



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de un sistema de autoconsumo fotovoltaico de 40 kW para una instalación deportiva en Paterna (Valencia)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Moreno Esteve, Pablo

Tutor/a: Peñalvo López, Elisa

Cotutor/a: Valencia Salazar, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DISEÑO DE UN SISTEMA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DE 40 kW PARA UNA INSTALACIÓN DEPORTIVA EN PATERNA (VALENCIA)

AUTOR: PABLO MORENO ESTEVE

TUTORA: ELISA PEÑALVO LÓPEZ

COTUTOR: IVÁN VALENCIA SALAZAR

Curso Académico: 2021-22

RESUMEN

Se ha dimensionado la instalación de un sistema de generación fotovoltaica en las instalaciones deportivas de Flow Padel S.L. localizadas en el polígono industrial Fuente del Jarro, Paterna. El objetivo es reducir tanto el gasto económico en compra de energía como el impacto ambiental de dicha empresa.

Esta instalación se dimensiona teniendo en cuenta el consumo energético de los años 2019, 2020 y los primeros 9 meses de 2021 buscando como objetivo la instalación que ofrezca el mejor resultado económico.

En primer lugar, se calcula el tamaño de la instalación y, una vez conocido éste, se realiza la elección de los distintos elementos que la configuran. Para ello se comparan varios modelos de cada uno de los diferentes elementos necesarios para la instalación. Tras esto se calculan los distintos elementos de protección que requiere la instalación fotovoltaica.

A continuación, se realiza el presupuesto de la instalación y se evalúa la generación eléctrica de la misma. Estos datos permitieron realizar el análisis económico a 25 años y el análisis del impacto ambiental durante el ciclo de vida de la instalación.

PALABRAS CLAVE

Energías renovables

Solar fotovoltaica

Instalación eléctrica autoconsumo

HOMER

ABSTRACT

Installation of a photovoltaic generation system in the sports facilities of Flow Padel S.L. located in the Fuente del Jarro industrial complex, Paterna. The objective is to reduce both the economic cost of purchasing energy and the environmental impact of said company.

This installation is dimensioned considering the energy consumption of the years 2019, 2020 and the first 9 months of 2021, seeking as an objective the installation that offers the best economic result.

First, the size of the installation is calculated and, once it is known, the different elements of the installation are selected. For this, several models of each of the different elements are compared. After this, the different protection elements required for the photovoltaic installation are calculated.

Next, the installation budget is made and its electricity generation is evaluated. These data made it possible to carry out the economic analysis at 25 years and the analysis of the environmental impact during the life cycle of the installation.

KEYWORDS

Renewable energies

Solar photovoltaic

Self-consumption electrical installation

HOMER

RESUM

S'ha dimensionat la instal·lació d'un sistema de generació fotovoltaica en les instal·lacions esportives de Flow Padel S.L. localitzades en el polígon industrial Font del Pitxer, Paterna. L'objectiu és reduir tant la despesa econòmica en compra d'energia com l'impacte ambiental d'aquesta empresa.

Aquesta instal·lació es dimensiona tenint en compte el consum energètic dels anys 2019, 2020 i els primers 9 mesos de 2021 buscant com a objectiu la instal·lació que oferisca el millor resultat econòmic.

En primer lloc, es calcula la grandària de la instal·lació i, una vegada conegut aquest, es realitza l'elecció dels diferents elements que la configuren. Per a això es comparen diversos models de cadascun dels diferents elements necessaris per a la instal·lació. Després d'això es calculen els diferents elements de protecció que requereix la instal·lació fotovoltaica.

A continuació, es realitza el pressupost de la instal·lació i s'avalua la generació elèctrica d'aquesta. Aquestes dades van permetre realitzar l'anàlisi econòmica a 25 anys i l'anàlisi de l'impacte ambiental durant el cicle de vida de la instal·lació.

PARAULES CLAU

Energies renovables

Solar fotovoltaica

Instal·lació elèctrica autoconsum

HOMER

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	12
1.1 Objetivo	12
1.2 Justificación y delimitación.....	12
1.3 Normativa	13
2. CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	14
2.1 Descripción general	14
2.2 Consumo de energía eléctrica	14
2.3 Instalaciones.....	19
2.4 Climatología.....	21
3. DISEÑO	23
3.1 Dimensionamiento previo	23
3.1.1 Demanda eléctrica.....	23
3.1.2 Recurso solar	25
3.1.3 Costes energéticos.....	27
3.1.4 Sistemas de generación y conversión.....	27
3.1.5 Otros parámetros.....	29
3.1.6 Caso 1 - Simulación sin baterías	29
3.1.7 Caso 2 - Simulación con baterías	31
3.1.8 Conclusión del dimensionado.....	33
3.2 Elementos de la instalación	34
3.2.1 Paneles solares.....	35
3.2.2 Inversor DC/AC	36
3.2.3 Configuración final.....	39
3.2.3 Conductores	41
3.2.4 Protecciones	49
3.2.5 Conexión a tierra	54
3.2.6 Medición y control	57
4. PRESUPUESTO	59
4.1 Cuadro de mano de obra	59
4.2 Cuadro de maquinaria	59
4.3 Cuadro de materiales	60
4.4 Cuadro de precios unitarios.....	63
4.5 Cuadros de precios descompuestos	64

4.6 Cuadro de Mediciones	67
4.7 Presupuesto de ejecución	68
5. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN A 25 AÑOS	69
5.1 Generación eléctrica	70
5.2 Evaluación económica	71
5.3 Impacto medioambiental.....	75
5.4 Conclusión.....	76
6. BIBLIOGRAFÍA	77
7. PLANOS.....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Ubicación instalaciones. (Google Maps)

Figura 2.2 – Consumos mensuales. (Elaboración propia)

Figura 2.3 – Estimación de consumo mensual. (Elaboración propia)

Figura 2.4 – Consumos diarios. (Elaboración propia)

Figura 2.5 – Consumo horario a lo largo de la semana. (Elaboración propia)

Figura 2.6 – Consumos mensuales 2020 desglosados por actividad. (Auditoría Energética UPV)

Figura 2.7 – Imagen satélite de la nave a dos aguas. (Google Maps)

Figura 2.8 – Generación mensual inclinación óptima y 15°. (Elaboración propia)

Figura 2.9 – Temperaturas Paterna. (NOAA)

Figura 2.10 – Precipitaciones Paterna. (NOAA)

Figura 2.11 – Horas de luz diurna Paterna. (NOAA)

Figura 3.1 – Estimación consumos mensuales. (Elaboración propia)

Figura 3.2 – Potencias de consumo mensuales – HOMER.

Figura 3.3 – Valores mensuales de irradiancia – HOMER.

Figura 3.4 – Tarifas Iberdrola Plan Solar (25/05/2022).

<https://www.iberdrola.es/smart-solar/plan-solar>

Figura 3.5 – Valores mensuales de temperatura – HOMER.

Figura 3.6 – Precio de energía en función de potencia fotovoltaica. (Elaboración propia)

Figura 3.7 – Generación mensual sistema fotovoltaico. (Elaboración propia)

Figura 3.8 – Esquema instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.

<https://www.direnergy.net/index.php/blog/tipos-instalaciones-solares/>

Figura 3.9 – Rangos potencia generada 1er año. (Elaboración propia)

Figura 3.10 – Gráfica de generación mínima garantizada de paneles JA Solar 540W.

https://descuentosolar.com/wp-content/uploads/2021/12/Ja_Solar_TDS_525-550_JAM72S30_MR_ES-PRELIMINAR.pdf

Figura 3.11 – Rangos potencia generada 25 años. (Elaboración propia)

Figura 3.12 – Esquema de conexión Paneles-Inversor. (Elaboración propia)

Figura 3.13 – Ubicación de paneles en cubierta. (Elaboración propia)

Figura 3.14 – GUIA-BT-40 - Esquema 8 – Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP.

https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf

Figura 3.15 – Fusible y portafusible DF ELECTRIC.

<https://www.poweralia.com/fusible-cilindrico-fotovoltaica-dfelectric-491630>

Figura 3.16 – Descargador Sobretensiones Weidmuller - VPU PV II 3 1000V.

<https://autosolar.es/material-electrico/sobretensiones-weidmuller-vpu-pv-ii-3-1000-vdc>

Figura 3.17 – Interruptor/seccionador para redes CC - OTDC32F3.

<https://es.rs-online.com/web/p/interruptores-de-desconexion-no-prottegidos-por-fusible/8412653>

Figura 3.18 – Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352 4P 63A 10kA.

<https://es.wiautomation.com/schneider-electric/variadores-motores-proteccion-de-circuitos/A9N18352>

Figura 3.19 – Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463 4P 63A 30mA Tipo A.

<http://en.elektrotools.de/Product/Residual-current-circuit-breaker-RCCB-4-400-V-63-A-A9Z21463>

Figura 3.20 – Clip de toma de tierra solar.

<https://es.aliexpress.com/i/4000570286947.html>

Figura 3.21 – Esquema conexión a tierra masas de paneles. (Elaboración propia)

Figura 3.22 – Esquema conexión tierra instalación. (Elaboración propia)

Figura 3.27 – Esquema de canalizaciones. (Elaboración propia)

Figura 3.24 – Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H.

<https://dismad.com/tienda/es/inicio/253-vatimetro-meter-trifasico-huawei-smart-power-sensor-dtsu666-h.html>

Figura 3.25 – Esquema de conexión Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H.

<https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100092106/19088147/de-rs485-communicatiekabel-aansluiten-smart-power-sensor>

Figura 5.1 – Panel fotovoltaico JA Solar 540W.

https://suministrosdelsol.com/es/paneles-de-460-hasta-700w/1205-panel-solar-ja-solar-540w-jam72s30-mr.html?gclid=Cj0KCQjwn4qWBhCvARIsAFNAMihYtAUxouF9jB7jQIMyHijDkylbIOut4PU4-lfoJsQuDI03GFKiX5eEaAnh0EALw_wcB

Figura 5.2 – Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3.

<https://suministrosdelsol.com/es/inversor-conexion-a-red/763-inversor-de-red-huawei-sun2000-36ktl-m3-trifasico-36kw.html>

Figura 5.3 – Evolución de la producción energética. (Elaboración propia)

Figura 5.4 – Evolución de las emisiones de GEI y del factor de emisión del sistema eléctrico español. (REE)

https://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_05_21_REE_Metodología_emisiones_CO2_generación_electricidad_España.pdf

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 – Consumos mensuales 2020 desglosados por actividad. (Auditoría Energética UPV)

Tabla 3.1 – Perfiles mensuales de irradiancia – HOMER.

Tabla 3.2 - Tarifas Iberdrola Plan Solar (25/05/2022).

Tabla 3.3 – Flujos eléctricos simulación sin baterías. (Elaboración propia)

Tabla 3.4 – Flujos eléctricos simulación con baterías. (Elaboración propia)

Tabla 3.5 – Comparación resultados con y sin baterías. (Elaboración propia)

Tabla 3.6 – Características paneles fotovoltaicos. (Elaboración propia)

Tabla 3.7 – Características inversores. (Elaboración propia)

Tabla 3.8 – GUÍA-BT-19 - Tabla 1 - Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_19_feb09R2.pdf

Tabla 3.9 – Leyenda figura 3.18 – GUÍA-BT-40.

https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf

Tabla 3.10 – GUÍA-BT-21 - Tabla 2 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_21_sep03R1.pdf

Tabla 3.11 – Relación entre corriente convencional de fusión y corriente nominal. (UNE 60364-4-43)

Tabla 3.12 – GUÍA-BT-19 - Tabla 2 – Relación sección conductores y sección conductores de protección.

https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_19_feb09R2.pdf

Tabla 4.1 – Cuadro de mano de obra. (Elaboración propia)

Tabla 4.2 – Cuadro de maquinaria. (Elaboración propia)

Tabla 4.3 – Cuadro de materiales. (Elaboración propia)

Tabla 4.4 – Cuadro precios unitarios. (Elaboración propia)

Tabla 4.5 – Cuadro de precios descompuestos. (Elaboración propia)

Tabla 4.6 – Cuadro de mediciones. (Elaboración propia)

Tabla 5.1 – Flujos energéticos 25 años. (Elaboración propia)

Tabla 5.2 – Análisis gastos precio a la baja. (Elaboración propia)

Tabla 5.3 – Análisis gastos precio estable. (Elaboración propia)

Tabla 5.4 – Análisis gastos precio al alza. (Elaboración propia)

1. INTRODUCCIÓN

En este primer capítulo se va a explicar brevemente el objetivo del proyecto, así como su justificación y delimitación.

1.1 Objetivo

El objetivo del proyecto es evaluar la viabilidad de la instalación de un sistema de generación solar fotovoltaico con la intención de reducir el gasto económico ligado al consumo de energía eléctrica de la empresa Flow Padel S.L. Así como reducir el impacto ambiental de esta.

Se busca solucionar un problema principalmente económico: con la subida de los precios de la energía muchas empresas han visto reducido su beneficio drásticamente.

1.2 Justificación y delimitación

Se ha optado por un sistema de generación fotovoltaica debido a que se trata de una tecnología ya asentada, muy implementada y cuyos costes han ido disminuyendo durante los últimos años.

Uno de los factores más limitantes de dicha tecnología es la necesidad de espacio para instalar los paneles, pero en este caso no supone un problema, pues la nave donde se encuentran las instalaciones deportivas dispone de una cubierta de gran superficie.

No se trata únicamente de una solución que aporta un beneficio a nivel económico a los propietarios de la empresa, sino que también conlleva un beneficio medioambiental que afecta positivamente a toda la sociedad, ya que el hecho de tener una instalación renovable de autoconsumo reduce notablemente el efecto negativo que va ligado al consumo de energía.

Delimitación

Territorial: La empresa a estudiar se encuentra en el polígono industrial Fuente del Jarro, en Paterna.

Temporal: Se desarrolla entre los meses de abril y junio de 2022, estando limitado por la normativa y tecnología vigente en dicho periodo.

Este trabajo hace referencia únicamente a la etapa de dimensionamiento, diseño y análisis de viabilidad económica, la instalación no se ha realizado.

1.3 Normativa

La normativa que aplica al desarrollo del proyecto es la siguiente:

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>

Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOGV-r-2020-90356>

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>

CTE – Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf

UNE-EN 50618:2015 - Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

UNE-HD 60364-4-43:2013 - Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobrecorrientes.

UNE-EN 60898-1:2020 - Accesorios eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecorrientes. Parte 1: Interruptores automáticos para funcionamiento en corriente alterna.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se describen los diferentes parámetros que condicionan el diseño de la instalación fotovoltaica.

2.1 Descripción general

Las instalaciones del Flow Padel S.L. se encuentran en el Polígono Industrial Fuente del Jarro de Paterna (Valencia). Figura 2.1.



Figura 2.1 – Ubicación instalaciones – Google Maps [1]

Sus instalaciones están diseñadas para la práctica de pádel.

En la planta baja se encuentra la recepción, las pistas de pádel, vestuarios, una tienda y un bar. La segunda planta está la zona de tratamiento deportivo y despachos.

2.2 Consumo de energía eléctrica

Demanda eléctrica

Se disponen de los consumos energéticos por hora desde enero de 2019 hasta finales de septiembre de 2021.

Analizando el consumo de energía mensual, Figura 2.2, se puede observar que son poco consistentes; los datos de 2020 y principios de 2021 están fuertemente influenciados por las restricciones impuestas debido a la COVID-19 y los consumos mensuales han aumentado con respecto al 2019.

Ante esta inconsistencia se ha optado por escalar los datos de 2019 a los consumos de 2021 y obtener así una curva de consumo aproximada en los tanto en meses en los datos de consumo de los que se dispone están alterados por factores externos como en aquellos en los cuales no se realizaron mediciones en 2021. El resultado del consumo mensual estimado obtenido se muestra en la Figura 2.3.

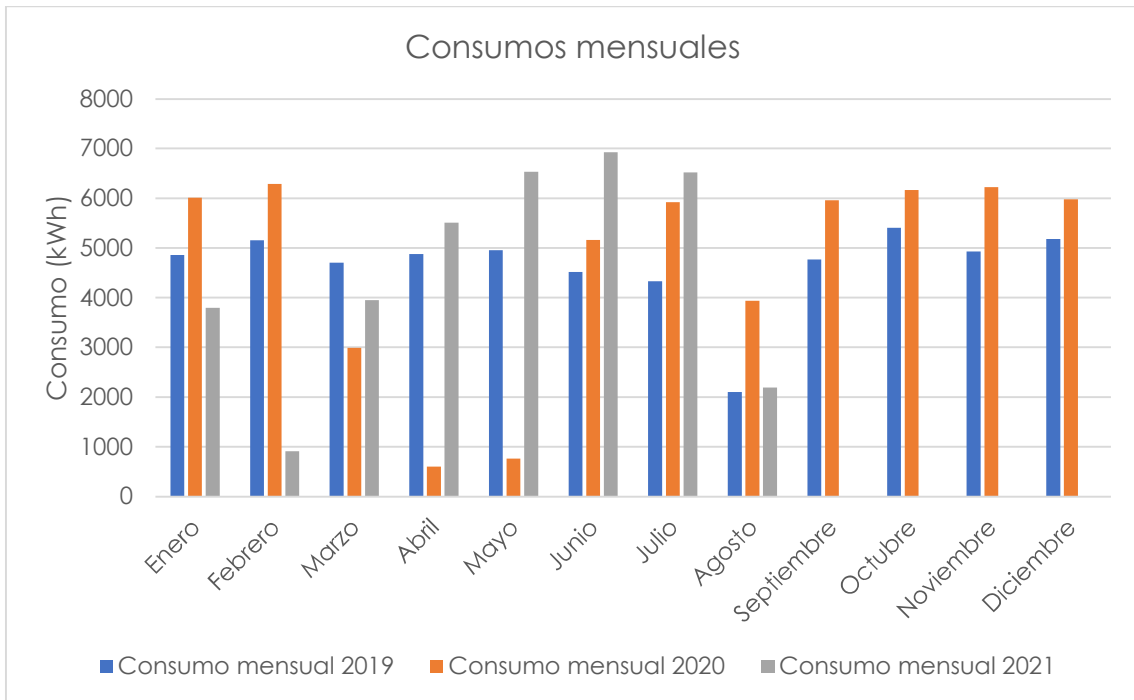


Figura 2.2 – Consumos mensuales

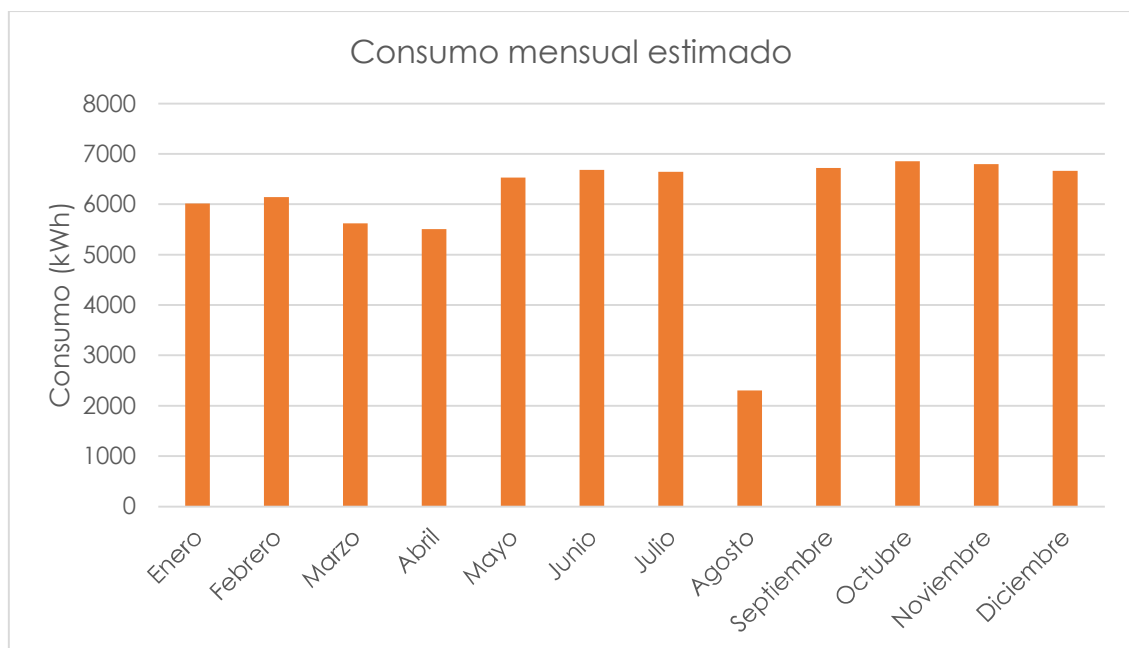


Figura 2.3 – Estimación de consumo mensual

Equipos receptores

A continuación, se recoge un listado de los principales equipos que consumen energía eléctrica:

Planta baja

Pistas de pádel y recepción

- Focos LED pistas de 400 W: 56 unidades
- Ordenador de sobremesa: 1 unidad
- Ordenador portátil: 1 unidad
- Impresora: 1 unidad
- Bombillas LED recepción: 4 unidades

Vestuarios

- Luces LED de 9 W: 18 unidades
- Luces fluorescentes de 40 W: 2 unidades
- Aire acondicionado: 2 unidades
- Extractor: 2 unidades
- Secador de pelo: 1 unidad

Tienda

- Plafón LED 25 W: 2 unidades

Bar

- Luces LED: 12 unidades
- Extractor: 1 unidad
- Plancha: 1 unidad
- Horno: 1 unidad
- Tostadora: 1 unidad
- Cafetera: 1 unidad
- Lavavajillas: 1 unidad
- Campana: 1 unidad
- Ventiladores: 2 unidades
- Termo eléctrico: 1 unidad
- Microondas: 1 unidad
- Televisión: 1 unidad
- Congeladores: 2 unidades
- Neveras: 2 unidades
- Máquina expendedora: 1 unidad

Planta superior

- Luces LED de 20 W: 11 unidades
- Sistema de aerotermia: 1 unidad
- Equipo de música: 1 unidad

En la auditoría energética realizada por la Universitat Politècnica de València [2], se obtuvo el consumo de electricidad desglosado por actividades a lo largo del año 2020. Las medidas realizadas se muestran en la Tabla 2.1.

Actividad	Ene 2020 kWh	Feb 2020 kWh	Mar 2020 kWh	Abr 2020 kWh	May 2020 kWh	Jun 2020 kWh
Iluminación	2.174,38	2.148,64	678,44	210,95	266,13	1.803,87
Tienda y Vestuarios	931,88	920,85	290,76	90,41	114,05	773,09
Bar	2.485,00	2.455,59	775,36	241,09	304,14	2.061,56
Sala rehabilitación	310,63	306,95	96,92	30,14	38,02	257,70
Otros	310,63	306,95	96,92	30,14	38,02	257,70
TOTAL	6.212,50	6.138,97	1.938,41	602,72	760,36	5.153,90
Actividad	Jul 2020 kWh	Ago 2020 kWh	Sept 2020 kWh	Oct 2020 kWh	Nov 2020 kWh	Dic 2020 kWh
Iluminación	2.075,09	1.378,08	2.083,89	2.161,50	2.175,76	2.094,58
Tienda y Vestuarios	889,32	590,60	893,10	926,36	932,47	897,68
Bar	2.371,53	1.574,94	2.381,59	2.470,28	2.486,58	2.393,81
Sala rehabilitación	296,44	196,87	297,70	308,79	310,82	299,23
Otros	296,44	196,87	297,70	308,79	310,82	299,23
TOTAL	5.928,83	3.937,36	5.953,97	6.175,71	6.216,46	5.984,52

Tabla 2.1 – Consumos mensuales 2020 desglosados por actividad

Estos datos corroboran lo comentado previamente: la mayoría del consumo está ligado a la actividad del bar y a la iluminación. Figura 2.6.

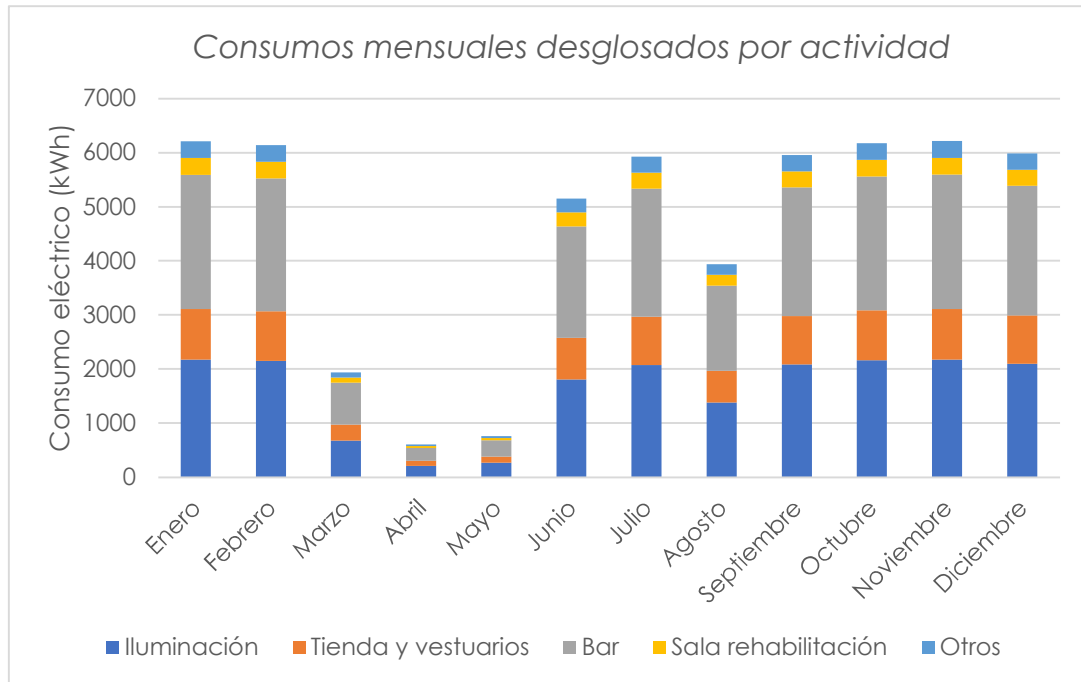


Figura 2.6 – Consumos mensuales 2020 desglosados por actividad

2.3 Instalaciones

Las instalaciones deportivas se encuentran en el interior de una nave a dos aguas de 30 m x 100 m.

Las cubiertas tienen 15° de inclinación y una orientación de -20° azimuth.

La instalación de los paneles solares se realiza en la cubierta Sur (marcada en rojo), debido a que es la orientación en la que será más aprovechable la radiación solar y además con un menor número de lucernarios, es decir, dispone de mayor superficie aprovechable. Figura 2.7.



Figura 2.7 – Imagen satélite de la nave a dos aguas – Google Maps [1]

Si bien la colocación inclinada de los paneles pudiese dar mayor rendimiento, también supondría mayor complejidad y costes de instalación. Además, esta disposición en días de viento podría ocasionar problemas.

La diferencia de generación energética entre colocarlos con la pendiente óptima y colocarlos paralelos a la cubierta se ha calculado simulando dos instalaciones modelo de 1 kWp y comparando las producciones de ambas configuraciones.

Para esto se ha empleado PVGIS [3]; herramienta creada por la Comisión Europea que permite consultar información sobre radiación solar en Europa, África y en gran parte de Asia y América.

De acuerdo con PVGIS [3] en la ubicación de la instalación la inclinación óptima de los paneles es de 36°.

Tras realizar ambas simulaciones se obtienen los siguientes resultados:

Para la inclinación óptima se ha obtenido una generación anual de 1.591 kWh mientras que para la inclinación de 15° que tiene la cubierta el resultado es de 1.509 kWh. Figura 2.8.

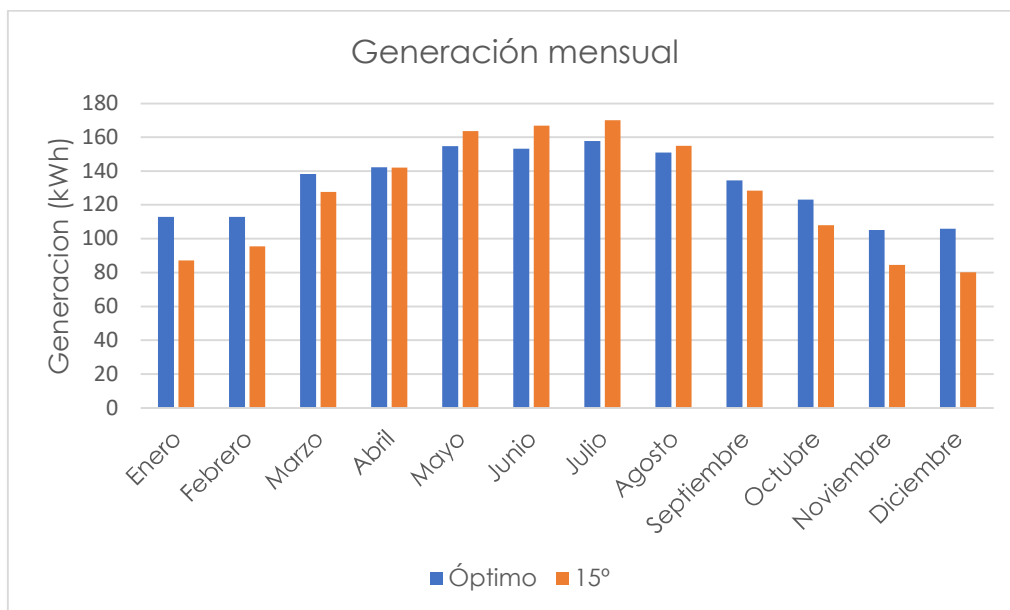


Figura 2.8 – Generación mensual inclinación óptima y 15°

La diferencia de producción anual entre ambas inclinaciones de los paneles es de apenas un 5,5%.

Los resultados muestran como para la inclinación de 15° en los meses de invierno se reduce notablemente la generación energética, pues es cuando más horizontalmente incide la radiación, y aumenta en verano, cuando esta es más perpendicular a la superficie.

Este es el motivo por el cual que la diferencia entre la inclinación óptima y la de 15° no tiene grandes efectos en la generación total de energía de la instalación fotovoltaica.

Considerando lo anteriormente expuesto, se toma la decisión de realizar una instalación coplanar. De esta forma se abarata el coste de instalación notablemente, se evitan posibles problemas de viento, y no tiene un fuerte impacto en la producción energética.

2.4 Climatología

Las instalaciones que se van a evaluar están ubicadas en Calle Ciudad de Sevilla (P.I. Fuente del Jarro), N.º 43, Paterna.

Coordenadas: 39°31'12.4"N 0°27'52.7"W

En las Figuras 2.9, 2.10 y 2.11, obtenidas de la National Oceanic and Atmospheric Administration [4] se representan tres métricas que ayudan a comprender la climatología de la zona.

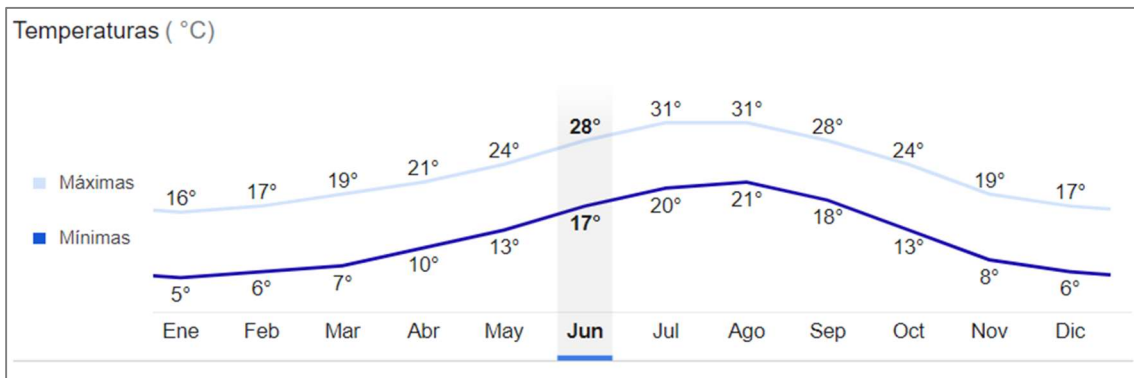


Figura 2.9 – Temperaturas Paterna - NOAA

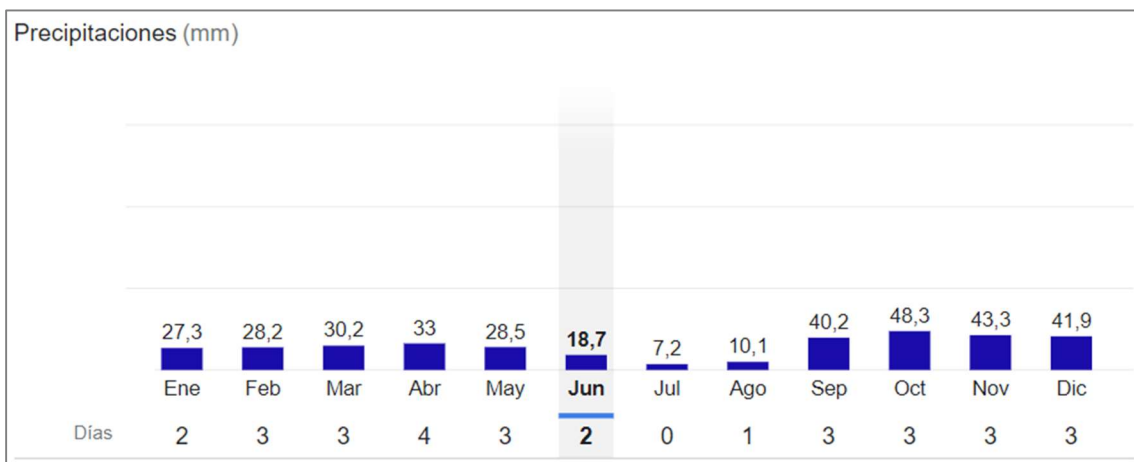


Figura 2.10 – Precipitaciones Paterna - NOAA

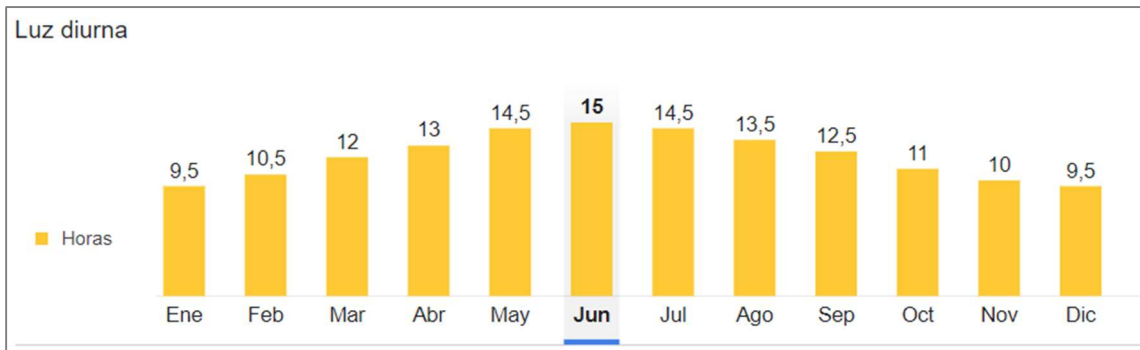


Figura 2.11 – Horas de luz diurna Paterna - NOAA

Se trata de un clima típicamente mediterráneo, con temperaturas elevadas en verano, suaves en invierno, y pocas precipitaciones. Esto tiene su efecto positivo y negativo; por una parte, los cielos despejados favorecen la generación eléctrica, sin embargo, las elevadas temperaturas en verano disminuyen la potencia del panel.

La Figura 2.11 muestra las horas de luz diarias a lo largo de año, sin embargo, el parámetro realmente interesante es la irradiancia pues la energía generada por un sistema fotovoltaico es dependiente de la irradiancia solar.

La irradiancia es la potencia radiante que incide por metro cuadrado de superficie [W/m^2], este valor varía en función de las coordenadas en las que nos encontremos y de la climatología, siendo las zonas con cielos más despejados aquellas donde llega una mayor radiación.

Para obtener los valores de irradiancia solar se ha empleado la herramienta PVGIS. Se ha elegido esta herramienta frente a la ya incluida en HOMER pues permite seleccionar la ubicación con mayor precisión y mientras que HOMER ofrece la irradiancia promedio mensual, PVGIS permite obtener los valores horarios de irradiancia.

De la climatología también interesa la temperatura ambiente, pues afecta a la potencia de los paneles. Se emplea PVGIS para obtener la caracterización de un año meteorológico.

3. DISEÑO

En este capítulo se aborda el dimensionamiento de la instalación, se evalúan distintas opciones comerciales y se seleccionan los elementos de conexión y protección que permiten el funcionamiento seguro de la instalación fotovoltaica.

3.1 Dimensionamiento previo

Para el dimensionamiento se han comparado instalaciones de diferentes potencias buscando aquella que ofrezca el mejor resultado económico, para realizar las simulaciones se ha empleado el software de simulación HOMER.

El primer modelo a evaluar es una instalación fotovoltaica sin almacenamiento y conectada a red acogida a compensación simple, es decir, con capacidad de vender los excesos a la compañía distribuidora.

Según Real Decreto 244/2019, de 5 de abril [5] para poder estar acogida a esta modalidad de compensación la instalación debe tener una potencia instalada igual o inferior a 100 kW.

3.1.1 Demanda eléctrica

Como se ha comentado con anterioridad, los datos de consumo de los cuales se dispone están alterados, incompletos, o están obsoletos; por ello se ha generado una estimación de los consumos. Figura 3.1.

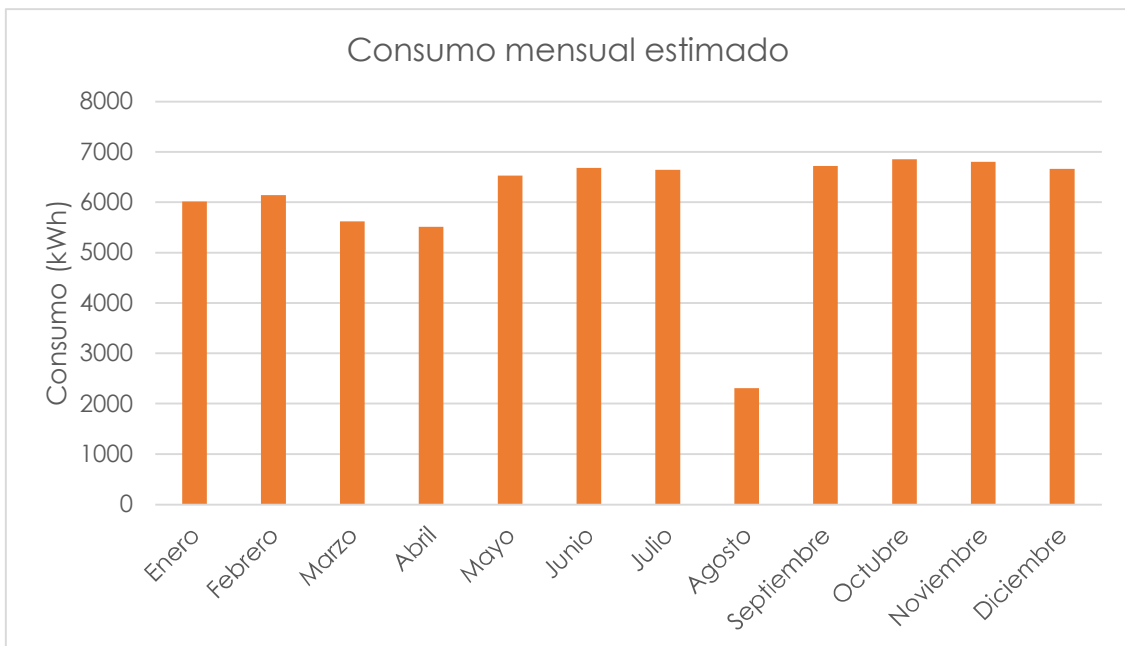


Figura 3.1 – Estimación consumos mensuales

Los consumos son relativamente constantes a lo largo del año, a excepción del mes de agosto en la cual las instalaciones cierran por vacaciones.

Estos nuevos consumos estimados son los que se han considerado para la realización de la simulación. En la Figura 3.2 se recogen los valores de potencia consumida de la instalación. Se aprecia que tienen una gran variabilidad.

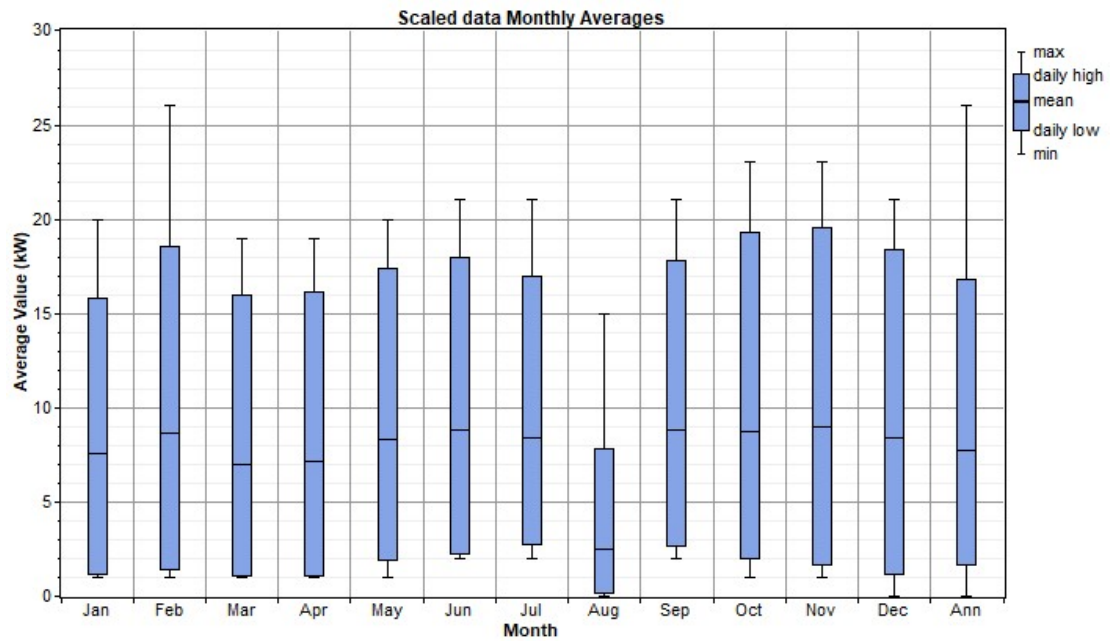


Figura 3.2 – Potencias de consumo mensuales – HOMER

3.1.2 Recurso solar

Para modelizar el recurso solar se han empleado las irradiancias horarias obtenidas a través de la herramienta PVGIS, tal como se ha explicado anteriormente.

La Figura 3.3 muestra los valores mensuales de irradiancia que se obtienen a partir de las irradiancias hora a hora.

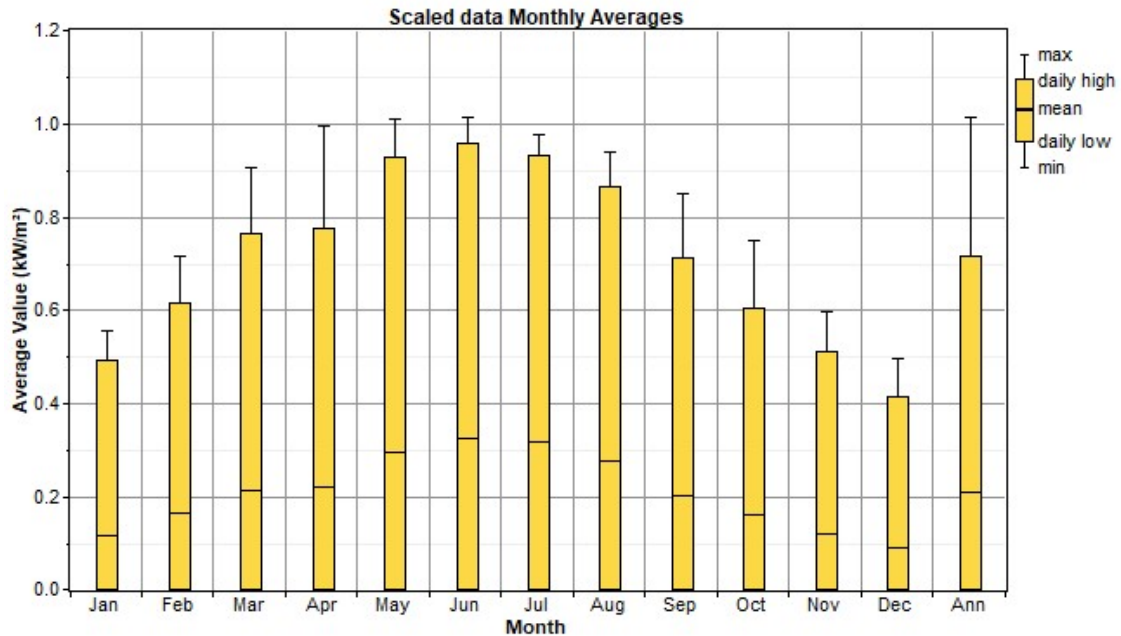


Figura 3.3 – Valores mensuales de irradiancia – HOMER

Se puede apreciar como en los meses de verano la irradiancia aumenta, pues la radiación solar incide de manera más perpendicular sobre la superficie terrestre.

En la siguiente Tabla 3.1 se han representado los perfiles mensuales de irradiancia, donde se puede observar claramente lo comentado con anterioridad; los valores de irradiancia son mayores en verano.

Además, también nos muestra otro dato importante; en verano no solo se cuenta con una mayor irradiancia, sino que también se dispone de una mayor cantidad de horas de sol diarias. Estos dos factores serán causantes de que en los meses de verano la energía generada por el sistema fotovoltaico sea notablemente mayor que durante los meses de invierno.

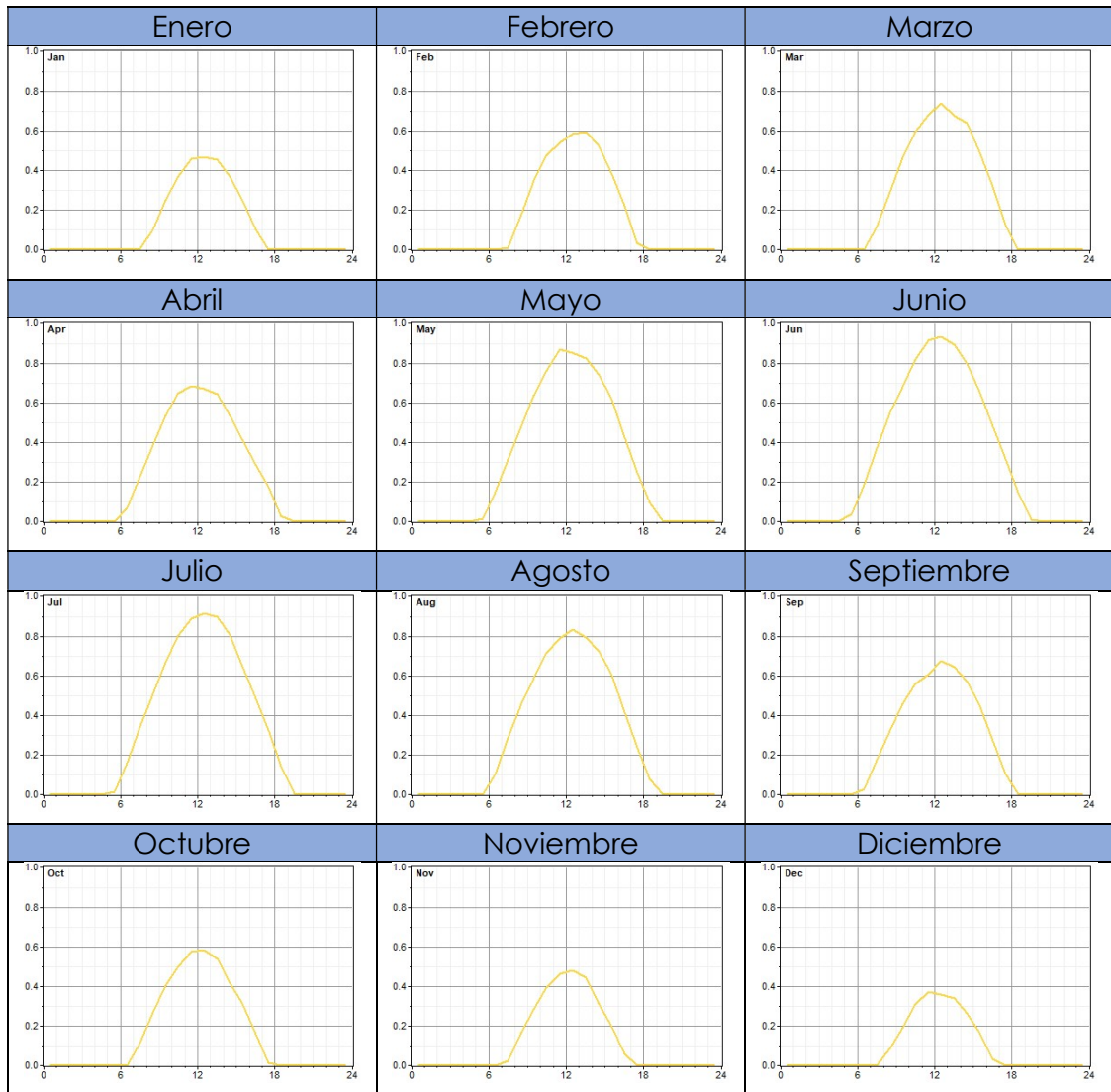


Tabla 3.1 – Perfiles mensuales de irradiancia – HOMER

3.1.3 Costes energéticos

Para el coste de compra de energía de la red, así como para el precio de venta de vertido a red se han tomado como referencia los precios ofrecidos por Iberdrola a 25/05/2022 en su Plan Solar [6], el cual cuenta con precios más reducidos en las horas en las que no hay sol. Figura 3.4.



Figura 3.4 – Tarifas Iberdrola Plan Solar (25/05/2022)

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Periodo promocionado 0,223958 €/kWh	17:00 – 08:59	18:00 – 09:59	17:00 – 08:59	17:00 – 09:59
Periodo no Promocionado 0,286959 €/kWh	08:59 – 17:00	09:59 – 18:00	08:59 – 17:00	09:59 – 17:00

Tabla 3.2 - Tarifas Iberdrola Plan Solar (25/05/2022)

Las tarifas específicas para consumidores con instalaciones fotovoltaicas suelen ofrecer descuentos en las horas de menor producción y los excedentes de producción se venden a la compañía a precios notablemente inferiores, en el caso del Plan Solar de Iberdrola, el precio de los excedentes es de 0,05 €/kWh.

3.1.4 Sistemas de generación y conversión

Se han evaluado posibles instalaciones desde 5 kWp hasta 100 kWp, pues este es el límite de potencia permitido para estar acogidos a compensación simple según el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril [5].

3.1.4.1 Paneles solares

A la hora de realizar la aproximación inicial se han considerado los siguientes parámetros:

Hoy en día los precios de los paneles fotovoltaicos se encuentran entre los 400 y 500 €/kW, siendo la instalación y conexión de estos el factor encarecedor de las instalaciones, oscilando el precio de una instalación fotovoltaica entre 1.000 € y 1.500 € por kW instalado. Para la simulación se han considerado los siguientes costes.

- Costes: 1.000 €/kW

La inmensa mayoría de fabricantes ofrecen garantía de producción de los paneles por 25 años, por lo cual se considera este mismo periodo de tiempo como su vida útil.

- Esperanza de vida: 25 años

La instalación de los paneles se realiza en una cubierta con 15° de inclinación y un azimut de -20°.

- Pendiente de la instalación: 15°
- Azimut: -20°

A la hora de analizar el efecto de la temperatura la mayoría de los paneles de silicio monocristalino en el mercado cuentan con valores muy similares a los siguientes:

- Efecto de la temperatura: -0,35 %/°C
- Temperatura nominal de trabajo de célula: 47°C
- Eficiencia en condiciones estándar: 20%

Como se ha comentado con anterioridad en los paneles fotovoltaicos un aumento de temperatura implica una reducción en la potencia generada. Es por esto por lo que se debe considerar el efecto de la temperatura.

En la Figura 3.5 se representan los valores mensuales de las temperaturas en la ubicación geográfica en la que se realiza la instalación. Temperaturas suaves en invierno y calurosas en verano.

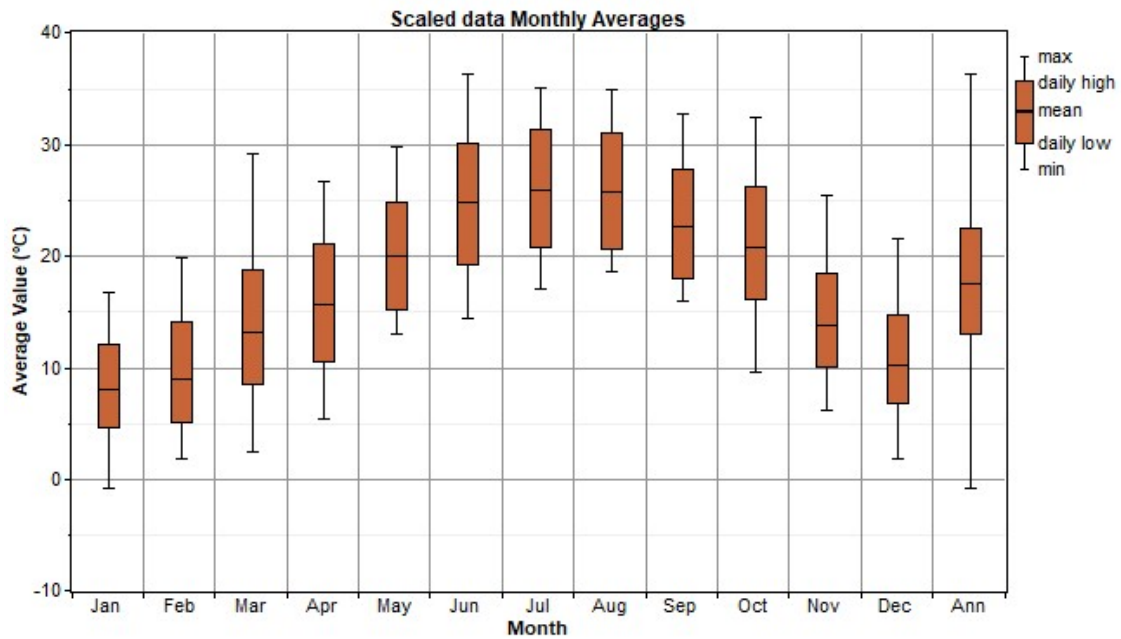


Figura 3.5 – Valores mensuales de temperatura - HOMER

3.1.4.2 Inversor DC/AC

Si bien los precios de inversores pueden variar notablemente entre marcas y modelos se ha considerado un precio medio de inversor de 165 €/kW.

- Costes: 165 €/kW

Según Ryan Kennedy (2021) en su artículo "How long do residential solar inverters last?" [7] los inversores suelen tener una vida útil de entre 10 y 15 años.

- Esperanza de vida: 15 años

La mayoría de los inversores que se hay actualmente en el mercado cuentan con una eficiencia del 95% o superior.

- Eficiencia: 95%

3.1.5 Otros parámetros

- Se ha considerado una vida útil de la instalación igual a la vida esperada para los paneles; 25 años.

3.1.6 Caso 1 - Simulación sin baterías

Tras realizar la simulación se llega a la conclusión que la potencia de instalación fotovoltaica que ofrece el mejor resultado económico es el de 40 kWp.

En la Figura 3.6 se han representado los costes de la energía para las distintas potencias de instalación estudiadas, desde 0 kWp hasta 100 kWp, se puede observar como el precio baja rápidamente hasta el 0,156 €/kWh de la

instalación de 40 kWp y desde ese punto aumenta ligeramente conforme aumenta el tamaño de la instalación.

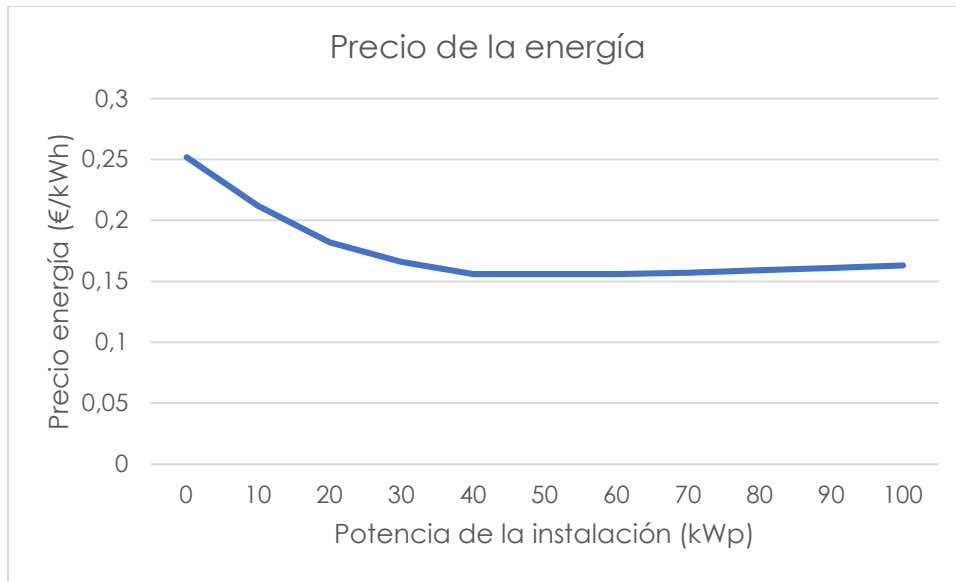


Figura 3.6 – Precio de energía en función de potencia fotovoltaica

Al tratarse de la opción que ofrece el mejor resultado económico se ha optado por una potencia instalada de 40 kWp.

La Figura 3.7 representa la generación mensual del dicho sistema fotovoltaico, coincide con los resultados esperados, con mayor producción en los meses de verano.

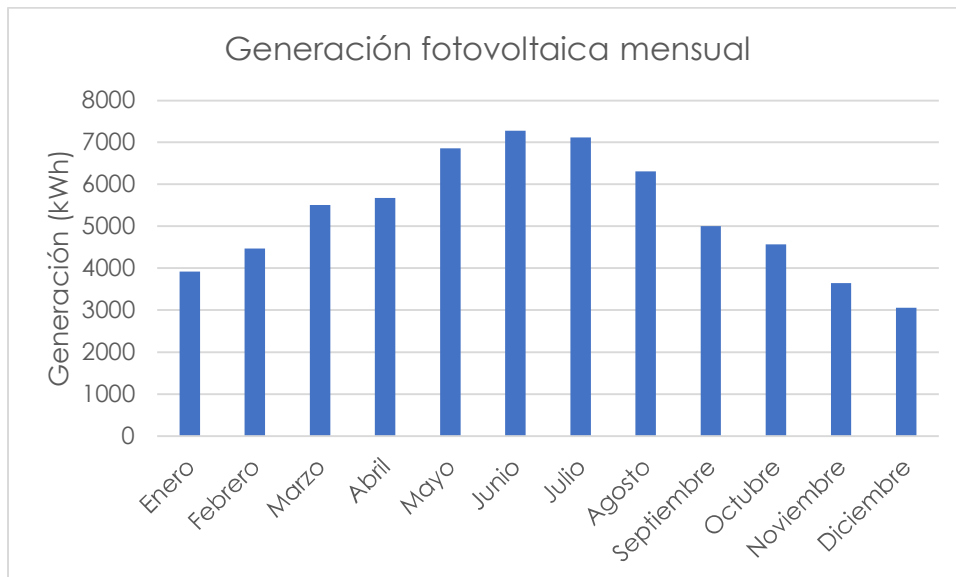


Figura 3.7 – Generación mensual sistema fotovoltaico

La energía anual generada por los paneles fotovoltaicos es de 60.307 kWh/año mientras que la energía consumida es de 67.890 kWh/año.

En lo relativo al impacto energético, durante el primer año la instalación logra producir un 88,8% de la energía que se consume en la empresa.

En la siguiente Tabla 3.3 se muestra el flujo energético de la instalación sin almacenamiento, se puede apreciar que una gran parte de la energía producida es vendida.

MES	Energía Comprada (kWh)	Energía Vendida (kWh)	Balace Compras (kWh)	Coste Energía (€)
Enero	3.438	1.336	2.101	729
Febrero	3.222	1.452	1.770	669
Marzo	2.364	2.382	-18	419
Abril	2.457	2.119	339	475
Mayo	2.722	2.724	-2	492
Junio	2.686	2.689	-3	479
Julio	2.698	2.875	-177	475
Agosto	763	4.784	-4.021	0
Septiembre	3.437	1.603	1.834	711
Octubre	3.601	1.258	2.343	772
Noviembre	3.860	707	3.153	861
Diciembre	4.153	658	3.495	948
ANUAL	35.401	24.587	10.814	7.030

Tabla 3.3 – Flujos eléctricos simulación sin baterías

Durante las horas de radiación solar se producen 24.587 kWh/año de excedentes que son vendidos a la red y en las horas sin radiación o con una demanda de energía superior a la autogenerada se compran 35.401 kWh/año.

El precio de venta (0,05 €/kWh) es considerablemente inferior al precio de compra (0,224 €/kWh), al no poder consumir la energía autogenerada en horas sin radiación solar es necesario comprarla y esto genera un coste económico considerable.

La compra de energía supone un coste anual de 7.030 € encontrándose el mayor gasto en los meses de invierno y con un aumento notable de excedentes en verano, particularmente en agosto, pues es cuando las instalaciones cierran.

Debido a esto se procede a evaluar la viabilidad de un sistema de almacenamiento para minimizar el gasto que supone la compra de energía.

3.1.7 Caso 2 - Simulación con baterías

Para la evaluación del sistema de almacenamiento se van a emplear uno de los modelos de baterías que HOMER tiene ya modelizados, se ha escogido este debido a su buena relación capacidad-precio.

Batería Hoppecke 24 OPzS 3000 2 V, 3000 Ah, con un precio de 1.135 €/ud.

6 vasos por 6.810 € en www.tutiendasolar.es [8].

Tras realizar de nuevo la simulación los resultados obtenidos son los siguientes. Tabla 3.4.

MES	Energía Comprada (kWh)	Energía Vendida (kWh)	Balace Compras (kWh)	Coste Energía (€)
Enero	3.261	599	2.663	727
Febrero	2.673	1	2.672	62
Marzo	663	216	447	143
Abril	1.374	348	1.026	301
Mayo	1.008	428	580	213
Junio	918	440	472	191
Julio	822	431	391	169
Agosto	34	2.150	-2.116	0
Septiembre	2.776	114	2.662	638
Octubre	3.331	40	3.292	771
Noviembre	4.291	0	4.291	996
Diciembre	4.681	50	4.631	1.084
ANUAL	25.834	4.817	21.017	5.852

Tabla 3.4 – Flujos eléctricos simulación con baterías

En la Tabla 3.4 se puede apreciar un claro descenso tanto de la energía comprada a la red como del gasto anual en energía. En la Tabla 3.5 se comparan ambas instalaciones.

	Fotovoltaico	Fotovoltaico + Baterías
Inversión inicial	44.950 €	69.220 €
Coste energético anual	7.030 €	5.852 €
Energía comprada anualmente	35.401 kWh	25.834 kWh
Energía vendida anualmente	24.587 kWh	4.817 kWh
Fracción renovable	0,64	0,71
Vida baterías	-	10,3 años

Tabla 3.5 – Comparación resultados con y sin baterías

Para lograr la capacidad de almacenamiento ensayada se han empleado 24 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000, esto supone un gasto de 27.240 €.

Con una vida útil de 10,3 años el almacenamiento supone un coste extra de 2.645 € anuales con respecto a la instalación sin almacenamiento.

Si bien la instalación de baterías reduce notablemente la dependencia de la red eléctrica, en el primer año se compran 9.567 kWh menos de la red, no mejora los resultados económicos; esto es así debido a que el ahorro proveniente de la disminución de la compra de energía es menor que el gasto en almacenamiento.

$$7.030 \text{ €} \leq 5.852 \text{ €} + 2.645 \text{ €} = 8.497 \text{ €}$$

Además, pese a que la fracción renovable aumenta, realmente no se está teniendo un menor impacto medioambiental ya que la energía generada mediante tecnologías renovables es la misma, tan solo cambia el consumidor final. Esto sin tener en cuenta el impacto negativo que está ligado a la propia fabricación, transporte y reciclaje de las baterías.

3.1.8 Conclusión del dimensionado

Tras realizar ambas simulaciones se puede concluir que el sistema óptimo de instalación se trata de un sistema fotovoltaico con potencia pico de 40 kW, sin almacenamiento.

Ofrece un mejor resultado económico, así como un menor impacto ambiental.

3.2 Elementos de la instalación

En el siguiente apartado se realiza una comparación entre distintas marcas y modelos de los principales elementos que son necesarios en una la instalación fotovoltaica. Se han tomado los precios a 28/05/2022.

Para un sistema de generación fotovoltaico sin almacenamiento los elementos imprescindibles son los que se muestran a continuación. Figura 3.8.

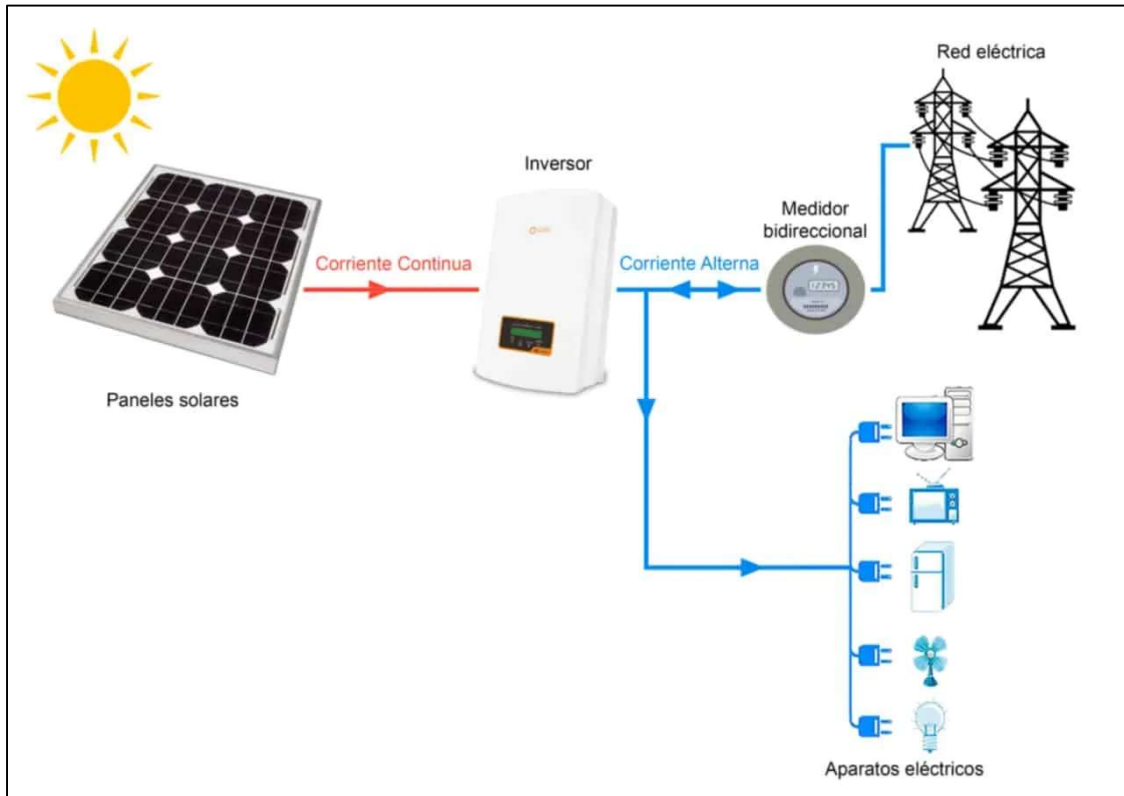


Figura 3.8 – Esquema instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red

- Paneles solares: Es en ellos donde se genera la energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
- Inversor: Los paneles solares generan energía en corriente continua, sin embargo, los receptores de dicha electricidad funcionan con corriente alterna. Para realizar la conversión es necesario un inversor.
- Medidor bidireccional: Se encarga de medir y registrar tanto los consumos que se realizan desde la red de distribución como los vertidos de la instalación hacia la red cuando hay excedentes de producción.

3.2.1 Paneles solares

Para la instalación se ha decidido buscar paneles de silicio monocristalino, ya que suelen ofrecer un rendimiento mayor que aquellos que emplean silicio policristalino.

En los últimos años su precio se ha reducido notablemente y además permiten una mayor producción de energía por superficie, de esta manera al ser necesarios una menor cantidad de paneles el coste de instalación se reduce.

3.2.1.1 Evaluación de modelos

Se evalúan los siguientes modelos:

- 400W A-400M ATERSA GS
- Canadian Solar HiKu Mono PERC 450Wp
- JA Solar 540W Monocristalino Perc

	400W A-400M ATERSA GS	Canadian Solar HiKu Mono PERC 450Wp	JA Solar 540W Mono PERC
Potencia pico	400 W	450 W	540 W
Precio (€)	175 €	200 €	247 €
Precio/kWp	438 €/kWp	444 €/kWp	457 €/kWp
Eficiencia máxima	20,5 %	20,4 %	20,9 %
Tecnología	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
Dimensiones (mm)	1722 × 1134 × 35	2108 × 1048 × 40	2279×1134×35
Nº paneles necesarios	100	89	74
Potencia pico de la instalación	40.000 W	40.050 W	39.960 W
Garantía fabricante	12 años	12 años	12 años
Garantía 80% producción	25 años	25 años	25 años

Tabla 3.6 – Características paneles fotovoltaicos

3.2.1.2 Conclusión

Si bien los modelos de Canadian Solar y de ATERSA cuentan con un precio inferior por kilovatio, la cantidad de paneles a instalar es considerablemente superior, también cuentan con una eficiencia ligeramente inferior.

Los paneles de JA Solar son los que mayor precio por kilovatio tienen, pero son los más eficientes. Por otra parte, son los de mayores dimensiones, pero el espacio disponible en cubierta no es un factor limitante; y al ser necesarios menos paneles por su mayor tamaño, se abaratan los costes de instalación.

Es por esto por lo que se escogen los paneles de JA Solar.

3.2.2 Inversor DC/AC

Para convertir la corriente continua en alterna es necesaria la instalación de un inversor DC/AC, en el caso de nuestra instalación la salida de este debe ser en trifásica a 400 V y 50 Hz.

3.2.2.1 Análisis de generación

Si bien la instalación fotovoltaica cuenta con una potencia pico de 39.960 W, la producción eléctrica no alcanzará dicha potencia. Se realiza de nuevo la simulación con los nuevos parámetros de la instalación y se evalúa la potencia realmente producida para evitar sobredimensionar el inversor de forma innecesaria.

Se realiza un cambio de potencia a 39.960 W y la introducción de los parámetros de los paneles JA Solar 540W.

- Efecto de la temperatura: -0,35 %/°C
- Temperatura nominal de trabajo de célula: 45°C
- Eficiencia en condiciones estándar: 20,9%

Tras realizar la simulación se observan los siguientes resultados de producción:

La Figura 3.9 muestra que pese a tener una instalación de 39.960 W durante el primer año la potencia generada solo superará los 30 kW durante un 3,35% del tiempo que se esté generando energía.

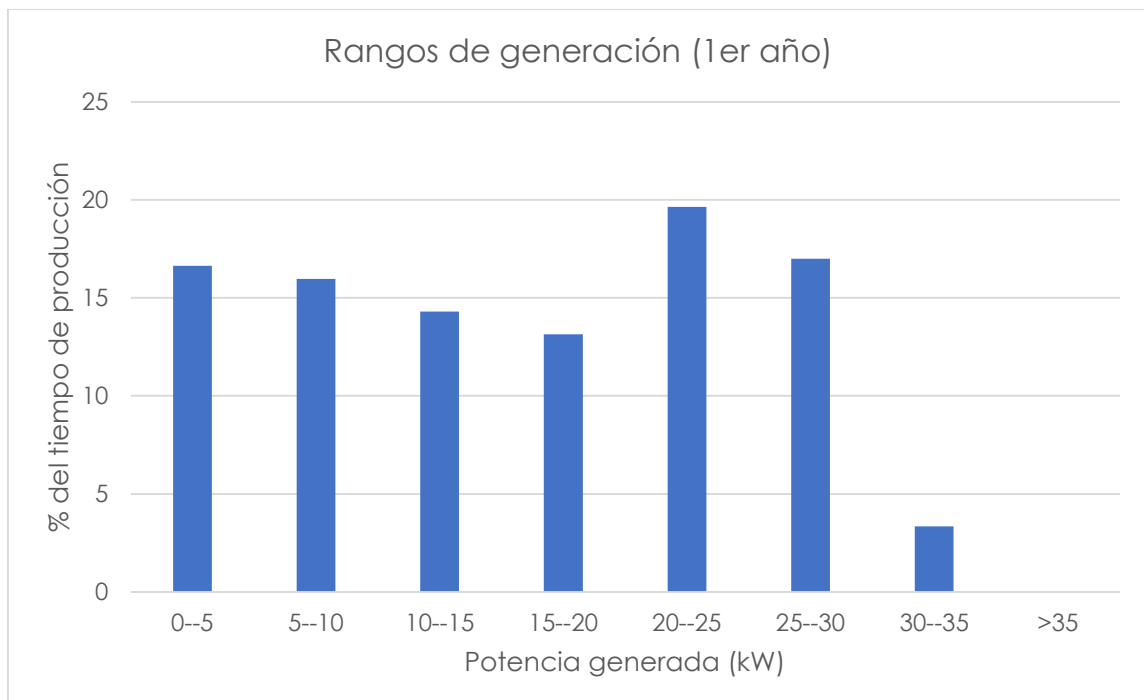


Figura 3.9 – Rangos potencia generada 1er año

Si además se considera la pérdida de potencia máxima garantizada por el fabricante de los paneles de un 2% el primer año y del 0,55% en los siguientes años. Ver Figura 3.10.

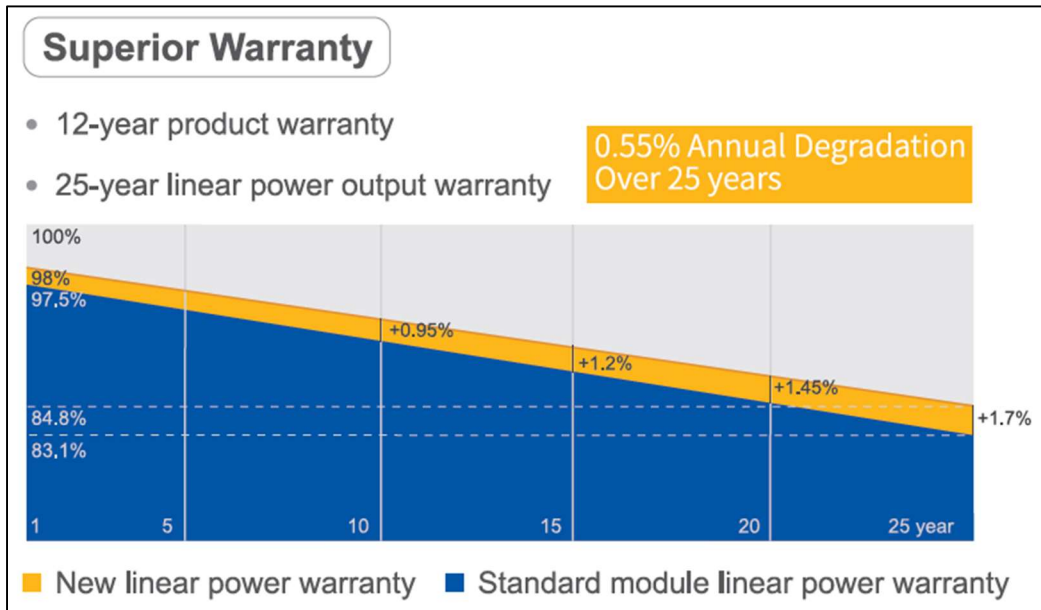


Figura 3.10 – Gráfica de generación mínima garantizada de paneles JA Solar 540W

El resultado son los siguientes valores acumulados para 25 años. Figura 3.11.

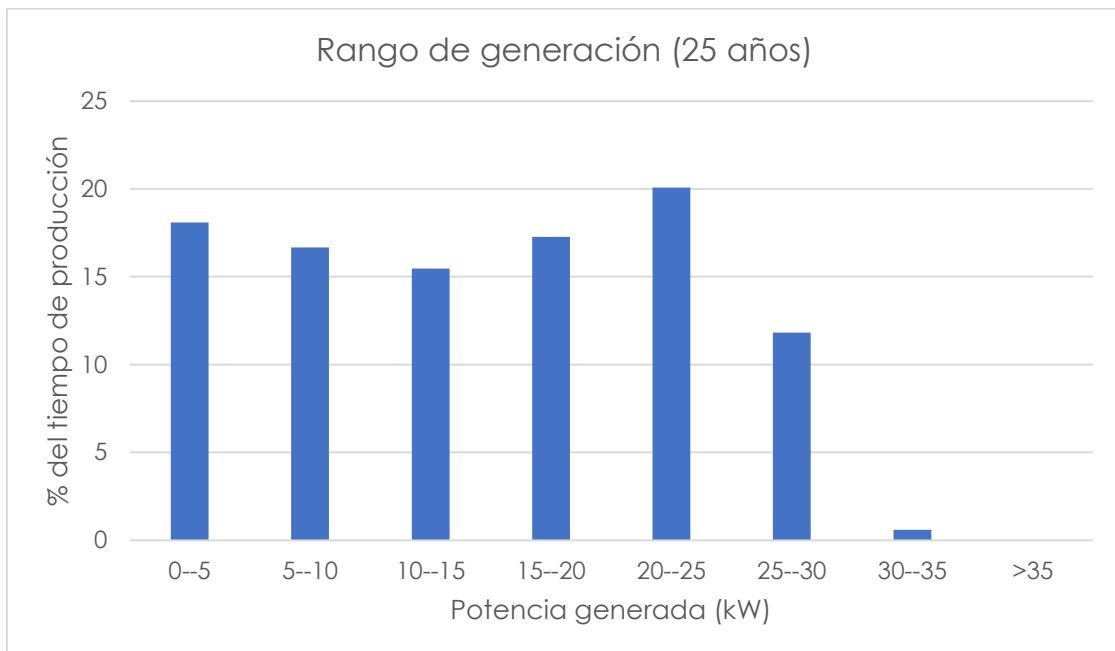


Figura 3.11 – Rangos potencia generada 25 años

A lo largo de la vida útil de la instalación únicamente se superarán los 30 kW en un 0,6% de las horas de producción.

Se puede concluir que la potencia óptima del inversor es de 30 kW.

Sin embargo, el CTE-HE5 [9] determina que el inversor debe tener una potencia mínima del 80% de la potencia pico de la instalación.

$$P_{\text{inversor}} \geq 0,8 \cdot 39.960 \text{ W} = 31.968 \text{ W}$$

Se van a evaluar inversores de 33 kW y 36 kW.

3.2.2.2 Evaluación de modelos

Los modelos de inversores evaluados son los siguientes:

- Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3
- Inversor GoodWe GW36K-MT
- INGECON Sun 3PLAY 33TL M

	Huawei SUN2000-36KTL-M3	GoodWe GW36K-MT	INGECON Sun 3PLAY 33TL M
Precio	3.200 €	3.200 €	3.630 €
Potencia nominal	36.000 W	36.000 W	33.000 W
Potencia máxima entrada	45.000 W	42.900 W	36.300 W
Potencia máxima salida aparente	40.000 VA	36.000 VA	33.000 VA
Rango tensiones de operación DC	200 – 1000 V	200 - 950 V	200 – 820 V
Tensión máxima DC	1100 V	1100 V	1000 V
Corriente máxima DC	26 A	25 A	40 A
Nº MPPT	4	3	2
Nº Entradas DC	8 (2/2/2/2)	6 (2/2/2)	10 (5/5)
Eficiencia máxima	98,7%	98,8%	98,5%
Eficiencia EU ponderada (600 V)	98,4	98,5	98,3
WiFi	Sí	Sí	No
Pantalla LCD	No	No	Sí
APP	Sí	No	Sí

Tabla 3.7 – Características inversores

3.2.2.3 Conclusión

Los precios de los tres modelos son muy similares, sin embargo, se ha escogido el inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3 debido a las siguientes razones:

- Cuenta con un mayor número de MPPT (Maximum Power Point Tracking) y una buena cantidad de cadenas de entrada.
- El rango más amplio de voltajes de operación.
- La eficiencia es muy similar a la de sus competidores.
- Acepta una potencia máxima de entrada superior y permite la posibilidad a futuro de aumentar la instalación hasta los 45kWp.

3.2.3 Configuración final

Se ha optado por una instalación formada por 74 paneles JA Solar 540W y un inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3.

Este modelo de inversor cuenta con 4 MPPT que se encargan de que los paneles conectados a ellos trabajen en el punto de máxima potencia.

Cuenta con la posibilidad de colocar 2 cadenas de entrada por cada MPPT. La conexión de los 74 paneles se realizará en 2 cadenas de 18 paneles conectados en serie y 2 cadenas de 19 paneles en serie. Conectando cada cadena a su vez un MPPT.

El voltaje de máxima potencia (VMPP) de los paneles es de 41,64 V y el voltaje de circuito abierto (VOC) es de 49,6 V. En ambos casos las tensiones de la cadena se encuentran en el interior de las tensiones aceptadas por el inversor.

$$41,64 \cdot 19 = 791 \text{ V} \in [200 - 1000]$$

$$49,6 \cdot 19 = 942,4 \text{ V} \in [200 - 1000]$$

De igual forma, tanto la intensidad a máxima potencia (IMPP) de 12,97 A y la corriente de cortocircuito (ISC) de 13,86 A son inferiores a los 26 A que acepta cada MPPT.

Con esta configuración de 4 cadenas de 18 y 19 paneles en serie, Figura 3.12, y con las protecciones adecuadas, no hay ningún problema con el inversor seleccionado.

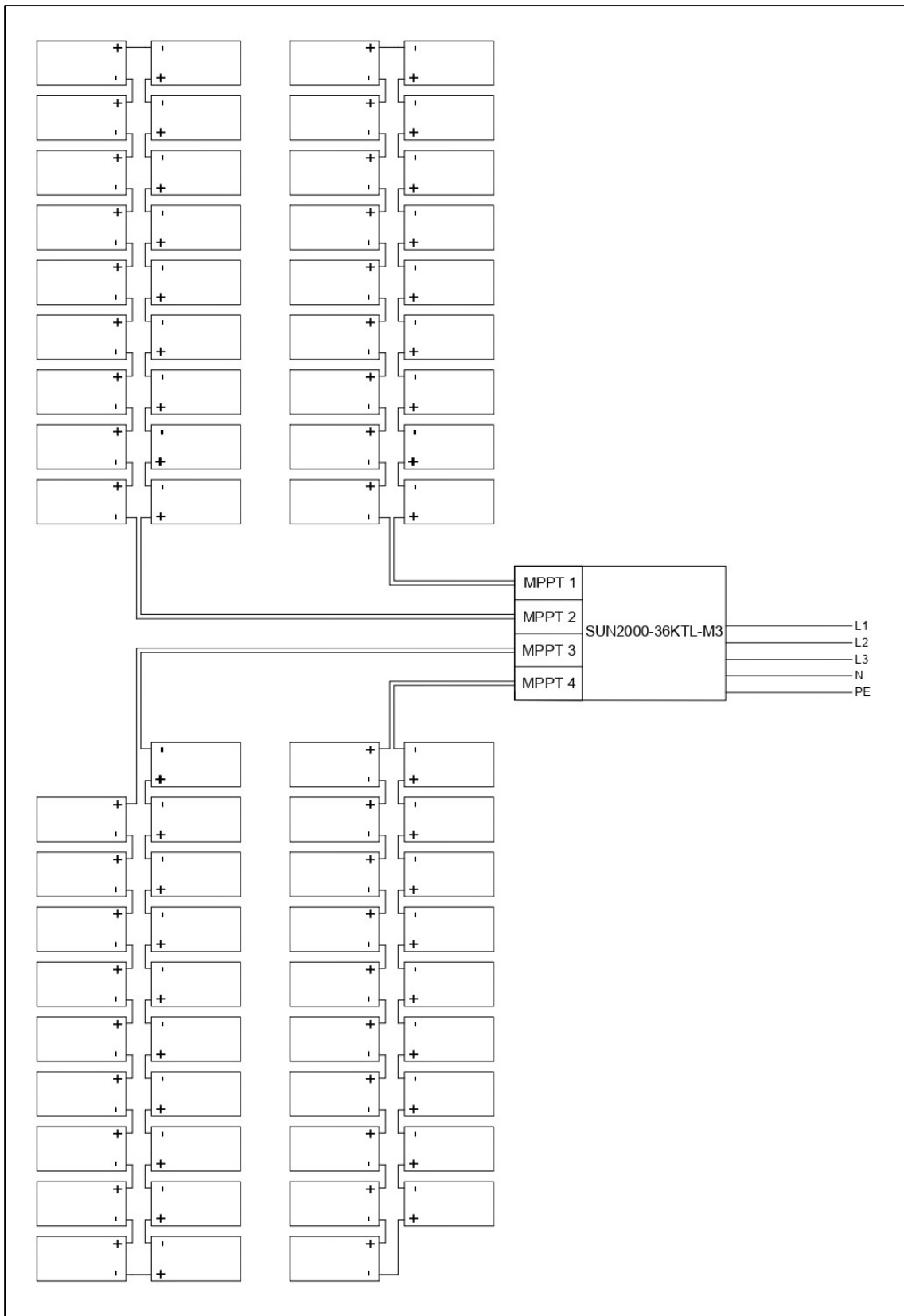


Figura 3.12 – Esquema de conexión Paneles-Inversor

Los paneles se deben instalar en la cubierta siguiendo la disposición que se pueden observar en la Figura 3.13, detallada en el Plano 1 y según el esquema de conexiones y canalización del Plano 2, contando con 4 tubos de canalizaciones, uno para cada cadena.

Dichas canalizaciones transcurrirán a través de la cubierta hacia la fachada frontal, la cual atravesarán para alcanzar el inversor que se encontrará instalado en el interior de la nave.

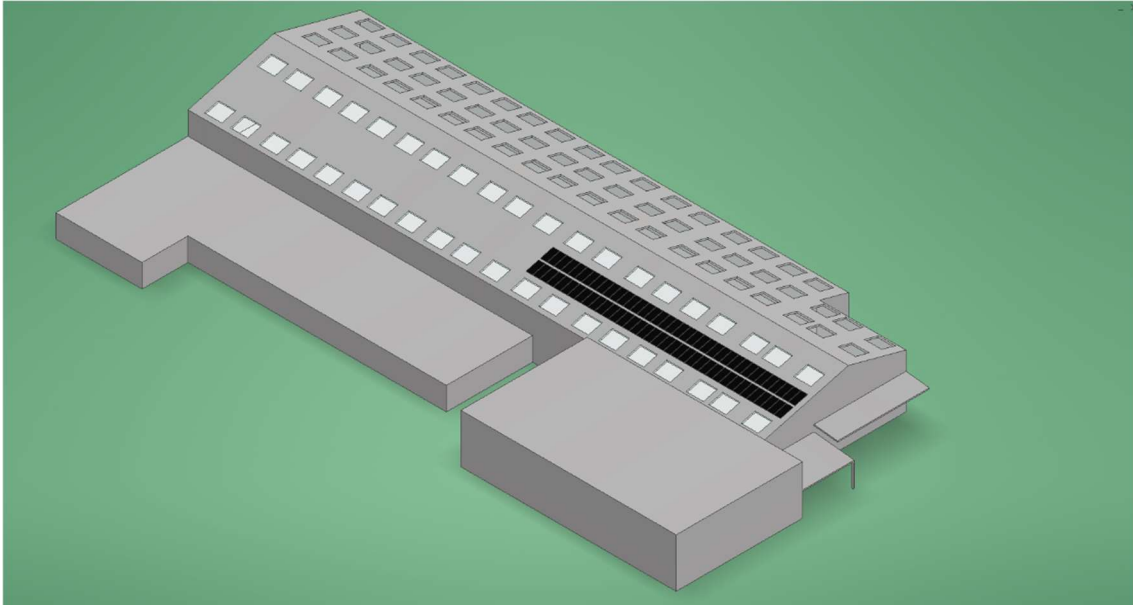


Figura 3.13 – Ubicación de paneles en cubierta

3.2.3 Conductores

En este apartado se justifica la selección del cableado.

Se diferencian dos tipos de circuito en la instalación fotovoltaica:

Circuito de corriente continua: Comprende aquellos componentes que se encuentran aguas arriba del inversor. Paneles y cableado.

Circuito de corriente alterna: Comprende aquellos componentes que se encuentran aguas abajo del inversor.

Al tratarse de una instalación de baja tensión se emplea el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, sus correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) y las guías que las explican en detalle.

3.2.3.1 Conductores en el circuito de corriente continua

Los conductores de corriente continua transcurrirán por la parte superior de la cubierta, en 4 tubos con dos cables unipolares cada uno, bajarán por la fachada frontal y atravesarán la fachada para alcanzar el inversor instalado en el interior. La cadena más alejada necesita de 70 m de canalización.

El elemento condicionante de los circuitos de corriente continua son los paneles fotovoltaicos.

Características de los paneles JA Solar 540W en condiciones estándar

- Potencia Pico (P_{MAX}): 540 W
- Voltaje en punto de máxima potencia (V_{MPP}): 41,64 V
- Intensidad en punto de máxima potencia (I_{MPP}): 12,97 A
- Voltaje en circuito abierto (V_{OC}): 49,6 V
- Intensidad en cortocircuito (I_{SC}): 13,86 A

Estos valores son los considerados para una temperatura de célula de 25°C y una irradiancia de 1.000 W/m². Según el fabricante las tensiones y corrientes varían en función de la temperatura en la siguiente medida.

- Coeficiente de temperatura Corriente: +0,045 %/°C
- Coeficiente de temperatura Tensiones: -0,275 %/°C

De los resultados de la simulación de HOMER se obtienen las temperaturas en las que se encuentran las células en cada momento.

Sin tener en cuenta aquellas horas en las que el panel recibe una radiación de 0 W/m²:

- Temperatura mínima de célula: 6°C
- Temperatura máxima de célula: 56°C

Estas temperaturas suponen los siguientes incrementos.

- Incremento Tensiones = $(6 - 25) \cdot (-0,275) = 5,2\%$
- Incremento Corrientes = $(56 - 25) \cdot (0,045) = 1,4\%$

Aplicando estas mayoraciones y considerando la configuración de 19 paneles en serie estos son los valores con los que se dimensionarán la conducciones y protecciones.

- Voltaje en punto de máxima potencia: 832,3 V
- Intensidad en punto de máxima potencia: 13,15 A
- Voltaje en circuito abierto: 991,4 V
- Intensidad en cortocircuito: 14 A

Criterios sección cableado

La norma UNE-EN 50618 [10] determina que para el circuito en corriente continua de instalaciones fotovoltaicas los cables deben ser de cobre y el aislamiento de estos XLPE.

Por esto de aquí en adelante se trabajará con este material y tipo de aislamiento.

Caída de tensión < 1,5%

Si bien de acuerdo con el apartado 5 de la GUÍA-BT-40 [11] se permiten caídas de tensión de hasta un 1,5%, con el fin de minimizar pérdidas se ha dimensionado para una caída de tensión del menor del 1% de la tensión, empleando las fórmulas extraídas de la GUÍA-BT-ANEXO 2 [12].

Tensión 18 paneles = $18 \cdot 41,64 \text{ V} = 749,52 \text{ V}$

$$Sección = \frac{2 \cdot Longitud \text{ cable} \cdot I_{sc} \cdot Resistividad \text{ Cu } 20^{\circ}\text{C}}{Caída \text{ de tensión}}$$

$$Sección = \frac{2 \cdot 70 \text{ m} \cdot 14 \text{ A} \cdot 0,01724 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}}{7,5 \text{ V}} = 4,505 \text{ mm}^2$$

Se toma la sección inmediatamente superior, en este caso 6 mm².

Intensidades máximas admisibles

Según GUÍA-BT-40 [11] la intensidad máxima admisible por el conductor debe ser superior al 125% de la corriente máxima, en este caso el 125% de 14 A.

La intensidad máxima admitida debe ser mayor que 17,5 A.

La Tabla 3.8 se encuentra en la GUÍA-BT-19 [13], dicha tabla indica las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40°C y para distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 3.8 – GUÍA-BT-19 - Tabla 1 - Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

Al tratarse de una instalación de conductores unipolares por el interior de un tubo es una instalación de referencia B.

Para un conductor con aislamiento de XLPE con 2 conductores activos las intensidades en función de la sección se encuentran en la columna 9.

Para una sección de 6 mm² se tiene una intensidad máxima admisible de 49 A; la cual supera con creces la corriente demandada de 17,5 A.

Temperatura de trabajo

La temperatura afecta a resistividad y por tanto a las pérdidas.

Para calcular la temperatura de trabajo se emplea la siguiente fórmula extraída de GUÍA-BT-ANEXO 2 [12].

$$Temp. = Temp. Amb + (Temp. Máx. - Temp. Amb.) \cdot \left(\frac{Intensidad}{Intensidad\ máxima\ admisible} \right)^2$$

La temperatura máxima de trabajo es de 90°C para XLPE y se considera una temperatura ambiente de 40°C al encontrarse en el exterior.

$$Temp. = 40 + (90 - 40) \cdot \left(\frac{14}{49}\right)^2 = 44^\circ C$$

Se calcula la resistividad del cobre para 44°C.

$$\rho_t = \rho_{20} \cdot \frac{234,5 + t}{254,5}$$

$$\rho_{44} = 0,01724 \cdot \frac{234,5 + 44}{254,5} = 0,01887 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$$

La resistividad del cobre a 44°C es de 0,01887 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ con este nuevo valor se recalcula de nuevo la sección del conductor.

$$Sección = \frac{2 \cdot 70 \text{ m} \cdot 14 \text{ A} \cdot 0,01887 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}}{7,5 \text{ V}} = 4,931 \text{ mm}^2$$

Conclusión

El conductor necesario es un conductor de cobre de 6 mm² de sección con aislamiento de XLPE superior a 1 KVdc.

Se ha optado por un cableado específico para instalaciones fotovoltaicas el modelo TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K de 6 mm² y 1,5 kVdc de la marca TOP CABLE.

3.2.3.2 Conductores en el circuito de corriente alterna

La conexión de la instalación fotovoltaica al resto de la instalación eléctrica se realizará siguiendo el esquema 8 de la GUIA-BT-40 [11]. Figura 3.14.

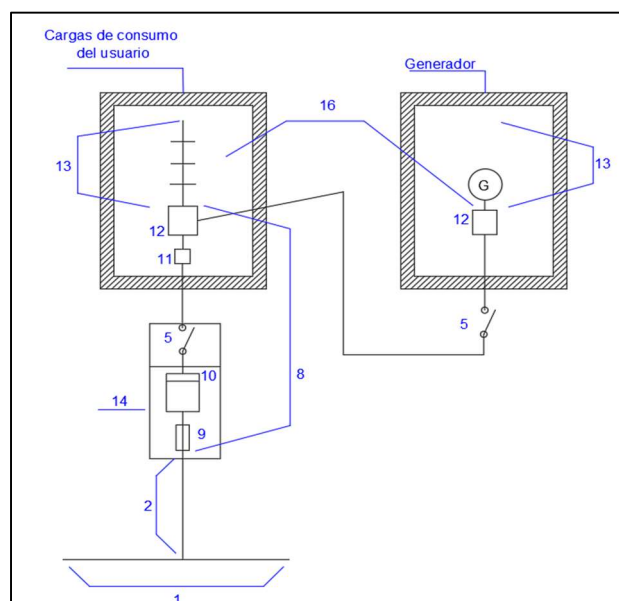


Figura 3.14 – GUÍA -BT-40 - Esquema 8 – Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP

<u>Leyenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Leyenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

Tabla 3.9 – Leyenda figura 3.14 – GUÍA-BT-40

A la salida del inversor se dispondrá de una línea trifásica de 20 m que transcurrirá por el interior de un tubo y conectará con el cuadro general de protecciones y mando (CGPM).

Para realizar el dimensionamiento del cable se emplean los datos de tensión y corriente proporcionados por el fabricante del inversor.

Características Huawei SUN2000-30KTL-M3:

- Tensión nominal de salida: 230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE
- Intensidad nominal de salida: 52 A
- Máx. intensidad de salida: 58 A

Criterios sección cableado

Intensidades máximas admisibles

En este caso se ha empleado de nuevo la Tabla 3.8, en esta ocasión al tratarse de un sistema trifásico con aislamiento de XLPE las intensidades admisibles para cada sección se encuentran en la columna 8.

De acuerdo con la GUÍA-BT-40 [11] la intensidad a soportar debe ser superior al 125% de la intensidad máxima de salida, en este caso, el 125% de 58 A es 72,5 A.

Se puede observar que la primera sección de cable que cumple con la intensidad es la de 16 mm² con 80 A de intensidad máxima admisible.

Temperatura de trabajo

De forma análoga al cálculo realizado para los conductores en el circuito corriente continua se va a obtener la temperatura de trabajo del cable, pero considerando en este caso una temperatura ambiente de 20°C al estar protegidos en el interior de la nave.

$$Temp. = 20 + (90 - 20) \cdot \left(\frac{58}{80}\right)^2 = 57^\circ C$$

Caída de tensión < 1,5%

Como se ha comentado con anterioridad, la GUÍA-BT-40 [11] indica que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%.

De nuevo, para minimizar pérdidas consideramos admisible una caída de tensión del 1%, en este caso 4 V.

Debido a que los cables irán por el interior de un tubo, se considera una reactancia X de 80 mΩ/km.

La resistencia R será función de la sección del cable y de la temperatura de trabajo.

Se calcula la resistividad para 58°C.

$$\rho_{58} = 0,01724 \cdot \frac{234,5 + 58}{254,5} = 0,01981 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$$

Teniendo una resistividad de 0,01981 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$, una sección de 16 mm² y una longitud de cable de 20m se obtiene una resistencia R de 24,76 mΩ en continua, se considera un aumento de resistencia del 2% en alterna. 25,25 mΩ.

$$Caída\ de\ tensión = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos\varphi + X \cdot I \cdot \sen\varphi)$$

Debido a que en la empresa el consumo de potencia reactiva es nulo, $\cos\varphi = 1$. La expresión anterior queda simplificada.

$$Caída\ de\ tensión = \sqrt{3} \cdot R \cdot I = \sqrt{3} \cdot 25,25 \cdot 10^{-3} \cdot 58 = 2,54\ V$$

Estos 2,54 V son menores al 1% de caída de tensión máxima.

Según la GUÍA-BT-20 [14] de sistemas de instalación, en aquellos conductores aislados bajo tubos protectores: "Los cables utilizados serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V y los tubos cumplirán lo establecido en la ITC-BT-21".

Conclusión

El conductor necesario es un conductor de cobre de 16 mm² de sección con aislamiento de XLPE de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

3.2.3.3 Canalizaciones

De la GUÍA-BT-21 [15] se extrae la Tabla 3.10, esta hace referencia al diámetro exterior de los tubos de canalización cuando la instalación se realiza con tubo sobre superficie.

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

Tabla 3.10 – GUÍA-BT-21 - Tabla 2 - Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Para el cableado desde las placas hasta el inversor es necesario emplear tubo de 16 mm de diámetro, y para los cables del inversor al CGPM un tubo de diámetro 32 mm.

3.2.4 Protecciones

La finalidad de las protecciones de una instalación eléctrica es lograr proteger tanto a la instalación como a las personas, por tanto, es imprescindible que estas sean correctamente elegidas y dimensionadas.

3.2.4.1 Protecciones en el circuito de corriente continua

Fusibles

Su función principal es proteger la instalación eléctrica frente a sobrecorrientes.

De los elementos del circuito de corriente continua el cable de 6 mm² soporta una corriente máxima de 49 A y la corriente de los paneles en el punto de máxima potencia es de 13 A.

Según la norma UNE 60364-4-43 [16] los fusibles deben cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_b : corriente de diseño del circuito correspondiente.
- I_n : corriente nominal del fusible.
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido.
- I_f : corriente convencional de fusión.

La corriente convencional de fusión varía en función de la corriente nominal. Tabla 3.11.

Corriente nominal (A)	Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	$2,1 \cdot I_n$
$4 < I_n \leq 16$	$1,9 \cdot I_n$
$I_n > 16$	$1,6 \cdot I_n$

Tabla 3.11 – Relación entre corriente convencional de fusión y corriente nominal

$$13 A \leq I_n \leq 49 A$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot 49 = 71 A$$

Además, para evitar daños en el panel la intensidad nominal del fusible debe ser menor a la máxima intensidad soportada por el panel; en el caso de los JA Solar 540W esta intensidad es de 25 A.

Se seleccionan fusibles gPV, especializados para fotovoltaica, de 16 A y 1000 Vdc con un poder de corte de 30 kA y un portafusibles de 32 A y 1000 Vdc.

Se ha optado por fusibles y portafusibles de la marca DF ELECTRIC: Figura 3.15.

Se consideran interruptores según estándar UNE-EN 60898 [17], en este caso $I_2 = 1,45 \cdot I_n$.

$$52 A \leq I_n \leq 80 A$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 80 A$$

La corriente nominal del interruptor es de 63 A.

Cortocircuitos

Se debe cumplir la siguiente condición:

$$PdC > ICC_{max}$$

Donde:

- PdC: Poder de corte de la protección.
- ICC_{max}: Corriente de cortocircuito máxima en el punto de instalación del dispositivo.

Para calcular la ICC_{max} se emplea la siguiente fórmula obtenida del Anexo III de la GUIA-BT [18]:

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

Donde:

- ICC_{max}: Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado.
- U: Tensión de alimentación fase neutro.
- R: Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación a 20°C.

Se considera que la máxima corriente de cortocircuito llega desde la línea de distribución, por esto la máxima se encontrará en el CGPM, y la que llegará a la protección del inversor será en todo caso menor, pues la resistencia es mayor.

La protección ya existente del CGPM tiene un poder de corte de 10 kA, se puede afirmar con certeza que una protección con 10 kA de poder de corte protegerá correctamente la instalación.

Se ha escogido un interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de 63 A y poder de corte de 10 kA. Figura 3.18.



Figura 3.18 – Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352 4P 63A 10kA

Interruptor diferencial

Junto al interruptor automático se instalará un interruptor diferencial que se encargará de proveer la protección contra contactos.

La intensidad nominal de dicho interruptor debe ser igual o superior a la del interruptor automático seleccionado.

Según el Real Decreto 244/2019 [5]: “En todas las instalaciones de producción próximas a las de consumo, definidas en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, la conexión se realizará a través de un cuadro de mando y protección que incluya las protecciones diferenciales tipo A necesarias para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa para las personas. Cuando dichas instalaciones generadoras sean accesibles al público general o estén ubicadas en zonas residenciales, o análogas, la protección diferencial de los circuitos de generación será de 30 mA”.

Se ha seleccionado un interruptor diferencial Tipo A de corriente nominal de 63 A y con sensibilidad de fuga a tierra de 30 mA. Figura 3.19.



Figura 3.19 – Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463 4P 63 A 30 mA Tipo A

3.2.5 Conexión a tierra

De acuerdo con el PCT-C-REV, apartado 5.9.3, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [19] "Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra".

Para realizar la conexión de las masas de los paneles y el conductor de tierra se emplearán clips de toma de tierra en los orificios de los paneles destinados a dicho fin. Figura 3.20.



Figura 3.20 – Clip de toma de tierra solar

En la Figura 3.21 se observa un esquema de las conexiones a tierra de las masas de los paneles.

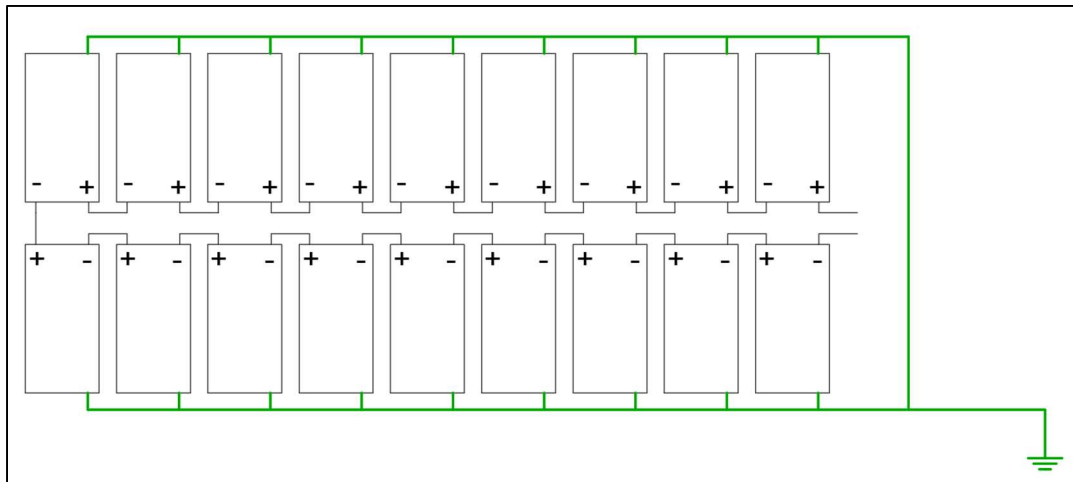


Figura 3.21 – Esquema conexión a tierra masas de paneles

Esta conexión se realizará en los 74 paneles y sus correspondientes soportes coplanares. El esquema de conexiones de toda la instalación de tierra será el de la Figura 3.22.

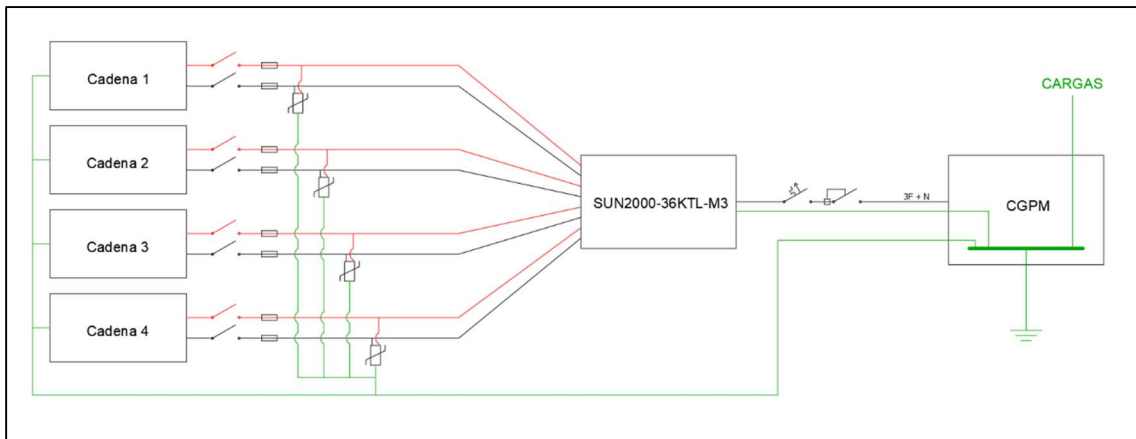


Figura 3.22 – Esquema conexión tierra instalación

De acuerdo con la Tabla 3.12, extraída de la GUÍA-BT-19 [13], al tratarse de conductores de sección igual o inferior a 16 mm² la sección del conductor de protección tendrá la misma sección que el conductor de fase.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Tabla 3.12 – GUÍA-BT-19 - Tabla 2 – Relación sección conductores y sección conductores de protección

Esto corresponde a conductores de 6 mm² en continua y de 16 mm² en alterna.

De acuerdo con la GUÍA-BT-19 [13] “Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo”.

Cableado necesario

- 150 m de cable verde y amarillo de 6 mm² para la conexión de los paneles y 20 m para descargadores de sobretensiones.
- 20 m de cable verde y amarillo de 16 mm² para la conexión a tierra del inversor.

Canalización

Debido a que la conexión a tierra de los paneles se realiza por la parte inferior de los paneles, el propio panel protege el conductor del desgaste de la

radiación solar, se protegerán bajo tubo únicamente los últimos 60 m de la instalación, que bajan por la fachada frontal y atraviesan hacia el interior.

A la altura del cuadro de protecciones del inversor se introducirá en el tubo el conductor de los descargadores de sobretensiones, que continuará por la canalización hasta llegar al CGPM.

Al tratarse dos cables de 6 mm² se empleará un tubo de 16 mm de diámetro.

La conexión a tierra del inversor será canalizada por el mismo tubo de 32 mm que las fases.

Finalmente, el esquema de canalizaciones es el representado en la Figura 3.23.

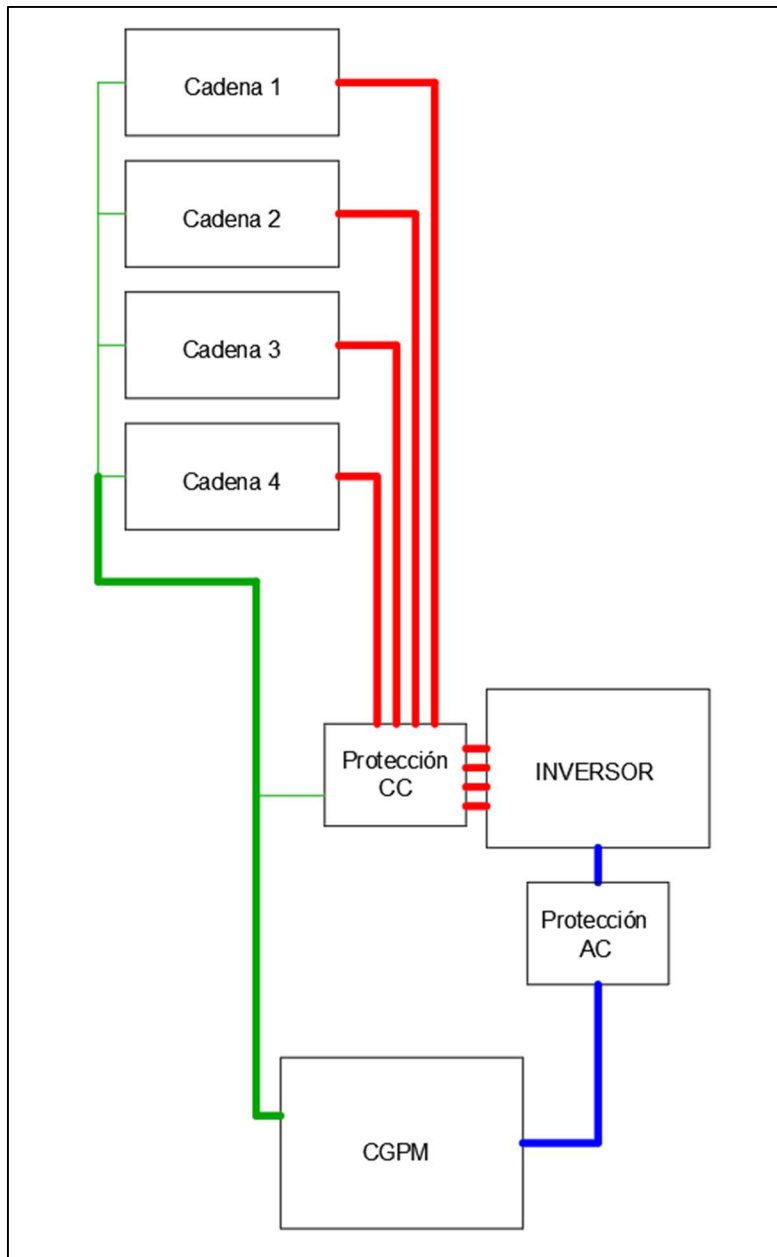


Figura 3.23 – Esquema de canalizaciones

Los tubos han sido representados en línea gruesa.

- Verde – PVC 16 mm – Conductores de protección de paneles y descargadores de sobretensiones.
- Rojo – PVC 16 mm – Conductores de corriente continua de los paneles.
- Azul – PVC 32 mm – Tres fases, neutro, y conexión de masa del inversor.

3.2.6 Medición y control

Además del contador bidireccional se instalará un medidor-controlador.

Se ha escogido el Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H. Figura 3.24.



Figura 3.24 – Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H

Este sensor trifásico para instalaciones solares fotovoltaicas está diseñado específicamente para inversores de la marca Huawei y permite controlar el funcionamiento del inversor, así como la medición de excedentes, demanda y producción mediante tres toroides y el puerto de comunicaciones del inversor,

La instalación se realiza como se muestra en la Figura 3.25 obtenida de Huawei Support [20].

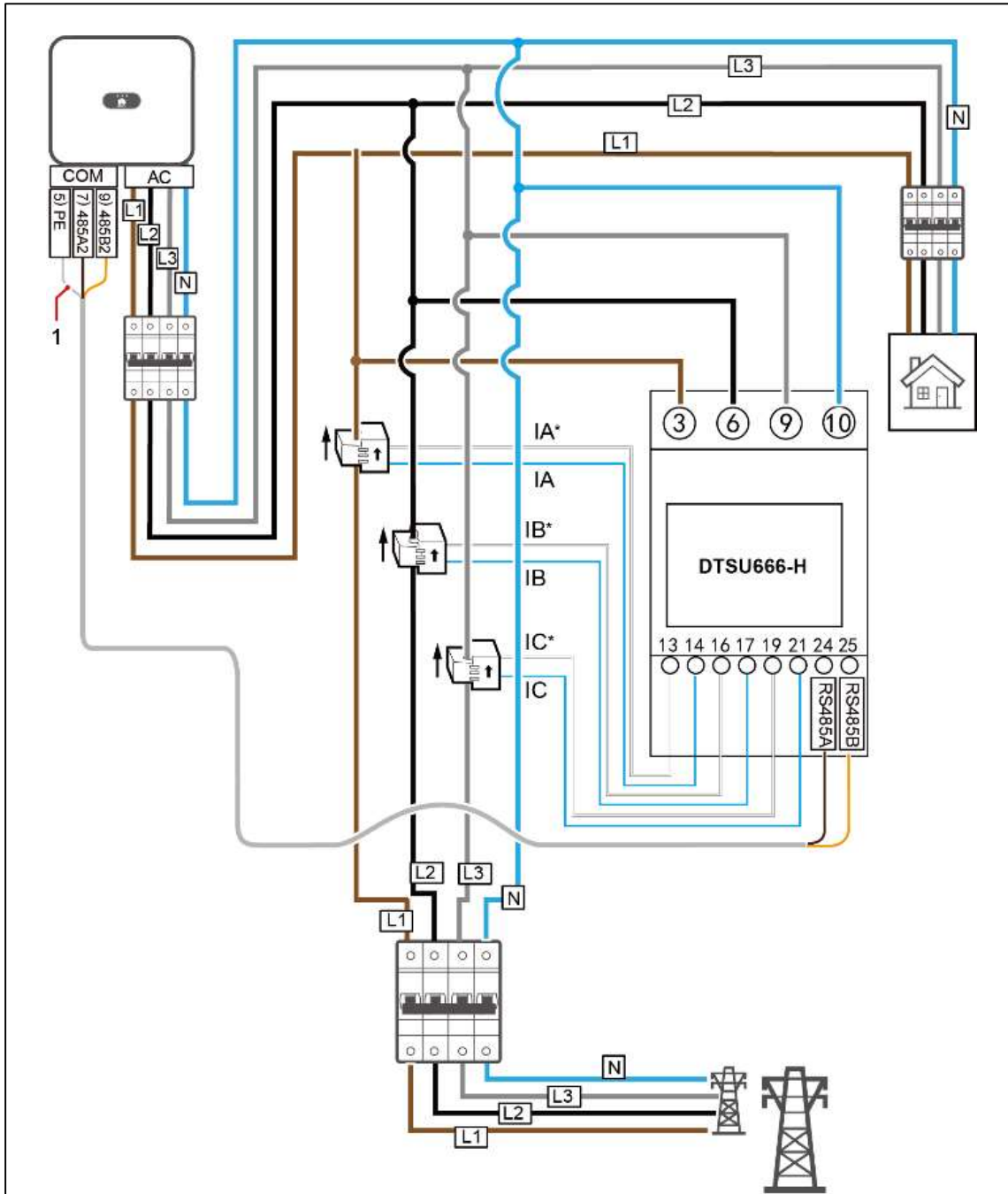


Figura 3.25 – Esquema de conexión Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H

4. PRESUPUESTO

En el siguiente capítulo se realiza un presupuesto para la instalación fotovoltaica. Se ha empleado el programa Arquímedes y el Generador de Precios de CYPE [21] del que se han extraído precios y rendimientos de algunos elementos.

Aquellos que provienen del Generador de Precios de CYPE se pueden identificar por el código alfanumérico que se corresponde con su referencia en el mismo. Los elementos únicamente identificados con un código de tres cifras numéricas son aquellos introducidos por el usuario.

4.1 Cuadro de mano de obra

Nº	Designación	Importe		
		Precio por hora (€/h)	Cantidad (Horas)	Total (€)
1	Oficial 1ª electricista.	20,480	27,620	566,68
2	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	20,480	37,000	757,76
3	Oficial 1ª construcción.	19,930	0,300	5,98
4	Ayudante electricista.	18,880	31,420	592,06
5	Ayudante instalador de captadores solares.	18,880	37,000	698,56
6	Peón ordinario construcción.	18,690	0,300	5,61
Importe total				2.626,65

Tabla 4.1 – Cuadro de mano de obra

4.2 Cuadro de maquinaria

Nº	Código	Designación	Importe		
			Precio (€)	Cantidad	Total (€)
1	mq07pl e010di	Alquiler diario de cesta elevadora de brazo telescópico, motor diésel, de 20 m de altura máxima de trabajo. El precio incluye el mantenimiento y el seguro de responsabilidad civil.	185,750	1 ud	185,75
2	mq07pl e020ad	Transporte a obra y retirada de cesta elevadora de brazo telescópico, motor diésel, de 20 m de altura máxima de trabajo.	139,100	1 ud	139,10
Total maquinaria				324,85	

Tabla 4.2 – Cuadro de maquinaria

4.3 Cuadro de materiales

Nº	Código	Designación	Importe		
			Precio (€)	Cantidad	Total (€)
1	011	Panel Solar JA Solar 540 W deep blue 3.0.	204,390	74,000 ud	15.124,86
2	012	Estructura Coplanar Falcat.	33,190	74,000 ud	2.456,06
3	021	Cable solar H1Z2Z2-K 6 mm ² – Negro.	1,600	220,000 m	352,00
4	022	Cable solar H1Z2Z2-K 6 mm ² – Rojo.	1,600	220,000 m	352,00
5	031	Cable cobre 16 mm ² XLPE - Negro	2,300	20,000 m	46,00
6	032	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Azul.	2,300	20,000 m	46,00
7	033	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Marrón.	2,300	20,000 m	46,00
8	034	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Gris.	2,300	20,000 m	46,00
9	035	Cable cobre 16 mm ² XLPE - Amarillo / Verde.	2,300	20,000 m	46,00
10	041	Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3.	2.644,630	1,000 ud	2.644,63
11	042	Pareja de conectores MC4 WEIDMULLER PVStick.	5,420	4,000 ud	21,68
12	043	Terminal de Ojo Cable 16 mm - Ojo 8 mm.	0,870	5,000 ud	4,35
13	051	Caja de superficie de 36 módulos.	50,590	1,000 ud	50,59
14	052	Portafusibles DF 10x38 - 485152 1000 V 32 A.	6,630	8,000 ud	53,04
15	053	Fusible cilíndrico DF gPV 10x38 - 491630 16 A 1000 Vdc.	7,150	8,000 ud	57,20
16	054	Descargador Sobretensiones Weidmuller - VPU PV II 3 1000 Vdc.	47,500	4,000 ud	190,00
17	055	Cable cobre 6 mm ² XLPE - Amarillo / Verde.	0,750	168,000 m	126,00
18	056	Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463 4P 63 A 30 mA Tipo A.	88,600	1,000 ud	88,60

Tabla 4.3.1 – Cuadro de materiales

Nº	Código	Designación	Importe		
			Precio (€)	Cantidad	Total (€)
19	057	Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352 4P 63 A 10 kA.	160,540	1,000 ud	160,54
20	058	HUAWEI Smart Power Sensor DTSU666H 3-PH 250 A.	170,780	1,000 ud	170,78
21	059	Interruptor/seccionador para redes CC - OTDC32F3 – 1000 Vdc 32 A.	80,260	4,000 ud	321,04
22	061	Clip de toma a tierra paneles.	1,380	74,000 ud	102,12
23	mt35aia090aa	Tubo rígido de PVC, enchufable, curvable en caliente, de color negro, de 16 mm de diámetro nominal, para canalización fija en superficie. Resistencia a la compresión 1250 N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP547 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22. Incluso abrazaderas, elementos de sujeción y accesorios (curvas, manguitos, tes, codos y curvas flexibles).	0,850	280,000 m	238,00

Tabla 4.3.2 – Cuadro de materiales

Nº	Código	Designación	Importe		
			Precio (€)	Cantidad	Total (€)
24	mt35aia090ad	Tubo rígido de PVC, enchufable, curvable en caliente, de color negro, de 32 mm de diámetro nominal, para canalización fija en superficie. Resistencia a la compresión 1250 N, resistencia al impacto 2 julios, temperatura de trabajo -5°C hasta 60°C, con grado de protección IP547 según UNE 20324, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama. Según UNE-EN 61386-1 y UNE-EN 61386-22. Incluso abrazaderas, elementos de sujeción y accesorios (curvas, manguitos, tes, codos y curvas flexibles).	2,170	20,000 m	43,40
Total materiales					22.786,89

Tabla 4.3.3 – Cuadro de materiales

4.4 Cuadro de precios unitarios

Nº	Designación	Importe	
		En cifra (Euros)	En letra (Euros)
	Instalación sistema de generación fotovoltaico		
1.1	ud. Instalación panel fotovoltaico en cubierta.	274,90 €	DOSCIENTOS SETENTA Y CUATRO EUROS CON NOVENTA CÉNTIMOS
1.2	m Canalización cableado corriente continua.	6,00 €	SEIS EUROS
1.3	m Canalización cableado corriente alterna.	35,45 €	TREINTA Y CINCO EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS
1.4	1 Instalación del inversor.	2.824,86 €	DOS MIL OCHOCIENTOS VEINTICUATRO EUROS CON OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS
1.5	1 Caja de protecciones y medida.	1.215,63 €	MIL DOSCIENTOS QUINCE EUROS CON SESENTA Y TRES CÉNTIMOS
1.6	ud. Conexión a tierra del panel fotovoltaico.	6,33 €	SEIS EUROS CON TREINTA Y TRES CÉNTIMOS
1.7	m Canalización cables de protección.	2,64 €	DOS EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

Tabla 4.4 – Cuadro precios unitarios

4.5 Cuadros de precios descompuestos

ud.	Instalación panel fotovoltaico en cubierta				274,90
011	1,000	ud.	Panel Solar JA Solar 540 W deep blue 3.0.	204,390	204,39
012	1,000	ud.	Estructura Coplanar Falcat.	33,190	33,19
mo009	0,500	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	20,480	10,24
mo108	0,500	h	Ayudante instalador de captadores solares.	18,880	9,44
mq07ple010di	0,014	ud.	Alquiler de plataforma elevadora.	185,750	2,60
mq07ple020ad	0,014	ud.	Transporte y retirada de cesta elevador.	139,100	1,95
			Costes indirectos.	5%	13,09
m	Canalización cableado corriente continua				6,00
021	1,000	m	Cable solar H1Z2Z2-K 6 mm2 – Negro.	1,600	1,60
022	1,000	m	Cable solar H1Z2Z2-K 6 mm2 – Rojo.	1,600	1,60
mt35aia090aa	1,000	m	Tubo rígido de PVC 16 mm.	0,850	0,85
mo003	0,035	h	Oficial 1ª electricista.	20,480	0,72
mo102	0,050	h	Ayudante electricista.	18,880	0,94
			Costes indirectos.	5%	0,29

Tabla 4.5.1 – Cuadro de precios descompuestos

m		Canalización cableado corriente alterna			35,45
031	1,000	m	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Negro.	2,300	2,30
032	1,000	m	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Azul.	2,300	2,30
033	1,000	m	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Marrón.	2,300	2,30
034	1,000	m	Cable cobre 16 mm ² XLPE – Gris.	2,300	2,30
035	1,000	m	Cable cobre 16 mm ² XLPE - Amarillo / Verde.	2,300	2,30
mf35aia090ad	1,000	m	Tubo rígido de PVC 32 mm.	2,170	2,17
mo003	0,520	h	Oficial 1ª electricista.	20,480	10,65
mo102	0,500	h	Ayudante electricista.	18,880	9,44
			Costes indirectos.	5%	1,69
l		Instalación del inversor			2.824,86
041	1,000	ud	Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3.	2.644,630	2.644,63
042	4,000	ud	Conectores MC4.	5,420	21,68
043	5,000	ud	Terminal de Ojo Cable 16 mm - Ojo 8 mm.	0,870	4,35
mo003	0,500	h	Oficial 1ª electricista.	20,480	10,24
mo102	0,500	h	Ayudante electricista.	18,880	9,44
			Costes indirectos.	5%	134,52

Tabla 4.5.2 – Cuadro de precios descompuestos

Protecciones		1	Caja de protecciones y medida		1.215,63	
<i>Caja de protecciones y medida instalada junto al inversor.</i>						
051	1,000	ud	Caja de superficie de 36 módulos.	50,590	50,59	
052	8,000	ud	Portafusibles DF 10x38 – 485152.	6,630	53,04	
053	8,000	ud	Fusible cilíndrico DF gPV 10x38 – 491630.	7,150	57,20	
054	4,000	ud	Descargador Sobretensiones Weidmuller - VPU PV II 3.	47,500	190,00	
055	20,000	m	Cable cobre 6mm2 XLPE - Amarillo / Verde.	0,750	15,00	
056	1,000	ud	Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463.	88,600	88,60	
057	1,000	ud	Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352.	160,540	160,54	
058	1,000	ud	HUAWEI Smart Power Sensor DTSU666H 3-PH 250 A.	170,780	170,78	
059	4,000	ud	Interruptor/seccionador para redes CC - OTDC32F3.	80,260	321,04	
mo003	1,000	h	Oficial 1º electricista.	20,480	20,48	
mo102	1,000	h	Ayudante electricista.	18,880	18,88	
mo020	0,300	h	Oficial 1º construcción.	19,930	5,98	
mo113	0,300	h	Peón ordinario construcción.	18,690	5,61	
			Costes indirectos.	5%	57,89	
ConexTierraPV		ud.	Conexión a tierra del panel fotovoltaico		6,33	
<i>Conexión a tierra de las masas del panel fotovoltaico y su estructura coplanar.</i>						
061	1,000	ud.	Clip de toma a tierra paneles.	1,380	1,38	
055	2,000	m	Cable cobre 6 mm2 XLPE - Amarillo / Verde.	0,750	1,50	
mo003	0,080	h	Oficial 1º electricista.	20,480	1,64	
mo102	0,080	h	Ayudante electricista.	18,880	1,51	
			Costes indirectos.	5%	0,30	

Canal Tierra	m	Canalización cables de protección.		2,64
<i>Canalización de los cables de protección de los paneles fotovoltaicos y descargadores de sobretensiones por tubo de 16mm.</i>				
mo102	0,050 h	Ayudante electricista.	18,880	0,94
mo003	0,035 h	Oficial 1ª electricista.	20,480	0,72
mt35aia090aa	1,000 m	Tubo rígido de PVC 16 mm.	0,850	0,85
		Costes indirectos.	5%	0,13

Tabla 4.5.3 – Cuadro de precios descompuestos

4.6 Cuadro de Mediciones

Nº	Descripción	Unidad	Medición
1.1	Instalación panel fotovoltaico en cubierta, incluye el anclaje y conexión en serie.	Ud.	74
1.2	Canalización cableado corriente continua por tubo de 16 mm.	m	220
1.3	Canalización cableado corriente alterna por tubo de 32 mm.	m	20
1.4	Instalación y puesta en funcionamiento del inversor.	Ud.	1
1.5	Caja de protecciones y medida.	Ud.	1
1.6	Conexión a tierra de las masas del panel fotovoltaico y su estructura coplanar.	Ud.	74
1.7	Canalización de los cables de protección de los paneles fotovoltaicos y descargadores de sobretensiones.	m	60

Tabla 4.6 – Cuadro de mediciones

4.7 Presupuesto de ejecución

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1	Ud.	Instalación panel fotovoltaico en cubierta, incluye el anclaje y conexión en serie.			
		Total ud.	74,00	274,90 €	20.342,60 €
1.2	M	Canalización cableado corriente continua por tubo de 16 mm.			
		Total m	220,00	6,00 €	1.320,00 €
1.3	M	Canalización cableado corriente alterna por tubo de 32 mm.			
		Total m	20,00	35,45 €	709,00 €
1.4	Ud.	Instalación y puesta en funcionamiento del inversor.			
		Total ud.	1,00	2.824,86 €	2.824,86 €
1.5	Ud.	Caja de protecciones y medida.			
		Total ud.	1,00	1.215,63 €	1.215,63 €
1.6	Ud.	Conexión a tierra de las masas del panel fotovoltaico y su estructura coplanar.			
		Total ud.	74,00	6,33 €	468,42 €
1.7	M	Canalización de los cables de protección de los paneles fotovoltaicos y descargadores de sobretensiones.			
		Total m	60,00	2,64 €	158,40 €
Presupuesto de ejecución material (PEM)					27.038,91 €
15% de gastos generales					4.055,84 €
9% de beneficio industrial					2.433,50 €
Presupuesto de ejecución por contrata (PEC = PEM + GG + BI)					33.528,25 €
21% IVA					7.040,93 €
Presupuesto de ejecución por contrata con IVA (PEC = PEM + GG + BI + IVA)					40.569,18 €

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata con IVA a la expresada cantidad de CUARENTA MIL QUINIENTOS SESENTA Y NUEVE EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS.

5. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN A 25 AÑOS

En el siguiente capítulo se evalúa la instalación desde los puntos de vista de generación eléctrica, económico y ambiental a lo largo de 25 años.

Para poder evaluar la instalación definitiva se realiza una última simulación considerando esta vez las características de los paneles e inversor seleccionados:

Características de las placas JA Solar 540W. Figura 5.1.

- Potencia instalada: 39960 Wp
- Efecto de la temperatura: $-0,35 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$
- Temperatura nominal de trabajo de célula: 45°C
- Eficiencia en condiciones estándar: 20,9%

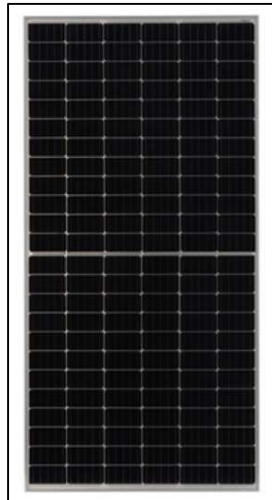


Figura 5.1 – Panel fotovoltaico JA Solar 540W

Características del inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3, Figura 5.2.

- Potencia: 36 kW
- Eficiencia: 98,4%



Figura 5.2 – Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3

5.1 Generación eléctrica

En los cálculos posteriores se va a considerar únicamente la energía a la salida del inversor para considerar las pérdidas del paso de corriente continua a alterna.

Los valores proporcionados por HOMER corresponden únicamente con los del primer año de funcionamiento de la instalación.

Para poder conocer la generación eléctrica a lo largo de los 25 años de vida de la instalación es necesario tener en cuenta que, en realidad, los paneles pierden potencia con el paso del tiempo.

Como se ha comentado previamente en el capítulo de diseño, los paneles seleccionados cuentan con una degradación máxima garantizada durante 25 años, que se corresponde con un 2% el primer año y un 0,55% en los años posteriores.

Considerando este ajuste las producciones se corresponden con las representadas en la Figura 5.3.

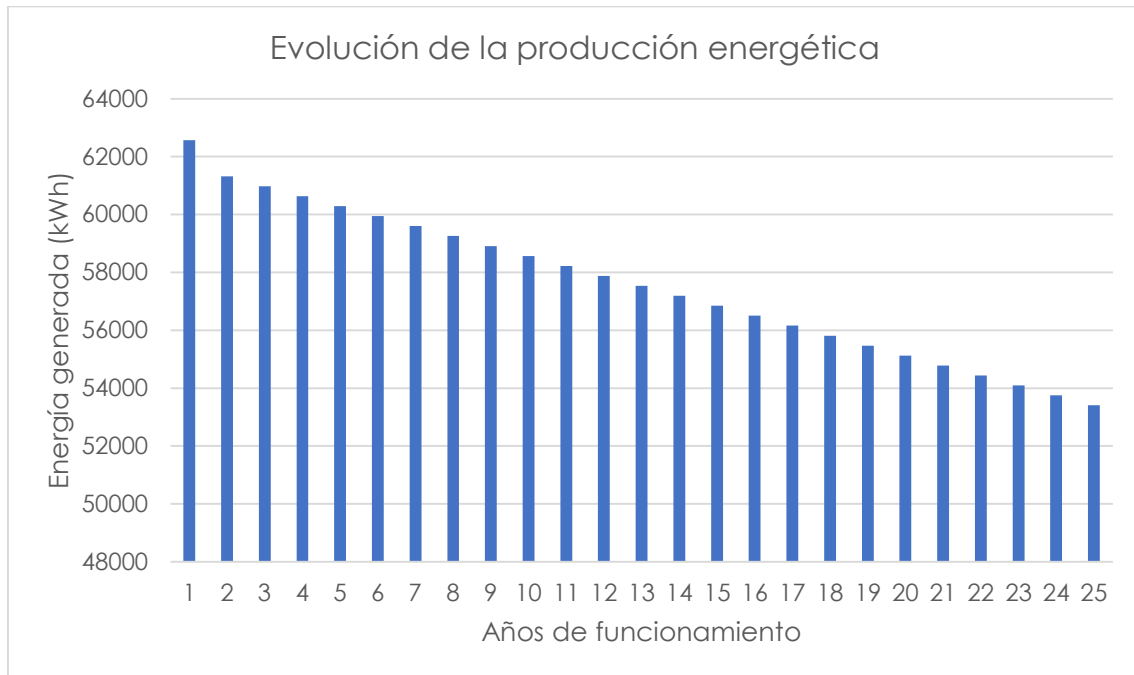


Figura 5.3 – Evolución de la producción energética

En la Tabla 5.1 se detallan los flujos energéticos año a año considerando una demanda constante durante los 25 años.

AÑO	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Compras (kWh)	Ventas (kWh)	% Autogenerado
1	67.890	62.572	34.583	29.326	92,2
2	67.890	61.321	34.757	28.248	90,3
3	67.890	60.977	34.806	27.958	89,8
4	67.890	60.632	34.857	27.658	89,3
5	67.890	60.288	34.908	27.364	88,8
6	67.890	59.944	34.959	27.072	88,3
7	67.890	59.600	35.012	26.780	87,8
8	67.890	59.256	35.065	26.488	87,3
9	67.890	58.912	35.118	26.197	86,8
10	67.890	58.568	35.172	25.906	86,3
11	67.890	58.223	35.227	25.616	85,8
12	67.890	57.879	35.282	25.327	85,3
13	67.890	57.535	35.339	25.038	84,7
14	67.890	57.191	35.396	24.750	84,2
15	67.890	56.847	35.454	24.463	83,7
16	67.890	56.503	35.512	24.177	83,2
17	67.890	56.159	35.571	23.892	82,7
18	67.890	55.814	35.632	23.607	82,2
19	67.890	55.470	35.693	23.323	81,7
20	67.890	55.126	35.755	23.040	81,2
21	67.890	54.782	35.818	22.758	80,7
22	67.890	54.438	35.882	22.478	80,2
23	67.890	54.094	35.947	22.198	79,7
24	67.890	53.750	36.013	21.919	79,2
25	67.890	53.405	36.080	21.641	78,7
TOTAL	1.697.250	1.439.286	883.838	627.224	84,8

Tabla 5.1 – Flujos energéticos 25 años

Durante los 25 años de vida de la instalación se generarán 1.439 MWh, los cuales representan un 84,8% de la energía total consumida por la empresa durante dicho periodo.

5.2 Evaluación económica

Esta degradación afecta directamente al gasto económico en energía en los años posteriores.

Si bien hoy en día el mercado energético es aún más impredecible de lo que ha sido en las últimas décadas, para la siguiente evaluación se consideran tres posibles escenarios.

- Bajada de precio de un 1,5% anual.
- Precio se mantiene estable.
- Incremento de precio de un 1,5% anual.

Como precio medio del primer año se toma el obtenido de la simulación de sin instalación fotovoltaica: 0,252 €/kWh.

En las Tablas 5.2, 5.3 y 5.4 se ha analizado el gasto en energía con instalación fotovoltaica y sin ella a partir de los datos de generación y considerando la evolución de los precios de los tres supuestos antes mencionados.

Bajada de precio

AÑO	Precio compra -1,5% (€/kWh)	Gasto con PV (€)	Gasto sin PV (€)	AHORRO (€)
1	0,252	6.509	17.108	10.599
2	0,248	6.510	16.852	10.342
3	0,244	6.438	16.599	10.160
4	0,241	6.369	16.350	9.981
5	0,237	6.299	16.105	9.805
6	0,234	6.231	15.863	9.632
7	0,230	6.164	15.625	9.461
8	0,227	6.097	15.391	9.294
9	0,223	6.031	15.160	9.129
10	0,220	5.966	14.932	8.967
11	0,217	5.901	14.709	8.807
12	0,213	5.837	14.488	8.651
13	0,210	5.774	14.271	8.497
14	0,207	5.711	14.057	8.345
15	0,204	5.650	13.846	8.196
16	0,201	5.589	13.638	8.049
17	0,198	5.529	13.433	7.905
18	0,195	5.469	13.232	7.763
19	0,192	5.410	13.033	7.624
20	0,189	5.352	12.838	7.486
21	0,186	5.294	12.645	7.352
22	0,183	5.237	12.456	7.219
23	0,181	5.181	12.269	7.088
24	0,178	5.125	12.085	6.959
25	0,175	5.071	11.904	6.833
				AHORRO TOTAL (€)
				214.144

Tabla 5.2 – Análisis gastos precio a la baja

Una bajada en el precio de la electricidad implica un descenso tanto en el coste con instalación fotovoltaica como sin ella, cuanto menor sea el precio de la electricidad menor será la diferencia de gasto debido a que la instalación sin generación fotovoltaica reduce su coste a un ritmo mayor.

Precio estable

AÑO	Precio compra +0% (€/kWh)	Gasto con PV (€)	Gasto sin PV (€)	AHORRO (€)
1	0,252	6.509	17.108	10.599
2	0,252	6.609	17.108	10.499
3	0,252	6.636	17.108	10.472
4	0,252	6.664	17.108	10.444
5	0,252	6.692	17.108	10.416
6	0,252	6.720	17.108	10.388
7	0,252	6.749	17.108	10.359
8	0,252	6.777	17.108	10.331
9	0,252	6.806	17.108	10.302
10	0,252	6.835	17.108	10.273
11	0,252	6.864	17.108	10.244
12	0,252	6.893	17.108	10.215
13	0,252	6.922	17.108	10.186
14	0,252	6.951	17.108	10.157
15	0,252	6.981	17.108	10.127
16	0,252	7.011	17.108	10.097
17	0,252	7.041	17.108	10.067
18	0,252	7.071	17.108	10.037
19	0,252	7.101	17.108	10.007
20	0,252	7.132	17.108	9.976
21	0,252	7.162	17.108	9.946
22	0,252	7.193	17.108	9.915
23	0,252	7.225	17.108	9.883
24	0,252	7.256	17.108	9.852
25	0,252	7.288	17.108	9.820
				AHORRO TOTAL (€)
				244.799

Tabla 5.3 – Análisis gastos precio estable

En el caso de un precio estable de la electricidad la disminución en el ahorro con el paso de los años es causada por un mayor gasto en la compra de electricidad debido a la pérdida de potencia de los paneles con el paso del tiempo.

Incremento de precio

AÑO	Precio compra +1,5% (€/kWh)	Gasto con PV (€)	Gasto sin PV (€)	AHORRO (€)
1	0,252	6.509	17.108	10.599
2	0,256	6.708	17.365	10.657
3	0,260	6.837	17.625	10.789
4	0,264	6.968	17.890	10.921
5	0,267	7.103	18.158	11.055
6	0,271	7.239	18.430	11.191
7	0,276	7.380	18.707	11.327
8	0,280	7.521	18.988	11.466
9	0,284	7.667	19.272	11.605
10	0,288	7.815	19.561	11.746
11	0,292	7.966	19.855	11.889
12	0,297	8.120	20.153	12.033
13	0,301	8.276	20.455	12.179
14	0,306	8.435	20.762	12.326
15	0,310	8.599	21.073	12.474
16	0,315	8.765	21.389	12.624
17	0,320	8.935	21.710	12.775
18	0,325	9.108	22.036	12.928
19	0,329	9.283	22.366	13.083
20	0,334	9.464	22.702	13.238
21	0,339	9.646	23.042	13.396
22	0,344	9.833	23.388	13.555
23	0,350	10.025	23.739	13.714
24	0,355	10.219	24.095	13.876
25	0,360	10.418	24.456	14.038
				AHORRO TOTAL (€)
				291.448

Tabla 5.4 – Análisis gastos precio al alza

En el caso de un incremento en el precio de la electricidad, la factura con instalación fotovoltaica no se vería tan afectada como aquella sin; el gasto iría aumentando debido a la subida de precio y la disminución de la capacidad de generación, pero lo haría en menor medida que sin instalación, aumentando así el ahorro año tras año.

Retorno de la inversión

Considerando un coste de inversión de 40.569,18 € en los tres supuestos nos encontramos con un plazo de retorno de inversión inferior a los 4 años.

Es decir, con apenas 4 años de funcionamiento de la instalación el ahorro ya es superior al coste de esta. Y a lo largo de su vida útil la instalación supondrá un ahorro neto entre 173.575 € y 250.897 €.

5.3 Impacto medioambiental

Durante los 25 años de funcionamiento de la instalación fotovoltaica se habrán generado un total de 1.439 MWh.

Según el boletín “Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad. Mayo de 2020” de RED Eléctrica Española [22] con el modelo de generación eléctrica de España a 2019 la producción de 1MWh va ligada a la emisión de 0,19 toneladas equivalentes de CO₂. Figura 5.4.

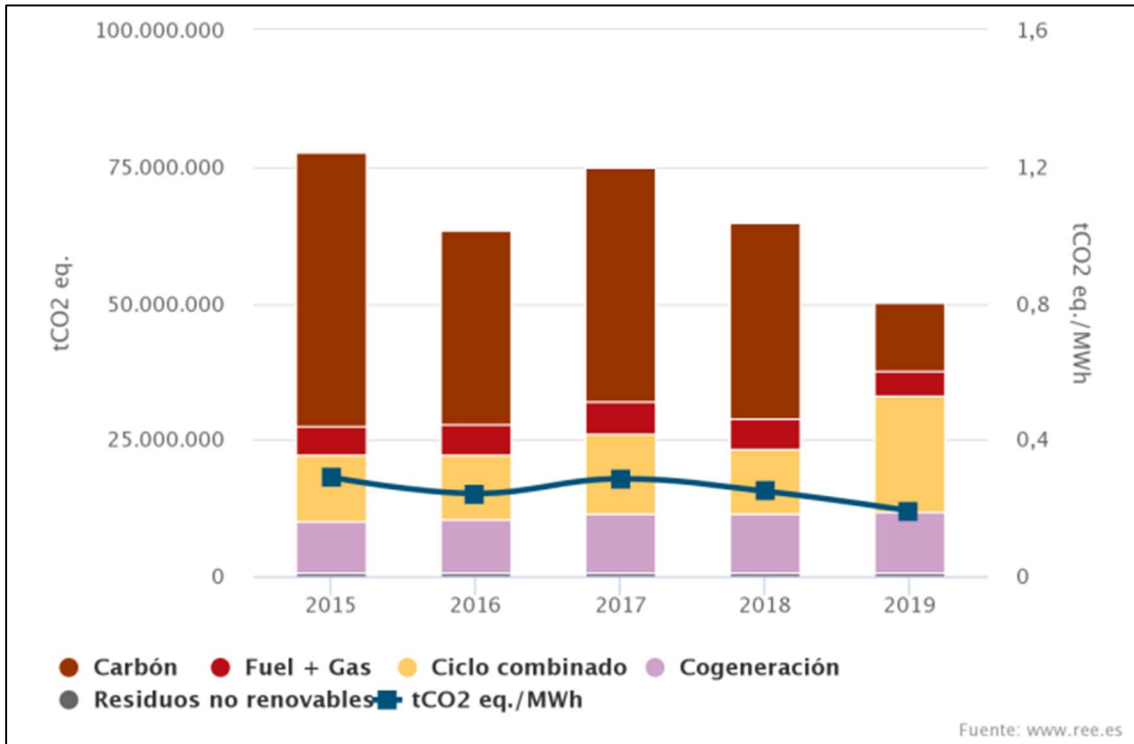


Figura 5.4 – Evolución de las emisiones de GEI y del factor de emisión del sistema eléctrico español. – REE [22]

A partir de estos valores se puede calcular la cantidad equivalente de CO₂ que no se ha emitido gracias a la instalación fotovoltaica es de 273 toneladas.

$$1.439 \text{ MWh} \cdot 0,19 \frac{\text{t Co2 eq.}}{\text{MWh}} = 273 \text{ t CO2 eq.}$$

Sin embargo, la fabricación, transporte, y posterior reciclaje de los paneles fotovoltaicos también tiene su impacto medioambiental negativo.

De acuerdo Daniel Nugent y Benjamin K. Sovacool (2014), según el estudio “Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey” [23] contando con los procesos antes mencionados una instalación fotovoltaica emite un promedio de 49,91 g CO₂-eq/kWh.

Considerando una producción total de 1439 MWh esto da lugar a 72 toneladas de CO₂, lo cual deja un balance de 201 toneladas equivalentes de CO₂ que no serán emitidas a la atmosfera gracias a la instalación fotovoltaica diseñada.

5.4 Conclusión

Tras haber analizado el impacto de la instalación durante sus 25 años de vida se puede observar que tiene un notable impacto positivo a nivel económico, teniendo un plazo de retorno de la inversión de menos de 4 años y con un ahorro considerable en la compra de energía.

También tiene un impacto positivo a nivel medioambiental, reduciendo las emisiones de 322 toneladas equivalentes de CO₂ que se hubiesen emitido sin la instalación fotovoltaica a 121 toneladas con la instalación fotovoltaica: una reducción del 62,4%.

Se puede concluir con que la instalación de generación solar fotovoltaica diseñada para la empresa Flow Padel S.L es una buena inversión tanto desde el punto de vista económico como del medioambiental.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Google LLC, «Google Maps - Flow Pàdel Club,» [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps/place/Flow+Pàdel+Club/@39.502927,-0.4906886,11.74z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0xcc5c00e217c02e92!8m2!3d39.5200424!4d-0.464893>. [Último acceso: Mayo 2022].
- [2] Universidad Politècnica de València, «AUDITORÍA ENERGÉTICA EN PYMES - Proyecto SMEmPower - Empresa: [Flow Padel S.L.],» 2022.
- [3] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information System,» 3 Enero 2022. [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. [Último acceso: Mayo 2022].
- [4] National Oceanic and Atmospheric Administration, «National Centers for Environmental Information,» 10 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.ncei.noaa.gov/access/past-weather/Paterna>. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril,» 6 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>. [Último acceso: 2022 Mayo 24].
- [6] IBERDROLA, «IBERDROLA - Smart Solar,» 25 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/smart-solar/plan-solar>. [Último acceso: 25 Mayo 2022].
- [7] R. Kennedy, «PV magazine,» 16 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2021/09/16/how-long-do-residential-solar-inverters-last/>. [Último acceso: Julio 1 2022].
- [8] Tu Tienda Solar, «Bateria Hoppecke 24 OPzS 3000-4464,» [En línea]. Available: <https://www.tutiendasolar.es/baterias-solares-estacionarias/154-bateria-hoppecke-24-opzs-3000-4464.html>. [Último acceso: Junio 2022].
- [9] Código Técnico de la Edificación, «CTE DB-HE 5 - Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.,» [En línea]. Available: https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf. [Último acceso: 15 Junio 2022].
- [10] Asociación Española de Normalización, «UNE-EN 50618,» 18 Marzo 2015. [En línea]. [Último acceso: 2022 Junio 17].

- [11] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «GUÍA-BT-40 - Instalaciones generadoras de baja tensión.» Septiembre 2013. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf. [Último acceso: 27 Mayo 2022].
- [12] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «GUÍA-BT-ANEXO 2 - Cálculo de las caídas de tensión.» Septiembre 2003. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_anexo_2_sep03R1.pdf. [Último acceso: 12 Junio 2022].
- [13] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «GUÍA-BT-19 - Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales.» Febrero 2009. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_19_feb09R2.pdf. [Último acceso: 10 Junio 2022].
- [14] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «GUÍA-BT-20 - Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación.» Septiembre 2003. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_20_sep03R1.pdf. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [15] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «GUÍA-BT-21 - Tubos y canales protectoras.» Septiembre 2003. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_21_sep03R1.pdf. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [16] Asociación Española de Normalización, «UNE-HD 60364-4-43:2013,» 13 Febrero 2013. [En línea]. [Último acceso: 15 Junio 2022].
- [17] Asociación Española de Normalización, «UNE-EN 60898-1:2020,» 1 Abril 2020. [En línea]. [Último acceso: 15 Junio 2022].
- [18] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «GUÍA-BT-ANEXO 3 - Calculo de corrientes de cortocircuito,» Septiembre 2003. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_anexo_3_sep03R1.pdf. [Último acceso: 12 Junio 2022].

- [19] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «PCT-C-REV - julio 2011 - Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» Julio 2011. [En línea]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf. [Último acceso: 2022 Junio 25].
- [20] Huawei Support, «Communicatiekabel aansluiten smart power sensor,» 10 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100092106/19088147/de-rs485-communicatiekabel-aansluiten-smart-power-sensor>. [Último acceso: 20 Junio 2022].
- [21] CYPE Ingenieros, S.A., «Generador de precios de la construcción,» [En línea]. Available: http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas.html#gsc.tab=0. [Último acceso: 21 Junio 2022].
- [22] Red Eléctrica Española, «Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España.,» Mayo 2020. [En línea]. Available: https://ceoe-tenerife.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_05_21_REE_Metodología_emisiones_CO2_generación_electricidad_España.pdf. [Último acceso: 18 Junio 2022].
- [23] B. K. S. Daniel Nugent, «Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey,» Energy Policy, vol. 65, pp. 229-244, 2014.

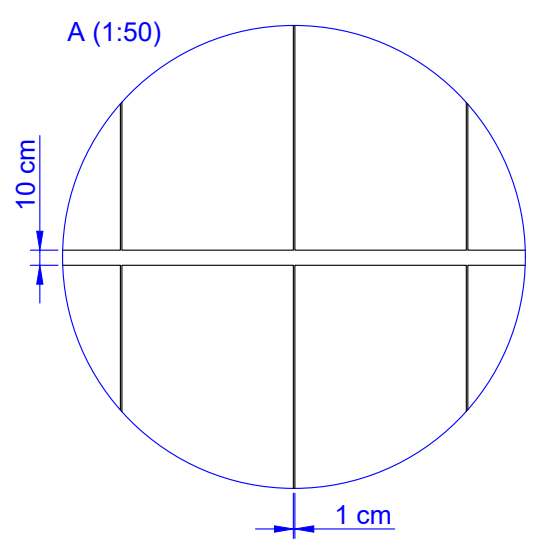
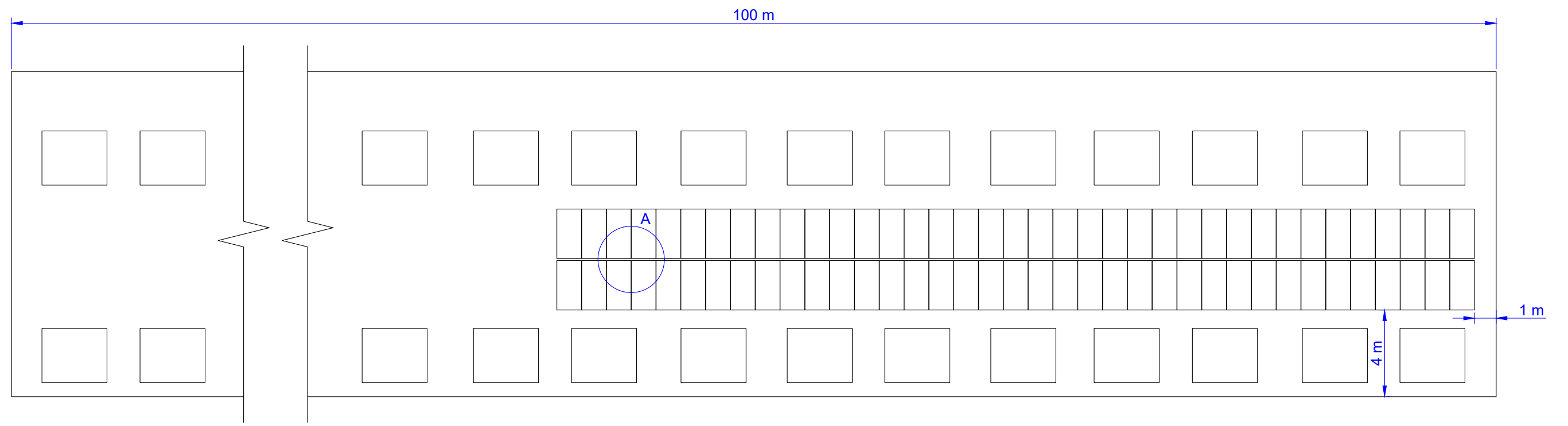
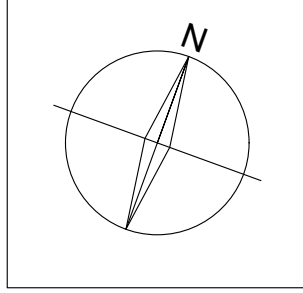
7. PLANOS

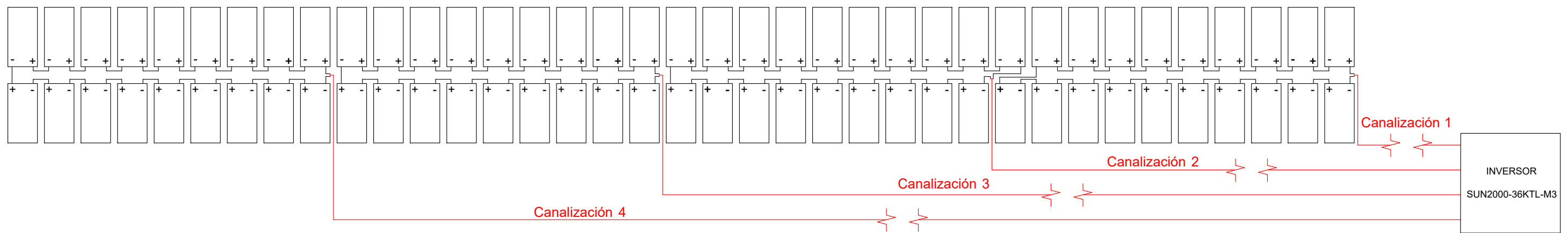
Plano 1: Distribución de paneles fotovoltaicos en cubierta sur.

Plano 2: Esquema de conexión y canalización de cadenas de paneles.

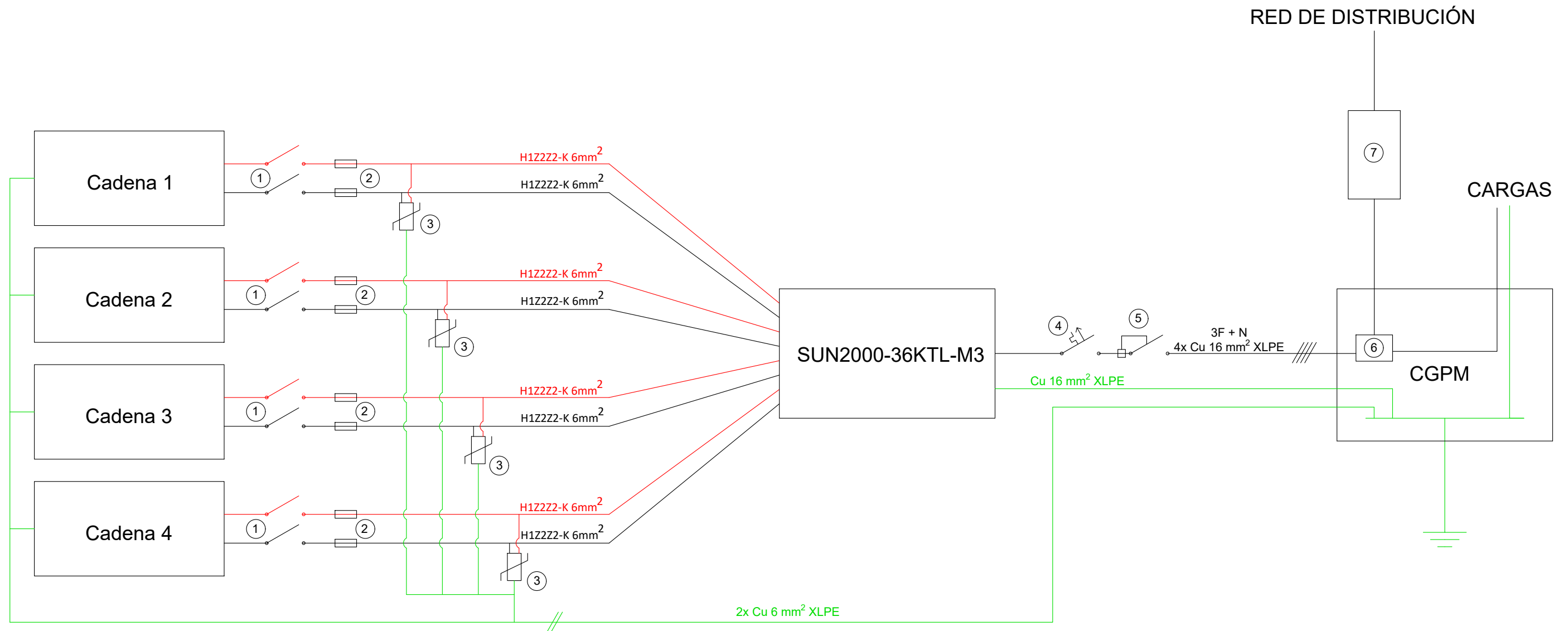
Plano 3: Esquema de conexión y protecciones.

Plano 4: Diagrama unifilar sistema de generación fotovoltaico.

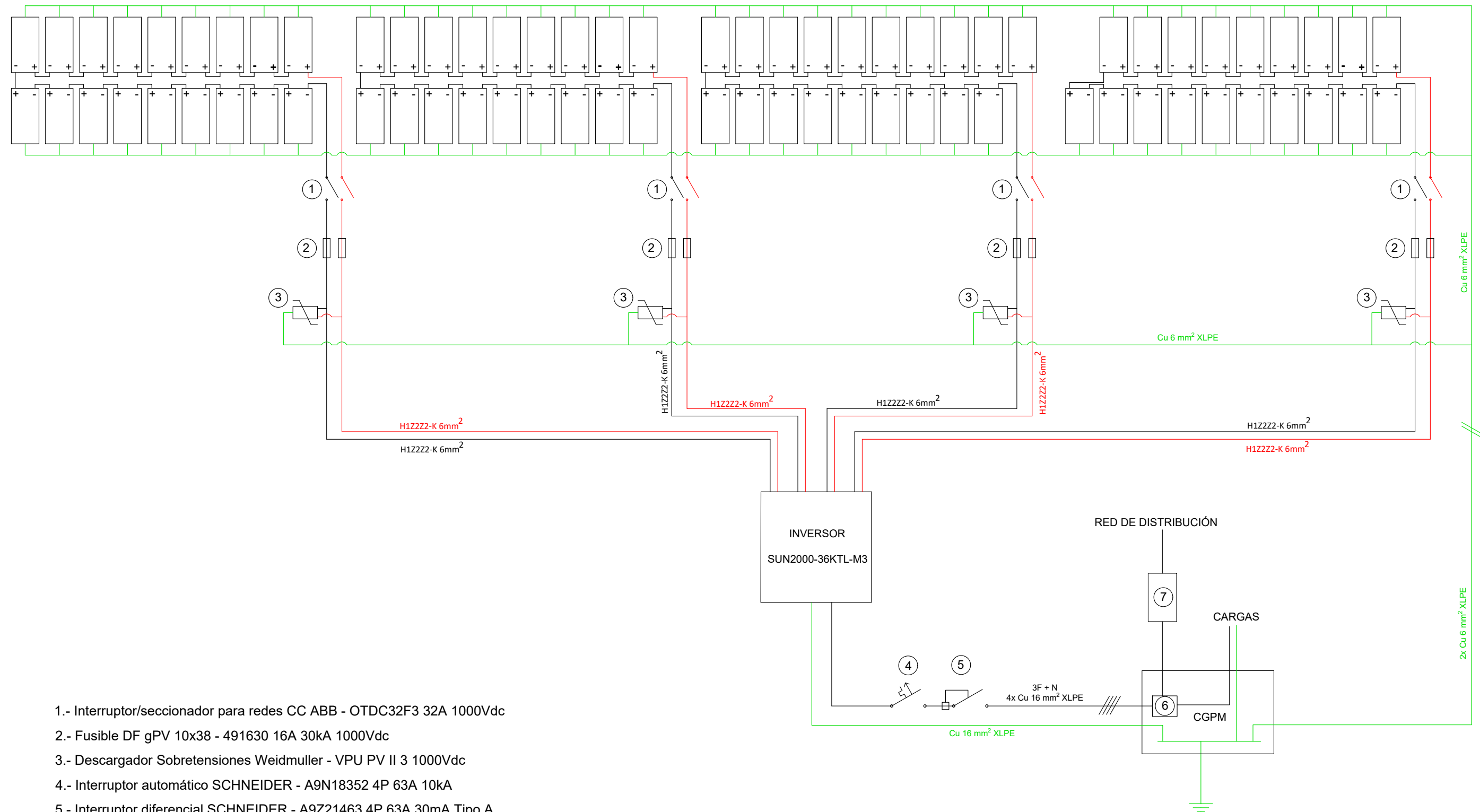




- Canalización 1: 40 m de tubo rígido de PVC Ø16 mm
- Canalización 2: 50 m de tubo rígido de PVC Ø16 mm
- Canalización 3: 60 m de tubo rígido de PVC Ø16 mm
- Canalización 4: 70 m de tubo rígido de PVC Ø16 mm



- 1.- Interruptor/seccionador para redes CC ABB - OTDC32F3 32A 1000Vdc
- 2.- Fusible DF gPV 10x38 - 491630 16A 30kA 1000Vdc
- 3.- Descargador Sobretensiones Weidmuller - VPU PV II 3 1000Vdc
- 4.- Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352 4P 63A 10kA
- 5.- Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463 4P 63A 30mA Tipo A
- 6.- Dispositivos generales de mando y protección
- 7.- Contador de consumo bidireccional



- 1.- Interruptor/seccionador para redes CC ABB - OTDC32F3 32A 1000Vdc
- 2.- Fusible DF gPV 10x38 - 491630 16A 30kA 1000Vdc
- 3.- Descargador Sobretensiones Weidmuller - VPU PV II 3 1000Vdc
- 4.- Interruptor automático SCHNEIDER - A9N18352 4P 63A 10kA
- 5.- Interruptor diferencial SCHNEIDER - A9Z21463 4P 63A 30mA Tipo A
- 6.- Dispositivos generales de mando y protección
- 7.- Contador de consumo bidireccional