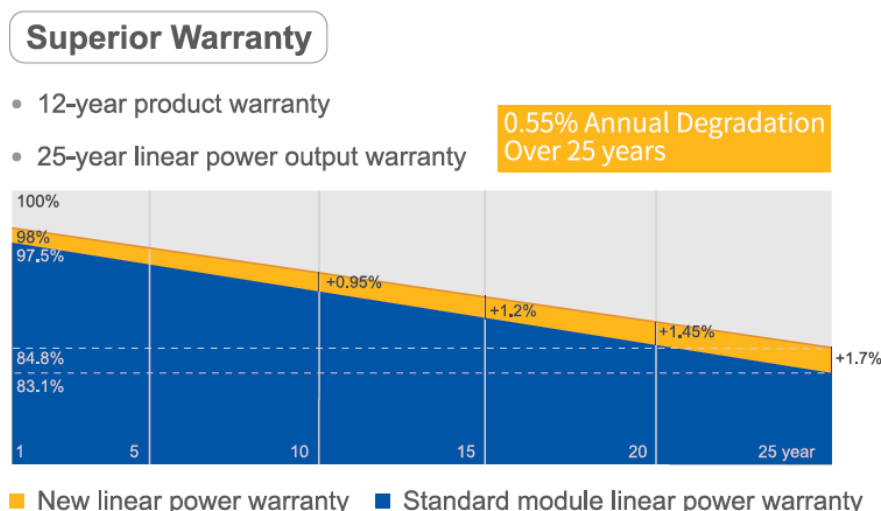


Figura 9. Garantía de eficiencia de los paneles de la instalación (Autosolar, s.f.)

Para hacer el cálculo más realista, se ha de tener en cuenta la variación del IPC (Impuesto de Precios de Consumo). El INE (Instituto Nacional de Estadística, 2022) tiene registradas las variaciones anuales del IPC, por lo que tomando como referencia las variaciones de los últimos diez años, se calcula que este índice varía en torno a un 1,7% anualmente. Este será el valor que se tome como referencia para calcular el precio de la electricidad durante el periodo de uso de los paneles solares.

Además, se tiene en cuenta que el inversor empleado tiene una vida útil de 15 años, por lo que pasado ese periodo de operación, se contará con el gasto que supondría invertir en un nuevo inversor.

El consumo energético anual se ha obtenido a partir de los datos de la demanda eléctrica de las facturas de VISUALNACERT. Pero, como solo nos interesa el consumo que sería suplido por los paneles solares, se ha hecho uso del análisis de estos datos por la herramienta HOMER. Este programa, al introducir la potencia a instalar, el recurso solar del emplazamiento de la instalación y la demanda energética, nos indica la cantidad de energía que se consume de fuentes renovables. De ahí se obtiene, restándole ese valor a la producción energética de los paneles, la cantidad de energía que se vende a la empresa de suministro, IBERDROLA.

En cuanto al precio de la electricidad, a partir las facturas de IBERDROLA, se ha calculado el ahorro previsto con los paneles tomando como referencia lo que paga ahora VISUALNACERT con la tarifa eléctrica contratada, que es aproximadamente 0,2€/kWh. El precio que se ha empleado para la venta de la electricidad excedente es el que figura en la tarifa del Plan Solar (IBERDROLA, 2022), siendo este 0,051€/kWh.

Y, lo más importante, el valor del importe de la instalación, se obtiene a partir del presupuesto realizado con ARQUÍMEDES, que asciende a 18.347,92€. Este presupuesto se ha realizado basándose

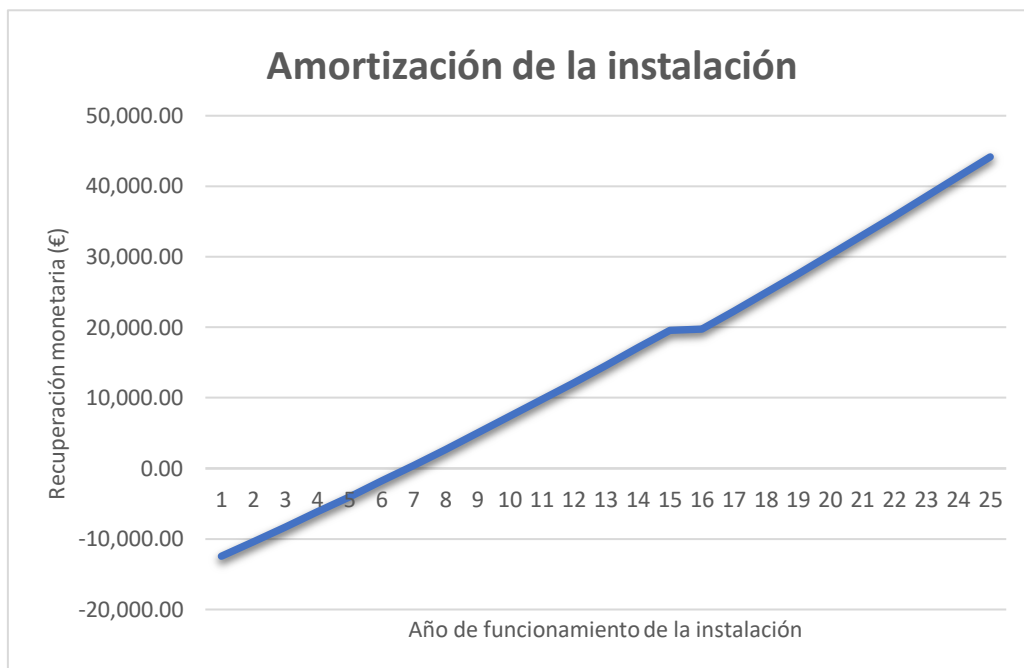
en los precios reales de los elementos de la instalación seleccionados y de cara a ser más realista, se han introducido los costes relacionados con el proceso de instalación en sí, obtenidos en el generador de precios de CYPE (Generador de precios Cype, 2022).

A partir de estos datos, se obtiene en la **Error! Reference source not found.** el periodo de amortización y el cúmulo de beneficios, que representan el ahorro que la instalación solar fotovoltaica de este proyecto supone a VISUALNACERT.

Tabla 15. Cálculo de periodo de amortización

CÁLCULO DE AHORRO E INGRESOS GENERADOS POR LA INSTALACIÓN										
Año	Producción (kWh)	Pérdida de eficiencia de los paneles (%)	Consumo		Ahorro monetario			Ahorro + Ingresos		Amortización
			VisualNACert (kWh)	Energía vendida a la red (kWh)	de consumo (€)	Ingreso venta red (€)	IPC(%)	(€)		
1	15.344,82	0,00	8.592,00	6.752,82	1.718,40	344,39	0,00	2.062,79	-18.347,92	
2	15.263,80	0,53	8.592,00	6.671,80	1.747,61	350,18	1,70	2.097,79	-16.285,13	
3	15.183,21	0,53	8.592,00	6.591,21	1.776,83	355,89	1,70	2.132,72	-14.187,34	
4	15.103,04	0,53	8.592,00	6.511,04	1.806,04	361,54	1,70	2.167,58	-12.054,62	
5	15.023,30	0,53	8.592,00	6.431,30	1.835,25	367,11	1,70	2.202,37	-9.887,04	
6	14.943,97	0,53	8.592,00	6.351,97	1.864,46	372,62	1,70	2.237,09	-7.684,68	
7	14.865,07	0,53	8.592,00	6.273,07	1.893,68	378,06	1,70	2.271,74	-5.447,59	
8	14.786,58	0,53	8.592,00	6.194,58	1.922,89	383,43	1,70	2.306,32	-3.175,85	
9	14.708,51	0,53	8.592,00	6.116,51	1.952,10	388,73	1,70	2.340,84	-869,53	
10	14.630,85	0,53	8.592,00	6.038,85	1.981,32	393,97	1,70	2.375,28	1.471,30	
11	14.553,60	0,53	8.592,00	5.961,60	2.010,53	399,14	1,70	2.409,67	3.846,59	
12	14.476,75	0,53	8.592,00	5.884,75	2.039,74	404,24	1,70	2.443,98	6.256,25	
13	14.400,32	0,53	8.592,00	5.808,32	2.068,95	409,28	1,70	2.478,23	8.700,23	
14	14.324,28	0,53	8.592,00	5.732,28	2.098,17	414,25	1,70	2.512,41	11.178,46	
15	14.248,65	0,53	8.592,00	5.656,65	2.127,38	419,15	1,70	2.546,53	13.690,88	
16	14.173,42	0,53	8.592,00	5.581,42	2.156,59	423,99	1,70	2.580,58	13.823,80	
17	14.098,58	0,53	8.592,00	5.506,58	2.185,80	428,76	1,70	2.614,57	16.404,39	
18	14.024,14	0,53	8.592,00	5.432,14	2.215,02	433,47	1,70	2.648,49	19.018,95	
19	13.950,09	0,53	8.592,00	5.358,09	2.244,23	438,12	1,70	2.682,35	21.667,44	
20	13.876,44	0,53	8.592,00	5.284,44	2.273,44	442,70	1,70	2.716,14	24.349,79	
21	13.803,17	0,53	8.592,00	5.211,17	2.302,66	447,22	1,70	2.749,87	27.065,94	
22	13.730,29	0,53	8.592,00	5.138,29	2.331,87	451,67	1,70	2.783,54	29.815,81	
23	13.657,79	0,53	8.592,00	5.065,79	2.361,08	456,07	1,70	2.817,15	32.599,35	
24	13.585,68	0,53	8.592,00	4.993,68	2.390,29	460,39	1,70	2.850,69	35.416,50	
25	13.513,95	0,53	8.592,00	4.921,95	2.419,51	464,66	1,70	2.884,17	38.267,19	

De forma más visual, se representa en la **Error! Reference source not found.** cuánto se tardaría en recuperar la inversión inicial.



Gráfica 7: Amortización de la instalación

Como se puede observar, el periodo de amortización asciende a algo más de 9 años. A partir de ahí, la instalación solo genera beneficios ya que no se paga por la energía obtenida durante las horas en las que los paneles solares estén en funcionamiento. El único consumo que se le hace a la red es aquel que se produce mientras los paneles no captan energía del Sol.

En la 62Tabla 16. se muestra, a partir del paquete de datos tipo de consumo de VISUALNACERT y de la energía que se obtiene de la instalación, el balance económico mensual que se espera obtener aproximadamente del primer año de operación.

Tabla 16. Balance mensual de primer año de operación

BALANCE MENSUAL DE PRIMER AÑO DE OPERACIÓN					
Mes	Energía adquirida (kWh)	Energía vendida (kWh)	Coste de factura eléctrica (€)	Coste de factura eléctrica sin emplear paneles solares (€)	Ahorro (€)
Enero	982,00	554,00	227,00	446,00	219,00
Febrero	383,00	916,00	43,00	248,00	205,00
Marzo	473,00	739,00	77,00	295,00	218,00
Abril	484,00	862,00	71,00	294,00	223,00
Mayo	315,00	1.289,00	7,00	227,00	220,00
Junio	302,00	1.301,00	3,00	224,00	221,00
Julio	357,00	1.069,00	29,00	319,00	290,00
Agosto	332,00	1.237,00	14,00	273,00	259,00
Septiembre	412,00	1.019,00	44,00	285,00	241,00
Octubre	400,00	1.034,00	40,00	248,00	208,00
Noviembre	521,00	724,00	87,00	255,00	168,00
Diciembre	588,00	602,00	110,00	337,00	227,00
Anual	5.548,00	11.346,00	750,00	3.451,00	2.701,00

Con ello, se puede observar que, la instalación del presente proyecto siempre supondrá un ahorro económico respecto a lo que VISUALNACERT gasta cada mes con la factura de la electricidad sin obtener energía de paneles fotovoltaicos.

4 Conclusiones

Con este proyecto se ha diseñado una instalación solar fotovoltaica cuyo objetivo ha sido obtener energía a partir de fuentes renovables, dar lugar a un ahorro en los gastos ligados con el consumo eléctrico de la empresa VISUALNACERT y reducir la dependencia de ésta en la variabilidad del precio de la electricidad.

Para ello, se ha hecho uso de HOMER (HOMER Energy LLC, 2012) para realizar una simulación que permitiera decidir qué potencia se requiere instalar con el fin de abastecer la demanda eléctrica. Se tuvo que considerar las limitaciones económicas, para que la instalación no supusiera un periodo de amortización demasiado largo y el espacio disponible para instalar los paneles solares. Además, se ha tenido en cuenta la variabilidad de la demanda eléctrica que se pueda dar durante un año de operación ya que, una potencia instalada que cubra las necesidades energéticas de enero, puede ser excesiva para cubrir las necesidades de un mes como agosto.

Una vez decidida la potencia, se procedió al diseño de la instalación. Esto conlleva seleccionar los dispositivos electrónicos que fueran más adecuados, en cuanto a eficiencia y precio, a la potencia a instalar. Asimismo, se adquieren protecciones eléctricas y un cableado de dimensión que permita cumplir con el REBT (Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2022) y que, por tanto, asegure la durabilidad de la instalación.

Finalmente, con el estudio de viabilidad económica se ha obtenido el periodo de amortización, teniendo en cuenta la producción de los paneles solares con el recurso solar de la ubicación del proyecto y las pérdidas que se puedan generar. Este es de carácter orientativo, ya que no se puede prever con exactitud como progresará el funcionamiento de la instalación, el consumo de VISUALNACERT o el precio de la electricidad.

Sin embargo, se puede intuir que, con la creciente concienciación social respecto a la necesidad de usar fuentes renovables para satisfacer las demandas energéticas del ser humano, la economía y la política irá fomentando e incentivando el uso de estas energías. Por lo que la rentabilidad de la instalación puede ser incluso mayor de la calculada.

Esta instalación podría mejorarse, en el caso de que se quisiera invertir más dinero, incluyendo un sistema de seguimiento. Funcionan variando el ángulo de inclinación de los paneles solares para conseguir que los rayos del Sol se encuentren perpendiculares a ellos el mayor tiempo posible, obteniéndose así más energía, incluso un 20% más. Alternativamente, se podrían adquirir soportes cuya inclinación pudiera cambiarse manualmente. Esto permitiría cambiarla según la época del año, ya que, como se explicó anteriormente, en invierno se obtiene mayor rendimiento con un ángulo de inclinación mayor que en verano.

Además, el uso de baterías también resultaría beneficioso para almacenar los excedentes energéticos y así ser independientes de la empresa suministradora de energía. Pero una vez más, esto aumentaría el desembolso inicial y el periodo de amortización.

Empleando esta instalación, cabe destacar que se obtiene beneficio social y medioambiental. Por una parte, se tiene que promoviendo el uso de fuentes de energías renovables, se provoca un impacto social positivo, dando ejemplo a otras empresas e incluso a dueños de viviendas para pasarse a la energía verde. Además, al verter excedentes eléctricos a la red, otros usuarios de la compañía eléctrica a la que se le vende esta energía y que no cuenten con sistemas de autoconsumo, tienen acceso a energía obtenida de una fuente renovable. Por otra parte, en el ámbito del medioambiente, este proyecto da lugar a una reducción considerable de emisiones de gases de efecto invernadero. De hecho, con HOMER (HOMER Energy LLC, 2012) se calcula que anualmente se emiten 3.664kg menos de dióxido de carbono a la atmósfera. Así, se contribuye a luchar contra el cambio climático, a reducir el consumo de combustibles fósiles y a mejorar la calidad del aire que se respira.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2022). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es>
- [2] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2022). *REBT*. Obtenido de Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC
- [3] Autodesk. (2022). AutoCAD.
- [4] Autosolar. (s.f.). *Autosolar, Tienda Solar Fotovoltacia*. Obtenido de <https://autosolar.es/>
- [5] Blog Tecnosolar. (2022). *Blog Tecnosolar*. Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>
- [6] CYPE. (2022). Arquímedes.
- [7] efectoLED. (2022). Obtenido de <https://www.efectoled.com/>
- [8] European Comission. (2022). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [9] Focosdeleds. (2022). *Focosdeleds*. Obtenido de <https://focosdeleds.es/>
- [10] Fronius Company. (2022). Obtenido de <https://www.fronius.com/es-es/spain>
- [11] Generador de precios Cype. (2022). *Generador de precios Cype*. Obtenido de <http://generadorprecios.cype.es/>
- [12] Group, P. (2022). *Manual técnico y práctico de cables*. Obtenido de http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_-GU%C3%8DA-TECNICA_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf
- [13] HOMER Energy LLC. (2012). EEUU.
- [14] IBERDROLA. (2022). *Plan Solar Iberdrola*. Obtenido de <https://www.iberdrola.es/smart-solar/plan-solar>
- [15] IDAE. (2022). *IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- [16] Instituto Nacional de Estadística. (2022). *Instituto Nacional de Estadística*. Obtenido de Variación del IPC: <https://www.ine.es/varipc/index.do>
- [17] ONU. (F de F de F). *FFF*. Obtenido de F: F

[18] Prysmian Group. (s.f.). *Generador de Precios de Prysmian Group*. Obtenido de http://prysmian-group.generadordeprecios.info/rehabilitacion/calculaprecio.asp?Valor=5|0_0_0_0|1|IEH015|ieh_015:c4_0_1c10_0_1_0_0#gsc.tab=0

[19] Solar components. (2022). *Solarcomponents*. Obtenido de <https://solarcomponents.es/>

[20] TeknoSolar. (2022). Obtenido de <https://www.teknosolar.com/>

II. PRESUPUESTO

ÍNDICE DE PRESUPUESTO

- 1. Cuadro de precios descompuestos 69**
- 2. Mediciones 71**
- 3. Presupuesto..... 73**
- 4. Resumen..... 75**

1. Cuadro de precios descompuestos

Anejo de justificación de precios					
Nº	Código	Ud	Descripción		Total
1 Paneles Solares + Soportes					
1.1	1.1	u	Paneles solares		
	1.11	1,000 u	Panel Solar 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono	196,95	196,95
	1.12	0,390 h	Oficial 1º instalador de captadores solares.	20,48	7,99
	1.13	0,390 h	Ayudante instalador de captadores solares.	18,88	7,36
	%02	2,000 %	Costes directos complementarios	212,30	4,25
		4,000 %	Costes indirectos	216,55	8,66
				Precio total por u	225,21
1.2	1.2	u	Soporte inclinado para terreno en filas de 2 modulos en vertical 31V. Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit. Estructura para 6 paneles.		
		4,000 %	Sin descomposición Costes indirectos	785,00	785,00 31,40
				Precio total redondeado por u	816,40

Anejo de justificación de precios					
Nº	Código	Ud	Descripción		Total
2 Inversor de conexión a red					
2.1	2.2	u	Adquisición e instalación de inversor requerido para la instalación.		
	2.11	1,000 u	Inversor Red FRONIUS Symo 8.2-3-M 8.2kW	2.413,60	2.413,60
	2.12	0,200 h	Oficial 1º electricista	20,48	4,10
	2.13	0,200 h	Ayudante electricista	18,88	3,78
	%02	2,000 %	Costes directos complementarios	2.421,48	48,43
	2.3	1,000 u	Fronius Smart Meter TS 65A-3	302,35	302,35
		4,000 %	Costes indirectos	2.772,26	110,89
				Precio total redondeado por u	2.883,15

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
3 Protecciones				
3.1 Protecciones corriente continua				
3.1.1	3.11	u	Fusible 20A 1000VDC 10x38	
		4,000 %	Sin descomposición	8,28
			Costes indirectos	0,33
			Precio total redondeado por u	8,61
3.1.2	3.12	u	Portafusibles 10x38 1000V	
		4,000 %	Sin descomposición	4,34
			Costes indirectos	0,17
			Precio total redondeado por u	4,51
3.1.3	3.13	u	Protege los aparatos eléctricos como el inversor de sobretensiones transitorias o de sobre voltaje instantáneo. Tormenta eléctrica, rayos.	
		4,000 %	Sin descomposición	33,00
			Costes indirectos	1,32
			Precio total redondeado por u	34,32
3.1.4	3.14	u	Caja Superficie para Automáticos 6 Módulos	
		4,000 %	Sin descomposición	13,12
			Costes indirectos	0,52
			Precio total redondeado por u	13,64
3.3	3.21	u	Interruptor automático magnetotérmico de 4 polos e intensidad nominal de 20A. Curva de disparo C. Poder de corte de 10kA.	
		4,000 %	Sin descomposición	52,67
			Costes indirectos	2,11
			Precio total redondeado por u	54,78
3.4	3.22	u	Diferencial 4P 25A 30mA clase AC MAXGE. Poder de corte 10kA.	
		4,000 %	Sin descomposición	61,49
			Costes indirectos	2,46
			Precio total redondeado por u	63,95
3.5	3.23	u	Caja de protecciones CA 2 módulos	
		4,000 %	Sin descomposición	8,78
			Costes indirectos	0,35
			Precio total redondeado por u	9,13
3.6	3.3	u	Gastos relacionados con obreros, ayudantes y costes directos de la instalación.	
	2.12	0,500 h	Oficial 1º electricista	20,48
	2.13	0,500 h	Ayudante electricista	18,88
	3.31	0,300 h	Oficial 1º construcción	19,93
	3.32	0,300 h	Peón ordinario construcción	18,69
	%02	2,000 %	Costes directos complementarios	31,27
		4,000 %	Costes indirectos	31,90
			Precio total redondeado por u	33,18

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
4 Cableado				
4.1	4.3	m	Cableado de corriente continua empleado en la conexión de los paneles y para la conexión de las ramas de paneles con el inversor	
	4.31	1,000 m	Cable eléctrico unipolar Tecsun H1Z2Z2-K Eca 1x4mm ²	0,65
	4.33	1,000 m	TUBO ELECTROFLEX (Diferentes Métricas)	0,75
	2.12	0,018 h	Oficial 1º electricista	20,48
	2.13	0,018 h	Ayudante electricista	18,88
	%02	2,000 %	Costes directos complementarios	2,11
		4,000 %	Costes indirectos	2,15
Precio total redondeado por m				2,24
4.2	4.4	m	Cableado CA + Conductor de Protección de CA	
	4.41	1,000 m	Cable multipolar H07ZZ-F (AS) de 4G6 mm ² de sección	10,51
	2.12	0,040 h	Oficial 1º electricista	20,48
	2.13	0,040 h	Ayudante electricista	18,88
	4.43	1,000 m	TUBO CORRUGADO FLEXIBLE (Métricas 16 a 32 mm/ROLLO)	0,16
	%02	2,000 %	Costes directos complementarios	12,25
		4,000 %	Costes indirectos	12,50
Precio total redondeado por m				13,00

2. Mediciones

1 Paneles Solares + Soportes

Nº	Ud	Descripción	Medición
1.1	U	Paneles solares	
			Total u : 24,00
1.2	U	Soporte inclinado para terreno en filas de 2 módulos en vertical 31V. Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit. Estructura para 6 paneles.	
			Total u : 4,00

2 Inversor de conexión a red

Nº	Ud	Descripción	Medición
2.2	U	Adquisición e instalación de inversor requerido para la instalación.	
			Total u : 1,00

3 Protecciones

Nº	Ud	Descripción	Medición
3.11	U	Fusible 20A 1000VDC 10x38	
			Total u : 4,00
3.12	U	Portafusibles 10x38 1000V	
			Total u : 2,00
3.13	U	Protege los aparatos eléctricos como el inversor de sobretensiones transitorias o de sobre voltaje instantáneo. Tormenta eléctrica, rayos.	
			Total u : 2,00
3.14	U	Caja Superficie para Automáticos 6 Módulos	
			Total u : 1,00
3.21	U	Interruptor automático magnetotérmico de 4 polos e intensidad nominal de 20A. Curva de disparo C. Poder de corte de 10kA.	
			Total u : 1,00
3.22	U	Diferencial 4P 25A 30mA clase AC MAXGE. Poder de corte 10kA.	
			Total u : 1,00
3.23	U	Caja de protecciones CA 2 módulos	
			Total u : 1,00
3.3	U	Gastos relacionados con obreros, ayudantes y costes directos de la instalación.	
			Total u : 1,00

4 Cableado

Nº	Ud	Descripción	Medición
4.3	M	Cableado de corriente continua empleado en la conexión de los paneles y para la conexión de las ramas de paneles con el inversor	
			Total m : 50,00
4.4	M	Cableado CA + Conductor de Protección de CA	
			Total m : 24,00

5 Puesta a tierra

Nº	Ud	Descripción	Medición
5.1	M	Conductor de protección de CC	
			Total m : 62,50
5.2	M	Conducción a tierra de la instalación	
			Total m : 7,50

3. Presupuesto

Presupuesto parcial nº 1 Paneles Solares + Soportes

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1	U	Paneles solares			
			Total u :	24,00	225,21
					5.405,04
1.2	U	Soporte inclinado para terreno en filas de 2 modulos en vertical 31V. Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit. Estructura para 6 paneles.			
			Total u :	4,00	816,40
					3.265,60
Total Presupuesto parcial nº 1 Paneles Solares + Soportes :					8.670,64

Presupuesto parcial nº 2 Inversor de conexión a red

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.2	U	Adquisición e instalación de inversor requerido para la instalación.			
			Total u :	1,00	2.883,15
					2.883,15
Total Presupuesto parcial nº 2 Inversor de conexión a red :					2.883,15

Presupuesto parcial nº 3 Protecciones

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1 Protecciones corriente continua					
3.11	U	Fusible 20A 1000VDC 10x38			
			Total u :	4,00	8,61
					34,44
3.12	U	Portafusibles 10x38 1000V			
			Total u :	2,00	4,51
					9,02
3.13	U	Protege los aparatos eléctricos como el inversor de sobretensiones transitorias o de sobre voltaje instantáneo. Tormenta eléctrica, rayos.			
			Total u :	2,00	34,32
					68,64
3.14	U	Caja Superficie para Automáticos 6 Módulos			
			Total u :	1,00	13,64
					13,64
			Total 3.1 Protecciones corriente continua		125,74
3.21	U	Interruptor automático magnetotérmico de 4 polos e intensidad nominal de 20A. Curva de disparo C. Poder de corte de 10kA.			
			Total u :	1,00	54,78
					54,78
3.22	U	Diferencial 4P 25A 30mA clase AC MAXGE. Poder de corte 10kA.			
			Total u :	1,00	63,95
					63,95
3.23	U	Caja de protecciones CA 2 módulos			
			Total u :	1,00	9,13
					9,13
3.3	U	Gastos relacionados con obreros, ayudantes y costes directos de la instalación.			
			Total u :	1,00	33,18
					33,18
			Total Presupuesto parcial nº 3 Protecciones :		286,78

Presupuesto parcial nº 4 Cableado

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
4.3	M	Cableado de corriente continua empleado en la conexión de los paneles y para la conexión de las ramas de paneles con el inversor			
			Total m :	50,00	2,24
					112,00
4.4	M	Cableado CA + Conductor de Protección de CA			
			Total m :	24,00	13,00
					312,00
			Total Presupuesto parcial nº 4 Cableado :		424,00

Presupuesto parcial nº 5 Puesta a tierra

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
5.1	M	Conductor de protección de CC			
			Total m :	62,50	3,81
					238,13
5.2	M	Conducción a tierra de la instalación			
			Total m :	7,50	3,89
					29,18
Total Presupuesto parcial nº 5 Puesta a tierra :					267,31

4. Resumen

Proyecto: PRESUPUESTO INSTALACIÓN

Capítulo	Importe
1 Paneles Solares + Soportes	8.670,64
2 Inversor de conexión a red	2.883,15
3 Protecciones	
3.1 Protecciones corriente continua	125,74
Total 3 Protecciones	286,78
4 Cableado	424,00
5 Puesta a tierra	267,31
Presupuesto de ejecución material	12.531,88
15% de gastos generales	1.879,78
6% de beneficio industrial	751,91
Suma	15.163,57
21% IVA	3.184,35
Presupuesto de ejecución por contrata	18.347,92

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de DIECIOCHO MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y SIETE EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS.

Valencia, Junio 2021
 Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

María Martínez Escudero

III. PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

1. Distribución en planta de la instalación solar
2. Esquema unifilar



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA
TÉCNICA
SUPERIOR
INGENIERÍA
INDUSTRIAL
VALENCIA

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES

Proyecto:

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10KW DE POTENCIA PARA UN EDIFICIO DE OFICINAS

Plano:

Distribución en planta de la instalación solar

Autor:

María Martínez Escudero

Fecha:

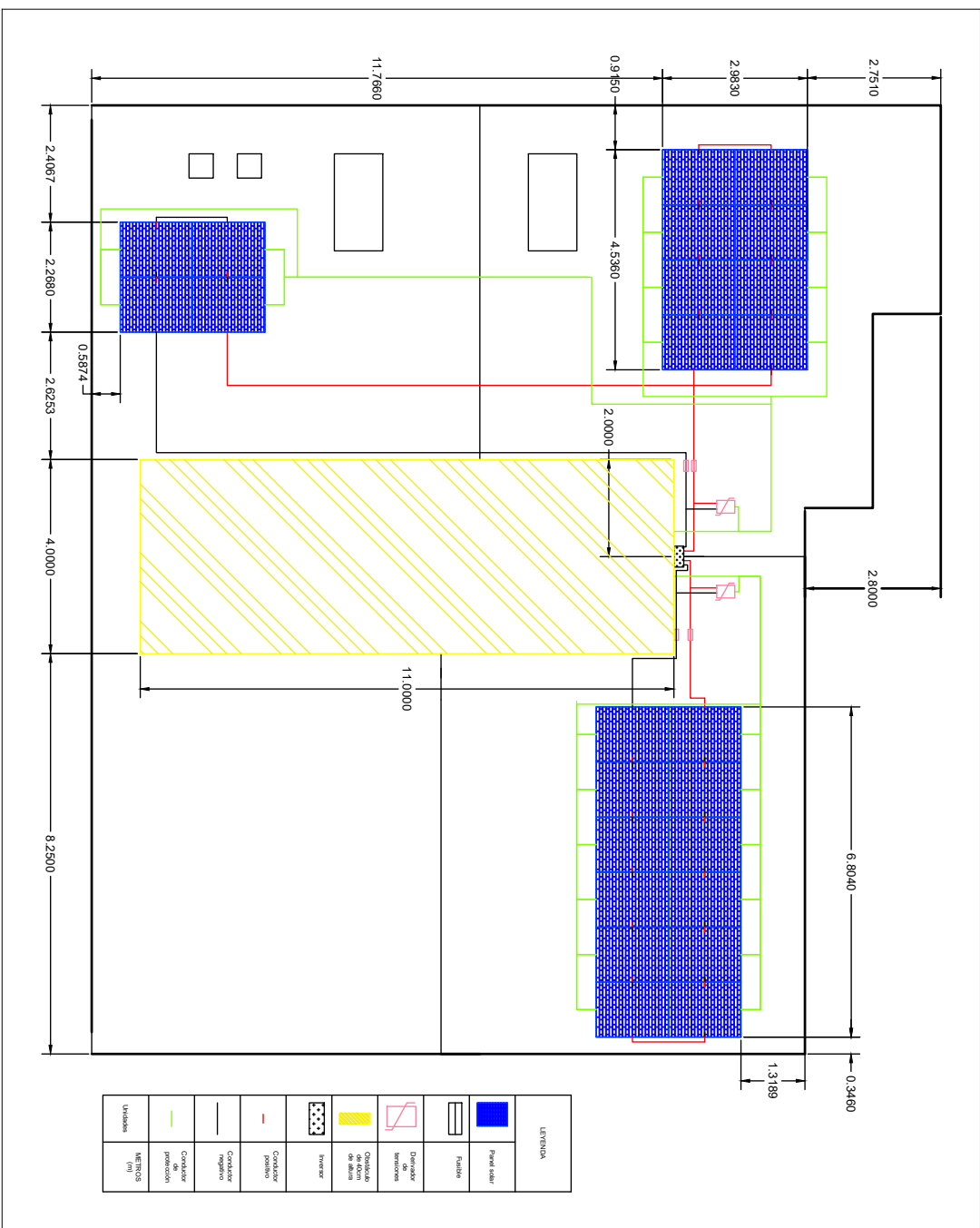
Junio 2022

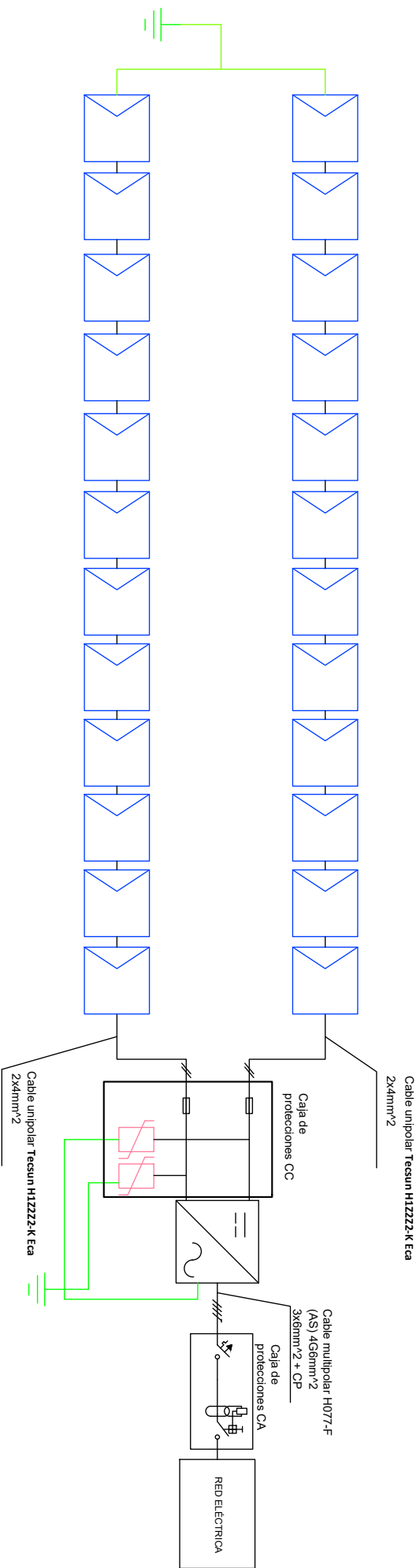
Escala:

1:100

Nº Plano:

1





LEYENDA

Panel Solar	Inversor 8200W	Fusible 20A	Derivador de sobretensiones 600Vdc 25A	Interrupor magnetotérmico 4P 20A	Interrupor diferencial 4P 25A 30mA	Conductor de toma a tierra	Toma a tierra

IV. ANEXOS

ÍNDICE ANEXOS

1.	Paneles Solares 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono	80
2.	Inversor Fronius Symo 8.2-3-M.....	82
3.	Fronius Smart Meter TS 65A-3.....	84
4.	Soportes Sunfer.....	86
5.	Fusible 20A 10x38	88
6.	Interruptor -Seccionador 600Vdc - 25 A	91
7.	Magnetotérmico 4P 20A Scheider Electric.....	93

1. Paneles Solares 405W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono

Preliminary

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

405W MBB Half-cell Module

JAM54S30 390-415/MR Gen5

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.35% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval





JA SOLAR

www.jasolar.com

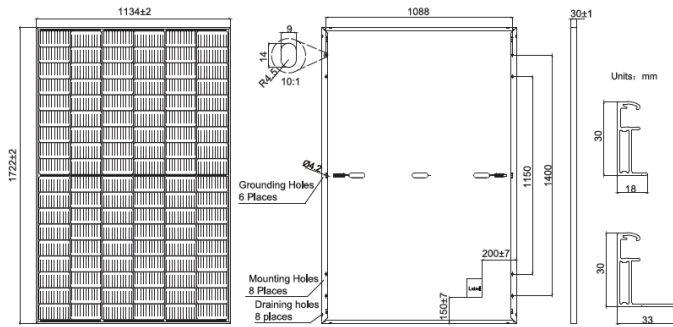
Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.





JAM54S30 390-415/MR **Series**

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	36.85	36.98	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

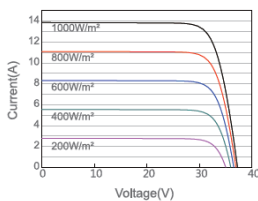
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310	314
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37
Max Power Voltage(Vmp) [V]	28.87	29.08	29.26	29.47	29.72	29.89
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22
Max Power Current(Imp) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

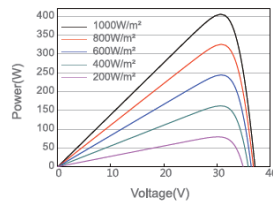
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

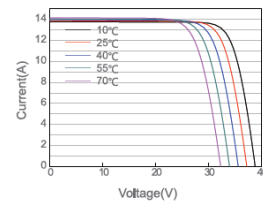
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20201222

2. Inversor Fronius Symo 8.2-3-M

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro

/ Tecnología SnapINverter

/ Comunicación de datos integrada

/ Diseño SuperFlex

/ Seguimiento inteligente GMPP

/ Smart Grid Ready

/ Inyección cero

/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

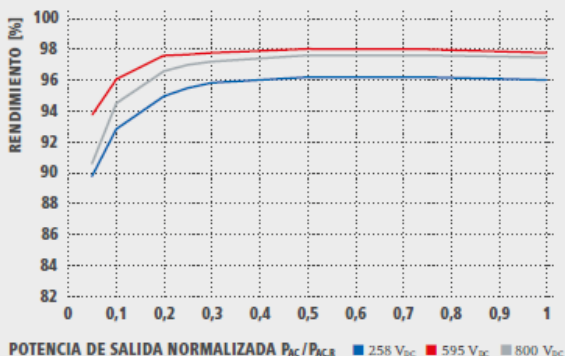
DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada (I _{dc máx. 1} / I _{dc máx. 2})			16 A / 16 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada (U _{dc mín.})			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio (U _{dc arranque})			200 V	
Tensión de entrada nominal (U _{dc,r})			595 V	
Máxima tensión de entrada (U _{dc máx.})			1.000 V	
Rango de tensión MPP (U _{mpp mín.} - U _{mpp máx.})	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP	2			
Número de entradas CC	2 + 2			
Máxima salida del generador FV (P _{dc máx.})	10,0kW pico	12,0kW pico	14,0kW pico	16,4kW pico
DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA (P _{ac,r})	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida (I _{ac máx.})	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %			
Factor de potencia (cos φ _{ac,r})	0,85 - 1 ind. / cap.			
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección		IP 65		
Clase de protección		1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3		
Consumo nocturno		< 1 W		
Concepto de inversor		Sin Transformador		
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada		
Instalación		Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible		0 - 100 %		
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC		4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ²⁾³⁾		
Tecnología de conexión principal		5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ²⁾³⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

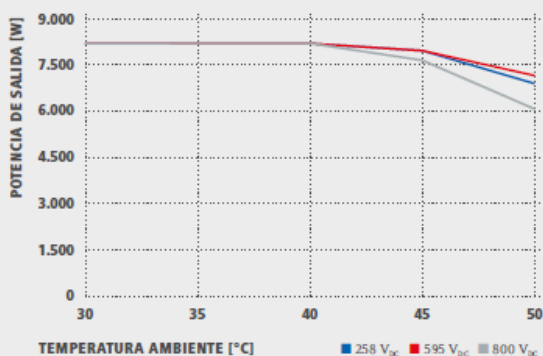
¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾³⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %			
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %			

¹⁾ Y con $U_{mpp\ min.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí			
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia			
Seccionador CC	Sí			
Protección contra polaridad inversa	Sí			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda			
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB			
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net			
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)			
Datalogger y Servidor web	Incluido			
Input externo ²⁾	Interface 50-Meter / Input para la protección contra sobretensión			
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador			

²⁾ También disponible en la versión light.

3. Fronius Smart Meter TS 65A-3

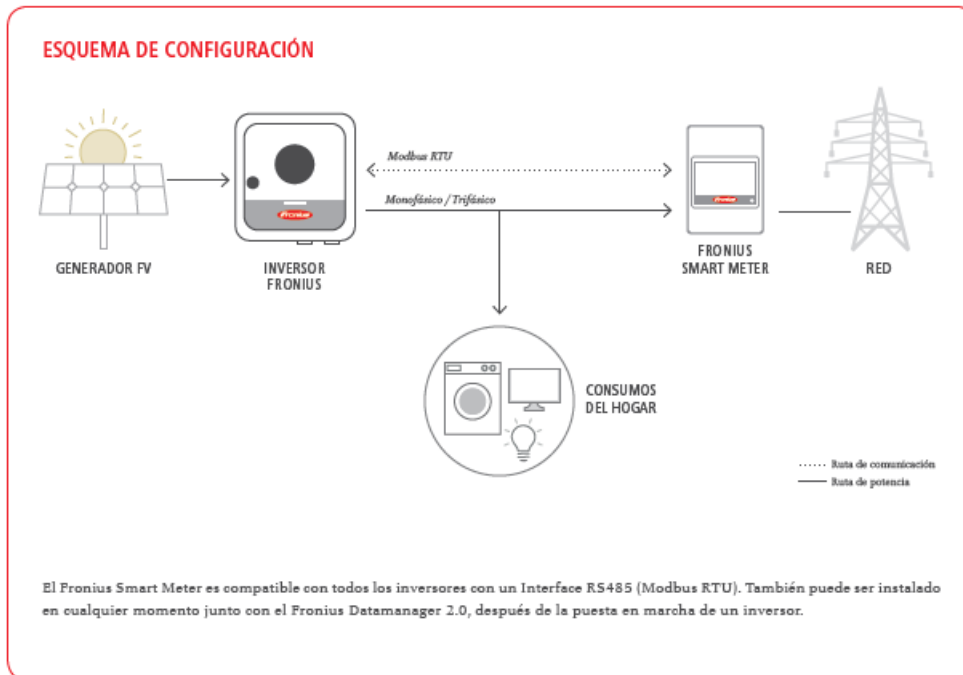


Fronius Smart Meter TS es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo, controla los diferentes flujos de energía y registra la curva de consumo. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia, cuando hay límites configurados, es más rápida y precisa que con el controlador S0.

Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía. En combinación con las soluciones de almacenamiento Fronius, este dispositivo garantiza una coordinación perfecta de diferentes flujos de energía, optimizando así la energía total. El Smart Meter TS es perfecto para su uso junto con los inversores GEN24 Plus y Tauro, así como con otros inversores que contengan un Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER TS

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER TS 100A -1	FRONIUS SMART METER TS 65A -3	FRONIUS SMART METER TS 5KA -3
Tensión nominal	230 V	208 - 400 V	220 - 480 V
Tolerancia	-30% - +20%	-20% - +20%	-20% - +15%
Frecuencia nominal		50 a 60 Hz	
Rango de frecuencia de red		45 a 65 Hz	
Máxima corriente	1 x 100 A	3 x 65 A	3 x 5000 A
Sección de cable de alimentación	1 - 25 mm ²	1 - 16 mm ²	1 - 4 mm ²
Sección de cable neutro	1 - 25 mm ²	0,05 - 1,5 mm ²	1 - 4 mm ²
Sección de cable de comunicación		0,05 - 1,5 mm ²	
Consumo de energía		<=1W	
Intensidad de Inido	40 mA	20 mA	10 mA
Clase de protección		1	
Precisión de energía activa		Clase 1 (EN 62053-21) / Clase B (EN50470-3)	
Precisión de energía reactiva		Clase 2 (EN 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración	3000A/10ms	1950A/10ms	25A/500ms
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa	2 módulos DIN 43880	3 módulos DIN 43880	3 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 a +65°C	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	91,5 x 35,8 x 63,0 mm	91,5 x 53,8 x 63,0 mm	91,5 x 53,8 x 63,0 mm
Interface para el Inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display		3 x 8 dígitos / Pantalla táctil	



/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRES UNIDADES DE NEGOCIO, UNA MISMA PASIÓN: TECNOLOGÍA QUE ESTABLECE ESTÁNDARES.

Lo que en 1945 comenzó como una empresa unipersonal, en la actualidad marca los estándares tecnológicos en los sectores de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. En la actualidad contamos en todo el mundo con 4.550 empleados y 1.241 patentes concedidas por desarrollos de productos, poniendo de manifiesto nuestro innovador espíritu. La expresión "desarrollo sostenible" significa para nosotros fomentar aspectos sociales y relevantes para el medio ambiente, teniendo en cuenta los factores económicos. Nuestro objetivo siempre ha sido el mismo: ser líderes en innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com v08 Aug 2017 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-952560
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

4. Soportes Sunfer



SUNFER

Perfil compatible G2

- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje a hormigón.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 5°-10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Tornillería de anclaje no incluida.

NOTA:
Debido a las tolerancias del producto NO colocar los anclajes en la losa de hormigón antes de tener montado el pórtico. Una vez ensamblado el pórtico, marcar los agujeros de anclaje y perforar la losa para colocar los anclajes.

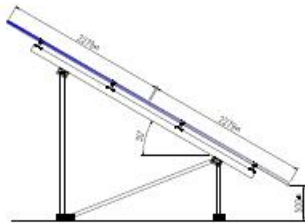
Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit
2279x1150

Carga de nieve: 40 kg/m²

Ejemplos de cimentaciones



Tornillería de anclaje hasta M10

Por de zapata:
Tornillo Pesar 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M8.3 Hexagonal 10 Nm

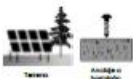
Herramientas necesarias:



Seguridad:



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





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


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

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

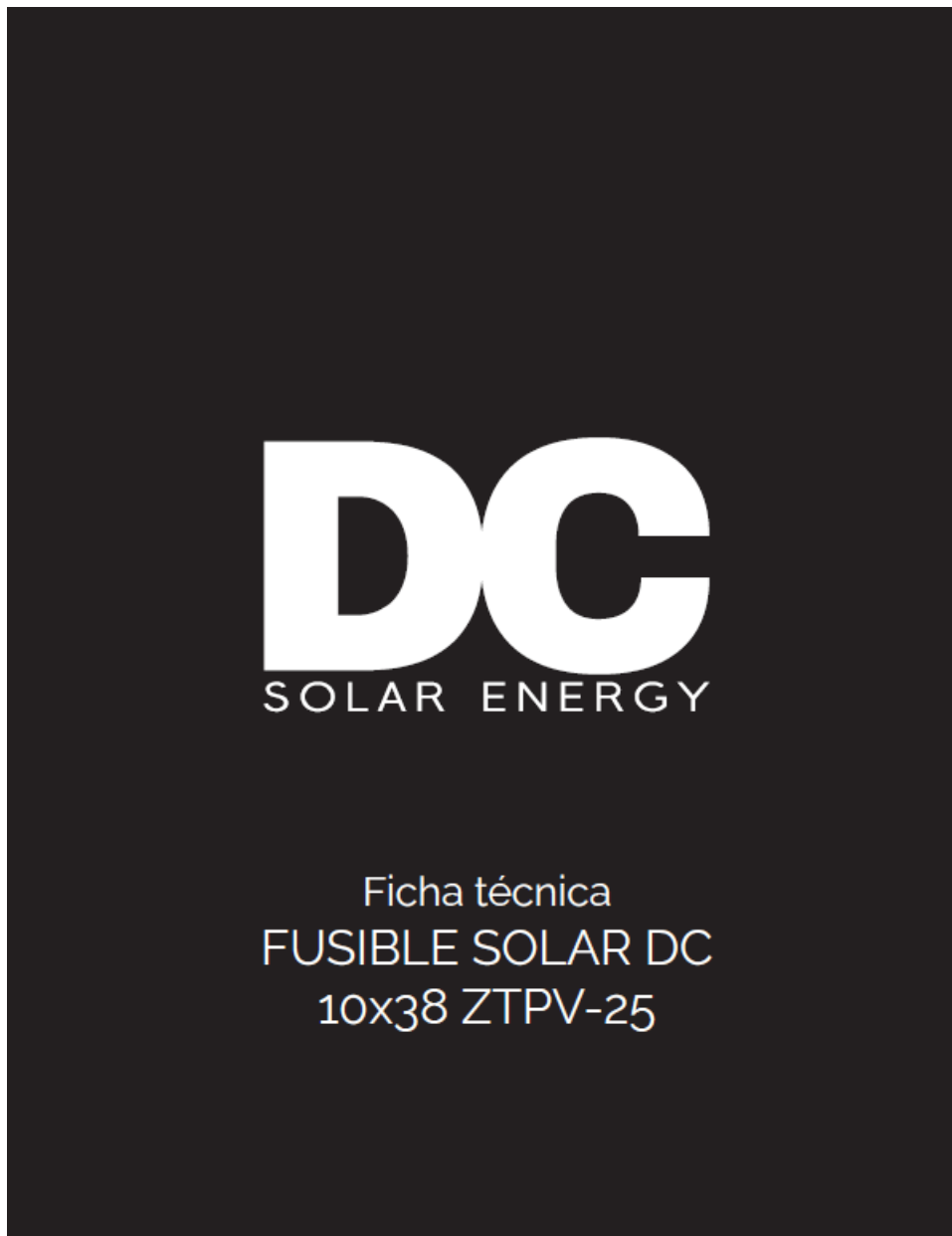
Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.


- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.

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.

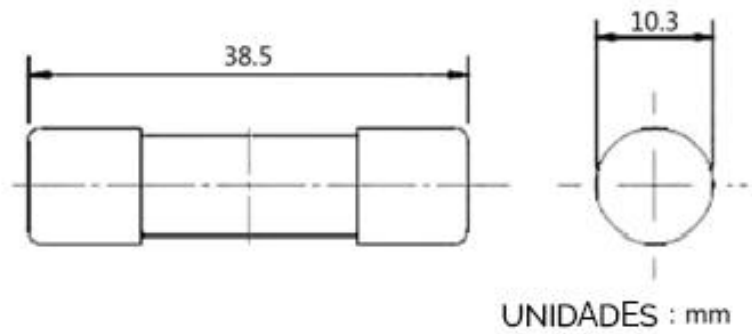
Marcado 
ES19/86524

5. Fusible 20A 10x38

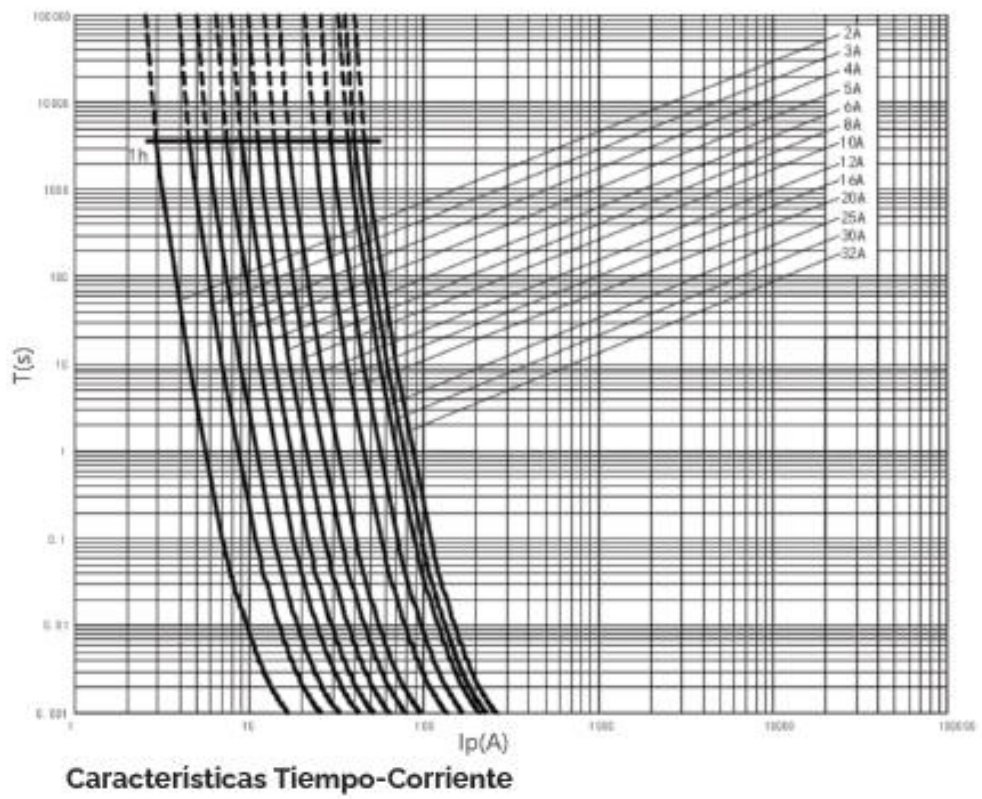


MODELO		ZTPV 25		
Imagen				
Tamaño (mm)		10x38		
Tensión nominal Ue (V)		DC1000		
Corriente nominal In (A)		1 2 3 4 5 6 8 10 12 15 16 20 25 30 32		
Capacidad de ruptura nominal (33)		33		
Clase de operación		gPV		
Temperatura de trabajo		-50~105		
Altitud (m)		≤ 2000		
Peso (g)		10		
Estándar		IEC60269.6		
Detalles del material				
Nombre de la pieza	Tapa	Cuerpo	Elemento fusible	Agente extintor de arcos
Material	Cobre rojo	Óxido de aluminio	Plata	Silicio

DIBUJO ACOTADO



CURVA DE CARACTERÍSTICAS





6. Interruptor -Seccionador 600Vdc - 25 A



Interruptor -Seccionador 600Vdc - 25 A



Características generales - General Data	
Referencia comercial <i>Commercial ref</i>	CV-06-025
Nombre de gama <i>Range Name</i>	MZ-DC600
Funcion de producto <i>Segment</i>	Aislamiento y corte de un circuito DC <i>Control and isolation of electrical circuit in DC</i>
Grado de protección <i>Protection</i>	IP20
Categoría de empleo <i>Category</i>	DC-PV1 (corte en carga)
Tecnología <i>Technology</i>	Interruptor Seccionador DC DC Isolate Switch
Tipo de comando <i>Command type</i>	Maneta frontal
Señalización <i>Indication</i>	Estado de color
Norma y medioambiente - Standarts & environment	
Norma <i>Standards</i>	EN 60947-3
Directiva ROHS <i>UE ROHS Directiv</i>	Conforme
Regulacion REACh <i>REACH regulation</i>	Conforme
Certificado de producto <i>Certification</i>	 CE -Semko
Periodo de garantía <i>Warranty</i>	24 meses 24 Month
Codigo aduanero <i>Customs Number</i>	85365080
Code EAN13 <i>EAN Code</i>	Ver tabla de referencias See attached reference table
Esquema electrico - Electrical diagram	
	

Este documento incluye descripciones generales y / o características técnicas generales sobre el desempeño de los productos a los que se refieren. NI Digital Electric, ni ninguna de sus subsidiarias o compañías en las que tiene un interés, pueden ser consideradas responsables por el uso indebido de la información contenida en este documento



www.digital-electric.eu

Características eléctricas - <i>Electrical Data</i>		
Tensión de trabajo <i>Rated operational volatge</i>	U _e (V)	600Vdc
Tensión de trabajo nominal <i>Rated insulation voltage</i>	U _{i(V)}	600Vdc
Corriente asignada <i>Rated current</i>	I _n (A)	25A
Tipo de corriente <i>Nature of supply</i>		Corriente continua (CC)
Nombre de polos <i>Number of poles</i>		2 (+/-)
Categoría de uso <i>Category</i>		DC-PV1 (corte en carga)
Tensión de choque <i>Rated impulse withstandvoltage</i>	U _{imp(V)}	4000 V
Características mecánicas - <i>Mecanical data</i>		
Dureza mecánica/eléctrica <i>Mechanical endurance</i>		10 000 / 300 cycles
Cobertura módulos <i>Modular size</i>	Módulo	2 (36mm)
Capacidad de bornas		Flexibe / <i>Flexible</i> 1,5 ... 25 mm ² Rigide / <i>Rigido</i> 1,5 ... 35 mm ²
Apriete (Min/Max) <i>Tightening torque (Min/Max)</i>	Nm	2.5/3.5
Longitud cable pelado <i>Stripping Lenght</i>	mm	14
Tipo de montaje <i>Mounting</i>		Rail Din 35mm (EN60715)
Material envolvente <i>Housing material</i>		Termoplastico UL94-V0
Temperatura de funcionamiento <i>Operating temperature</i>	°C	-25 ... +60 *
Altitud máxima <i>Maximum altitude</i>		2000 m
Dimensiones (hxlxl) <i>Dimensions (WxDxH)</i>	mm	81x63x72
Peso Neto/ Bruto <i>Net Weight</i>	kg	0,22 / 0.28
Volumen <i>Volume</i>	dm ³	0,031
Embalaje (Boite / Carton) <i>Package (Box / Carton)</i>		60 / 120
* Normas y medioambiente - <i>Environment and Rules application</i>		

La integración de nuestros productos en conjuntos eléctricos, debe tener en cuenta la norma IEC61439 "Conjuntos de aparata de baja tensión" y las normas de producto vigentes que cita.

Para garantizar las prestaciones indicadas, el cliente o su representante instalador / integrador debe informar a Digital Electric de cualquier condición especial de uso en el sentido de estas normas. Como ejemplo para una instalación interior, la temperatura del aire ambiente no debe superar los + 40 ° C y la temperatura media durante un período de 24 horas no debe superar los + 35 ° C.

En caso de uso bajo condiciones especiales de uso no reportadas, la garantía del producto y la responsabilidad legal de Digital Electric, no pueden ser comprometidas.

7. Magnetotérmico 4P 20A Scheider Electric

Hoja de características del producto **A9F79420**
 Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 4P, 20 A, C curva, 6000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

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

Atención Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la instalación de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

10-ene-2021

Libro On | Schneider Electric

1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % conforming to IEC 60947-2 - 180...250 V DC 10 kA 100 % conforming to EN 60947-2 - 180...250 V DC
Clase de limitación	3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 SI
Pasos de 9 mm	8
Altura	85 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,5 kg
Color	Bianco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...16 mm ² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

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

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,450 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,720 dm
Paquete 1 Longitud	0,940 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	1,396 kg
Paquete 2 Altura	8,5 cm
Ancho del paquete 2	10 cm
Longitud del paquete 2	22 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	33
Paquete 3 Peso	15,878 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

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

Información Logística

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

Garantía contractual

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