



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Instalación Solar Fotovoltaica en el Parque y
Centro de Mantenimiento de Sistemas Acora-
zados número 2 de Segovia.**

Autor:

Molinos Bolado, Elena

Tutor(es):

**Pérez García, Julián
Dpto. Ingeniería Eléctrica**

**Muñoz Vélez, María
Ejército de Tierra**

Valladolid, junio y 2025.

Resumen

Este trabajo final de grado consiste en el diseño de una instalación eléctrica de tecnología fotovoltaica para cubrir los consumos del Parque y Centro de Mantenimiento de Sistema Acorazados (PCMASA) número 2 de Segovia y mitigar la compra de energía a la red y mejorar la eficiencia energética de las instalaciones.

Para ello se ha analizado el consumo eléctrico anual del parque y se ha dimensionado una instalación fotovoltaica que se adapte a las necesidades del Parque y a la superficie disponible en la cubierta de las naves. Se ha estudiado el diseño eléctrico y la conexión con las instalaciones eléctricas existentes en el parque y se ha buscado optimizar el aprovechamiento de la energía generada, mejorando la eficiencia energética.

Analizados los datos obtenidos se comprueba la viabilidad técnica y económica de la instalación solar proyectada.

El objetivo final es diseñar una instalación solar fotovoltaica que se adapte a las necesidades del Parque y Centro de Mantenimiento de Sistema Acorazados número 2 (PCMASA 2) de Segovia y optimice su uso de la energía eléctrica.

Palabras claves

Solar, fotovoltaica, eficiencia, energía, rentabilidad

Abstract

This Bachelor final project entails of the design of an installation of photovoltaic energy to cover the electrical consumption of the “Parque y Centro de Mantenimiento de Sistema Acorazados” (PCMASA) in number 2 of Segovia .Its final objective is reduce the purchase of energy from the grid and improve the energy efficiency of the facilities.

To achieve this goal, the annual electricity consumption of the park has been analyzed and a photovoltaic installation has been dimensioned to adapt to the needs of the park and the available surface area on the roof of the warehouses. The electrical design and the connection with the existing electrical installations in the park have been studied and the use of the energy generated has been optimized, improving energy efficiency.

After analyzing the data obtained, the technical and economic feasibility of the projected solar installation was verified.

In the end, have design a solar photovoltaic installation that adapts to the needs of the “Parque y Centro de Mantenimiento de Sistema Acorazados” number 2 (PCMASA 2) of Segovia and optimizes the use of electrical energy.

Key words

Solar, photovoltaic, efficiency, energy, profitability



Contenido

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	5
1.1.- Contexto y Motivación del proyecto.....	5
1.2.- Objetivos	6
1.3.- Metodología.....	6
1.3.1.- Bases de datos	8
1.3.2.- Programa de modelado	8
CAPÍTULO 2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.....	9
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN INDUSTRIA.....	13
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS CONSUMOS.....	15
4.1- Facturación eléctrica.....	15
4.2- Consumo Eléctrico	17
CAPÍTULO 5. ESTUDIO EMPLAZAMIENTO	21
5.1.- Localización	21
5.2.- Análisis sombreado	24
5.3.- Sombras	25
5.4.- Radiación incidente.....	27
CAPÍTULO 6. CRITERIOS DE DISEÑO	31
6.1.- Propuestas	32
6.1.1.- Propuesta Instalación Generadora con excedentes de 500 kWn.....	38
6.1.2.- Propuesta Instalación Generadora con excedentes de 400 kWn.....	42
6.1.3.- Propuesta Instalación Generadora sin excedentes de 80 kWn	46
6.2.- Instalaciones óptimas para una base militar: Particularidades PCMASA2	49
6.3.- Propuesta más idónea	50
6.3.1.- Distribución consumos.....	50
6.3.2.- Inclinación y orientación cubiertas edificio	51
6.4.- Conclusiones	52
6.5.- Propuesta Final	52
CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	53
7.1.- Módulos Fotovoltaicos.....	53
7.2.- Estructura soporte	57
7.3.- Inversor fotovoltaico.....	58
7.4.- Características Instalación de Baja Tensión	59
7.4.1.- Corriente Continua (DC).....	59
7.4.2.- Corriente Alterna (AC).....	60
7.4.3.- Puesta a tierra	60

7.4.4.- Servicios Auxiliares.....	62
7.4.5.- Conexión a red	62
7.4.6.- Monitorización y control.....	62
7.4.7.- Antivertido	64
CAPÍTULO 8. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	67
8.1.- Estudio de producción	67
8.2.- Cálculos eléctricos.....	70
8.2.1.- Potencia instalada.....	70
8.2.2.- Creación de las series conectadas a los inversores.....	70
8.2.3.- Número de series conectadas a los inversores.....	71
8.2.4.- Dimensionado cableado DC	73
8.2.5.- Dimensionado cableado AC	77
8.2.6.- Puesta a Tierra	81
8.2.7.- Cálculo de protecciones DC	81
8.2.8.- Cálculo de protecciones AC.....	82
CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO Y MEDICIONES	85
CAPÍTULO 10. INVERSIÓN Y AMORTIZACIÓN.....	93
CAPÍTULO 11. CONCLUSIÓN.....	97
CAPÍTULO 12. PLANOS	99
CAPÍTULO 13. BIBLIOGRAFÍA.....	113

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1.- Contexto y Motivación del proyecto

El cambio climático ya es una realidad y sus impactos se muestran en todas las regiones del planeta, a través de un conjunto cada vez más amplio de señales. Los datos que aporta la observación sistemática son contundentes.

La Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) recoge, en el Open Data Climático, las evidencias más relevantes de los impactos del cambio climático en España en los últimos 40 años y pone de manifiesto que hay ya más de 32 millones de personas que sufren de manera directa sus consecuencias. Se confirma un escenario de cambio climático con efectos tan visibles como la expansión de los climas semiáridos, el alargamiento de los veranos (prácticamente 5 semanas más que a comienzos de los años 80), más días de olas de calor y noches tropicales o el aumento de la temperatura superficial del Mediterráneo de 0,34 °C por década. Los datos muestran que las grandes ciudades y la costa mediterránea, sufren los efectos de forma especialmente intensa, lo que les convierte en entornos especialmente vulnerables al cambio climático.

El informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) publicado el 8 de octubre de 2018, relativo a los impactos de un calentamiento global de 1,5 °C sobre los niveles preindustriales y las sendas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para limitar dicho calentamiento, explica que el escenario más optimista –que la temperatura del planeta aumente 1,5 °C– tiene consecuencias fatales para la vida de millones de personas.

Con el objetivo de desacelerar el proceso, existe un consenso internacional sobre la necesidad de disminuir las emisiones de gases efectos invernadero a la atmósfera, para ello, se debaten distintos objetivos en las cumbres climáticas. Una de las vías para conseguirlo consiste en potenciar las energías renovables para cubrir una fracción significativa de la generación eléctrica.

En el contexto nacional, la publicación del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), responde a las agendas y calendarios establecidos en la Comisión Europea, en los Acuerdos de París y en la ONU para hacer frente al cambio climático.

Los principales objetivos del PNIEC para 2030 son reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990, un soporte de 42% de la energía por renovables sobre el consumo total del país y una mejora de la eficiencia energética y de la interconexión eléctrica entre estados miembros.

El PNIEC defiende la generación energía mediante autoconsumo fotovoltaico y la generación distribuida con el objetivo de hacer más sostenibles y eficientes las viviendas e instituciones públicas y privadas, puesto que el consumo sería cubierto con fuentes no contaminantes.

Con la publicación del nuevo marco regulador del autoconsumo de energía eléctrica en 2019, se abre un escenario en el que los ciudadanos podemos ser participantes en el mercado eléctrico. De esta forma, se da la oportunidad de vender la energía excedente a la red, cuyas

consecuencias son: el fomento de las instalaciones fotovoltaicas, la reducción del precio de la factura, la independencia energética y la reducción de la huella de carbono.

A su vez, las mejoras tecnológicas en los componentes que constituyen la instalación y el aumento de instalaciones a nivel mundial por la economía de escala han propiciado una disminución de su precio. Este hecho convierte a las instalaciones fotovoltaicas en una inversión amortizable a pequeña escala, favoreciendo el autoconsumo individual y colectivo, puesto que se aumenta la rentabilidad de la inversión inicial.

Por otro lado, el 6 de septiembre de 2024 se firmó el Convenio entre el Ministerio de Defensa y la Universidad de Valladolid para la organización y el desarrollo de actividades docentes, de investigación y de cualquier otro ámbito de interés mutuo. Entre sus objetivos se encuentra el articular la colaboración entre el Ministerio de Defensa y la Universidad de Valladolid para realizar proyectos académicos susceptibles de ser abordados como trabajos de fin de grado o de fin de máster en régimen de cotutela.

Fruto de dicho convenio ha sido la propuesta del presente Trabajo de Fin de Grado, entre el Parque y Centro de una Instalación de Mantenimiento de Sistemas Acorazados número 2 de Segovia y la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid.

En este contexto, cobra relevancia el presente proyecto de estudio y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en el Parque y Centro de mantenimiento de Sistemas Acorazados, en adelante PCMASA 2, en el municipio de Segovia,

1.2.- Objetivos

El objetivo principal del proyecto es diseñar una instalación solar fotovoltaica que se adapte a las necesidades del Parque y Centro de mantenimiento de Sistema acorazados número 2 de Segovia y optimice su uso de la energía eléctrica. Los objetivos específicos que se han establecidos como criterios de diseño son:

- Mitigar la compra de energía eléctrica a la red de distribución
- Maximizar el ahorro económico

Sin embargo, adicionalmente a los objetivos planteados, cabe destacar que la instalación fotovoltaica propuesta es una mejora en la eficiencia energética del parque ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.3.- Metodología

De acuerdo con los objetivos planteados, los pasos seguidos en la realización del proyecto han sido los siguientes:

- Análisis de Consumo: Consistente en el estudio de los datos de consumo eléctrico anuales aportados por PCMASA 2 del año 2022, 2023 y 2024.
- Estudio Emplazamiento: Consistente en la selección de la ubicación de la instalación y el análisis de todas las peculiaridades de esta como son: climatología, ubicación, superficie disponible, sombras proyectadas, recurso solar, etc.
- Prediseño de la instalación: Propuesta de un diseño preliminar de la instalación, teniendo en cuenta las características geográficas del emplazamiento.

- Modalidad autoconsumo: Propuesta de dimensionamiento de instalación fotovoltaica para elección de la modalidad del autoconsumo propuesto, teniendo en cuenta las características geográficas del emplazamiento, el consumo eléctrico y balance económico.
- Optimización del diseño: Para optimizar el diseño de la instalación, se plantean diferentes grados de libertad como son el tamaño del generador fotovoltaico, su orientación e inclinación, la configuración eléctrica del sistema, la ubicación final de los componentes y la selección de estos:
 - Tamaño del generador: se optimiza respecto a la modalidad de autoconsumo elegido.
 - Ubicación: se determina con el criterio de minimización de sombras para maximizar la producción de energía.
 - Orientación e inclinación: se decide en base a mejorar la integración arquitectónica de la fotovoltaica en el edificio.
 - Configuración eléctrica: analizando la compatibilidad eléctrica entre los principales componentes (módulos e inversor fotovoltaico) a partir de las tensiones de operación en el rango de temperaturas de la ubicación seleccionada.
 - Ubicación de los componentes: se estiman las distancias y secciones del cableado verificando que se cumpla la normativa y el criterio de caída de tensión inferior a 1.5%.
 - Selección de componentes entre los fabricantes con mayor cuota de mercado y modelos adecuados al tamaño de la instalación diseñada.
- Simulación de la Instalación: Las diferentes alternativas de diseño se han simulado mediante un software comercial (PVsyst) para optimizar la instalación, de acuerdo con los criterios de diseño establecidos en los objetivos del proyecto. Sin embargo, en el documento solo se recoge la simulación de la instalación final.
- Presupuesto y mediciones: Se estima las unidades de cada material o equipos que componen la instalación fotovoltaica y se cuantifica económicamente la inversión.
- Planos y esquemas unifilares: Se representa mediante un software comercial (AutoCAD) la distribución de la instalación, la ubicación de los diferentes componentes y los esquemas eléctricos de conexión.
- Estudio y Análisis de resultados: Una vez escogida la configuración óptima en la vivienda, se presenta un balance energético y económico en base anual para concluir el grado de cumplimiento con los objetivos técnico-económicos propuestos.

- Tramitación Instalación Fotovoltaica para legalización: Estudio de la normativa y afecciones de la instalación para la correcta tramitación de los permisos necesarios para ejecutar la instalación y su posterior puesta en marcha.

1.3.1.- Bases de datos

El PNIEC defiende la generación energía mediante autoconsumo fotovoltaico y la generación distribuida.

Con el objetivo de conocer las condiciones solares en una localización, se recurre al año meteorológico típico (TMY), variable que recoge los valores de climatología en una determinada localización.

En el diseño de instalaciones fotovoltaicas, los parámetros principales son la irradiancia horizontal y la temperatura ambiente (otros parámetros meteorológicos como la velocidad del viento y humedad se utilizan en menor medida durante la fase de diseño).

Para determinar el TMY, se hacen medidas en una localización cada cierto intervalo (típicamente horarios) para tener una imagen del clima. Tras realizar la medida durante varios años, y estimando la variabilidad de cada mes, se selecciona el mes más representativo en términos estadísticos durante el periodo de medición.

Es cierto, que el emplazamiento de estudio puede no estar cerca de ninguna estación de medida, sin embargo, gracias interpolaciones o a generación sintética de datos se puede obtener una estimación.

Hoy en día, se puede acceder fácilmente a algunas bases de datos gratuitas a través de internet. Por ejemplo, portales como la NASA, Meteonorm o PVGIS tienen bases de datos actualizadas en la mayoría de los países.

1.3.2.- Programa de modelado

PVSyst es un software comercial utilizado a nivel mundial en el diseño de instalaciones fotovoltaicas. Posee una gran flexibilidad a la hora de escoger los datos meteorológicos de partida, utilizando diferentes bases de datos gratuitas, o bien cargando datos propios o de pago.

Su herramienta 3D que permite calcular las pérdidas por sombreado teniendo en cuenta la trayectoria del Sol es en la práctica, de gran utilidad. Incluye también la opción de realizar un análisis económico usando costes de referencia de los componentes.

En la actualidad, este simulador está ampliamente extendido, y es uno de los más utilizados a nivel comercial. Los estudios presentados en este proyecto se han realizado con una licencia de estudiante de este programa que posee el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Valladolid.

CAPÍTULO 2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Según la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor, distinguiendo entre las siguientes modalidades:

- a) **Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes.** Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso, existirá un único tipo de sujeto, que será el sujeto consumidor.
- b) **Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes.** Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos, el sujeto consumidor y el productor.

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, en su artículo 4, divide la modalidad de autoconsumo con excedentes en:

- a) **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** Pertenecerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:
 - i) La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
 - ii) La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
 - iii) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.
 - iv) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
 - v) La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

- b) **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:** Pertenecerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en individual, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o colectivo, si se trata de varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones de producción próximas.

A continuación, se detallan las características principales de las modalidades de autoconsumo:

a) Sin Excedentes

Se trata de instalaciones en autoconsumo que, aunque están conectadas en la red interior del consumidor que enlaza con la red de distribución o transporte, no ceden en ningún momento energía a la red. Deben estar provistas de un sistema anti-vertido de acuerdo con la ITC-BT-40.

El titular del punto de suministro (consumidor) será también el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red, y será responsable de cualquier incumplimiento que pudiera tener consecuencias en la red.

b) Con excedentes acogida a compensación

En este mecanismo de compensación, la energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados, se inyecta a la red; cuando los consumidores precisen más energía de la que les proporciona la instalación de autoconsumo, comprarán la energía a la red al precio estipulado en su contrato de suministro.

Al final del periodo de facturación (que no podrá ser superior a un mes) se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la red

Sin embargo, el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación podrá ser negativo ni podrá compensar los pagos por peajes de acceso.

c) Con excedentes NO acogida a compensación

En estos casos, la instalación volcará a la red los excedentes de energía no autoconsumida instantáneamente ni almacenada.

Esta energía excedentaria será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables, cogeneración y residuos, siendo aplicable el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%.

En estos casos, el productor deberá darse de alta como productor de energías renovables en el RAIPEE y normalmente suscribirá un contrato de representación en el mercado.

Deberá cumplir con las obligaciones técnicas que se imponen a los productores de energía de origen renovable relativas a la operación del sistema, telemedidas,

etcétera, y cumplir igualmente con las obligaciones tributarias y/o fiscales que se deriven de esa actividad económica.

Dependiendo de las características de la instalación, por tanto, se tendrá que acoger a una de dichas modalidades.

Las principales ventajas de pasarse al autoconsumo energético son un mayor ahorro a medio-largo plazo en la factura de la luz, una mayor eficiencia energética, un mayor aprovechamiento de los recursos anuales y un incremento de la sostenibilidad y compromiso del planeta en su conjunto con el medio ambiente.

En el siguiente gráfico realizado por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), se puede ver el crecimiento anual de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España desde 2014, siendo un país que apuesta claramente por la transición energética.

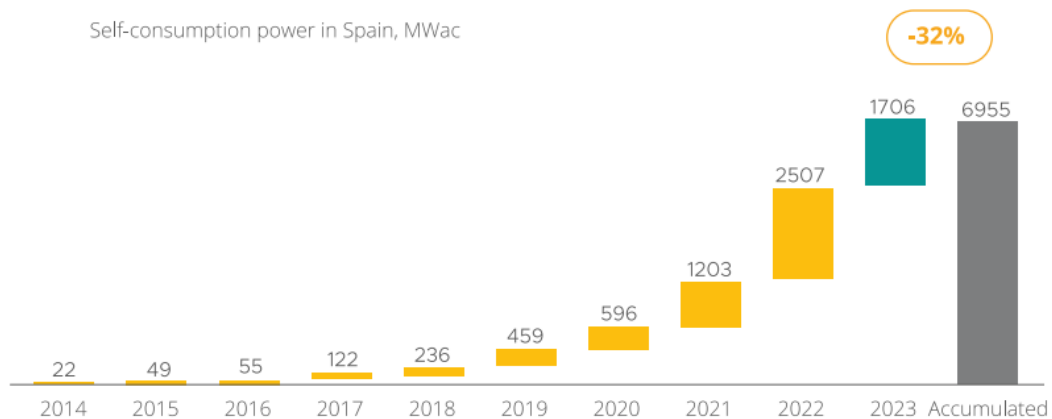


Ilustración 1. Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo en España, de UNEF 2024 [1]

Según los datos estimados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), la asociación del sector fotovoltaico en España, en 2024 se instalaron 1.182 MW de autoconsumo fotovoltaico, continuando así con el crecimiento de estas soluciones, que ya acumulan 8.137 MW en nuestro país. UNEF calcula que 51.306 nuevas viviendas instalaron autoconsumo fotovoltaico el pasado año.



CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN INDUSTRIA

La Industria estudiada en este Trabajo de Fin de Grado, es el Parque y Centro de Mantenimiento de Sistemas Acorazados nº 2, denominado PCMASA 2, en el municipio de Segovia.

La base se creó en julio de 1802, con el nombre de Maestranza del 5º Departamento de Artillería. Pasó por distintos cambios, como pasar a ser Unidad de Mantenimiento de Piezas de Artillería, hasta que en el año 1942 pasó a llamarse Base Mixta de Carros de Combate y Tractores. En junio de 1998 adoptó su actual denominación, PCMASA 2.

PCMASA 2, cuenta con 70.000 metros cuadrados de extensión, está encargado del sostenimiento de materiales acorazados y mecanizados. Es, pues, el responsable del sostenimiento de los principales vehículos de las unidades del Ejército de Tierra de:

- TOA, transporte oruga acorazado M-113
- ATP, obús autopropulsado M-109 A5E
- CENTAURO, vehículo de reconocimiento de Caballería
- TOM, transporte oruga montaña BV-206
- Carros especiales de recuperación, zapadores y carros lanzapuentes

Entre sus cometidos, se encuentran el mantenimiento de flotas a cargo, recepcionar, almacenar y distribuir piezas de repuestos a flotas de unidades del Ejército de Tierra, la gestión de contratos de servicios y suministros, realizando la inspección y control de calidad, ingeniería de sistemas y órgano técnico de mejoras y modificaciones de vehículos, desembarazo de material no reparable u obsoleto.

PCMASA 2 se organiza en tres unidades principales:

- Unidad de Abastecimiento (UABTO)
- Unidad Técnica de Mantenimiento (UTM)
- Compañía Plana Mayor y Servicios (CIAPLMSv)

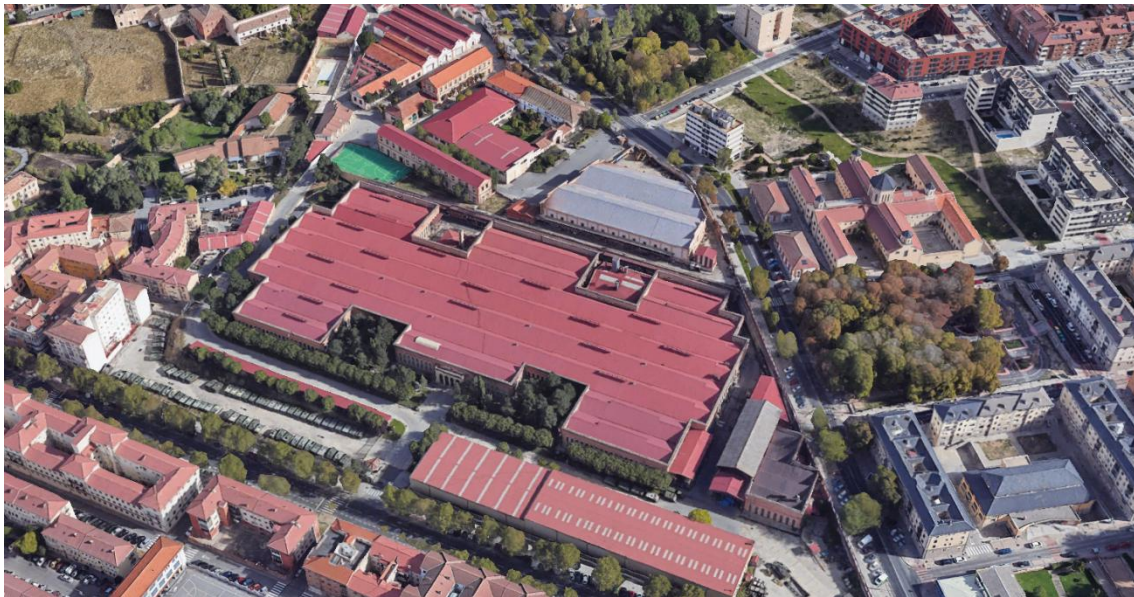


Ilustración 2. Vista aérea Base PCAMASA 2. [Google Earth]

En la ilustración superior se muestra una vista aérea de la base. El complejo de Edificios de MCPASA 2 se encuentra ubicado en Avenida de la Constitución nº13 en el municipio de Segovia, con código postal 40.005.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS CONSUMOS

El análisis de consumo del centro se ha llevado a cabo con los datos anuales cuarto horarios de consumo aportados por PCMASA 2 de los años 2022, 2023 y 2024, obtenidos a través del contador propiedad de la Distribuidora.

4.1- Facturación eléctrica

La tarifa del suministro del centro es 6.1TD en Alta Tensión. La tarifa 6.1TD es de aplicación a los suministros conectados a redes de tensión superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV sin que exista limitación de potencia mínima.

La tarifa 6.1 TD cuenta con seis periodos tanto de energía como de potencia, denominados P1, P2, P3, P4, P5 y P6. Cada uno de estos periodos tiene precios específicos tanto para la energía como para la potencia.

Las potencias contratadas en los distintos periodos deben ser mayores o iguales que las contratadas en el periodo anterior.

En la siguiente imagen se muestra los periodos de facturación de la tarifa contratada.

PENINSULA													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	SABADOS, DOMINGOS Y FESTIVOS
0-1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1-2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2-3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3-4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4-5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5-6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6-7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7-8	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8-9	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9-10	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10-11	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11-12	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12-13	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13-14	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14-15	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15-16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16-17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17-18	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18-19	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19-20	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20-21	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21-22	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22-23	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23-0	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 3. Distribución horaria anual Tarifa 6.1TD [2]

La tarifa 6.1TD se basa en seis periodos horarios que se dividen en cuatro temporadas. Estos periodos varían según la hora del día, el día de la semana y la temporada del año, y se agrupan de la siguiente manera:

- P1: Periodo de máxima demanda (temporada alta).
- P2: Segundo periodo de alta demanda.

- P3: Tercer periodo de demanda media-alta.
- P4: Periodo de baja demanda (temporada baja).
- P5: Periodo de demanda muy baja.
- P6: Periodo de menor demanda, generalmente en horas nocturnas y fines de semana.

El territorio español queda dividido en Península, que engloba Ceuta y Melilla, Baleares y Canarias. Cada una de estas zonas dispondrá de una variación para el precio de la energía y la potencia

La facturación de la tarifa 6.1TD se llevará a cabo a partir de la curva cuarto horaria, cuya medición se realiza cada 15 minutos. En caso de estar en tarifas indexadas servirá para cruzarlo con el precio de mercado, en tarifas fijas irá contra el precio acordado con la comercializadora en cada uno de los periodos. Lo mismo con las potencias, quedando registrada los máximos de potencia demandada en cada cuarto.

La facturación se divide en dos conceptos principales: potencia contratada y energía consumida.

- Potencia contratada: La potencia que se tiene contratada se factura según los KW contratado y tiene un precio diferente según el periodo. Los excesos de potencia en alguno de los seis periodos serán facturados adicionalmente.
- Energía consumida: Se factura de acuerdo con el periodo de consumo en que se registre el uso de electricidad. Los periodos nocturnos y fines de semana (P6) son en la mayoría de los meses los más baratos, por lo que es conveniente ajustar el consumo a estas horas.

En el caso del centro PCMASA 2, se indican a continuación los datos de potencia contratada (Tabla 1):

Punto Suministro	Tarifa	Potencia Eléctrica (kW)					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
PCMASA 2	6.1TD - Alta Tensión	314,15	340,15	340,15	340,15	340,15	600,00

Tabla 1. Datos suministro PCMASA 2 [Elaboración propia]

En la siguiente tabla, se muestra un cálculo estimado del coste de facturación eléctrica del parque en un año, en concreto los datos analizados de consumo son del año 2024.

Facturación eléctrica							
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
Energía kWh	107.698 kWh	111.264 kWh	79.821 kWh	102.348 kWh	35.806 kWh	292.127 kWh	729.064 kWh
Precio €/kWh	0,0979 €/kWh	0,0959 €/kWh	0,0958 €/kWh	0,0912 €/kWh	0,0892 €/kWh	0,0869 €/kWh	
Coste energía	10.543,85 €	10.675,56 €	7.643,02 €	9.330,86 €	3.194,47 €	25.371,23 €	66.758,99 €
Potencia contratada (kW)	314,15	340,15	340,15	340,15	340,15	600,00	
Importe T. Potencia (€/kW-año)	30,53580	25,89471	14,90915	12,09445	3,93866	2,10869	
Coste Anual Potencia	9.592,82 €	8.808,08 €	5.071,35 €	4.113,93 €	1.339,74 €	1.265,22 €	30.191,13 €
Suma de Energía + Potencia	20.136,67 €	19.483,64 €	12.714,37 €	13.444,79 €	4.534,20 €	26.636,45 €	96.950,12 €

Tabla 2. Coste facturación eléctrica anual PCMASA2 [Elaboración propia]

Como se puede observar en la tabla, el coste total de facturación eléctrica, sin impuestos, es de 96.950,12€. Para el cálculo de la facturación total, se ha tenido en cuenta el coste de energía y potencia por periodo de la tarifa contratada por el parque.

En este proyecto nos vamos a centrar en el ahorro en el término de energía, debido a la instalación de un autoconsumo fotovoltaico.

4.2- Consumo Eléctrico

A continuación, vamos a estudiar la energía consumida por el centro para poder realizar un análisis detallado de las necesidades energéticas y una estimación de la configuración y producción necesaria a implementar en nuestra instalación.

Se van a analizar los datos cuarto horarios anuales de energía del parque, estos datos de consumos han sido aportados por PCMASA 2.

Consumos Energéticos (kWh)							
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
Enero	30.312	15.213	0	0	0	32.265	77.790
Febrero	33.712	15.872	0	0	0	32.780	82.364
Marzo	0	29.529	14.056	0	0	32.067	75.652
Abril	0	0	0	26.685	13.219	25.620	65.524
Mayo	0	0	0	24.971	11.450	23.727	60.148
Junio	0	0	18.749	8.772	35	16.538	44.094
Julio	19.204	9.184	0	0	0	16.162	44.550
Agosto	0	42	14.207	7.259	0	15.819	37.327
Septiembre	0	0	19.766	8.766	0	17.262	45.794
Octubre	0	0	0	25.895	11.057	20.454	57.406
Noviembre	0	28.580	13.043	0	45	26.587	68.255
Diciembre	24.470	12.844	0	0	0	32.846	70.160
Total	107.698	111.264	79.821	102.348	35.806	292.127	729.064

Tabla 3. Distribución consumos en periodos [Elaboración propia]

El consumo total anual de la instalación, según los datos proporcionados, es de 729.064 kWh, distribuyéndose por meses de la siguiente manera:

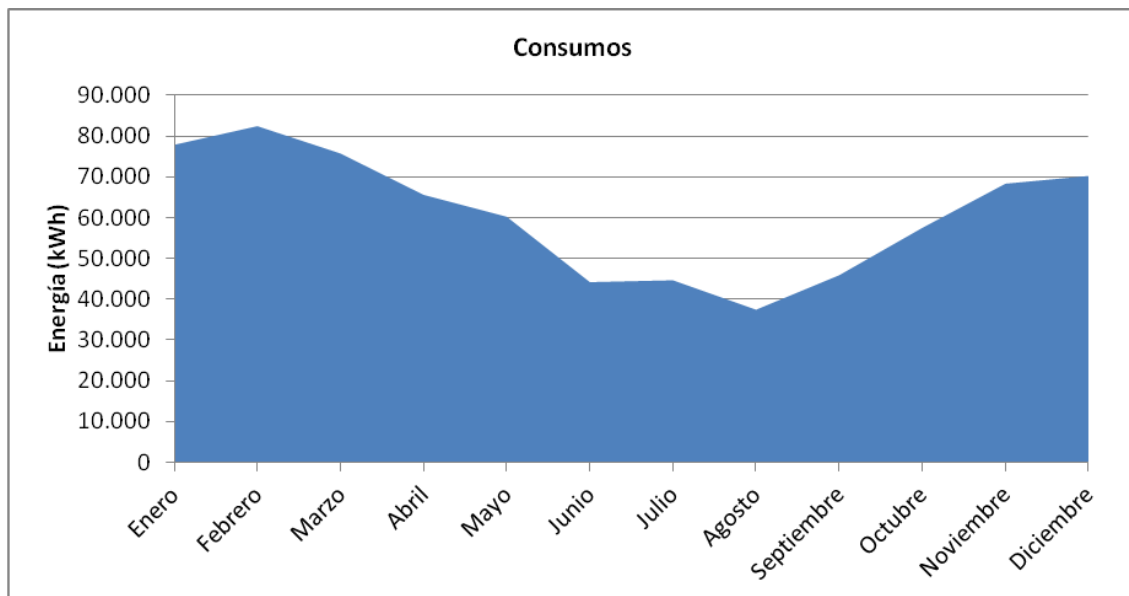


Ilustración 4. Gráfica consumo anual 2024 [Elaboración propia]

Como se puede observar en la tabla y en la gráfica los meses de mayor consumo son los meses de invierno (enero, febrero y marzo). Por el contrario en los meses de verano se produce una disminución de la energía consumida. Esta disminución de consumo puede deberse a periodos de vacaciones o paradas para tareas de mantenimiento.

El mayor pico de consumo mensual se produce en el mes de Febrero, en el cual su consumo mensual alcanza los 80.000 KWh, en concreto 82.364 KWh. Por el contrario, en el mes de agosto se produce el mínimo de consumo mensual, 37.327 KWh.

Tal y cómo hemos comentado anteriormente, el suministro dispone de una tarifa de contratación de electricidad de 6.1TD en Alta Tensión, disponiendo de 6 periodos de facturación, discriminándose de forma horaria.

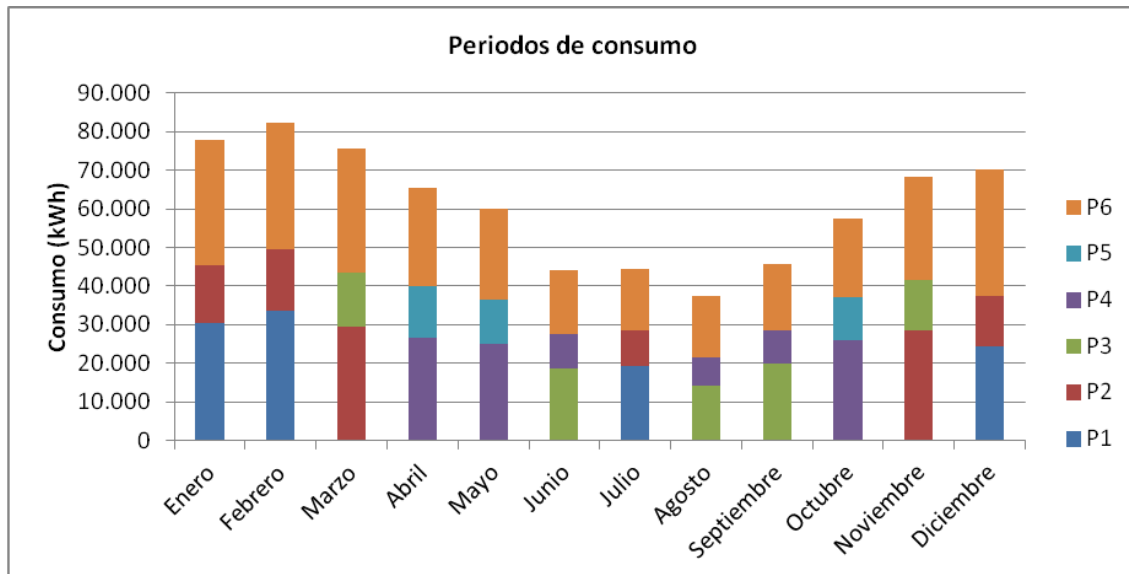


Ilustración 5. Distribución consumo mensual por periodo [Elaboración propia]

Para conocer el comportamiento y los horarios principales de consumo del parque, se han analizado dos días tipo de invierno y verano.

En la siguiente gráfica se comparan dos días tipo de invierno del mes de enero, un día de diario y un día de fin de semana. Al comparar las dos gráficas se puede observar que el horario de trabajo o de funcionamiento es entre las 07:00h y las 15:00h, produciéndose arranque de maquinaria o equipos entre las 05:00h y las 07:00h de la mañana. Los fines de semana el parque permanecerá cerrado, esto nos permite comprobar que el consumo medio base es de aproximadamente 70 kWh. El consumo máximo del día es 238 kWh a las 07:00h

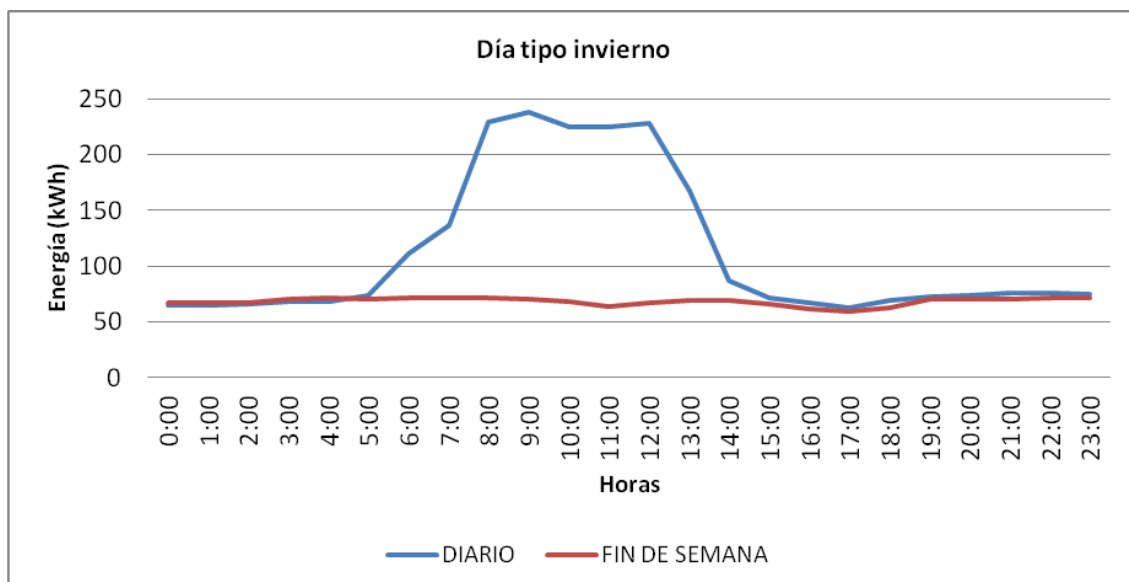


Ilustración 6. Día tipo invierno [Elaboración propia]

.Por el contrario, en la siguiente gráfica, se muestran dos días tipo de verano del mes de julio. Igual que en la anterior, se muestran un día de diario y otro de fin de semana; el horario de

funcionamiento se mantiene, pero el consumo diario medio ha bajado considerablemente. Siendo el consumo máximo diario entre semana de 163 kWh a las 10:00h.

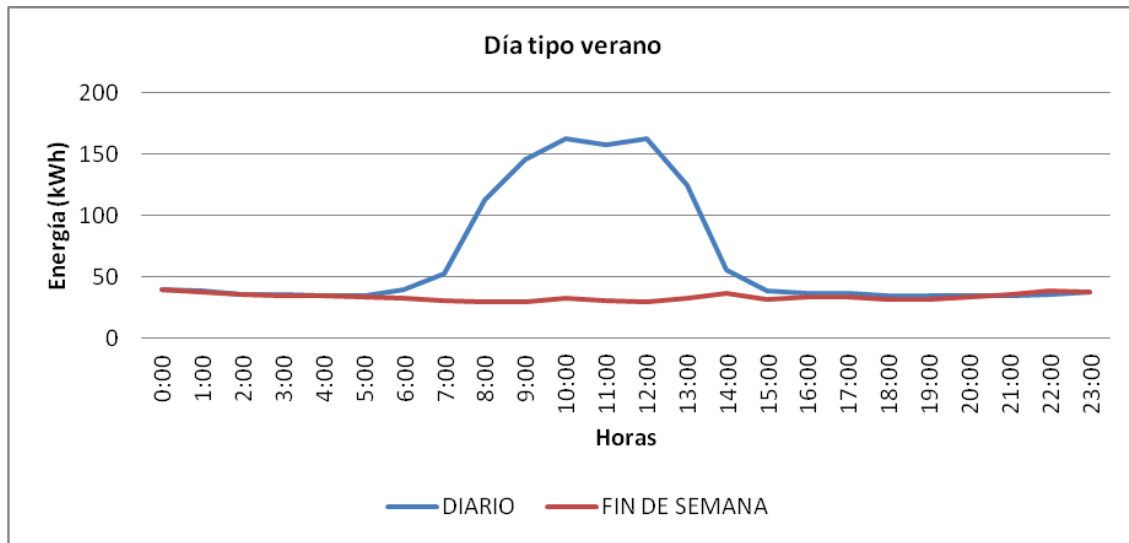


Ilustración 7. Día tipo verano [Elaboración propia]

Como se puede observar en ambas, el consumo base del parque se mantiene prácticamente constante durante todo el año, pero el consumo medio diario se reduce.

Es de gran importancia el correcto desarrollo y estudio de este proyecto ya que los meses de mayor consumo son aquellos en que la irradiancia para cada una de las horas del día será inferior y de forma opuesta para el resto de meses con menor consumo. Por lo tanto, la decisión del tipo de configuración a implementar para esta instalación no deberá exceder notablemente los consumos en meses de mayor producción o suponer una producción insuficiente para los meses con mayores consumos.

CAPÍTULO 5. ESTUDIO EMPLAZAMIENTO

A lo largo de este capítulo, se realiza un estudio de las características geográficas particulares del emplazamiento, del perfil de consumo del parque y de la modalidad del autoconsumo que mejor se adapte a las necesidades del parque para poder realizar un correcto dimensionamiento de la instalación.

A su vez, se lleva a cabo un análisis de las sombras incidentes sobre la superficie disponible para la instalación. El objetivo es determinar el área que permite maximizar la generación del generador fotovoltaico, evitando las pérdidas asociadas al sombreado.

Al tener dos orientaciones distintas, se discutirá sobre cuál de ellas se optimiza la instalación atendiendo a la energía incidente sobre cada plano de captación, y a la adaptación de la generación eléctrica con la curva de consumo diaria real del parque.

Finalmente, de acuerdo con los diferentes criterios de diseño se define una instalación detallando sus parámetros eléctricos y mecánicos.

5.1.- Localización

Tal y cómo se ha comentado anteriormente, el Parque y Centro de Mantenimiento de Sistemas Acorazados 2 se encuentra ubicado en el término municipal de Segovia, en Avenida de la Constitución nº13.



Ilustración 8. Emplazamiento Instalación Fotovoltaica [Google Earth]

La herramienta Google Earth ha permitido medir y visualizar la cubierta del edificio existente.

El edificio dispone de una superficie estimada de cubierta de 16.200 m^2 , compuesta por chapa metálica.

La cubierta tiene una inclinación estimada de 25° respecto a la horizontal, tal y cómo se puede observar en la imagen inferior.



Ilustración 9. Inclinación cubierta Nave PCMASA 2 [Elaboración propia]

El edificio estudiado dispone de varios obstáculos y equipos en cubierta que pueden causar sombras a los módulos fotovoltaicos proyectados. Por ello ha sido necesario modelar el tejado del edificio y los objetos existentes que se considera que van a producir sombras para así realizar una estimación de la proyección de las sombras según la hora del día y las pérdidas por sombreado que puedan producirse en la instalación generadora.

El programa utilizado para modelar el edificio es PVsyst, esta es una herramienta muy útil, ya que permite la simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos a partir de datos meteorológicos concretos, incluso importables, y la selección de parámetros específicos y personalizados de los diferentes equipos que pueden conformar una instalación.

A continuación se puede visualizar el modelado 3D del edificio, incluyendo los principales objetos de la cubierta como son equipos de clima, petos cubierta, respiraderos y diferencias entre cubiertas.

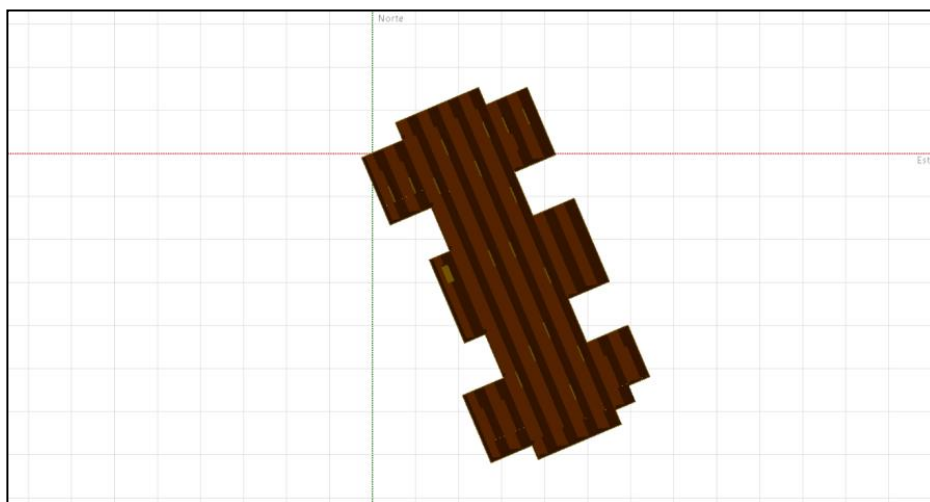


Ilustración 10. Plano modelado cubiertas edificio [Elaboración propia]

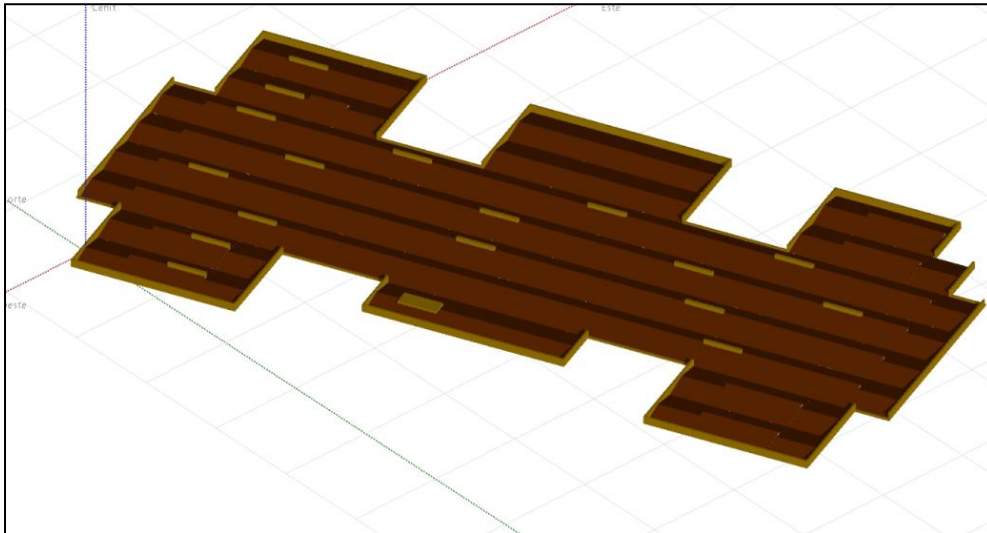


Ilustración 11. Modelado cubiertas edificio en detalle [Elaboración propia]

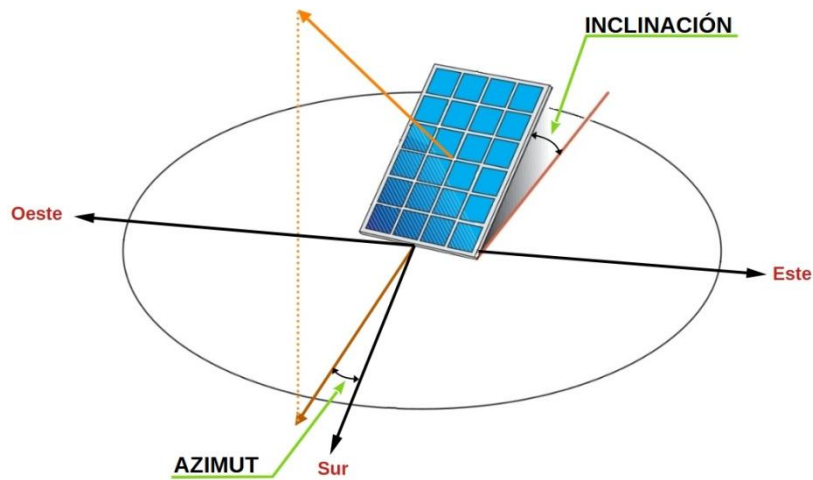
El tejado tiene dos orientaciones: este y oeste, las cuales coinciden con el origen y el fin de la trayectoria solar a lo largo del día. Por ello, la irradiancia incidente sobre ambas fachadas será distinta en función del momento del día, hecho que se deberá tener en cuenta en el dimensionado.

La posición de los paneles fotovoltaicos viene determinada por dos ángulos, el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut. Veamos cómo se definen estas dos magnitudes:

- **Inclinación:** El ángulo de inclinación, o simplemente inclinación, es el ángulo que forma el panel con la superficie horizontal. Por lo tanto, será 0° para paneles colocados horizontalmente y 90° para paneles dispuestos verticalmente.

Como consecuencia de la variación de la altura del sol a lo largo del año, la inclinación se puede ajustar dependiendo de en qué época del año queremos maximizar la producción de energía de nuestros paneles. De este modo y para regiones con latitudes similares a la nuestra:

- Si queremos favorecer la producción en verano, la inclinación será pequeña, en torno a los 15° .
 - Por el contrario, inclinaciones altas, alrededor de los 60° , favorecen la producción energética en los meses de invierno.
 - Si lo que pretendemos es maximizar la producción de energía a lo largo del año, como ocurre en las instalaciones conectadas a red, la inclinación debe estar en torno a los $30^\circ - 35^\circ$ (una forma rápida de obtener una aproximación de este ángulo es restando 10° a la latitud).
- **Azimut:** El ángulo de azimut, o simplemente azimut, es el ángulo que forma la proyección de la normal al panel sobre la superficie horizontal con la dirección sur, siendo 0° para paneles orientados al sur, positivo para paneles orientados al suroeste o noroeste, y negativo para paneles orientados al sureste o noreste. De esta forma, un panel orientado al oeste tendrá un azimut de $+90^\circ$, siendo de -90° si estuviera orientado al este.



En el caso del parque PCMASA 2 la cubierta del edificio dispone de dos orientaciones noreste (-113° azimut) y suroeste (67° azimut), ambos con una inclinación estimada de 25° respecto a la horizontal.

5.2.- Análisis sombreado

Los sistemas fotovoltaicos tienen como uno de sus mayores enemigos las sombras que podemos encontrarnos a la hora de instalar módulos solares, por lo tanto es necesario evitar sombras lo máximo posible.

En caso de que la superficie tenga un patrón uniforme de irradiancia, la generación de tensión y corriente de las células es la misma, siempre que tengan las mismas características eléctricas. Para que la energía a la salida del generador pueda ser utilizada, se necesitan tensiones superiores a la de célula, por ello se conectan en serie.

Sin embargo, si existe una sombra que afecta a una de las células, la generación se ve comprometida puesto que la corriente generada es proporcional a la irradiancia incidente. Al estar todas las células conectadas en serie, se produce una limitación en corriente, debido a que la intensidad de salida se ve acotada por la menor de la corriente generada por las células. Además, la energía que genera el resto de las células se disipa en forma de calor en aquellas menos iluminadas, cuya consecuencia es el deterioro del módulo.

Con el objetivo de que el resto de las células no disipen calor, se incorporan cada cierto número de células diodos de Bypass. Estos diodos se acoplan en antiparalelo, polarizándose en directa y cortocircuitando la rama de células de forma que la corriente de salida no se vea afectada. En los módulos actuales, los diodos de bypass están colocados de fábrica en el módulo, ubicándose en la caja de conexiones situada en la parte trasera del módulo.

En la siguiente imagen se muestra su funcionamiento.

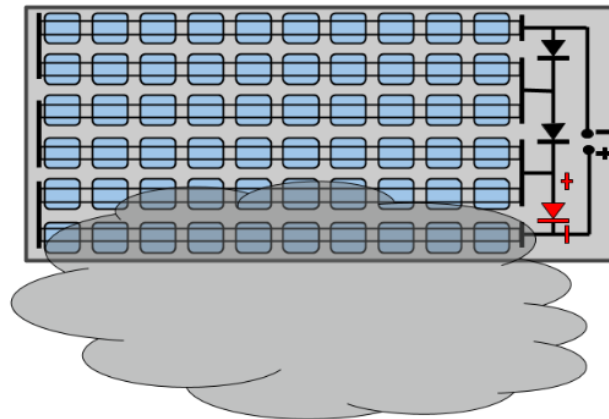


Ilustración 12. Diodo de Bypass en un módulo Fotovoltaico [3]

5.3.- Sombras

Para determinar la superficie para la instalación fotovoltaica, se han analizado los objetos que se encuentran en el tejado de la nave y se han calculado las sombras que pueden proyectar. Entre los objetos estudiados que se ubican en la cubierta, los que se han tenido en cuenta para este estudio son los petos que rodean el perímetro del tejado, las chimeneas de ventilación y equipos de climas.

En las siguientes imágenes se muestra la nave donde se van a ubicar los módulos fotovoltaicos en 3D- La herramienta Google Earth, nos permite observar los distintos elementos que se encuentran ubicados en la cubierta y así estudiar las sombras que proyectan.



Ilustración 13. Imagen 3D nave PCMASA 2. Orientación sudoeste edificio [Google Earth]



Ilustración 14. Imagen 3D nave PCMASA 2. Orientación noreste edificio [Google Earth]

Las imágenes muestran la cara sudoeste y la cara noreste del edificio, debido a que la orientación existente del edificio permite seguir el recorrido del sol, maximizando su generación en las horas de mañana y de tarde del día.

También nos permite observar a simple vista, que los objetos que se encuentran en la cubierta proyectarán sombras por la mañana en la cara oeste de la cubierta, y por la tarde en la cara este. Siendo el principal obstáculo los petos existentes en la cubierta debido a que proyectarán sombras por la mañana a las cubiertas este y por la tarde en las cubiertas con orientación oeste.

Las mayores sombras se producen en el mes de diciembre, en concreto en el solsticio de invierno (21 de diciembre), esto se debe a que la altura solar es mínima durante este día y, por lo tanto, la sombra proyectada es la máxima.

Como criterio de diseño se priorizará eliminar las sombras sobre el generador fotovoltaico en el mes más desfavorable. Una vez determinada la sombra proyectada, se debe determinar la superficie disponible para situar los módulos. Existen dos aproximaciones:

- Utilizar la totalidad del tejado, y analizar el efecto que tienen las sombras sobre los módulos y las pérdidas que conllevan.
- Diseñar la instalación de tal forma que ningún módulo reciba sombra a lo largo del año, maximizando la energía generada.

En la siguiente figura, se muestra el diagrama solar del emplazamiento, herramienta que es de gran utilidad para analizar las consecuencias del sombreado sobre la generación eléctrica. Cada una de las curvas muestra la trayectoria solar en una fecha del año. Ubicando los obstáculos que proyectan sombra sobre los módulos fotovoltaicos con su posición relativa, se pueden cuantificar las pérdidas por sombreado.

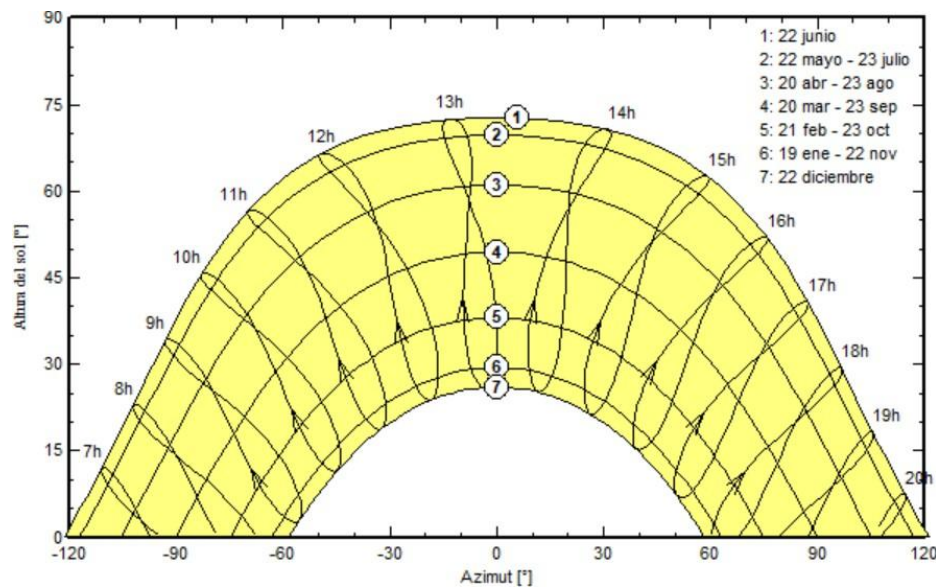


Ilustración 15. Diagrama solar emplazamiento. [Imagen obtenida PVsyst]

En la siguiente imagen se muestra los elementos de la cubierta que proyectan sombras y, por lo tanto, a la hora de diseñar la instalación se deben tener en cuenta:

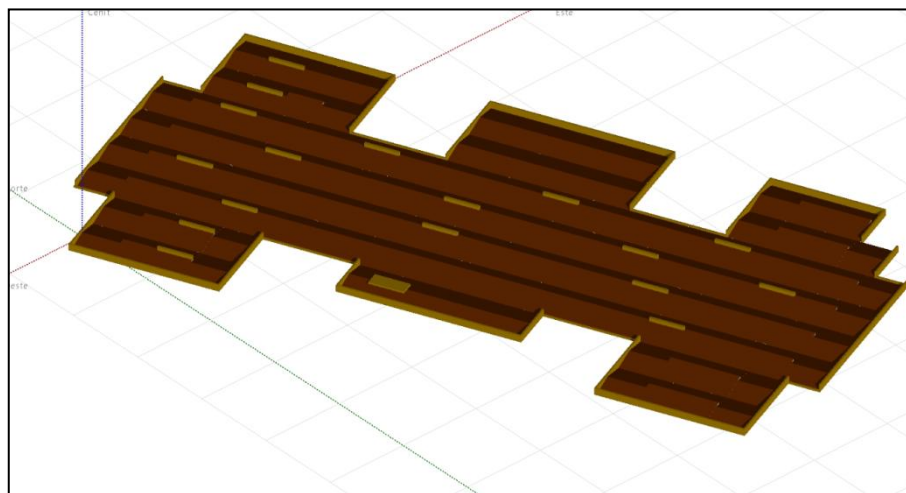


Ilustración 16. Objetos cubierta para cálculo sombreado [Elaboración propia]

En color marrón claro los respiraderos existentes, ubicados en la cumbrera de las cubiertas y distribuyéndose a lo largo. En el mismo color se muestran los petos existentes, murete que rodea el perímetro del tejado con una altura aproximada de 3 metros desde el punto más bajo de la cubierta.

Además, la geometría de las cubiertas existentes, hace que en algunas zonas de las cubiertas la superficie de la cara oeste sea superior a la superficie útil de la cara este del tejado.

5.4.- Radiación incidente

Para conocer el recurso solar disponible, es necesario realizar un estudio sobre la radiación incidente en función de las orientaciones del tejado (noreste y sudoeste) para determinar la orientación óptima en términos de generación energética.

El programa PVSyst nos permite obtener los datos de climatología de la base de datos de Meteonorm, y posteriormente se ha determinado cual es la radiación incidente para las dos orientaciones, oeste (Azimut 67º) y este (Azimut -113º).

Los resultados obtenidos, reflejados en la siguiente tabla, muestran que la orientación con mayor irradiación es la oeste, tanto en cómputo global anual como en el acumulado mes a mes.

Mes	Irradiación (kWh/m ²)	Irradiación (kWh/m ²)
	Az. -113º	Az. 67º
Enero	48,3	81,8
Febrero	67,5	99,6
Marzo	114,2	145,0
Abril	148,2	168,80
Mayo	192,1	202,0
Junio	207,8	209,2
Julio	220,1	230,9
Agosto	190,5	211,8
Septiembre	132,4	163,2
Octubre	87,6	123,7
Noviembre	49,	79,4
Diciembre	40,3	70,1
Total	1498,0	1785,5

Tabla 4. Irradiación incidente en el tejado de PCMASA 2 [Elaboración propia]

Observando la tabla superior, se puede deducir que la generación eléctrica será máxima en verano, debido a que la irradiación en ese periodo alcanza los valores más elevados y además, la sombra es mínima, por lo que se debe priorizar la generación en los meses que comprenden dicha estación.

Sin embargo, si atendemos a la curva de irradiancia se observa que, a pesar de que la irradiación mensual es muy similar en los meses de verano, en los meses de invierno varía aumentando en la orientación oeste. Este hecho es importante en el diseño de la instalación, puesto a que al no disponer de almacenamiento, la generación eléctrica se debe ajustar lo mejor posible a la curva de consumo.

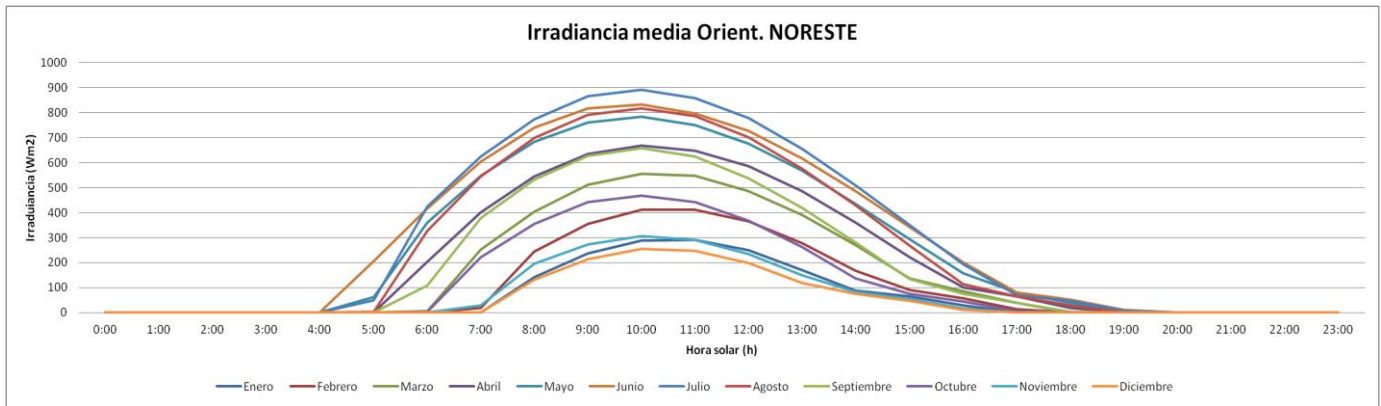


Ilustración 18. Irradiación incidente en el plano de orientación noreste [Elaboración propia]

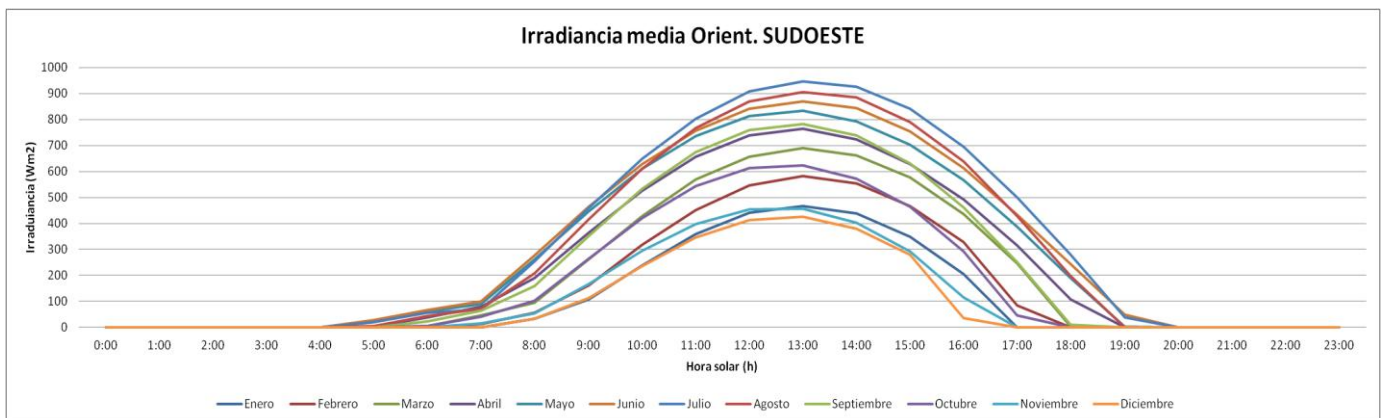


Ilustración 17. Irradiación incidente en el plano de orientación sudoeste [Elaboración propia]

Estudiando las gráficas superiores, se observa que la orientación este sería la óptima si el consumo fuese superior por la mañana, y oeste si fuera por la tarde. En caso de que se quisiese una generación constante, se instalarán módulos fotovoltaicos en ambas orientaciones para homogeneizar la captación de la radiación y generar energía eléctrica durante todo el día.

Sin embargo, como solo se dispone del recurso solar entre las 8 de la mañana y las 8 de la tarde, el consumo a últimas horas de la tarde y durante la noche no puede cubrirse con generación fotovoltaica.

En el caso de PCMASA 2, tal y cómo se indica en el Capítulo 4, los consumos principales se producen en el horario desde 07:00h a las 15:00h. Por lo tanto, podemos deducir que teniendo en cuenta el consumo eléctrico y la radiación, la instalación que mejor se adapte a sus necesidades deberá tener en cuenta ambas orientaciones, priorizando la orientación este.



CAPÍTULO 6. CRITERIOS DE DISEÑO

Una vez realizados los estudios de ubicación y del consumo de energía eléctrica del parque, se plantean varias configuraciones posibles de prediseño en cuanto a superficie disponible, orientación, dimensionamiento, modalidad autoconsumo y rentabilidad:

- Superficie disponible:
 1. Asumir sombras en momentos puntuales a lo largo del año y maximizar la superficie.
 2. Evitar todas las sombras, disminuyendo la superficie.
- Orientación:
 1. Este: Generación mayor a primeras horas de la mañana.
 2. Oeste: Generación mayor a primeras horas de la tarde.
 3. Mixto: Permite disponer de una producción de energía más uniforme.
- Dimensionamiento:

Propuesta de distintas instalaciones fotovoltaicas variando la potencia a instalar, de forma que se analice la que mejor se adapte a las necesidades del parque.
- Modalidad Autoconsumo:
 1. Autoconsumo con excedentes
 2. Autoconsumo sin excedentes
- Rentabilidad:
 1. Ahorros autoconsumo: Ahorros producidos debido a la energía que se deja de comprar de la red.
 2. Ahorros modalidad: Ahorros producidos por la venta de la energía excedentaria generada.

6.1.- Propuestas

En el caso del parque PCSMASA 2, se han estudiado varias propuestas de dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas buscando la que mejor se adapte a las necesidades del suministro existente, con el objetivo de que realicen la elección, entre las propuesta realizadas, de la instalación fotovoltaica que se va diseñar con mayor detalle a lo largo de este proyecto.

Los distintos dimensionamientos de han estudiado para las dos modalidades de autoconsumo a las que puede acogerse la instalación, tal y cómo se describe anteriormente.

En el caso de la venta de excedentes, se ha estimado un precio de venta de la energía excedentaria teniendo en cuenta los precios futuros de la electricidad, e incluyendo una estimación del coste de inversión que supone adaptar el centro de transformación.

A continuación, se detalle una tabla comparativa de distintos dimensionamientos de potencias de instalaciones solares fotovoltaicas. Todas las instalaciones han sido simuladas empleando la herramienta PVsyst. En cada uno de los estudios, se ha dibujado la disposición de los módulos sobre la cubierta de la nave; de esta forma podemos conocer la energía generada por los módulos y las pérdidas provocadas por las sombras existentes sobre dichos módulos.

Se han estudiado criterios tanto económicos como energéticos, teniendo en cuenta las modalidades de autoconsumo a las que podría acogerse la instalación y la inversión a realizar.

Instalación FV	Pot. Inversor	50,00 kWn	80,00 kWn	100,00 kWn	200,00 kWn	300,00 kWn	400,00 kWn	500,00 kWn	600,00 kWn	700,00 kWn	800,00 kWn	900,00 kWn	1.000,00 kWn
	Pot. Módulos	60,90 kWp	87,00 kWp	110,20 kWp	240,70 kWp	356,70 kWp	472,70 kWp	588,70 kWp	704,70 kWp	820,70 kWp	936,70 kWp	1.052,70 kWp	1.168,70 kWp
Consumo Anual (E_User)		729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh	729.064,00 kWh
Generación Anual (E_PV)		84.896,92 kWh	120.718,95 kWh	152.056,38 kWh	325.097,20 kWh	489.641,27 kWh	652.937,08 kWh	811.237,13 kWh	975.560,08 kWh	1.137.650,59 kWh	1.301.215,66 kWh	1.465.363,23 kWh	1.627.012,96 kWh
Fracción Fotovoltaica (PV_Frac)		11,64 %	16,56 %	20,86 %	44,59 %	67,16 %	89,56 %	111,27 %	133,81 %	156,04 %	178,48 %	200,99 %	223,16 %
Autoconsumo estimado (E_solar)		83.240 kWh	111.365 kWh	131.850 kWh	217.295 kWh	263.567 kWh	291.931 kWh	310.603 kWh	324.986 kWh	336.127 kWh	344.403 kWh	351.473 kWh	357.642 kWh
Fracción solar (Sol_Frac)		11,42 %	15,28 %	18,08 %	29,80 %	36,15 %	40,04 %	42,60 %	44,58 %	46,10 %	47,24 %	48,21 %	49,05 %
Aprovechamiento solar		98,05 %	92,25 %	86,71 %	66,84 %	53,83 %	44,71 %	38,29 %	33,31 %	29,55 %	26,47 %	23,99 %	21,98 %
Coste Anual Consumo eléctrico (FE_sin_PV)		66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €	66.758,99 €
Coste Anual Consumo eléctrico con FV (FE_con_PV)		59.124,39 €	56.524,89 €	54.622,05 €	46.633,01 €	42.285,39 €	39.614,53 €	37.853,59 €	36.500,30 €	35.452,69 €	34.675,73 €	34.013,83 €	33.437,76 €
Ahorro anual obtenido por Autoconsumo (FE_sin_PV – FE_con_PV)		7.634,60 €	10.234,10 €	12.136,94 €	20.125,98 €	24.473,60 €	27.144,45 €	28.905,40 €	30.258,69 €	31.306,30 €	32.083,26 €	32.745,16 €	33.321,23 €
CON EXCEDENTES													
Energía Excedentaria (E_exc)		1.657 kWh	9.354 kWh	20.207 kWh	107.802 kWh	226.075 kWh	361.006 kWh	500.634 kWh	650.574 kWh	801.523 kWh	956.813 kWh	1.113.890 kWh	1.269.371 kWh
Venta energía excedentaria (FE_exc)		92,13 €	520,13 €	1.123,64 €	5.994,58 €	12.571,36 €	20.074,49 €	27.838,84 €	36.176,57 €	44.570,43 €	53.205,63 €	61.940,27 €	70.586,11 €
Ahorro total (FE_sin_PV – FE_con_PV + FE_exc)		7.726,73 €	10.754,23 €	13.260,58 €	26.120,56 €	37.044,96 €	47.218,95 €	56.744,24 €	66.435,27 €	75.876,73 €	85.288,88 €	94.685,42 €	103.907,33 €
Inversión (Cost_PV)		78.375,20 €	97.101,95 €	116.589,95 €	202.311,45 €	287.571,45 €	364.404,75 €	447.228,75 €	525.778,40 €	607.384,40 €	672.444,70 €	751.614,70 €	830.784,70 €
Tiempo de amortización		10,14 años	9,03 años	8,79 años	7,75 años	7,76 años	7,72 años	7,88 años	7,91 años	8,00 años	7,88 años	7,94 años	8,00 años
TIR - 25 Años (%)		7,59 %	9,27 %	9,74 %	11,76 %	11,83 %	11,96 %	11,69 %	11,65 %	11,50 %	11,73 %	11,64 %	11,55 %
VAN - 25 Años (€)		97.885,14 €	153.944,62 €	196.369,16 €	428.318,68 €	612.916,38 €	787.403,76 €	939.876,25 €	1.100.717,11 €	1.252.336,81 €	1.419.778,28 €	1.572.724,35 €	1.721.356,56 €
SIN EXCEDENTES													
Energía Excedentaria (E_exc)		0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh
Venta energía excedentaria (FE_exc)		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ahorro total (FE_sin_PV – FE_con_PV + FE_exc)		7.634,60 €	10.234,10 €	12.136,94 €	20.125,98 €	24.473,60 €	27.144,45 €	28.905,40 €	30.258,69 €	31.306,30 €	32.083,26 €	32.745,16 €	33.321,23 €
Inversión (Cost_PV)		59.728,25 €	78.455,00 €	97.943,00 €	183.664,50 €	268.924,50 €	345.757,80 €	428.581,80 €	507.131,45 €	588.737,45 €	653.797,75 €	732.967,75 €	812.137,75 €
Tiempo de amortización		7,82 años	7,67 años	8,07 años	9,13 años	10,99 años	12,74 años	14,83 años	16,76 años	18,81 años	20,38 años	22,38 años	24,37 años
TIR - 25 Años (%)		10,84 %	11,41 %	10,82 %	9,46 %	7,29 %	5,72 %	4,21 %	3,07 %	2,06 %	1,39 %	0,63 %	-0,03 %
VAN - 25 Años (€)		114.256,33 €	159.743,21 €	187.259,55 €	298.885,74 €	321.021,95 €	310.164,80 €	270.840,21 €	225.719,98 €	169.992,21 €	124.124,57 €	61.305,02 €	-3.634,75 €

Tabla 5. Propuestas Instalaciones fotovoltaicas. [Elaboración propia]

A continuación, se indica las magnitudes que representan los términos mostrados en la tabla anterior los cuales se corresponden a un año tipo:

- Energía consumida (E_{user})
- Energía generada (E_{PV})
- Energía generada y autoconsumida por el usuario (**E_{solar}**)
- Energía excedentaria (E_{exc})
- Fracción Fotovoltaica (**PV_Frac**). Relación existente entre la energía total generada por la instalación solar y la energía total consumida.
- Fracción solar (Sol_Frac). Relación existente entre la energía destinada para autoconsumo generada por la instalación solar y la energía total consumida. Nos permite conocer el porcentaje de la energía consumida que cubre el autoconsumo.
- Aprovechamiento solar: Porcentaje de generación que se autoconsume.
- Coste de la energía del usuario sin FV (FE_{sin_PV})
- Coste de la energía del usuario con FV (FE_{con_PV})
- Ingresos de la venta de la energía excedentaria (FE_{exc})

En la tabla superior se pueden observar los datos de cada una de las propuestas, en concreto se consideran muy interesantes los datos de **Energía generada y autoconsumida por el usuario (E_{solar})**, **ahorro económico**, **fracción fotovoltaica (PV_Frac)**, **fracción solar (Sol_Frac)**, **inversión**, **tiempo de amortización** y **TIR**. Vamos a comentarlos brevemente:

- **E_{solar} , PV_frac y Sol_frac :**

Como vemos en la tabla, energéticamente, cuánto más alta es la potencia pico de la instalación mayor es la energía producida y, por tanto, menor es la energía que hay que coger de la red. Esto se puede ver rápidamente consultando el parámetro **E_{solar}** , el cual va creciendo progresivamente a medida que incrementamos la potencia pico. También podemos ver el crecimiento tan rápido de la ratio **PV_Frac** , lo cual indica cómo crece linealmente la energía producida con respecto a las necesidades del usuario fijas, mientras que la ratio **Sol_frac** , tiene un crecimiento mucho más contenido y va quedándose prácticamente estacionaria pese a que la potencia pico se aumente mucho. Para entenderlo mejor, se muestran las siguientes gráficas cuyos ejes son potencia pico y las ratios **PV_Frac** y **Sol_frac** para todas las pruebas realizadas.

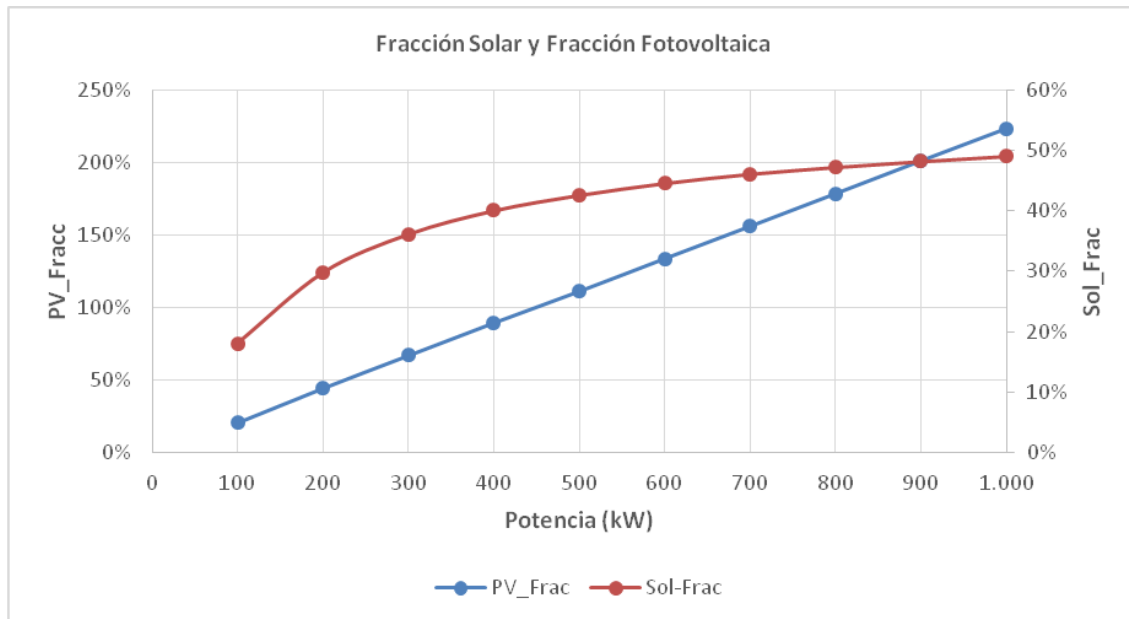


Ilustración 19. Gráfica Fracción solar y Fracción fotovoltaica. [Elaboración propia]

La ratio **PV_Frac** sigue un crecimiento lineal y la ratio **Sol_frac** sigue un crecimiento logarítmico, por tanto, por mucho que aumentemos la potencia pico este último valor nunca llegará al 100 %, al menos sin acumuladores. Esto quiere decir, que por mucho que se aumente la potencia pico de la instalación, hay un punto en el cual la energía generada no se puede aprovechar más, ya que la industria tiene consumos nocturnos.

Desde un punto de vista energético, la instalación óptima es aquella para la cual la fracción solar aumenta más lento, esto sucede entre lo 500-600 kWn de potencia instalada.

- **Inversión**

Se ha realizado una estimación de la inversión a realizar en cada propuesta, según ratios €/W, aumentándose el coste de cada W según se reduce la potencia instalada. Además, en el caso de con excedentes, se ha tenido en cuenta la inversión necesaria para adaptar el Centro de Transformación del parque.

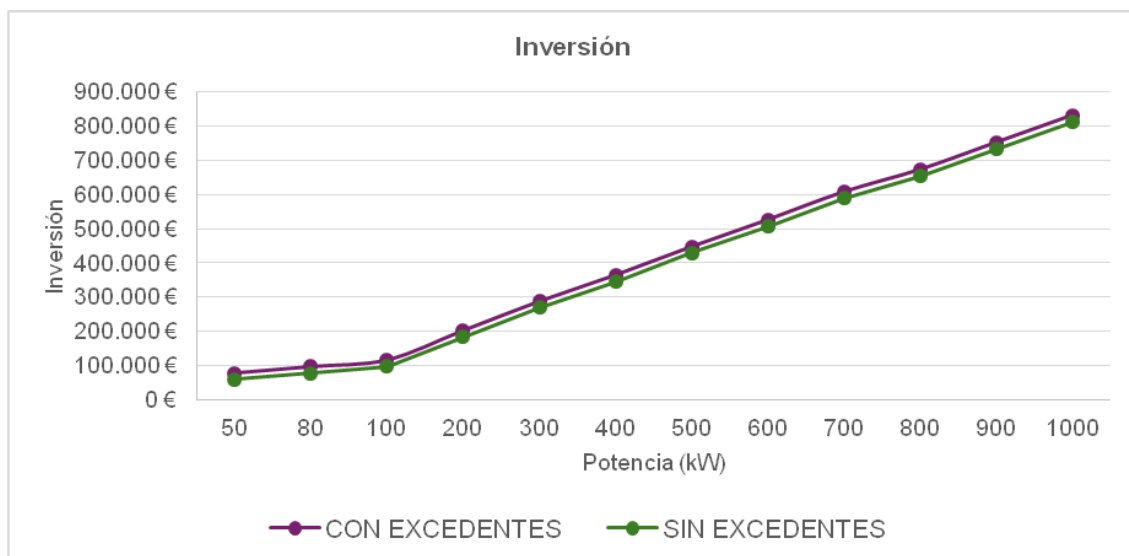


Ilustración 20. Gráfica inversión. [Elaboración propia]

Como muestra la gráfica superior, los costes de instalación crecen de forma prácticamente lineal respecto a la potencia, en ambas modalidades. Se puede observar como al aumentar la potencia de la instalación fotovoltaica, los costes de inversión aumentan.

- **Ahorro económico y TIR:**

El ahorro económico se ha estudiado para cada una de las modalidades comentadas anteriormente. Se entiende como ahorro económico la diferencia en la factura eléctrica sin la instalación fotovoltaica y la factura eléctrica con la instalación fotovoltaica.

En el caso con excedentes, se ha calculado el ahorro en la factura eléctrica producido directamente debido a la energía generada por el autoconsumo y que es autoconsumida directamente por el parque, y a mayores se han sumado los beneficios de vender la energía de dichos excedentes en el mercado eléctrico. En el caso de sin excedentes, no se vende energía, por lo tanto el ahorro solo se produce de la energía autoconsumida, es decir, de la energía que se deja de comprar de la red.

Cuanto mayor es la potencia de la instalación para esta industria, mayores son los ahorros anuales obtenidos por la empresa. Esto tiene sentido, ya que la factura con fotovoltaica va disminuyendo a medida que se aumenta la potencia pico, llegando incluso a ganar más dinero de la venta de energía producida que gastos de consumo de red. Pese a que económicamente es bueno, carece de sentido para una instalación fotovoltaica de autoconsumo generar mucha más energía para vender que para consumir y es algo que se quiere evitar porque el término autoconsumo dejaría de tener sentido.

La siguiente gráfica muestra la tasa de retorno (TIR) para cada modalidad, este dato representa la rentabilidad de cada instalación para un periodo de tiempo. En concreto para este tipo de instalaciones se ha estimado para 25 años.

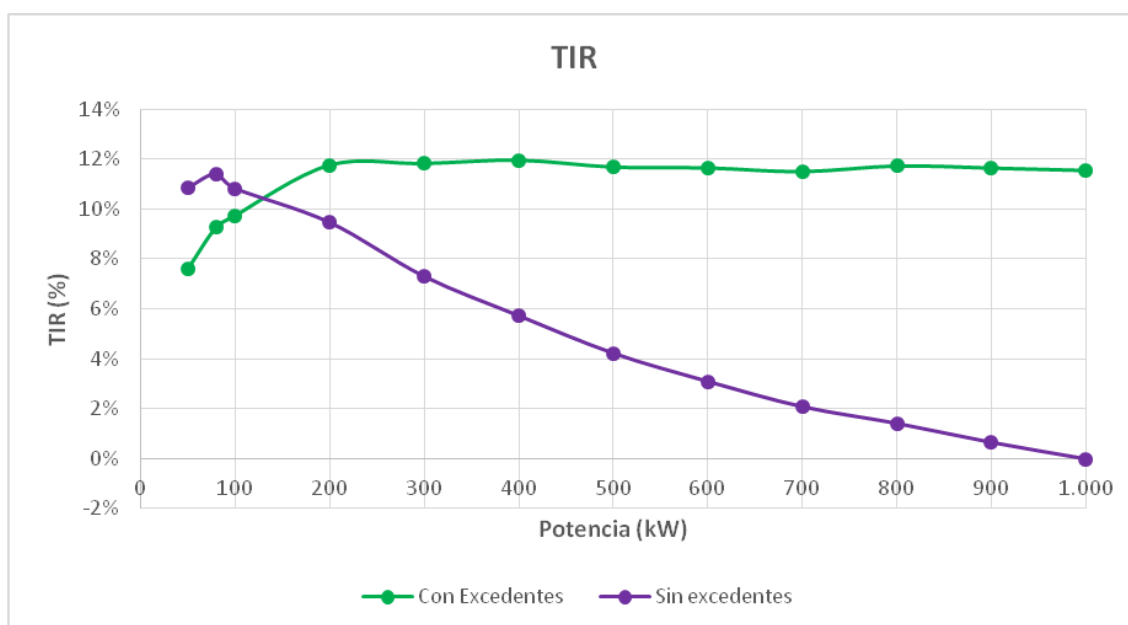


Ilustración 21. Gráfica TIR. [Elaboración propia]

La gráfica superior permite ver claramente la evolución económica de ambas modalidades de autoconsumo. En el caso de la modalidad sin excedentes, se observa cómo a partir de la potencia instalada de 80 kWn la instalación disminuye su rentabilidad según aumenta la potencia, esto se debe a que la disminución de la facturación eléctrica no compensa el

incremento del coste de la fotovoltaica, no se va a aprovechar la energía que se genera. Por el contrario, la modalidad con excedentes, al vender los excedentes de energía generada, la rentabilidad de la instalación se mantiene según aumenta la potencia, llegando a su máximo en 400 kWn de potencia. Esto no se debe al ahorro en la factura eléctrica sino a los ingresos económicos obtenidos por la venta de energía.

En la tabla comparativa 5 se muestran, reseñadas en color verde, la instalación que para cada modalidad se considera óptima. Los criterios que se han estudiado para elegir la instalación óptima han sido los siguientes:

- TIR (%): Tasa interna de retorno
Es un indicador de rentabilidades de proyectos o inversiones, para la elección de la instalación óptima se ha buscado el mayor dato de TIR de las instalaciones propuestas para cada modalidad.
- Fracción solar (%): Este dato nos da información respecto a qué porcentaje de consumo del suministro se cubre con energía generada del autocosumo, la instalación óptima es aquella para la cual la fracción solar aumenta más lento.

En el caso de autoconsumo con excedentes, se ha marcado un límite mínimo de 40%

- Rentabilidad (años): Índice que indica la cantidad de años en que se va amortizar la inversión realizada. Se relacionan los calores de ahorro e inversión, como se puede observar en la tabla, este valor es diferente dependiendo de la modalidad.
- Ahorro económico (€): El ahorro económico se ha calculado por energía autoconsumida, y por modalidad, es decir, si existente venta de energía sobrante o no. El ahorro económico por energía autoconsumida, se ha calculado teniendo en cuenta los precios de electricidad aportados por PCMASA2, y los periodos de facturación, de forma que se aproxime lo máximo posible al ahorro real.

- **Instalaciones óptimas:**

Teniendo en cuenta estos criterios, las instalaciones óptimas para el suministro de PCMASA 2 son las siguientes:

- **Desde el punto de vista energético:**
Instalación Fotovoltaica de 500 kW nominales en inversor y 588,70 kWp en módulos fotovoltaicos. Esta instalación es la más interesante desde el punto de vista energético ya que, para potencias superiores, el crecimiento de la fracción solar es mucho más lento, no compensando el incremento de éste con el incremento de la potencia instalada.
- **Desde el punto de vista económico:**
 - Modalidad con excedentes:** Instalación Fotovoltaica de 400 kW nominales en inversor y 472,70 kWp en módulos fotovoltaicos. Se ha elegido esta instalación debido a que tiene la mayor Tasa de Retorno (TIR) y el menor periodo de amortización.
 - Modalidad sin excedentes:** Instalación Fotovoltaica de 80 kW nominales en inversor y 87,00 kWp en módulos fotovoltaicos. Se ha elegido esta instalación

debido a que tiene la mayor Tasa de Retorno (TIR) y el menor periodo de amortización.

A continuación, vamos a analizar las propuestas de instalaciones óptimas planteadas para que la propiedad, PCAMASA 2, pueda estudiar cada una de estas y elegir la que más se adapte a sus necesidades.

Una vez elegida la instalación fotovoltaica por la propiedad, se desarrollará y definirá en detalle a lo largo de este proyecto.

6.1.1.- Propuesta Instalación Generadora con excedentes de 500 kWn

La instalación proyectada contará con una potencia en módulos de 588,70 kWp y 500 kWn en inversores. Estará compuesta por lo siguientes equipos principales:

- 1.015 módulos fotovoltaicos de 580 Wp cada uno.
- 4 Inversores de 100 kW cada uno
- 2 inversores de 50 kW cada uno

La instalación ocupará una superficie aproximada de 2.436 m², instalándose en ambas orientaciones de la cubierta existente. Se instala en ambas orientaciones para intentar aprovechar lo máximo posible el recorrido del sol y su radiación.

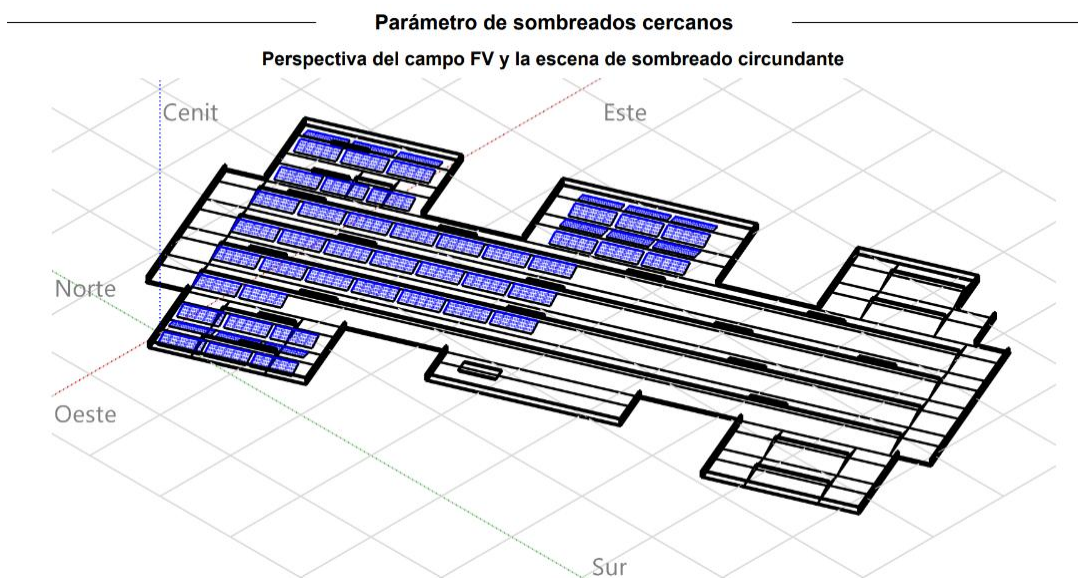


Ilustración 22. Ubicación estimada módulos fotovoltaicos cubierta. [Elaboración propia]

La imagen superior muestra una distribución inicial de la de la instalación fotovoltaica en cubierta. Esta distribución es preliminar, una vez se definida la instalación se adaptará de forma óptima a la cubierta existente.

Debido a la geometría de las cubiertas existentes, la mayor superficie útil para la ubicación de los módulos fotovoltaicos es la cubierta con orientación sudoeste, siendo solo disponibles por la incidencia de las sombras algunas de las cubiertas con orientación noreste.

A continuación se muestra una gráficas de las sombras estimadas que se van a producir en la instalación debido a la forma geometría de las cubiertas y los obstáculos existentes.

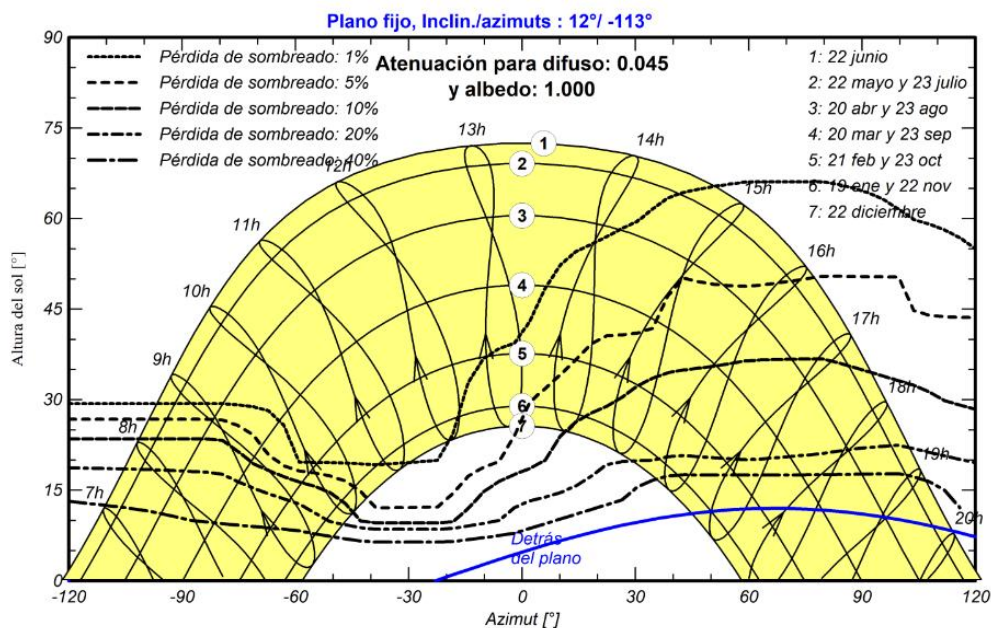


Ilustración 23. Sombras cubierta con orientación noreste [Imagen obtenida PVsyst]

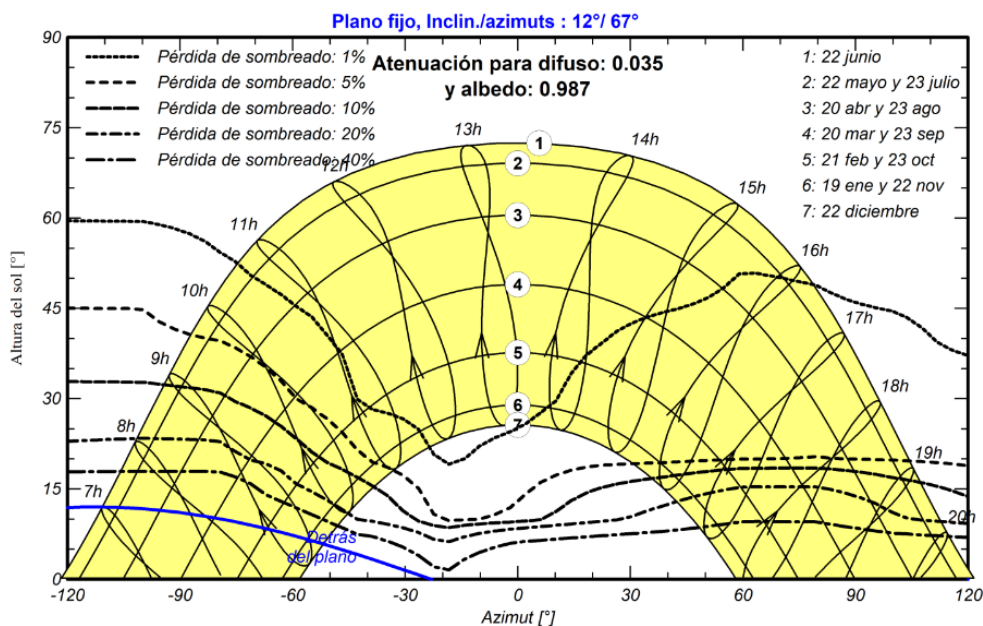


Ilustración 24. Sombras cubierta con orientación sudoeste [Imagen obtenida PVsyst]

Como se puede observar en las gráficas superiores, las sombras se producen según el recorrido del sol. En las primeras horas de la mañana las zonas con mayor incidencia solar son los módulos orientados hacia el noreste, mientras que los orientados hacia el sudoeste están parcialmente sombreados debido a que la geometría de la propia cubierta y los objetos existentes producen sombras. Por la tarde sucede lo contrario, la zona sombreada son los módulos orientados hacia el este.

Estas orientaciones permiten que la generación se adapte a la necesidad energética del suministro, generando energía tanto en horas de mañana como tarde.

Teniendo en cuenta la ubicación y la instalación propuesta, se puede estimar la generación anual media que se producirá. En la siguiente tabla resumen se pueden observar los principales datos energéticos de la instalación proyectada:

	E_user (kWh)	E_PV (kWh)	E_solar (kWh)	E_exc (kWh)	PV_Frac (%)	Sol_Frac (%)
Enero	77.790	30.539	20.980	9.558	39,26 %	26,97 %
Febrero	82.364	42.974	27.134	15.840	52,18 %	32,94 %
Marzo	75.652	69.693	32.172	37.521	92,12 %	42,53 %
Abril	65.524	80.202	29.873	50.330	122,40 %	45,59 %
Mayo	60.148	97.511	36.367	61.143	162,12 %	60,46 %
Junio	44.094	100.469	28.099	72.370	227,85 %	63,72 %
Julio	44.550	104.893	28.133	76.759	235,45 %	63,15 %
Agosto	37.327	97.294	22.750	74.544	260,65 %	60,95 %
Septiembre	45.794	72.371	21.898	50.472	158,03 %	47,82 %
Octubre	57.406	54.462	25.790	28.672	94,87 %	44,93 %
Noviembre	68.255	34.297	20.255	14.042	50,25 %	29,68 %
Diciembre	70.160	26.533	17.151	9.382	37,82 %	24,45 %
Total	729.064	811.237	310.603	500.634	111,27 %	42,60 %

Tabla 6. Resumen datos energéticos Instalación FV de 500 kWn [Elaboración propia]

El consumo total de las instalaciones de PCMASA 2 es 729.064 kWh, y el total de la energía generada que se va a poder aprovechar para autoconsumo es 310.603 kWh, es decir, se provechará un 38,29% de la energía generada para autoconsumo.

El autoconsumo va a cubrir el 42,60 % de la energía consumida, la energía restante se consumirá de la red debido a que no puede ser cubierta por el autoconsumo.

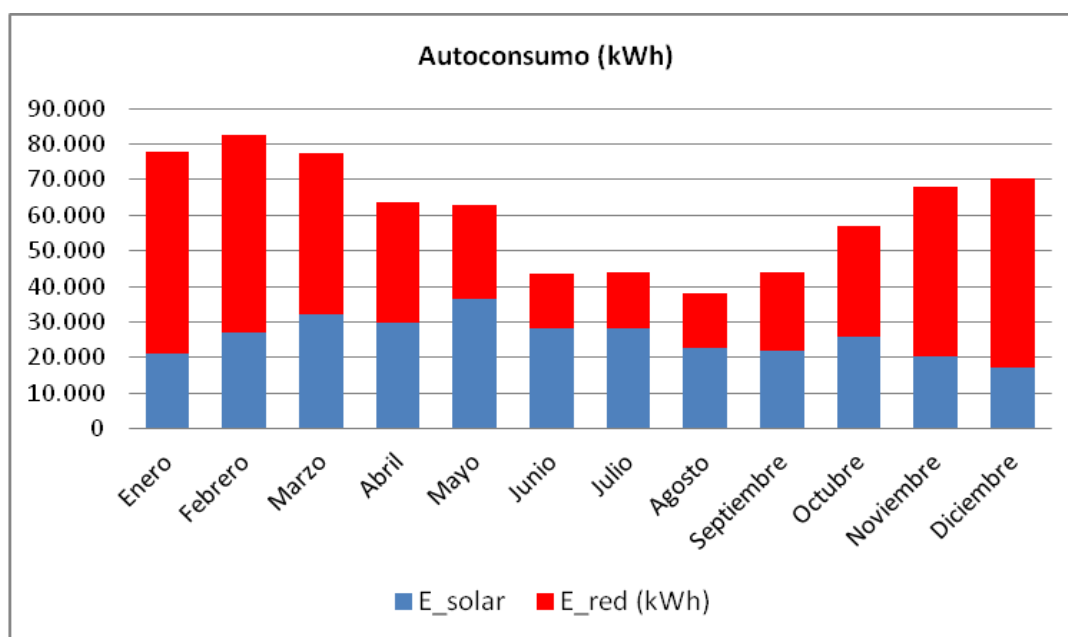


Ilustración 25. Gráfica autoconsumo estimado. [Elaboración propia]

A continuación, se muestra una grafica de la distribución de la generación:

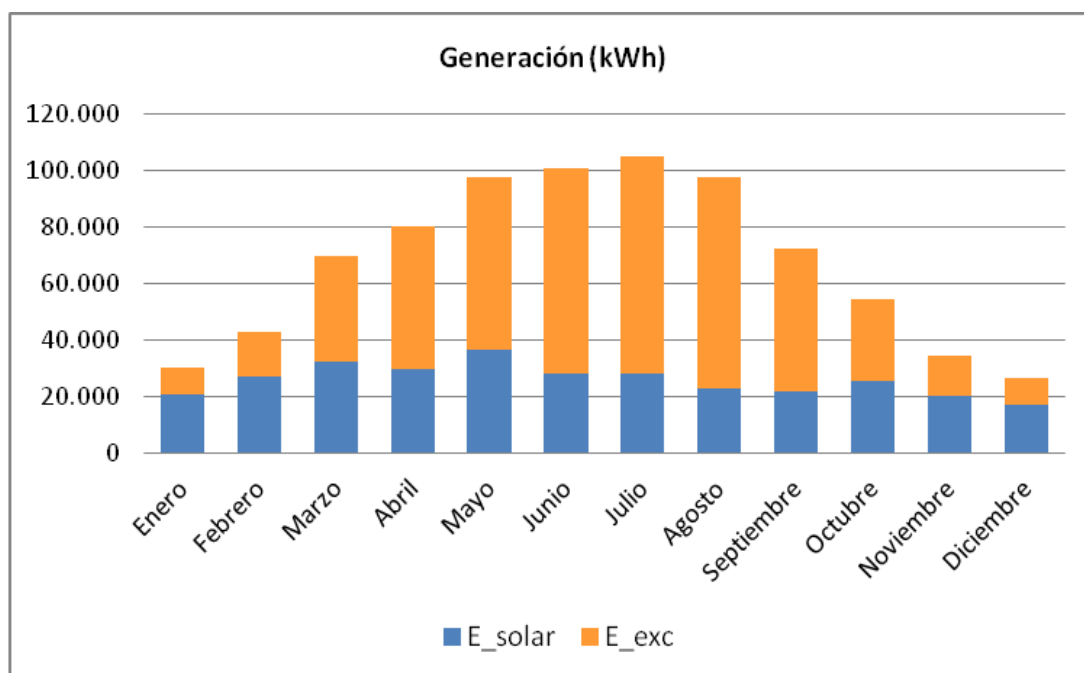


Ilustración 26. Gráfica distribución generación estimada. [Elaboración propia]

Los excedentes suponen el 61,71 % de la generación total de la instalación fotovoltaica, suponiendo unos ingresos anuales aproximados de 27.838,84 €. Este valor se ha estimado según los precios futuros de mercado eléctrico.

A continuación se muestra el resumen económico de la instalación fotovoltaica propuesta en la modalidad con excedentes:

Instalación FV		588,70 kWp
Consumo Anual (E_User)	729.064 kWh	
Generación Anual (E_PV)	811.237 kWh	
Fracción Fotovoltaica (PV_Frac)	111,27 %	
Autoconsumo estimado (E_solar)	310.603 kWh	
Fracción solar (Sol_Frac)	42,60 %	
Coste Anual Consumo eléctrico (FE_sin_PV)	66.758,99 €	
Coste Anual Consumo eléctrico con FV (FE_con_PV)	37.853,59 €	
Ahorro obtenido por Autoconsumo (FE_sin_PV – FE_con_PV)	28.905,40 €	
Modalidad Inst. FV Autoconsumo	CON EXCEDENTES	
Energía Excedentaria (E_exc)	500.634	
Venta energía excedentaria (FE_exc)	27.838,84 €	
Ahorro total (FE_sin_PV – FE_con_PV + FE_exc)	56.744,24 €	
Inversión (Cost_PV)	447.228,75 €	
Tiempo de amortización	7,88 años	
TIR - 25 Años (%)	11,69 %	
VAN - 25 Años (€)	939.876,25 €	

Tabla 7. Resumen económico Instalación Fotovoltaica 500 kWn [Elaboración propia]

6.1.2.- Propuesta Instalación Generadora con excedentes de 400 kWn

La instalación proyectada contará con una potencia en módulos de 472,70 kWp y 400 kWn en inversores. Estará compuesta por lo siguientes equipos principales:

- 815 módulos fotovoltaicos de 580 Wp cada uno.
- 3 Inversores de 100 kW cada uno
- 2 inversores de 50 kW cada uno

La instalación ocupará una superficie aproximada de 1.860 m², instalándose en ambas orientaciones de la cubierta existente. Se instala en ambas orientaciones para intentar aprovechar lo máximo posible el recorrido del sol y su radiación.

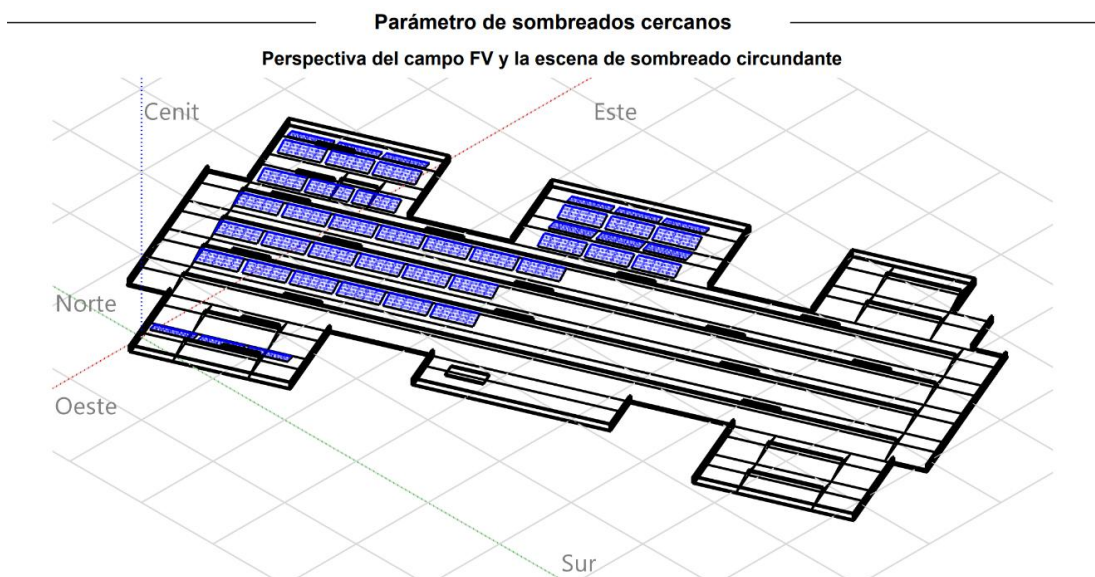


Ilustración 27. Ubicación estimada módulos fotovoltaicos cubierta. [Elaboración propia]

La imagen superior muestra una distribución inicial de la de la instalación fotovoltaica en cubierta. Esta distribución es preliminar, una vez se definida la instalación se adaptará de forma óptima a la cubierta existente.

Debido a la geometría de las cubiertas existentes, la mayor superficie útil para la ubicación de los módulos fotovoltaicos es la cubierta con orientación sudoeste, siendo solo disponibles por la incidencia de las sombras algunas de las cubiertas con orientación noreste.

A continuación se muestra una gráficas de las sombras estimadas que se van a producir en la instalación debido a la forma geometría de las cubiertas y los obstáculos existentes.

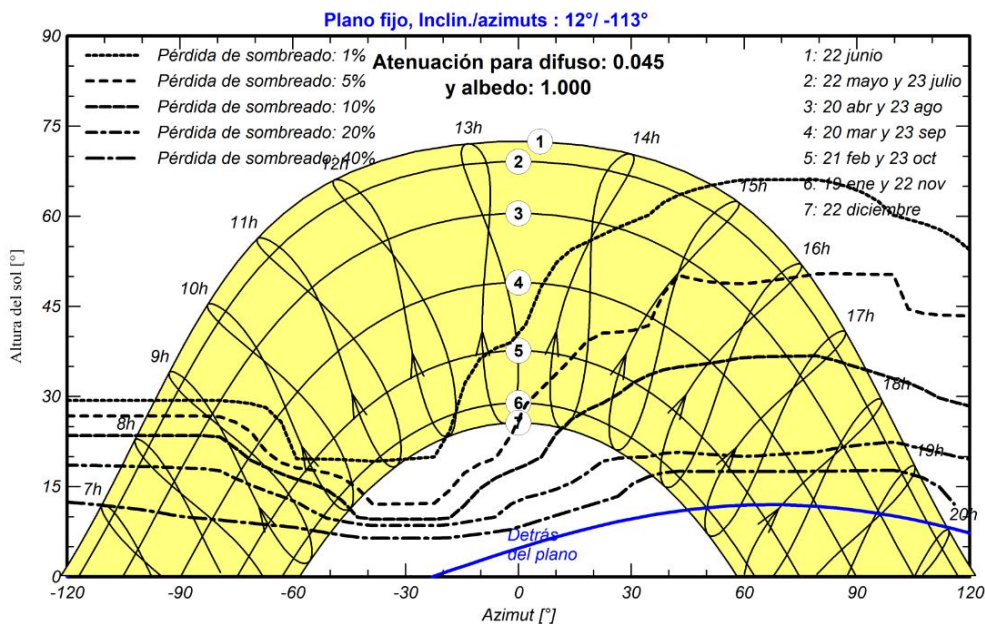


Ilustración 28. Sombras cubierta con orientación noreste [Imagen obtenida PVsyst]

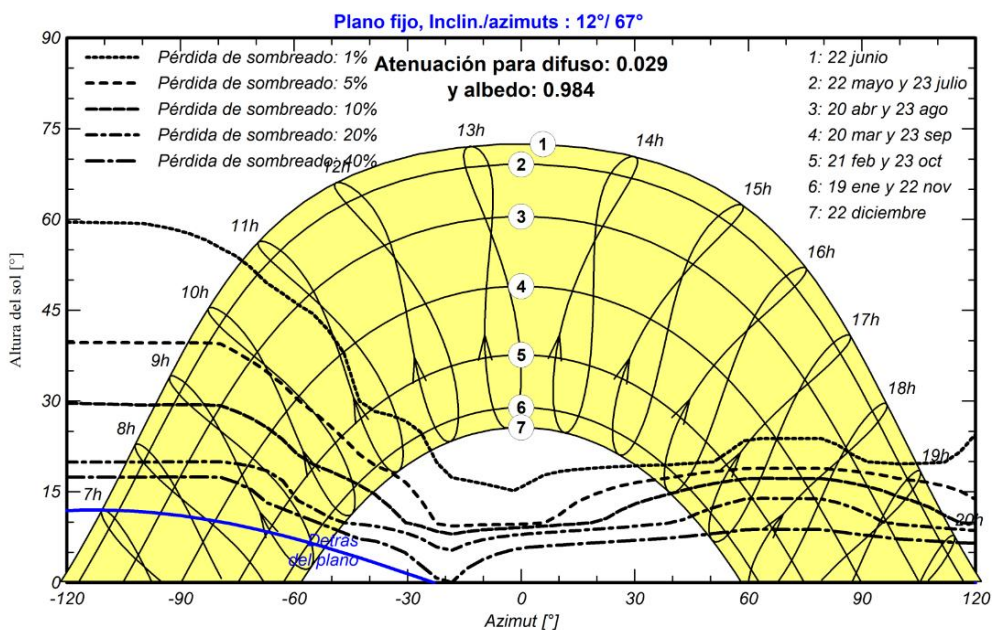


Ilustración 29. Sombras cubierta con orientación sudoeste [Imagen obtenida PVsyst]

Como se puede observar en las gráficas superiores, las sombras se producen según el recorrido del sol. En las primeras horas de la mañana las zonas con mayor incidencia solar son los módulos orientados hacia el noreste, mientras que los orientados hacia el sudoeste están parcialmente sombreados debido a que la geometría de la propia cubierta y los objetos existentes producen sombras. Por la tarde sucede lo contrario, la zona sombreada son los módulos orientados hacia el este.

Estas orientaciones permiten que la generación se adapte a la necesidad energética del suministro, generando energía tanto en horas de mañana como tarde.

Teniendo en cuenta la ubicación y la instalación propuesta, se puede estimar la generación anual media que se producirá. En la siguiente tabla resumen se pueden observar los principales datos energéticos de la instalación proyectada:

	E_user (kWh)	E_PV (kWh)	E_solar (kWh)	E_exc (kWh)	PV_Frac (%)	Sol_Frac (%)
Enero	77.790	24.506	18.656	5.851	31,50 %	23,98 %
Febrero	82.364	34.456	24.295	10.161	41,83 %	29,50 %
Marzo	75.652	55.973	29.538	26.434	73,99 %	39,05 %
Abril	65.524	64.577	28.824	35.753	98,55 %	43,99 %
Mayo	60.148	78.591	34.158	44.432	130,66 %	56,79 %
Junio	44.094	81.069	27.440	53.628	183,85 %	62,23 %
Julio	44.550	84.683	27.715	56.968	190,09 %	62,21 %
Agosto	37.327	78.375	22.264	56.111	209,97 %	59,64 %
Septiembre	45.794	58.201	21.370	36.831	127,09 %	46,66 %
Octubre	57.406	43.710	24.082	19.628	76,14 %	41,95 %
Noviembre	68.255	27.499	18.060	9.440	40,29 %	26,46 %
Diciembre	70.160	21.297	15.529	5.768	30,36 %	22,13 %
Total	729.064	652.937	291.931	361.006	89,56 %	40,04 %

Tabla 8. Resumen datos energéticos Instalación FV de 400 kWn [Elaboración propia]

El consumo total de las instalaciones de PCMASA 2 es 729.064 kWh, y el total de la energía generada que se va a poder aprovechar para autoconsumo es 291.931 kWh, es decir, se provechará un 44,71% de la energía generada para autoconsumo.

El autoconsumo va a cubrir el 40,04 % de la energía consumida, la energía restante se consumirá de la red debido a que no puede ser cubierta por el autoconsumo.

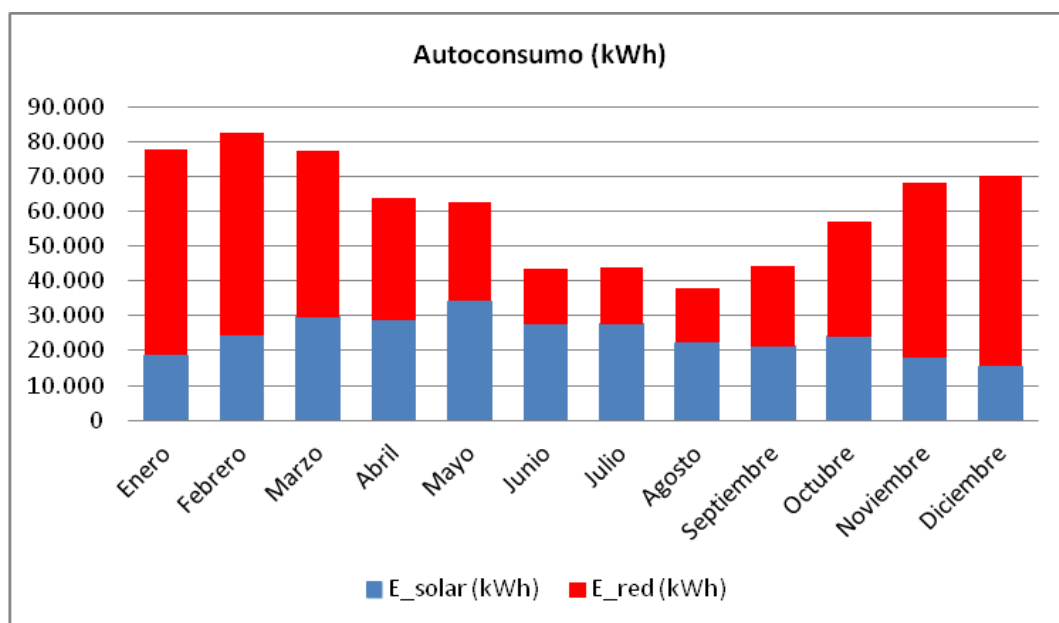


Ilustración 30. Gráfica autoconsumo estimado. [Elaboración propia]

A continuación, se muestra una grafica de la distribución de la generación:

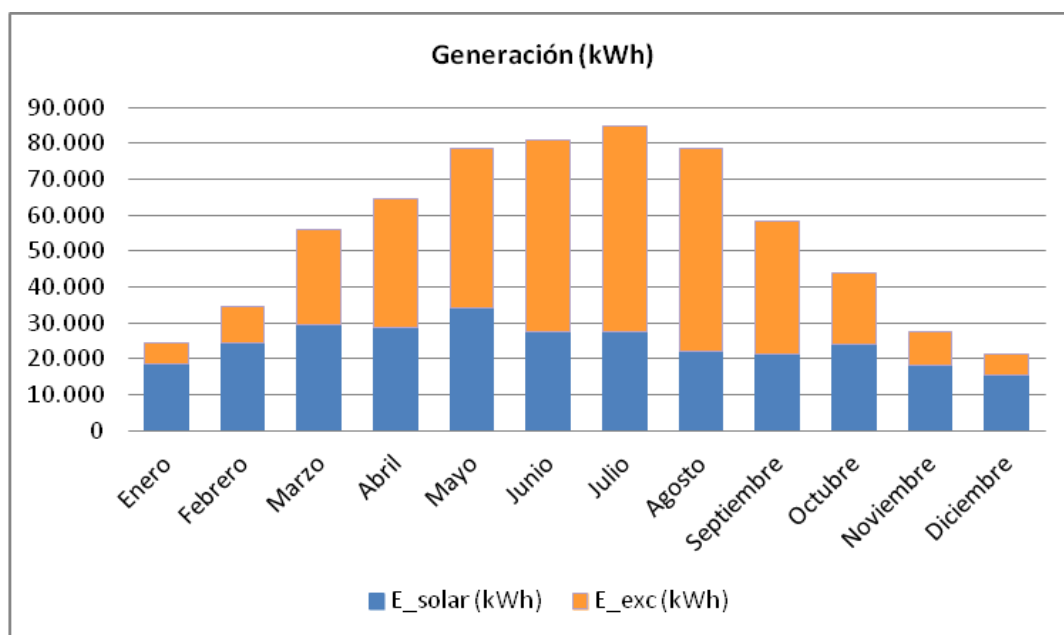


Ilustración 31. Gráfica distribución generación estimada. [Elaboración propia]

Los excedentes suponen el 59,96 % de la generación total de la instalación fotovoltaica, suponiendo unos ingresos anuales aproximados de 20.074,49 €. Este valor se ha estimado según los precios futuros de mercado eléctrico.

A continuación se muestra el resumen económico de la instalación fotovoltaica propuesta en la modalidad CON excedentes:

Instalación FV	472,70 kWp
Consumo Anual (E_User)	729.064 kWh
Generación Anual (E_PV)	652.937 kWh
Fracción Fotovoltaica (PV_Frac)	89,56 %
Autoconsumo estimado (E_solar)	291.931 kWh
Fracción solar (Sol_Frac)	40,04 %
Coste Anual Consumo eléctrico (FE_sin_PV)	66.758,99 €
Coste Anual Consumo eléctrico con FV (FE_con_PV)	39.614,53 €
Ahorro obtenido por Autoconsumo (FE_sin_PV – FE_con_PV)	27.144,45 €
Modalidad Inst. FV Autoconsumo	CON EXCEDENTES
Energía Excedentaria (E_exc)	361.006
Venta energía excedentaria (FE_exc)	20.074,49 €
Ahorro total (FE_sin_PV – FE_con_PV + FE_exc)	47.218,95 €
Inversión (Cost_PV)	364.404,75 €
Tiempo de amortización	7,72 años
TIR - 25 Años (%)	11,96 %

Tabla 9. Resumen económico Instalación Fotovoltaica 400 kWn [Elaboración propia]

6.1.3.- Propuesta Instalación Generadora sin excedentes de 80 kWn

La instalación proyectada contará con una potencia en módulos de 87,00 kWp y 80 kWn en inversores. Estará compuesta por lo siguientes equipos principales:

- 150 módulos fotovoltaicos de 580 Wp cada uno.
- 2 inversores de 40 kW cada uno

La instalación ocupará una superficie aproximada de 360 m², instalándose en ambas orientaciones de la cubierta existente. Se instala en ambas orientaciones para intentar aprovechar lo máximo posible el recorrido del sol y su radiación.

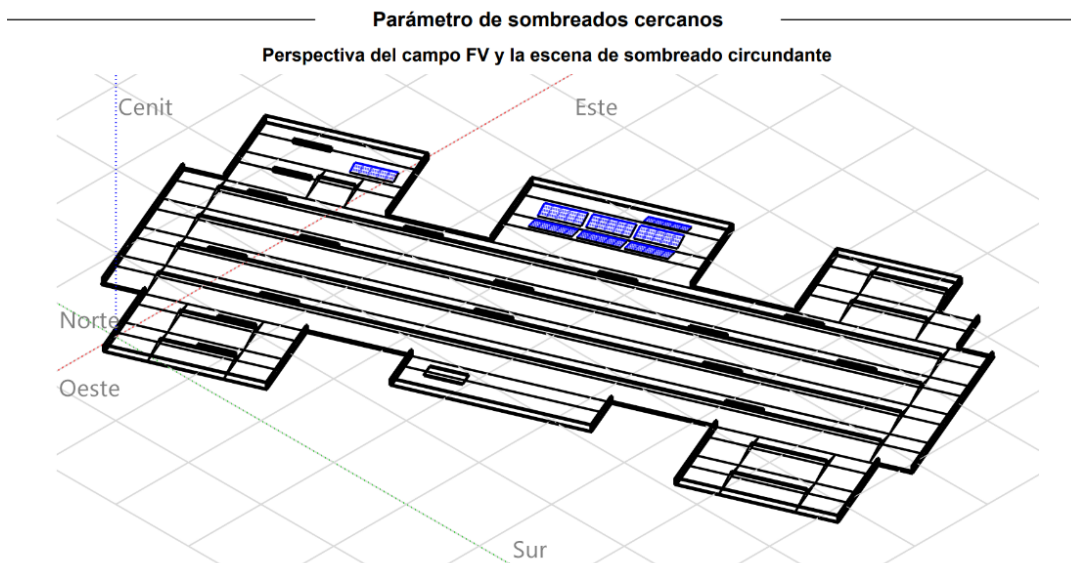


Ilustración 32. Ubicación estimada módulos fotovoltaicos cubierta. [Elaboración propia]

La imagen superior muestra una distribución inicial de la de la instalación fotovoltaica en cubierta. Esta distribución es preliminar, una vez se definida la instalación se adaptará de forma óptima a la cubierta existente.

Debido a la geometría de las cubiertas existentes, la mayor superficie útil para la ubicación de los módulos fotovoltaicos es la cubierta con orientación sudoeste, siendo solo disponibles por la incidencia de las sombras algunas de las cubiertas con orientación noreste.

A continuación se muestra una gráficas de las sombras estimadas que se van a producir en la instalación debido a la forma geometría de las cubiertas y los obstáculos existentes.

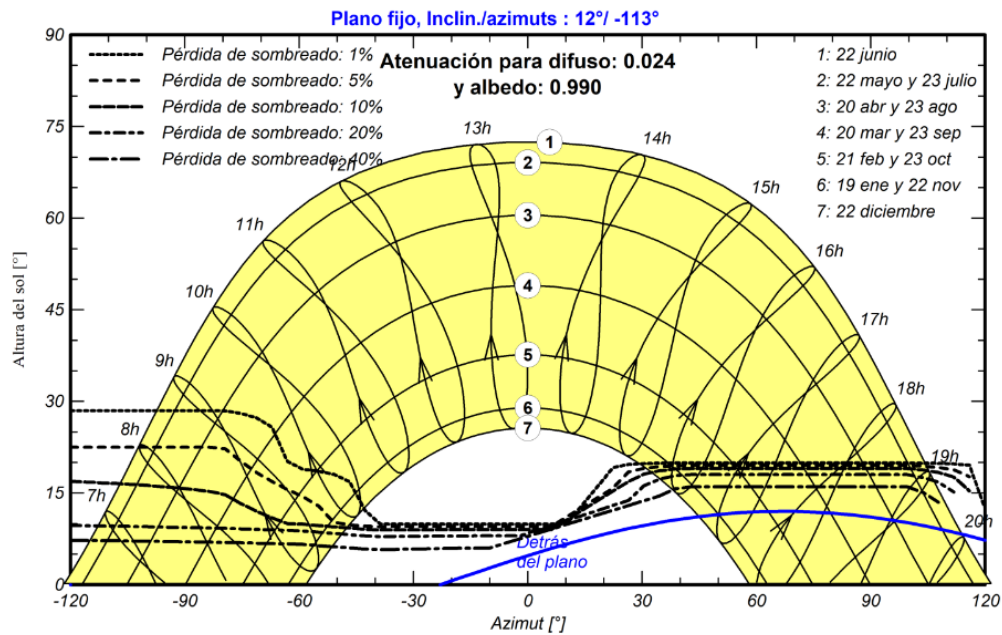


Ilustración 33. Sombras cubierta con orientación noreste [Imagen obtenida PVsyst]

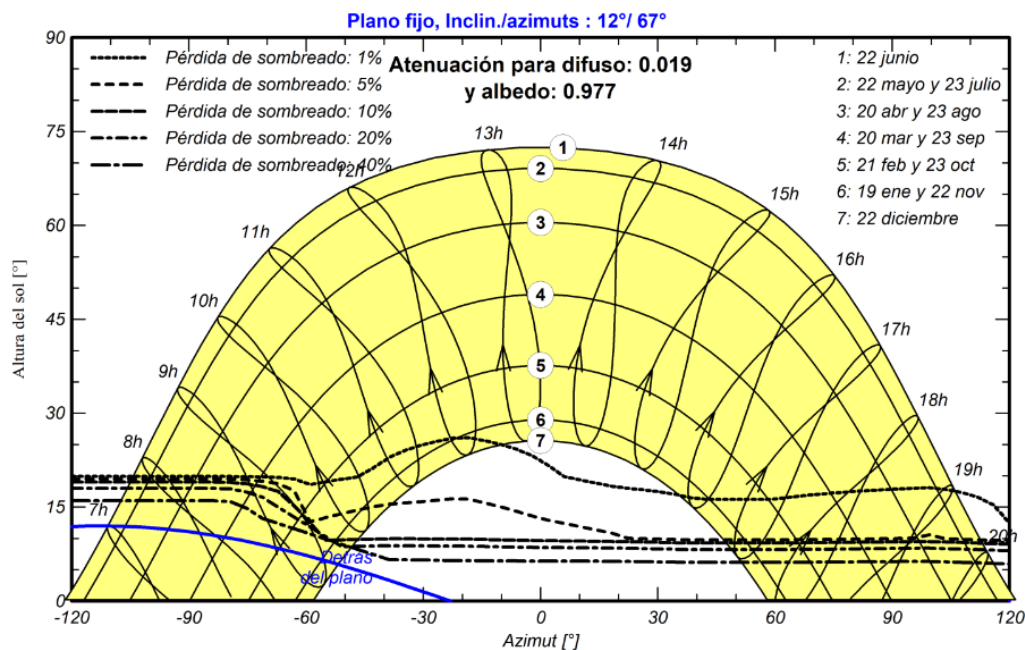


Ilustración 34. Sombras cubierta con orientación sudoeste [Imagen obtenida PVsyst]

Como se puede observar en las gráficas superiores, las sombras se producen según el recorrido del sol. En las primeras horas de la mañana las zonas con mayor incidencia solar son los módulos orientados hacia el noreste, mientras que los orientados hacia el sudoeste están parcialmente sombreados debido a que la geometría de la propia cubierta y los objetos existentes producen sombras. Por la tarde sucede lo contrario, la zona sombreada son los módulos orientados hacia el este.

Estas orientaciones permiten que la generación se adapte a la necesidad energética del suministro, generando energía tanto en horas de mañana como tarde.

Teniendo en cuenta la ubicación y la instalación propuesta, se puede estimar la generación anual media que se producirá. En la siguiente tabla resumen se pueden observar los principales datos energéticos de la instalación proyectada:

	E_user (kWh)	E_PV (kWh)	E_solar (kWh)	E_exc (kWh)	PV_Frac (%)	Sol_Frac (%)
Enero	77.790	4.286	4.286	0	5,51 %	5,51 %
Febrero	82.364	6.083	6.083	0	7,39 %	7,39 %
Marzo	75.652	10.121	9.556	0	13,38 %	12,63 %
Abril	65.524	12.033	11.976	0	18,36 %	18,28 %
Mayo	60.148	14.886	12.990	0	24,75 %	21,60 %
Junio	44.094	15.406	13.077	0	34,94 %	29,66 %
Julio	44.550	16.201	14.621	0	36,37 %	32,82 %
Agosto	37.327	14.711	12.591	0	39,41 %	33,73 %
Septiembre	45.794	10.709	10.004	0	23,38 %	21,85 %
Octubre	57.406	7.812	7.692	0	13,61 %	13,40 %
Noviembre	68.255	4.787	4.807	0	7,01 %	7,04 %
Diciembre	70.160	3.683	3.667	0	5,25 %	5,23 %
Total	729.064	120.719	111.350	0	16,56 %	15,27 %

Tabla 10. Resumen datos energéticos Instalación FV de 80 kWn [Elaboración propia]

El consumo total de las instalaciones de PCMASA 2 es 729.064 kWh, y el total de la energía generada que se va a poder aprovechar para autoconsumo es 111.350 kWh, es decir, se proveerá un 92,24% de la energía generada para autoconsumo.

El autoconsumo va a cubrir el 15,27 % de la energía consumida, la energía restante se consumirá de la red debido a que no puede ser cubierta por el autoconsumo.

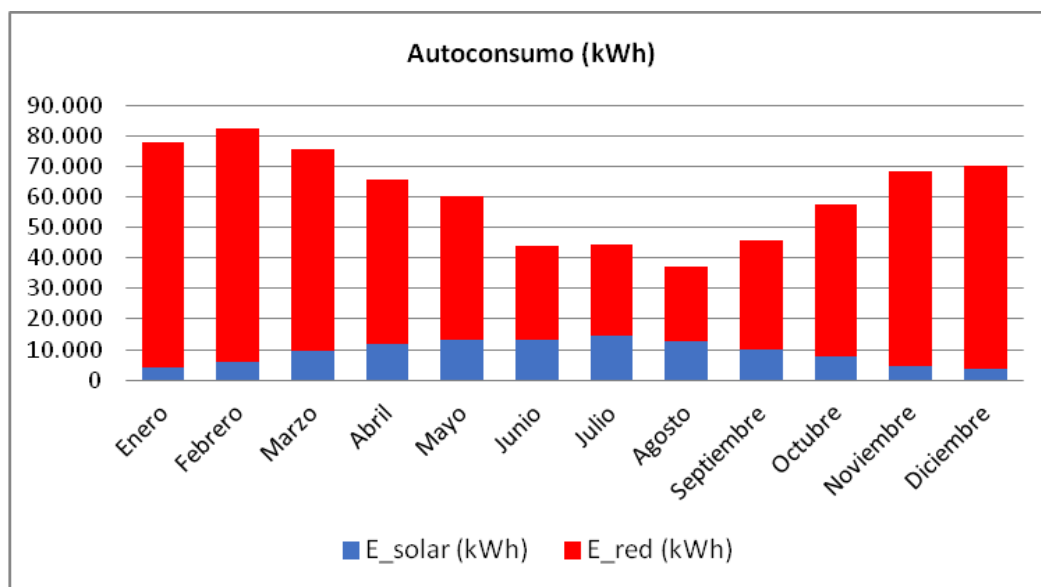


Ilustración 35. Gráfica autoconsumo estimado. [Elaboración propia]

En este caso, la instalación es sin excedentes, por lo tanto, no se genera energía sobrante.

A continuación se muestra el resumen económico de la instalación fotovoltaica propuesta en la modalidad SIN excedentes:

Instalación FV	87,00 kWp
Consumo Anual (E_User)	729.064 kWh
Generación Anual (E_PV)	120.719 kWh
Fracción Fotovoltaica (PV_Frac)	16,56 %
Autoconsumo estimado (E_solar)	111.365 kWh
Fracción solar (Sol_Frac)	15,28 %
Coste Anual Consumo eléctrico (FE_sin_PV)	66.758,99 €
Coste Anual Consumo eléctrico con FV (FE_con_PV)	56.524,89 €
Ahorro obtenido por Autoconsumo (FE_sin_PV – FE_con_PV)	10.234,10 €
Modalidad Inst. FV Autoconsumo	SIN EXCEDENTES
Energía Excedentaria (E_exc)	0 kWh
Ahorro total (FE_sin_PV – FE_con_PV + FE_exc)	10.234,10 €
Inversión (Cost_PV)	78.455,00 €
Tiempo de amortización	7,67 años
TIR - 25 Años (%)	11,41 %
VAN - 25 Años (€)	159.743,21 €

Tabla 11. Resumen económico Instalación Fotovoltaica 80 kWn [Elaboración propia]

6.2.- Instalaciones óptimas para una base militar: Particularidades PCMASA2

La Base militar mixta PCMASA 2 cuenta con una Guía elaborada por el Ministerio de Defensa referente al Desarrollo de este tipo de proyectos “Guía de buenas prácticas sobre el desarrollo de proyectos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en el Ministerio de Defensa”.

A continuación se detallan los puntos principales a tener en cuenta:

- Las recomendaciones indicadas en esta guía son aplicables a instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo de hasta, aproximadamente, 100 kW, las cuales pueden disponer, o no, de sistemas de almacenamiento. Las instalaciones que superen esta capacidad deben ser objeto de estudios particularizados.
- Periodo de recuperación de la inversión: el periodo de amortización de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo sin almacenamiento generalmente oscila entre 5 y 8 años, dependiendo de factores como la inversión inicial de la instalación, la ubicación y los “ahorros” previsto en la factura eléctrica. Cuando el sistema incluye almacenamiento, el periodo de amortización aumenta, entre 8 y 12 años, debido a una mayor inversión inicial.
- Se recomienda diseñar la instalación fotovoltaica para la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, diseñando la instalación de acuerdo a las necesidades existentes de consumo. En caso de considerar adecuado o en situaciones en las que el consumo sea muy fluctuante a lo largo del año y exista una cantidad de energía excedentaria considerable, se sugiere considerar sistemas de almacenamiento y otros sistemas

Teniendo en cuenta los criterios comentados en la guía, las instalaciones propuestas que mejor se adaptan son las siguientes:

- **Desde el punto de vista energético:**

Instalación Fotovoltaica de 500 kW nominales en inversor y 588,70 kWp en módulos fotovoltaicos. Esta instalación es la más interesante desde el punto de vista energético, debido a que cubre el 41,30% del suministro eléctrico de PCMASA2.

- **Desde el punto de vista económico:**

Instalación Fotovoltaica de 80 kW nominales en inversor y 87,00 kWp en módulos fotovoltaicos. Esta instalación cumpliría los criterios de potencia inferior a 100 y cubriría el 15,64% de las necesidades del suministro.

Ambas instalaciones se proponen en la modalidad sin excedentes, tal y cómo se recomienda en la Guía.

La instalación que cumpliría con todas las recomendaciones de la guía de las propuestas en este apartado, sería la instalación con una potencia de 80 kW.

6.3.- Propuesta más idónea

De todas las instalaciones que hemos analizado, y tenido en cuenta las particularidades del PCMASA 2, la instalación que se considera que es la más adecuada es la de 80 kW. Como se puede observar, en los resultados de los estudios energéticos y económicos de esta instalación, el porcentaje de Fracción solar (Sol_Frac) no son tan elevados como los obtenidos con otras potencias instaladas, esto se debe a las características de la propia Instalación PCMASA 2 que vamos a estudiar a continuación:

6.3.1.- Distribución consumos

Según podemos observar en los datos de consumo aportados por el parque, los meses en los que el consumo es mayor es en los meses de invierno (Noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo), en este periodo la generación de la instalación fotovoltaica es menor debido a que hay menos hora de sol. Ocurre lo contrario en los meses de verano, el consumo es inferior pero la generación es mayor

A la hora de dimensionar la instalación fotovoltaica, se ve muy claro debido a que al aumentar la potencia de la instalación fotovoltaica, aumenta la Fracción solar, es decir, aumenta la energía autoconsumida, pero también aumentan los excedentes que se generan en verano.

Para poder hacernos una idea más clara de como afectan la distribución de los consumos a la Fracción solar, se ha realizado la hipótesis de desplazar los consumos de inviernos a verano para que los mayores consumos se produzcan cuando más irradiancia de sol hay y más energía se genera. Para ello se han desplazado los consumos 5 meses, por ejemplo el consumo de febrero será el de julio y así sucesivamente.

A continuación, se muestra la tabla con los resultados obtenidos:

Potencia	80 kW		100 kW		200 kW	
Consumo	Original	Desplazado	Original	Desplazado	Original	Desplazado
PV_Frac	15,64%	15,64%	19,86%	19,863%	42,92%	42,92%
Sol_Frac	14,68%	15,43%	17,59%	18,86%	29,48%	30,62%
Aprovechamiento	93,84%	98,22%	88,57%	94,61%	68,68%	71,23%

Tabla 12. Comparativa consumos desplazados [Elaboración propia]

Se puede observar como al desplazar los consumos de invierno a verano, la fracción solar mejora al desplazar los consumos, por el contrario la fracción fotovoltaica no varía debido a que la generación el consumo se mantiene.

También se puede observar como mejora el aprovechamiento solar al desplazar los consumos.

6.3.2.- Inclinación y orientación cubiertas edificio

La inclinación y orientación de las cubiertas tienen un papel importante en la producción de energía. La orientación de los módulos nos permite adaptar ligeramente la producción de energía a los consumos del edificio, es decir, si nuestros consumos son principalmente por la mañana los módulos se orientarían al este; si por el contrario, los consumos principales fueran por la tarde, se orientarían hacia el oeste debido al recorrido del sol. Los consumos normalmente se encuentran distribuidos a lo largo del día, por ello se busca que la instalación fotovoltaica genere energía a lo largo de todo el día, orientándose hacia el sur o utilizando orientaciones este-oeste.

Si la instalación se ubica sobre una cubierta plana o sobre suelo, se puede adaptar tanto con la orientación o con la inclinación del sol a los datos óptimos para la producción.

En el caso del parque PCMASA 2 la cubierta del edificio dispone de dos orientaciones noreste (-113º azimut) y sudoeste (67º azimut), ambos con una inclinación estimada de 25º respecto a la horizontal. No siendo posible variar la orientación ni la inclinación del tejado existente.

Para comprobar como afecta a la producción se han realizado simulaciones modificando la orientación existente de los tejados buscando la orientación e inclinación óptima para el perfil de consumos del parque. La orientación óptima de esta instalación se ha calculado teniendo en cuenta que los consumos se producen principalmente en horario de mañana, los módulos deberían orientarse hacia el sureste, con un azimut de -30º, y una inclinación de 30º respecto a la horizontal.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de los resultados obtenidos con los anteriores casos estudiados

Potencia	80 kW		100 kW		200 kW	
Consumo	Original	Orientacion Este	Original	Orientacion Este	Original	Orientacion Este
PV_Frac	15,64%	20,09%	19,86%	25,61%	42,92%	54,45%
Sol_Frac	14,68%	18,21%	17,59%	21,82%	29,48%	35,78%
Aprovechamiento	93,84%	90,65%	88,57%	85,19%	68,68%	65,70%

Tabla 13. Comparativa factores modificación orientación [Elaboración propia]

Se puede observar como al modificar la inclinación e orientación con las óptimas para el perfil de consumo, la curva de producción se desplaza hacia la mañana, siendo mayor la coincidencia entre la generación y la demanda.

En este caso, el porcentaje de fracción solar y fracción fotovoltaica aumenta respecto al valor original.

6.4.- Conclusiones

Las propuestas se han adaptado a las necesidades energéticas de PCMASA 2, teniendo en cuenta el perfil de demanda existente en el parque y las características de los tejados donde se pretende ubicar la fotovoltaica.

La nave propuesta para ubicar la instalación fotovoltaica se ha elegido por su cercanía al punto de vertido de la energía teniendo en cuenta pérdidas energéticas por longitud de cableado y ubicación de cuadro eléctrico.

Si comparamos la amortización de las instalaciones y el TIR obtenido, comprobamos que los datos obtenidos son similares. Este se debe a los valores de inversión a realizar y el ahorro que se produce debido a la diferencia en el dimensionamiento de las instalaciones.

La modalidad sin excedentes de la instalación fotovoltaica, a nivel legalización, conlleva un tiempo de tramitación más corto debido a que no se realiza trámite con la Distribuidora. Por el contrario, una instalación fotovoltaica con excedentes conlleva trámite con Distribuidora para obtener los permisos necesarios para realizar el vertido de los excedentes a red, por lo que el tiempo de tramitación es más largo.

Tras estudiar los resultados obtenidos, se considera que la instalación óptima, **desde un punto de vista económico**, para PCMASA 2 es la Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes de 80 kWn, debido a que los datos obtenidos de amortización y TIR ofrecen mejores resultados. Además, cumple con las recomendaciones incluidas en la guía elaborada por el Ministerio de Defensa.

Si por el contrario, valoramos la instalación **desde un punto de vista energético**, la instalación que más se adapta a las necesidades energéticas de la instalación es la instalación de 500 kWn, debido a que los datos de la fracción solar a partir de este valor crecen más lentamente, representando que, aunque se aumente la potencia instalada, no va a aumentar la energía que se autoconsume.

Para cualquiera de las instalaciones propuestas, no se contemplaría un sistema de almacenamiento debido al aumento de inversión, conllevando un aumento de la amortización del proyecto, sin que se produzca un aumento significativo de la fracción solar.

6.5.- Propuesta Final

Tras valorar individualmente las instalaciones propuestas valoradas, y teniendo en cuenta los requisitos que se indican en la guía del ministerio de defensa, se considera que la instalación fotovoltaica más adecuada para el parque PCMASA2 es la instalación con una potencia de 80 kW en la modalidad sin excedentes.

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se presentan los diferentes componentes que forman parte de la instalación fotovoltaica. A su vez, se determinan los dispositivos que se van a utilizar en la instalación en base a un pequeño estudio de mercado entre algunos distribuidores minoristas. Se comprueba la compatibilidad eléctrica entre los módulos e inversor seleccionados y se define su ubicación. Finalmente, se estiman los metrajes y secciones del cableado necesario, así como las protecciones eléctricas para la instalación.

7.1.- Módulos Fotovoltaicos

El elemento principal del módulo es la célula solar, el modelo utilizado para representar su comportamiento eléctrico se muestra en la siguiente figura:

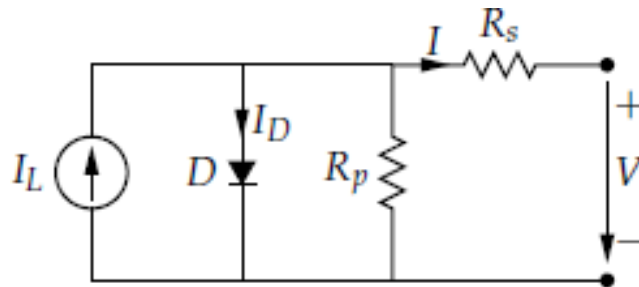


Ilustración 36. Circuito equivalente de una célula solar [4]

Las pérdidas en los conductores y las pérdidas de fuga se representan añadiendo al modelo una resistencia en serie (R_s) y una resistencia paralelo (R_p). La fuente de corriente (I_L) colocada en paralelo representa la corriente fotogenerada, mientras que la de oscuridad, debido a la recombinación de portadores, que ocurre cuando un electrón cambia de banda y deja un hueco, es ocupado por otro electrón de su misma banda es el diodo [D].

Las curvas I-V y P-V de una célula se representan en la siguiente gráfica:

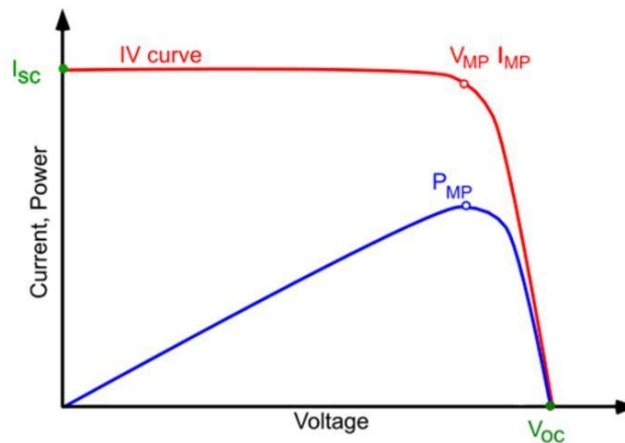


Ilustración 37. Curva I-V y P-V de una célula fotovoltaica [5]

En ella, se muestran los parámetros característicos de una célula fotovoltaica, como son:

- V_{oc} : Tensión de circuito abierto ($I=0$)
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito ($V=0$)
- V_{MP} : Tensión en el punto de máxima potencia
- I_{MP} : Corriente en el punto de máxima potencia
- P_{MP} : Potencia máxima

La curva característica de una célula fotovoltaica, sigue unos estándares de medidas. Se definen las condiciones estándar de medida como Irradiancia de 1000W/m^2 , temperatura de célula de 25°C y distribución espectral AM 1,5G.

A pesar de que la célula es capaz de generar energía, no puede satisfacer por si sola las necesidades convencionales debido a que se requieren cargas más elevadas. Por ello, las células se asocian en serie y paralelo con el objetivo de aumentar la tensión y la corriente de salida y, por lo tanto, la potencia. El conjunto de células se denomina módulo fotovoltaico.

Los valores de la energía media disponible de una cantidad de módulos fotovoltaicos con una orientación e inclinación determinada, junto con su rendimiento y su potencia nominal, son los parámetros determinantes de la producción eléctrica de los paneles.

Existen diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos, cada una con diferentes características y aplicaciones específicas.

- Módulos de silicio monocristalino: Estos módulos están hechos de una sola pieza de silicio monocristalino, lo que les da una apariencia uniforme y una alta eficiencia. Son más costosos de producir que otros tipos de módulos, pero son muy eficientes y duraderos.
- Módulos de silicio policristalino: Estos módulos están hechos de múltiples piezas de silicio policristalino. Son menos eficientes que los módulos monocristalinos, pero son más económicos de producir y son muy comunes en la mayoría de las instalaciones solares.
- Módulos de película fina: Estos módulos están hechos de capas de material semiconductor muy delgado, como el telururo de cadmio o el silicio amorfo. Son menos eficientes que los módulos de silicio, pero son más económicos de producir y se pueden integrar en superficies flexibles, lo que les permite ser utilizados en una variedad de aplicaciones.

En cuanto a los cristales, los módulos fotovoltaicos pueden utilizar diferentes tipos de materiales para cubrir y proteger las células fotovoltaicas. Estos materiales incluyen vidrio templado, vidrio texturizado, vidrio antirreflectante, plásticos resistentes a los rayos UV y otros materiales similares. La selección del material de la cubierta dependerá de varios factores, como la eficiencia de conversión, la resistencia mecánica, la estabilidad térmica, la transmisión de luz y la durabilidad

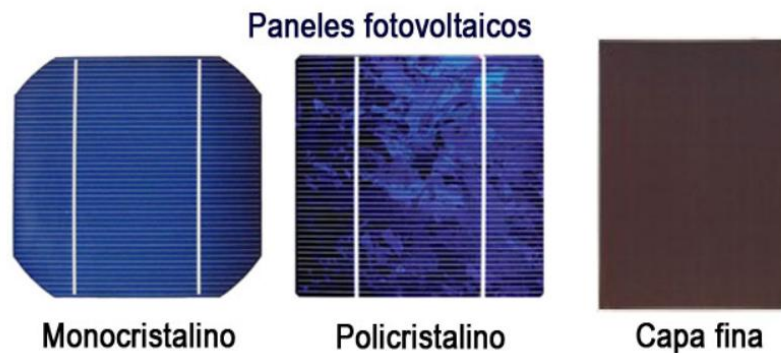


Ilustración 38. Tipos de módulos solares [6]

Los factores que cambian entre los distintos tipos de módulos fotovoltaicos y cristales incluyen la eficiencia de conversión, la vida útil, la densidad de potencia, el costo y la estética. A continuación se definen los factores principales:

- Eficiencia de conversión: es el porcentaje de luz solar que se convierte en electricidad. A mayor eficiencia, más electricidad puede generar el panel.

Los módulos monocristalinos suelen tener una mayor eficiencia que los módulos policristalinos

- Vida útil: Se refiere al tiempo que un módulo puede generar electricidad sin degradarse. Suele estar entre 25 y 30 años aproximadamente, aunque la mayoría de los módulos siguen produciendo electricidad después de este periodo de tiempo.
- Densidad de potencia: Es un indicador que relaciona la potencia de un sistema fotovoltaico con la superficie que ocupa. Se mide en MWp por hectárea (MWp/ha).
- Coste del módulo fotovoltaico
- Estética: Como se puede observar en la imagen superior, el cristal del módulo difiere en el tipo de módulo, afectando a su estética.

Cada año, surgen nuevos modelos de módulos fotovoltaicos, lo que dificulta la elección del prototipo a utilizar para una instalación, por la gran cantidad de posibilidades que se ofertan. Para acotar la selección, se muestra en la siguiente tabla un ranking publicado por la plataforma “PV Magazine”, en el cual se muestran los mayores fabricantes de módulos solares fotovoltaicos durante el primer semestre del año 2024, en función de nueve criterios: experiencia de fabricación, capacidad de fabricación, integración vertical, tasas de utilización de la capacidad, madurez tecnológica, I+D, condiciones financieras, adhesión a la gobernanza social medioambiental (ESG) y responsabilidad social corporativa (RSC), y disponibilidad de certificaciones de terceros.

Rank	Headquarters	Manufacturer
1	China	Jinko Solar
2	China	LONGi Green Energy
3	China	JA Solar
4	China/Canada	Canadian Solar
5	China	Trina Solar
6	India	Adani Solar
7	China	Tongwei
7	China	Astronergy
8	China	DMEGC Solar
9	Singapore	EliTe Solar
9	Japan	VSUN SOLAR
9	China	Risen Energy
10	Singapore	Maxeon Solar Technologies

Tabla 14. Ranking mundial de fabricantes de módulos solares H1 2024 [7]

A partir de los principales fabricantes, se ha realizado una búsqueda de los módulos disponibles en el mercado y los mejor valorados. A continuación, se muestra en la siguiente tabla los módulos fotovoltaicos mejor valorados en el mercado:

Modelo	Potencia (W)	Eficiencia	Tecnología	Garantía
JA Solar	570 W	21,3 %	Half-Cell, PERC	12 años producto / 25 años rendimiento
Jinko Tiger NEO N-Type	585 W	21,4 %	N-Type, Bifacial	12 años producto / 25 años rendimiento
Jinko Tiger PRO	535 W	20,75 %	Bifacial	10 años producto / 25 años rendimiento
GMSolar	470 W	20,5 %	Monocrystalino, M-PERC	12 años producto / 30 años rendimiento
SunPower Maxeon 6	425 W	22,8 %	IBC (células interdigitadas)	12 años producto / 12 años rendimiento
REC Alpha Pure	405W	22,2 %	Heterojunction (HJT)	12 años producto / 25 años rendimiento

Tabla 15. Módulos fotovoltaicos mejor valorados [8]

A partir de los datos expuestos anteriormente, se acotan como posibles fabricantes de módulos a Jinko Solar y JA Solar.

En el caso de PCMASA 2, al plantearse estructura coplanar, es decir, con la misma orientación e inclinación de la cubierta, no se plantea escoger un módulo bifacial. Por lo tanto, el módulo escogido para el proyecto será JA solar de 570 Wp

7.2.- Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos es un punto muy importante a la hora de realizar una instalación fotovoltaica debido a que debe sujetar los módulos fotovoltaicos, soportar su peso y resistir ante los distintos efectos climatológicos, principalmente el viento.

De forma general las estructuras se pueden clasificar para tejados inclinados, tejados planos o suelo. Dependiendo de cada caso la estructura puede ser triangular o coplanar.

En el caso de los tejados de la nave que componen PCMASA 2, las cubiertas están compuestas por chapa metálica con una inclinación estimada de 26° respecto a la horizontal. Este tejado permite instalar una estructura soporte de los módulos coplanar.

La estructura coplanar es un sistema de soporte que coloca los paneles solares en un mismo plano, ya sea horizontal o vertical, es decir, el módulo se coloca con la misma orientación e inclinación de la cubierta existente. Las principales ventajas de instalar este tipo de estructura es:

- Seguras y resistentes a la intemperie
- Ligeras, aportan menor peso a la cubierta.
- Mas económicas
- Fáciles y rápidas de montar

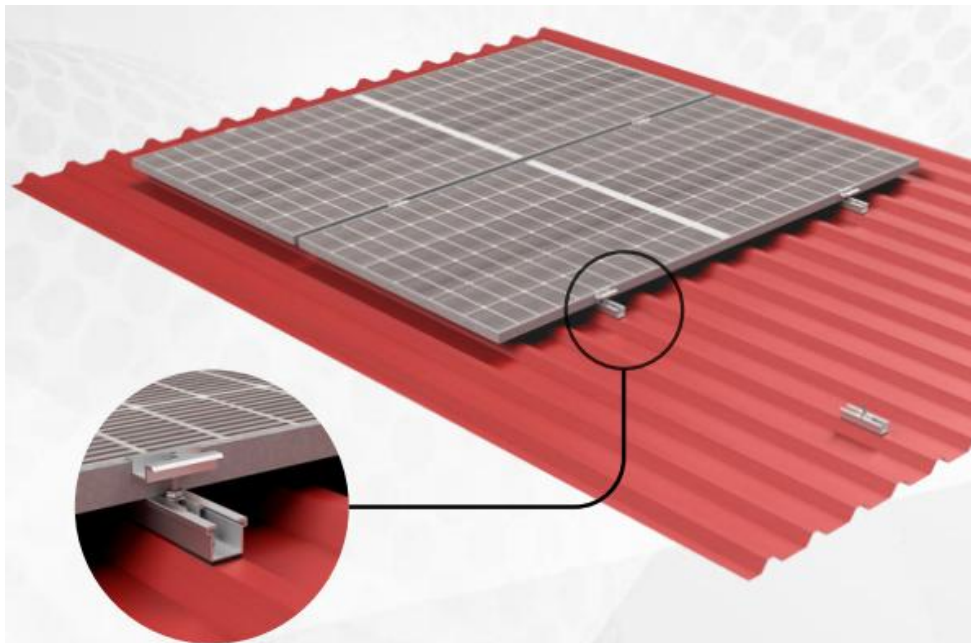


Ilustración 39. Estructura coplanar [9]

7.3.- Inversor fotovoltaico

A la salida de los módulos se tiene corriente continua, la cual no puede ser usada en una vivienda, o inyectada a la red, puesto que en estos casos se requiere corriente alterna.

El inversor fotovoltaico en una instalación es un dispositivo eléctrico que convierte la corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), permitiendo variar parámetros como frecuencia, tensión y corriente de salida.

La importancia del inversor en una instalación fotovoltaica radica en que, sin él, la energía producida por los paneles solares no se podría utilizar en el hogar o vender a la red eléctrica. Además, el inversor garantiza que la energía se produzca de manera eficiente y que la salida de energía cumpla con los estándares de calidad y seguridad requeridos.

Los inversores pueden realizar un control para buscar el punto de máxima potencia (MMPT), que actúe sobre su entrada, imponiendo una tensión de trabajo a los módulos. El objetivo de ello es ir variando dicha tensión con algoritmos, para alcanzar el punto de máxima potencia.

Existen distintos tipos de inversores, a continuación se describen los principales:

- Inversores de string: El funcionamiento de estos inversores consiste en la conexión en serie de los paneles y se agrupan en ramales. Cada ramal se conecta a un único inversor, el cual es el encargado de convertir la corriente continua a corriente alterna. Actualmente son los inversores más usados a nivel mundial. Dan solución a todo tipo proyectos de pequeño, mediano y gran tamaño.
- Microinversores: Estos inversores se instalan en cada módulo solar de manera individual. Cada uno de ellos convierte la energía in situ, en algunos casos pueden integrarse en el módulo fotovoltaico o en la estructura metálica.

Son algo más eficientes que los inversores string, pero tiene varias desventajas como su mayor costo en grandes instalaciones y el propio coste de mantenimiento es mucho mayor. Son utilizados para zonas en las cuales algún panel puede tener una sombra o un rendimiento menor y que así no perjudique a toda la instalación.

- Optimizadores de potencia: Al igual que los microinversores se encuentran individualmente junta a cada módulo fotovoltaico pero la diferencia es que estos siguen enviando energía a un inversor centralizado. Su funcionamiento se basa en fijar un voltaje modificando así su curva de Intensidad-Tensión, es decir, convierte la corriente continua en continua hasta que llega al inversor central y realiza la conversión a alterna.
- Inversores híbridos: Este tipo de inversores se puede usar tanto para instalaciones conectadas a la red como para instalaciones aisladas. Se utilizan en sistemas de energía renovable que tienen una fuente de energía de respaldo, como un generador de combustible o una batería. Los inversores híbridos pueden cambiar automáticamente entre la fuente de energía principal y la de respaldo según sea necesario.

En el caso de este proyecto, se ha optado por un inversor de string debido al tamaño de la instalación y diversos factores como:

- Módulos con distinta orientación.

- Ubicación módulos de fácil acceso.
- Conexión en serie de los módulos.
- Varias entradas de máxima potencia (MPPT).
- Ahorro económico debido al tamaño de la instalación.
- Fácil mantenimiento.

Teniendo en cuenta la existencia de dos puntos de trabajo diferentes, como consecuencia de las dos orientaciones, se debe buscar un inversor que tenga al menos dos entradas del seguimiento del punto de máxima potencia. Esto es debido a que cada una de las orientaciones del generador trabaja en cada instante a distintos puntos de trabajo por las diferencias en las condiciones de operación, fundamentalmente en cuanto a radiación incidente.

Como las dos series de módulos estarán trabajando a dos puntos trabajo diferentes, en ningún momento del año se va a alcanzar la potencia máxima que se alcanzaría con una sola orientación.

Considerando las necesidades anteriormente mencionadas, se ha tenido en cuenta el ranking de los principales fabricantes de inversores del año 2022 del portal "PV Magazine". Los dos principales proveedores fueron Huawei y Sungrow, Huawei con una cuota de mercado del 29% en 2022 y un aumento de envíos interanual del 83%; Sungrow, por su parte, aumentó su cuota de mercado al 23% en 2022.

Por ello, y por la relación entre coste y potencia, se ha elegido a Huawei como fabricante del inversor para este proyecto. En concreto se ha elegido el modelo **SUN2000-40KTL-M3 de 40 kW**.

7.4.- Características Instalación de Baja Tensión

7.4.1.- Corriente Continua (DC)

Los módulos de cada serie o string se conectarán en serie, uniéndose parcialmente en un cuadro de primer nivel en las que se integrarán los fusibles de protección de cada string, así como la protección de sobretensiones de continua. Desde este cuadro saldrá una línea hacia cada entrada MPPT del inversor.

Teniendo en cuenta que la instalación será considerada como local mojado, acorde al REBT, el cableado del mismo se realizará mediante canalizaciones aislantes con grado de resistencia a la corrosión equivalente a 5 y se emplearán cables de cobre con aislamiento 0,6/1kV. Todos los empalmes serán IP65. El conductor empleado para toda la instalación en corriente continua será del tipo XLPE denominado comercialmente como cable solar H1Z2Z2-K (XLPE) Cu 0,6/1 kV,

El cuadro de corriente continua de protección de las series se ubicará próximo a los inversores, de forma que se minimicen las tiradas de cableado.

Este cuadro estará protegido contra contactos directos, de manera que los elementos activos sean inaccesibles.

Se colocarán fusibles seccionadores tanto en el polo positivo como en el polo negativo de la serie, como protección y para aislar partes de las agrupaciones de módulos del generador, facilitando así las labores de mantenimiento y aislamiento de parte defectuosas.

También se colocarán descargadores a tierra o varistores conectados a tierra, de esta forma será protegido para sobretensiones y sobreintensidades.

7.4.2.- Corriente Alterna (AC)

El circuito de Baja Tensión de Corriente alterna comprende desde la salida del inversor hasta la conexión con la red interna del punto de suministro.

La sección de cableado desde la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones de AC será la adecuada a la corriente que pase y al modo de instalación siguiendo las secciones mínimas indicadas en la ITC-BT-19 y ITC-BT-40.

Se instalará un interruptor general magnetotérmico de accionamiento manual, tipo tetrapolar, con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía eléctrica distribuidora en el punto de conexión.

También se dotará al sistema de protección diferencial para la protección frente a contactos indirectos, mediante la colocación de un interruptor automático diferencial tetrapolar, con objeto de proteger a las personas en caso de derivación de cualquier elemento de la instalación.

Se instalará un interruptor magnetotérmico por cada inversor que componga la instalación.

También se colocarán descargadores a tierra o varistores conectados a tierra, de esta forma será protegido para sobretensiones y sobreintensidades.

El cableado, tanto el que sale como el que llega a los cuadros de protección se llevará bajo bandeja aislante. Se utilizarán canalizaciones para todos los tramos del cableado. Estas tendrán las secciones aconsejadas por la ITC-BT-21. Estas canalizaciones también deberán cumplir con la norma UNE-EN 50086, en cuanto a características mínimas.

Los conductores empleados en la instalación de baja tensión en la parte de alterna serán RZ1-K(AS), para el cable de salida del inversor al cuadro de protecciones AC, y para la conexión con el Cuadro general de Baja Tensión existente (CGBT).

Los cables RZ1-K(AS) son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendados para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, tubos o enterrados. Dada su gran facilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad. Y en locales de pública concurrencia.

Los cables de conexión deberán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

7.4.3.- Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el R.D. 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (modificaciones en el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en las instrucciones ITC BT-18 e ITC BT-40, sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones conectadas a la red.

En concreto, la ITC BT 40, en su apartado de puesta a tierra, en la que se cita que las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la ITC_RAT 13 “INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA” DEL R.D. 337/2014, del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus ITCs, ITC-RAT 01 a 23.

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a esta: aisladas, asistidas o interconectadas.

En el caso de la instalación de este proyecto, se trata de una instalación generadora interconectada, por lo que la normativa aplicable es el apartado 8.2.3 de la ITC BT 40 para “Instalaciones generadoras interconectadas, conectadas a instalaciones receptoras que pueden ser alimentadas, de forma simultánea o independiente, por dichos grupos o por la Red de Distribución Pública”.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica tanto de la sección de continua (módulos y estructura) como la de alterna (inversor) estarán conducidas a una única tierra. Esta conducción de protección se conectará a la tierra del edificio, siempre y cuando se garantice una tensión de contacto no superior a los 24 V al considerarse un local húmedo.

La puesta a tierra de protección de las masas metálicas para la parte de continua consistirá en la unión de todos los marcos metálicos de los módulos con la estructura soporte.

Además, la protección contra contactos indirectos se asegurará mediante la instalación de elementos de clase II o con doble aislamiento.

En la parte de corriente alterna la I_{dca} viene especificada por la sensibilidad del diferencial (300mA). De este modo los valores obtenidos son:

- $R_{ac} < 80 \Omega$
- $I_{d ac} = 0,3 A$
- $U_{c ac} < 24V$

Dichos valores deberán ser comprobados in situ para la resistividad real del terreno y la resistencia de la puesta a tierra.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460-5-54 apartado 543.1.1.

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

Tabla 16. Tabla secciones puesta a tierra [Norma UNE 20.460-5-54]

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

Los valores de la tabla solo son validos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos; de no ser así, las secciones de los conductores de protección se determinaran de forma que presenten una conductividad equivalente a la que resulta aplicando dicha tabla.

7.4.4.- Servicios Auxiliares

Al tratarse de una instalación fotovoltaica conectada al interior de un suministro, no existirá un circuito diferenciado de servicios auxiliares.

7.4.5.- Conexión a red

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no provocará en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que, de acuerdo con la disposición adicional única del RD que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, la instalación fotovoltaica no mantendrá tensión en la línea de distribución (protección de no operación en modo isla contenida en el inversor).

Las condiciones de conexión a la red han sido fijadas en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles. En el circuito de generación hasta el equipo de medida no existe ningún elemento intercalado de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

En la conexión de la instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no será superior al 5% y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

7.4.6.- Monitorización y control

La monitorización y el sistema de control son fundamentales para maximizar la eficiencia y la producción de energía de una planta fotovoltaica. Al monitorizar el rendimiento de la planta, es posible detectar cualquier problema o falla en el sistema, lo que permite realizar reparaciones o mantenimiento de manera oportuna y reducir el tiempo de inactividad de la planta. Además, gracias a la monitorización permite realizar un seguimiento del rendimiento en tiempo real y hacer ajustes necesarios para mejorar la eficiencia y la producción de energía.

El sistema de control en una planta fotovoltaica ayuda a maximizar la eficiencia de la planta mediante la regulación de la producción de energía. Esto se logra a través del uso de controladores que ajustan la producción de energía en función de la demanda y de la capacidad de la red eléctrica. También se pueden utilizar sistemas de control para ajustar la orientación de los paneles solares para maximizar la captación de la radiación solar y, por lo tanto, aumentar la producción de energía.

En general, la monitorización y el sistema de control en una planta fotovoltaica son importantes para optimizar la producción de energía, reducir los costos de mantenimiento y aumentar la rentabilidad de la inversión.

Para realizar la monitorización completa de la instalación, tanto consumo como generación, se ha escogido un equipo del mismo fabricante que los inversores, Smart Logger 3000A. Estos equipos monitorizan, control y regula hasta 80 equipos en una aplicación, Fusionsolar.

El Huawei SmartLogger 3000A es un registrador de datos para los inversores Huawei de elevada potencia de la familia KTL. Esta gama de inversores a partir de los modelos de 30kW no llevan webserver interno por lo que es necesario este complemento para poder comunicar con el portal del fabricante los datos que registra el inversor, así como para realizar varias configuraciones tales como la conexión en paralelo y el vertido 0. El Huawei SmartLogger 3000A tiene un servidor Web al que podremos acceder para realizar la configuración y se debe de acompañar de un vatímetro compatible con el inversor para que haga las lecturas de consumo de corriente sobre la instalación eléctrica en la que se instala. Los Inversores Huawei, a partir de los modelos de 30kW, precisan de este modelo de registrador de datos ya que el inversor no incorpora esta funcionalidad. Gracias al Huawei SmartLogger 3000A también podremos diseñar una planta con inversores en paralelo ya que el SmartLogger soporta la monitorización de hasta 80 unidades.[7]

El cometido de este Huawei SmartLogger 3000A es enviar al portal del fabricante la información registrada por el inversor para poder monitorizar la planta solar.

- Smart Logger 3000A
- Smart Power Sensor DTSU 666-H

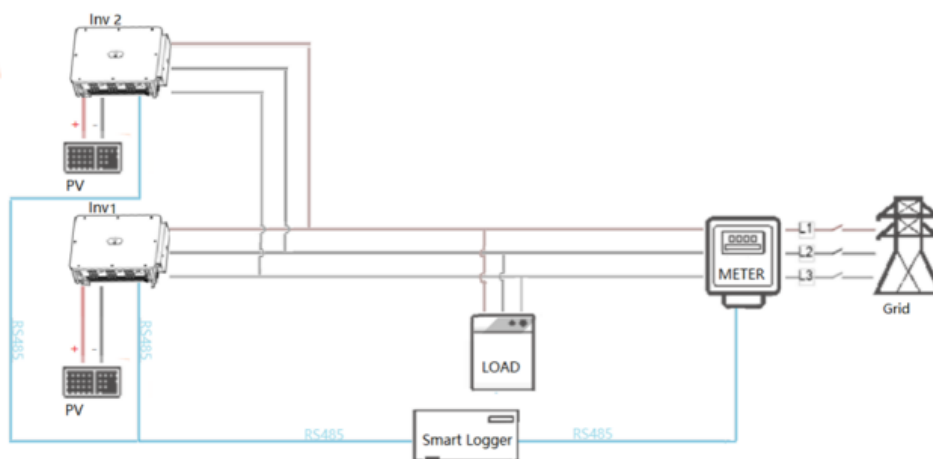


Ilustración 40. Esquema conexión eléctrico monitorización. [10]

7.4.7.- Antivertido

De acuerdo al RD 15/2018 del 5 de octubre, para que la instalación se encuentre exenta de solicitar condiciones de acceso y conexión a la Compañía Distribuidora y de acuerdo con el Real Decreto 244/2019 para clasificar la instalación como “Autoconsumo sin excedentes”, ha de instalarse un dispositivo que garantice el vertido cero de la producción de la planta fotovoltaica a la red de BT a la que se conecta la instalación. Dicho dispositivo debe cumplir la Norma UNE 217001:2020 que garantiza el control de vertido de energía a redes exteriores.

El sistema antivertido se compone de un medidor de intensidad que debe ser instalado en la línea BT de la instalación eléctrica, y el analizador que realiza las lecturas y dirige la generación del conjunto de inversores.

El dispositivo de medida de intensidad se compone por tres toroidales de núcleo abierto que se instalan sobre el aislamiento de los cables de BT aguas arriba, en el cuadro general de baja tensión.

Se propone utilizar como mecanismo antivertido una solución del conjunto formado por los inversores HUAWEI, sumatorio de ambos puntos de medida, el registrador de datos HUAWEI Smartlogger 3000A para la monitorización de los parámetros de la instalación y el analizador de redes DTSU666-H. Dicha solución cuenta con su CERTIFICADO DE INYECCION CERO según certificado 20467-CER basado en los requisitos de la norma UNE217001:2020 y cumple con los requisitos del RD 244/2019 y el anexo añadido en la ITC-BT-40.

Las características técnicas del dispositivo antivertido se pueden observar a continuación:

Analizador de red

Modelo	Huawei DTSU666-H
Tipo de conexión	3x230/400V or 3x400V
Grado de precisión	Clase Activa 1
Especificaciones de corriente	250A/50mA
Máximo porcentaje de limitación de error de varios instrumentos	$\pm 2,0$
Tipo	Via Transformador
Tipo de comunicación	Protocolo RS485 ModBus RTU
Constante de instrumento	400imp/kWh
Tiempo de refresco	200 ms

Smartlogger

Modelo	SmartLogger3000A	SmartLogger3000B *	SmartACU2000D**
Fuente de DC	12V / 24 V	24V, 0.8 A	12V / 24 V
Fuente de AC	100 V ~ 240 V, 50 Hz	100 V ~ 240 V, 50 Hz	380 V ~ 800 V, 3Ph, 50 Hz
Comunicaciones	Modbus-TCP / Modbus-RTU	Modbus-TCP / Modbus-RTU	Modbus-TCP / Modbus-RTU
Velocidad de la interfaz de comunicación	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps.	COM x 3/6*, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps	COM x 3/6*, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps

* Sin & con SmartModule1000A

** Integrado SmartLogger3000B con 1 módulo

** Modelos -D-00 / -D-001/ -D-02/ -D-03

Características del transformador de corriente:

Modelo	Huawei SCT-24 250A/50 mA 0.5 20Ω
Corriente nominal primaria	250 A
Relación de transformación nominal	5000: 1
Carga nominal	20 Ω
Precisión	$\pm 0.75\%$, Clase 1.0 de 1% a 120% de la corriente nominal primaria
Ángulo de fase	± 0.5 grados (30 minutos) 0 de 1% a 120% de la corriente nominal

Tabla 17. Datos equipos Antivertido. [11]



CAPÍTULO 8. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

8.1.- Estudio de producción

El estudio de producción nos aporta información referente a la producción energética de la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo diseñada para las instalaciones de PCMASA 2.

Para este estudio se ha utilizado la herramienta de simulación y cálculo PVsyst. A continuación se muestran los datos de entrada de la simulación de las diferentes orientaciones utilizadas.

Provided inputs:	
Latitude (decimal degrees)	40,940
Longitude (decimal degrees)	-4,111
Radiation database:	PVGIS-ERA5
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp)	43,32
System losses(%)	14
Fixed slope of modules (deg.)	25º
Orientation (azimuth) of modules (deg.)	67º

Provided inputs:	
Latitude (decimal degrees)	40,940
Longitude (decimal degrees)	-4,111
Radiation database:	PVGIS-ERA5
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp)	43,32
System losses(%)	14
Fixed slope of modules (deg.)	25º
Orientation (azimuth) of modules (deg.)	-113º

Tabla 18. Datos entrada simulaciones [Datos obtenidos informe PVsyst]

Procederemos a introducir a la aplicación una vez que tenemos los datos de los módulos que se van a instalar con los respectivos inversores y con la inclinación y orientación adecuada.

Los resultados principales que nos muestra el programa son los siguientes:

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	59.6	27.05	3.66	58.7	50.9	3.92	77.77	3.82	-0.005	73.95
February	82.7	30.99	4.71	79.3	71.4	5.47	82.36	5.35	-0.004	77.01
March	133.9	46.97	8.09	129.4	117.9	8.83	75.70	8.57	0.078	67.14
April	168.5	58.65	10.53	160.9	148.2	10.97	65.53	10.64	0.105	54.89
May	202.2	65.96	15.14	192.5	177.9	12.89	60.13	11.77	0.855	48.35
June	219.6	68.29	20.20	209.5	193.6	13.79	44.09	11.98	1.538	32.11
July	234.3	64.14	22.90	222.6	206.4	14.51	44.66	13.31	0.930	31.25
August	207.6	56.89	22.42	198.4	183.6	12.99	37.32	11.62	1.118	25.69
September	154.8	48.93	17.86	148.9	136.2	9.84	45.80	9.11	0.529	36.69
October	108.6	40.36	13.09	105.3	94.8	7.06	57.36	6.84	0.074	50.52
November	66.9	27.36	7.05	65.3	57.5	4.38	68.26	4.27	-0.005	63.98
December	51.4	25.21	4.17	50.4	43.8	3.37	70.16	3.28	-0.005	66.88
Year	1690.0	560.79	12.53	1621.2	1482.2	108.01	729.05	100.57	5.208	628.48

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

Tabla 19. Resultados informe generación [PVsyst]

Results summary					
Produced Energy	105.78 MWh/year	Specific production	1289 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.49 %
Used Energy	729.05 MWh/year			Solar Fraction SF	13.79 %

Tabla 20. Resumen resultados [PVsyst]

Como podemos observar, la producción anual del sistema será un total de 108,01 MWh/anuales teniendo un consumo de 729,05 MWh/anuales.

Un aspecto muy importante son las pérdidas acumuladas del sistema (módulos y conexiones, inversores, pérdidas por calor...), tal y cómo podemos observar en el siguiente diagrama:

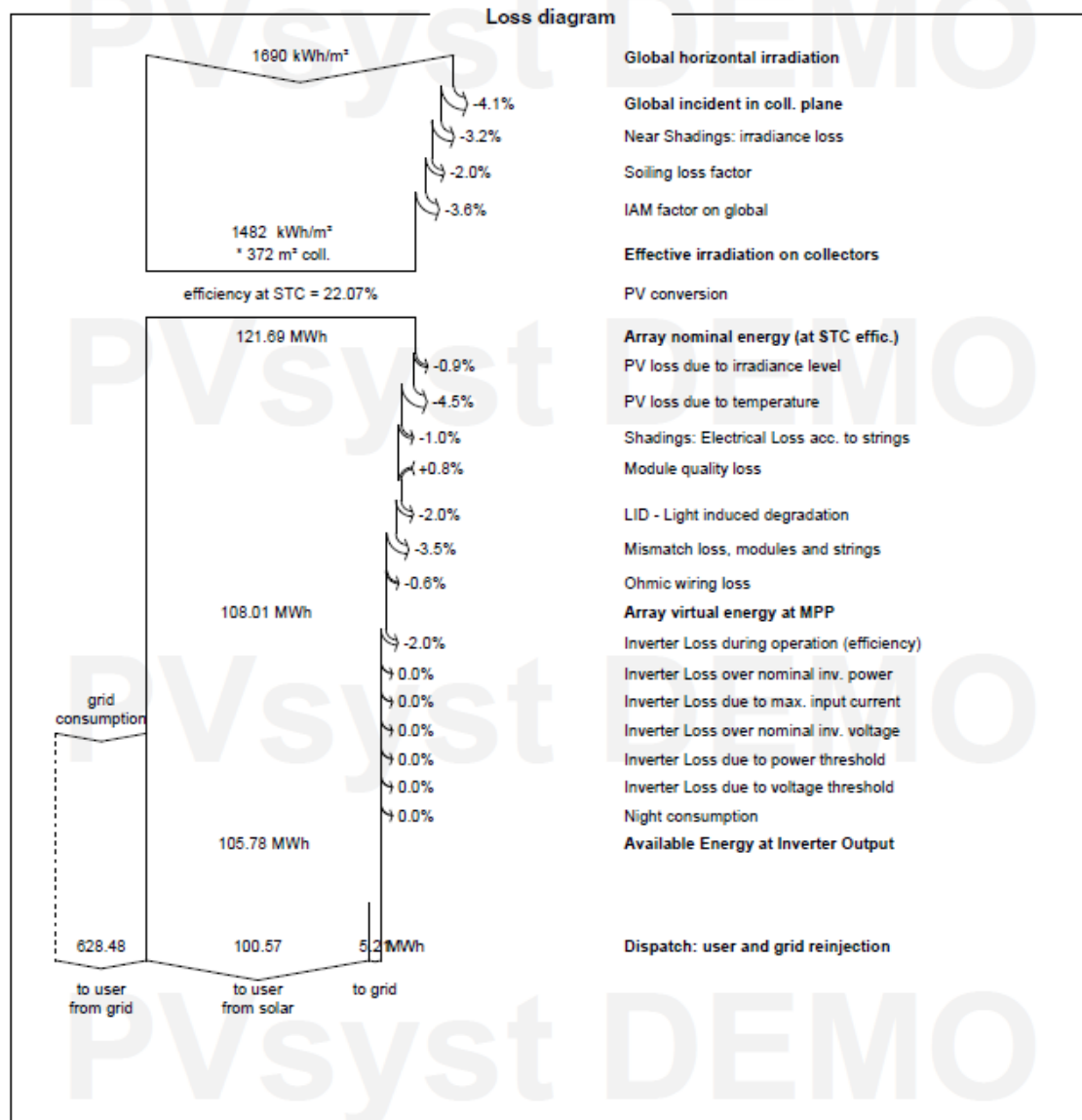


Ilustración 41. Diagrama pérdidas [PVsyst]

En este diagrama se representan los porcentajes de pérdidas obtenidas en la simulación, desde las pérdidas debido a la irradiancia incidente hasta las obtenidas en la operación.

En este gráfico se puede observar como las mayores pérdidas en el sistema son debidas a la temperatura, las cuales representan un 4,5% de la irradiancia efectiva en los colectores, seguidas de las pérdidas por desajustes con unas pérdidas de 3,5%, LID con unas pérdidas de 2% y debido al inversor LID con unas pérdidas de 2%.

También se puede observar el gran porcentaje de autoconsumo de la instalación, puesto que de los 108,01 MWh producidos, 100,57 MWh se autoconsumen y 5,2 MWh son excedentes, lo que representa un autoconsumo del 93,12%.

A continuación, comprobamos la producción con las pérdidas gráficamente:

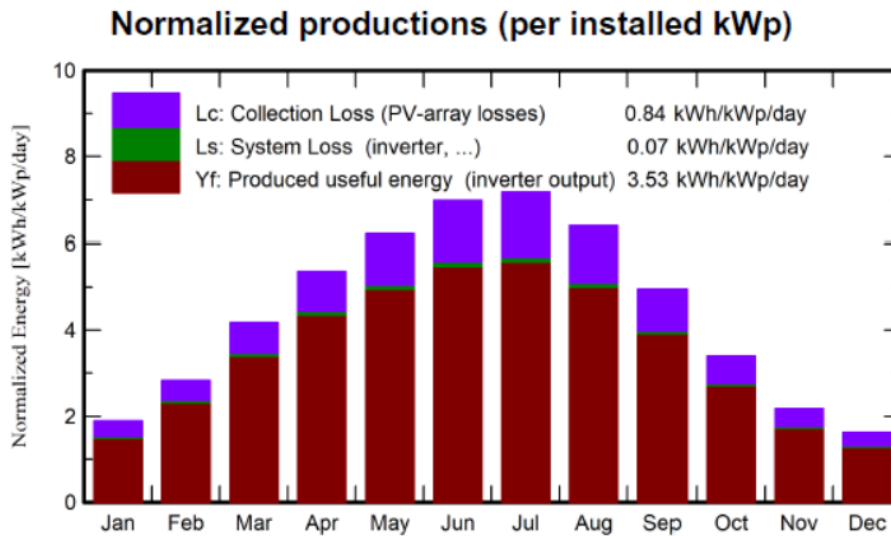


Ilustración 42. Grafica comparativa producción-pérdidas [PVsyst].

Las producciones normalizadas se determinan según las normas IEC, el rendimiento final del sistema o “specific production” será de 1.259 kWh/kWp/año o 3,53 kWh/kWp/día (Yf). El performance ratio (PR) anual será de 0,7949 dando unas pérdidas del campo solar de 0,84 kWh/kWp/día (Lc) y unas pérdidas del sistema de 0,07 kWh/kWp/día (Ls).

8.2.- Cálculos eléctricos

En este apartado se calcularán y justificará el cumplimiento normativo de la instalación en cuanto a la seguridad eléctrica de la misma.

8.2.1.- Potencia instalada

Las principales características de la instalación fotovoltaica son:

Módulos	JAsolar JAM72S30-570/LR de 570 Wp	144 ud / 82,08 kWp
Inversores	HUAWEI SUN2000 40KTL-M3 de 40 kW	2 ud / 80 kW
Potencia total		80 kWn (82,08 kWp)

Tabla 21. Datos potencia instalada [Elaboración propia]

8.2.2.- Creación de las series conectadas a los inversores

El número máximo de módulos en serie depende de la siguiente expresión:

$$N_{max. Modulos. string} = \frac{V_{max DC}}{V_{OC.max}}$$

Siendo:

$N_{max. Modulos. string}$ = Número máximo de módulos a instalar en serie.

$V_{max DC}$ = Tensión de alimentación máxima DC.

$V_{OC.min}$ = Tensión a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

La tensión a circuito abierto de los módulos está medida a 25 °C, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la tensión con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura mínima alcanzada en el módulo, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$V_{OC \text{ mod. max}} = V_{OC \text{ mod}} \times (1 + (T_{\text{mín mod}} - 25^\circ) \times \beta \times V_{OC})$$

Siendo:

$V_{OC \text{ mod. max}}$ = Número máximo de módulos a instalar en serie.

$V_{OC \text{ mod}}$ = Tensión a circuito abierto máxima DC.

$T_{\text{mín mod}}$ = Temperatura a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

β = Coeficiente térmico de variación de la tensión el circuito abierto con la temperatura.

Por lo tanto:

$$V_{OC \text{ mod. max}} = 50,68 \times \left(1 + (-40^\circ - 25^\circ) \times \frac{-0,275}{100}\right) = 59,74 \text{ V}$$

$$N_{\text{max. Módulos. string}} = \frac{1.100 \text{ V}}{59,74 \text{ V}} = 18,41 \text{ módulos} = \mathbf{18 \text{ módulos}}$$

El número máximo de módulos fotovoltaicos que podemos conectar en serie será de 17 módulos.

8.2.3.- Número de series conectadas a los inversores

El número máximo de Strings o ramas en paralelo, depende de la siguiente expresión:

$$N_{\text{máx. Strings}} = \frac{\sum I_{cc \text{ máx. inv}}}{I_{cc \text{ mód. máx}}}$$

Siendo:

$N_{\text{máx. Strings}}$ = Número máximo de Strings.

$\sum I_{cc \text{ máx. inv.}}$ = Suma de las intensidades de cortocircuito de los inversores. I_{cc}

$I_{cc \text{ mód. máx.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

La intensidad de cortocircuito de los módulos está medida a 25°C, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura máxima obtenida en el módulo fotovoltaico, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$I_{cc \text{ mód. máx}} = I_{cc \text{ mód.}} \times (1 + (T_{\text{max mod}} - 25^\circ) \times \alpha \times I_{cc})$$

Siendo:

$I_{cc \text{ mód. máx.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

$I_{cc \text{ mód.}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo a 25 °C.

$T_{\text{máx. mod.}}$ = Temperatura máxima del módulo fotovoltaico.

$\alpha * I_{cc}$ = Variación de la corriente con la temperatura.

Por lo tanto:

$$I_{cc} \text{ mód. máx} = 14,37 \times \left(1 + (85^\circ - 25^\circ) \times \frac{0,045}{100} \right) = 14,76 \text{ A}$$

$$N_{\text{máx. Strings}} = \frac{40 \text{ A} \times 4}{14,76 \text{ A}} = 10,84 = 10 \text{ string}$$

A continuación se muestra una tabla con los resultados de la cantidad de módulos a conectar y los diferentes strings. Los datos se han comprobado teniendo en cuenta los límites calculados y los límites que indica la ficha técnica del inversor.

Inversor 1			
MPPT 1		MPPT 3	
Pot. Pico	10.260 Wp	Pot. Pico	10.260 Wp
Imppt	13,62 A	Imppt	13,62 A
Vmppt	753,66 V	Vmppt	753,66 V
Isc	14,37 A	Isc	14,37 A

MPPT 2		MPPT 4	
Pot. Pico	10.260 Wp	Pot. Pico	10.260 Wp
Imppt	13,62 A	Imppt	13,62 A
Vmppt	753,66 V	Vmppt	753,66 V
Isc	14,37 A	Isc	14,37 A

Inversor 2			
MPPT 1		MPPT 3	
Pot. Pico	10.260 Wp	Pot. Pico	10.260 Wp
Imppt	13,62 A	Imppt	13,62 A
Vmppt	753,66 V	Vmppt	753,66 V
Isc	14,37 A	Isc	14,37 A

MPPT 2		MPPT 4	
Pot. Pico	10.260 Wp	Pot. Pico	10.260 Wp
Imppt	13,62 A	Imppt	13,62 A
Vmppt	753,66 V	Vmppt	753,66 V
Isc	14,37 A	Isc	14,37 A

Tabla 22. Distribución strings inversores [Elaboración propia]

Se han aportado los datos de los dos inversores de 40 kW que se ha planteado utilizar, se aporta a continuación un esquema unifilar básico aportado por PVsyst para mejor comprensión de la instalación fotovoltaica proyectada.

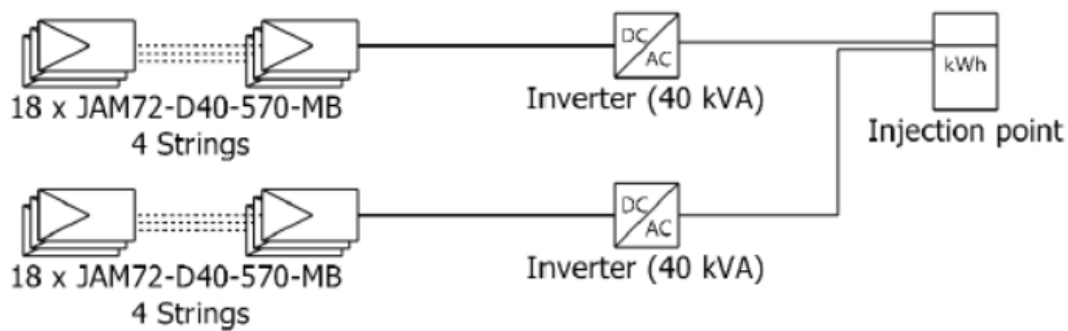


Ilustración 43. Esquema básico Instalación fotovoltaica [PVsyst]

8.2.4.- Dimensionado cableado DC

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal siendo una restricción reglamentaria según la ITC-BT-40.

Para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada carga. Partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC-BT-44 para receptores de alumbrado e ITC-BT-47 para receptores de motor.
- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de utilización, sea menor del 4,5 % de la tensión nominal en el origen de la instalación, para alumbrado, y del 6,5 % para los demás usos, considerando alimentados todos los receptores susceptibles de funcionar simultáneamente.
- Caída de tensión transitoria. La caída de tensión en todo el sistema durante el arranque de motores no debe provocar condiciones que impidan el arranque de los mismos, desconexión de los contactores, parpadeo de alumbrado, etc.

- **Intensidad máxima admisible – Criterio de ampacidad**

En este apartado se va a exponer la metodología de cálculo mediante el criterio de intensidad máxima admisible, el cual tiene como misión justificar que la sección del cable seleccionado posee una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente nominal que puede circular por los cables de corriente continua.

Para esta sección del conductor se cumple lo establecido en la ITC-BT-40 y en la ITC-BT-19 Intensidades admisibles (A) al aire 40°C nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento XPLE.

Se debe comprobar que la intensidad de cálculo es menor que la intensidad máxima admitida por el conductor (Tabla 1 ITC-BT-19) con un factor de corrección (K) por temperatura (Tabla 7 ITC-BT-06).

De esta manera, para poder determinarla se emplearan las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1:

$$I_z > I_b$$

Donde:

I_z : Corriente máxima admisible corregida para el circuito de corriente continua (A)

I_b : Corriente de diseño de la instalación de corriente continua (A), es decir, la intensidad del módulo en condiciones estándar con un incremento del 25% según ITC-BT 40.

Ecuación 2:

$$I_z = I_{adm} \times K$$

Donde:

I_z : Corriente máxima admisible corregida para el circuito de corriente continua (A)

I_{adm} : Ampacidad del cable según lo indicado en las tablas correspondientes en la ITC-BT-40

K : Factor de corrección por temperatura

La sección que se va a emplear para el cableado de corriente continua solar unipolar de **6 mm²** de aislamiento termofijo de polietileno de cadena cruzada (2xXLPE). Así pues, el método de instalación será por canal protector que se corresponde con un tipo de instalación B1. La intensidad máxima admisible para esta sección según la tabla A de la ITC-BT-19 es **46 A**.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269

Tabla 23. Tabla A Intensidades máximas admisibles cableado ITC-BT-19. [12]

El factor de corrección por temperatura, para cables aislados con polietileno reticulado, según la tabla 7 de ITC-BT 06 para factores de corrección para temperaturas diferentes a 40°C, para una temperatura de 50°C sería **0,9**. Tal y cómo se muestra a continuación:

Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz , en función de la temperatura ambiente

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 24. Tabla 7 Factores de corrección temperatura ITC-BT 06. [13+]

Por lo tanto:

$$I_z = 46 \times 0,9 = 41,40 \text{ A}$$

$$I_b = 13,62 \times 1,25 = 17,03 \text{ A}$$

$$41,40 \text{ A} > 17,03 \text{ A}$$

• Criterios de Caída de tensión

La caída de tensión se define como la cantidad de pérdida de tensión que se produce a través de todo o parte de un circuito debido a la resistencia. Para el presente proyecto fotovoltaico, como se ha mencionado anteriormente, la longitud BT/CC que debe tenerse en cuenta es la longitud entre la cadena fotovoltaica y el inversor string fotovoltaico. El valor máximo de caída de tensión que debe respetarse y no superar será de 1,50%.

De esta manera, la caída de tensión de los diferentes circuitos de corriente continua se calcula a través de las siguientes ecuaciones.

Ecuación 4:

$$V_{DC}(\%) = \frac{\Delta V_{DC}}{V_{MP}}$$

Donde:

ΔV_{DC} : Incremento de tensión (V).

V_{MP} : Tensión máxima de salida inversor (V). En este caso el caso más desfavorable se corresponde con 15 módulos por string, lo que se corresponde con una tensión máxima de 753,66 V.

Ecuación 5:

$$\Delta V_{DC} = I_{MP} \times L_C \times R_C$$

Donde:

ΔV_{DC} : Incremento de tensión (V).

I_{MP} : Corriente de máxima potencia (A). En este caso se corresponde con una tensión máxima de 13,62 A.

L_C : Longitud del circuito (m).

R_C : Resistencia del cable a 20°C (Ωxm).

Todos los circuitos de corriente continua cumplen con el criterio establecido de una caída de tensión máxima de 1,50%.

Datos de partida					Cálculo intensidad Máxima admisible							Calculo Caída de Tensión		Criterio Intensidad	Criterio Caída Tensión
String	Longitud	Potencia	Tensión	Int. Diseño	Imax. Adm	K	Imax. Adm Correg	Sección			U (V)	U (%)			
S1.1.	75	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	6,08 V	0,81%	Correcto	Correcto	
S1.2.	60	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	4,86 V	0,65%	Correcto	Correcto	
S1.3.	60	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	4,86 V	0,65%	Correcto	Correcto	
S1.4.	75	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	6,08 V	0,81%	Correcto	Correcto	
S2.1.	82	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	6,65 V	0,88%	Correcto	Correcto	
S2.2.	67	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	5,43 V	0,72%	Correcto	Correcto	
S2.3.	68	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	5,51 V	0,73%	Correcto	Correcto	
S2.4.	68	10,26 kW	753,66 V	13,62 A	46,00 A	0,9	41,4	2x	1x	6 mm2	5,51 V	0,73%	Correcto	Correcto	
Total		82,08 kW									Max.	0,88%			

Tabla 25. Tabla dimensionamiento cableado. [Elaboración propia]

8.2.5.- Dimensionado cableado AC

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal siendo una restricción reglamentaria según la ITC-BT-40.

Para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- **Intensidad máxima admisible.** Como intensidad se tomará la propia de cada carga. Partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC-BT-44 para receptores de alumbrado e ITC-BT-47 para receptores de motor.
- **Caída de tensión en servicio.** La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de utilización, sea menor del 4,5 % de la tensión nominal en el origen de la instalación, para alumbrado, y del 6,5 % para los demás usos, considerando alimentados todos los receptores susceptibles de funcionar simultáneamente.
- **Caída de tensión transitoria.** La caída de tensión en todo el sistema durante el arranque de motores no debe provocar condiciones que impidan el arranque de los mismos, desconexión de los contactores, parpadeo de alumbrado, etc.

- **Intensidad máxima admisible – Criterio de ampacidad**

En este apartado se va a exponer la metodología de cálculo mediante el criterio de intensidad máxima admisible, el cual tiene como misión justificar que la sección del cable seleccionado posee una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente nominal que puede circular por los cables de corriente alterna.

Para esta sección del conductor se cumple lo establecido en la ITC-BT-40 y en la ITC-BT-19 Intensidades admisibles (A) al aire 40°C nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento XPLE.

Se debe comprobar que la intensidad de cálculo es menor que la intensidad máxima admitida por el conductor (Tabla 1 ITC-BT-19) con un factor de corrección (K) por temperatura (Tabla 7 ITC-BT-06).

De esta manera, para poder determinarla se emplearán las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1:

$$I_z > I_b$$

Donde:

I_z : Corriente máxima admisible corregida para el circuito de corriente continua (A)

I_b : Corriente de diseño de la instalación de corriente continua (A), es decir, la intensidad del módulo en condiciones estándar con un incremento del 25% según ITC-BT 40.

Ecuación 2:

$$I_z = I_{adm} \times K$$

Donde:

I_z : Corriente máxima admisible corregida para el circuito de corriente continua (A)

I_{adm} : Ampacidad del cable según lo indicado en las tablas correspondientes en la ITC-BT-40

K : Factor de corrección por temperatura

La sección que se va a emplear para el cableado de corriente alterna unipolar en el tramo desde el inversor hasta el Cuadro de FV es de **25 mm²** de aislamiento termofijo de polietileno de cadena cruzada (3xXLPE). Así pues, el método de instalación será montada sobre la pared que se corresponde con un tipo de instalación B2. La intensidad máxima admisible para esta sección según la tabla A de la ITC-BT-19 es **88 A**.

La sección que se va a emplear para el cableado de corriente alterna unipolar en el tramo desde el Cuadro de FV hasta el Cuadro General de Baja Tensión existente es de **70 mm²** de aislamiento termofijo de polietileno de cadena cruzada (3xXLPE). Así pues, el método de instalación será montada sobre la pared que se corresponde con un tipo de instalación B2. La intensidad máxima admisible para esta sección según la tabla A de la ITC-BT-19 es **171 A**.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	880	931

Tabla 26. Tabla A Intensidades máximas admisibles cableado ITC-BT-19. [12]

El factor de corrección por temperatura, para cables aislados con polietileno reticulado, según la tabla 7 de ITC-BT 06 para factores de corrección para temperaturas diferentes a 40°C, para una temperatura de 50°C sería **0,9**. Tal y cómo se muestra a continuación:

Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz , en función de la temperatura ambiente

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 27. Tabla 7 Factores de corrección temperatura ITC-BT 06. [13]

Por lo tanto, para el primer tramo de AC:

$$I_z = 88 \times 0,9 = 79,20 \text{ A}$$

$$I_b = 57,74 \times 1,25 = 72,17 \text{ A}$$

$$79,20 \text{ A} > 72,17 \text{ A}$$

Para el segundo tramo de AC:

$$I_z = 171 \times 0,9 = 153,90 \text{ A}$$

$$I_b = 115,47 \times 1,25 = 144,34 \text{ A}$$

$$153,90 \text{ A} > 144,34 \text{ A}$$

- Criterios de Caída de tensión**

La caída de tensión se define como la cantidad de pérdida de tensión que se produce a través de todo o parte de un circuito debido a la resistencia. Para el presente proyecto fotovoltaico, como se ha mencionado anteriormente, la longitud BT/AC que debe tenerse en cuenta es la longitud entre el inversor string fotovoltaico y el punto de interconexión con la red interior. El valor máximo de caída de tensión que debe respetarse y no superar será de 1,50%.

De esta manera, la caída de tensión de los diferentes circuitos de corriente alterna se calculará a través de las siguientes ecuaciones.

Ecuación 4:

$$V_{DC}(\%) = \frac{\Delta V_{DC}}{V_{MP}}$$

Donde:

ΔV_{DC} : Incremento de tensión (V).

V_{MP} : Tensión máxima de salida inversor (V). En este caso tiene un valor de 400 V.

Ecuación 5:

$$\Delta V_{DC} = I_{MP} \times L_C \times R_C$$

Donde:

ΔV_{DC} : Incremento de tensión (V).

I_{MP} : Corriente de máxima potencia (A). En este caso se corresponde con una corriente máxima de salida de 57,74 A y 115,47 A.

L_C : Longitud del circuito (m).

R_C : Resistencia del cable a 20°C (Ωxm).

Todos los circuitos de corriente alterna cumplen con el criterio establecido de una caída de tensión máxima de 1,50%.

Datos de partida						Cálculo intensidad Maxima admisible						Calculo Caída de Tensión		Criterio	Criterio	
Inversor	Hasta	Longitud	Potencia	Tensión	Int. Diseño	Imax. Adm	K	Imax. Adm Correg	Sección			U (V)	U (%)	Intensidad	Caída	
Inv. 1	CFV	6	40,00 kW	400,00 V	57,74 A	88,00 A	0,9	79,2	4x	1x	25 mm2	0,49 V	0,12%	Correcto	Correcto	
Inv. 2	CFV	6	40,00 kW	400,00 V	57,74 A	88,00 A	0,9	79,2	4x	1x	25 mm2	0,49 V	0,12%	Correcto	Correcto	
Total			80,00 kW										Max.	0,12%		

Datos de partida						Cálculo intensidad Maxima admisible						Calculo Caída de Tensión		Criterio	Criterio	
Inversor	Hasta	Longitud	Potencia	Tensión	Int. Diseño	Imax. Adm	K	Imax. Adm Correg	Sección			U (V)	U (%)	Intensidad	Caída	
CFV	CGBT	6	80,00 kW	400,00 V	115,47 A	171,00 A	0,9	153,9	4x	1x	70 mm2	0,35 V	0,09%	Correcto	Correcto	
Total			80,00 kW										Max.	0,09%		

Tabla 28. Tabla dimensionamiento cableado. [Elaboración propia]

8.2.6.- Puesta a Tierra

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20.460-5-54 apartado 543.1.1.

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

Tabla 29. Secciones Puesta tierra [la Norma UNE 20.460-5-54]

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

Conductor de protección para zona de CC:

Sección de conductores de la instalación (mm ²)	Sección mínima necesaria para los conductores de protección (mm ²)
6 mm ²	6 mm ²

Tabla 30. Sección conductor puesta a tierra CC [Elaboración propia]

Conductor de protección para zona de AC:

Sección de conductores de la instalación (mm ²)	Sección mínima necesaria para los conductores de protección (mm ²)
25 mm ²	6 mm ²
70 mm ²	35 mm ²

Tabla 31. Sección conductor puesta a tierra AC [Elaboración propia]

Los conductores a instalar según los cálculos serían tipo RZ1 0,6/1kV, libre de halógenos de sección de 25 y 70 mm²:

$$\text{Cu RZ1-k 0,6/1 kV } 4 \times 25 \text{ mm}^2 + \text{TT } 16 \text{ mm}^2$$

$$\text{Cu RZ1-k 0,6/1 kV } 4 \times 70 \text{ mm}^2 + \text{TT } 35 \text{ mm}^2$$

8.2.7.- Cálculo de protecciones DC

Una sobrecarga es el exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

El efecto principal de una sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de estos y de sus aislantes, y reduciendo su vida útil. Una sobrecarga no despejada a lo largo del tiempo puede degenerar en cortocircuito.

La protección deberá despejar en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de sobrecarga. Las características del equipo de protección contra sobrecarga deberán cumplir con las siguientes dos condiciones según ITC-BT-22 del RBT:

$$\text{Condición 1} \Rightarrow I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$\text{Condición 2} \Rightarrow I_f \leq 1,45 \times I_z$$

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 que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección, donde ($I_F = 1,6 \times I_N$)

I_Z corriente máxima admisible del conductor protegido.

Esta segunda condición solo se calculara para la protección mediante fusibles, ya que para protección mediante magnetotérmicos siempre se cumple puesto que $I_F \leq 1,45 \times I_Z$.

El circuito de corriente continua del generador fotovoltaico trabaja normalmente cerca de la intensidad de cortocircuito, ya que las placas actúan como fuentes de corriente. Como la intensidad utilizada para el cálculo del cableado ha sido la del cortocircuito incrementado en 125%, los conductores soportan perfectamente esta intensidad.

No obstante, se protegerán cada string con la utilización de fusibles en cada polo. El calibre de los fusibles a instalar deberá cumplir:

$$\text{Condición 1} \Rightarrow 13,62 \leq I_N = 16 \text{ A} \leq 46 \text{ A} \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

$$\text{Condición 2} \Rightarrow 1,6 \times I_N = 25,60 \text{ A} \leq 46 \text{ A} \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

Se instalaran fusibles de 16 A de intensidad nominal para proteger cada polo positivo y negativo de la serie.

Además, se instalará en la parte de continua un descargador de sobretensiones (1000V CC)

8.2.8.- Cálculo de protecciones AC

Para determinar el calibre adecuado de los interruptores de protección se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Siendo:

I_N : La intensidad nominal del interruptor.

I_B : Intensidad asignada a la carga.

I_Z : Intensidad admisible del cable para las condiciones de instalación.

$$I_2 \leq 1,45 I_Z,$$

Siendo:

I_2 : La Intensidad que asegura el disparo del interruptor en un tiempo dado.

La intensidad que asegura la actuación del interruptor o fusible en caso de cortocircuito, I_m , debe ser menor que la intensidad de cortocircuito mínima presente en el circuito al cual protege el interruptor.

El poder de corte del interruptor debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima que se pueda presentar en el circuito al cual protege.

El calibre de La protección que se a instalar en el tramo de línea del inversor al CFV deberá cumplir:

$$\text{Condición 1} \Rightarrow 57,74 \text{ A} \leq I_N = 63 \text{ A} \leq 88 \text{ A} \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

$$\text{Condición 2} \Rightarrow 63 \text{ A} \leq 1,45 \times 88 \text{ A}, \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

Se instalaran interruptores magnetotérmicos de 63 A de intensidad nominal para proteger cada línea del inversor hasta el CFV, con un poder de corte de 25kA.

El calibre de La protección que se a instalar en el tramo de línea desde el CFV hasta el CGBT deberá cumplir:

$$\text{Condición 1} \Rightarrow 115,47 \text{ A} \leq I_N = 125 \text{ A} \leq 171 \text{ A} \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

$$\text{Condición 2} \Rightarrow 125 \text{ A} \leq 1,45 \times 171 \text{ A}, \Rightarrow \text{DISEÑO CORRECTO}$$

Se instalará interruptor magnetotérmico de 125 A de intensidad nominal para proteger la línea desde el CFV hasta el CGBT existente, con un poder de corte de 25kA.



CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Código	Uds	Resumen	Cantidad	Precio Unitario	Importe
Capítulo C01. CAMPO SOLAR					
Subcapítulo 01A. EQUIPOS DE PRODUCCIÓN					

01 Ud Módulo Fotovoltaico JAsolar JAM72S30-570/LR de 570 Wp

Panel fotovoltaico modelo Módulo JAsolar JAM72S30-570/LR de 570 Wp o equivalente, de dimensiones 2333x1134x30mm, construido con un cristal templado de 3.2 mm de espesor y estructura anodizada de aluminio. Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando

144	175,16 €	25.223,04 €
-----	----------	-------------

02 Ud Inversor HUAWEI SUN2000 40KTL-M3

Inversor modelo HUAWEI SUN2000 40KTL-M3 de 40kW o equivalente. Dispone de 4 entradas con una eficiencia máxima del 98.7%. Grado de protección IP66. Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado, todo equipo necesarios para su funcionamiento y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

2	2.816,23 €	5.632,46 €
---	------------	------------

03 Ud Optimizadores de potencia SUN2000-600W-P

Optimizador de potencia SUN2000-600W-P o equivalente compatible con el módulo fotovoltaico y el inversor. Incluye sistema de desconexión automática en caso de sobrecarga o cortocircuito con una eficiencia máxima del 99,50%. Incluye métodos de colación, montaje, conexionado, equipos necesarios para su funcionamiento y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

144	78,95 €	11.368,80 €
-----	---------	-------------

Total apartado Equipos de producción		42.224,30 €
--------------------------------------	--	-------------

Subcapítulo 01B. FIJACIÓN

04 Ud Estructura fija coplanar sobre cubierta

Estructura metálica coplanar para montaje sobre cubierta. Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

	144	45,34 €	6.528,96 €
Total apartado Fijación			6.528,96 €
Total Capítulo Campo solar			48.753,26 €

Capítulo C02. LÍNEAS ELÉCTRICAS

Subcapítulo 02A. CONDUCTORES AC

05 ml Línea RZ1-K (AS) 0.6/1kV 4x(1x25) mm² Cu

Circuito de cableado de 4x(1x25) mm² RZ1-K 0,6/1kV (AS) Cu, instalado con cable unipolar de Cobre con aislamiento tipo 0,6/1 kV RZ1, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, instalado en bandeja.
Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión y ayudas de instalación.

12	6,74 €	80,88 €
----	--------	---------

06 ml Línea RZ1-K (AS) 0.6/1kV 4x(1x70) mm² Cu

Circuito de cableado de 4x(1x70) mm² RZ1-K 0,6/1kV (AS) Cu, instalado con cable unipolar de Cobre con aislamiento tipo 0,6/1 kV RZ1, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, instalado en bandeja.
Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión y ayudas de instalación.

6	14,01 €	84,06 €
---	---------	---------

Total apartado Conductores AC			164,94 €
-------------------------------	--	--	----------

Subcapítulo 02B. CONDUCTORES DC

07 ml Línea H1Z2Z2-K 0.6/1.8kV 2x(1x6)mm² Cu

Circuito de cableado de 2x(1x6) mm² H1Z2Z2-K (XLPE) Cu, instalado con cable unipolar de Cobre con aislamiento tipo 0,6/1,8 kV, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, instalado en bandeja.
Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión y ayudas de instalación.

555	4,85 €	2.691,75 €
-----	--------	------------

Total apartado Conductores
DC

2.691,75 €

Subcapítulo 02C. CANALIZACIONES

08 m Bandeja de rejilla metálica 60x100mm

Bandeja rejilla metálica tipo rejiband de 60x100mm acabado galvanizado en caliente para protección de conductores expuestos a las condiciones meteorológicas o equivalente. Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colocación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando

150 26,63 € 3.994,50 €

Total apartado Canalizaciones 3.994,50 €

Total Capítulo Líneas eléctricas 6.851,19 €

Capítulo C03. INSTALACIÓN TIERRA

09 m Red Equipotencial

Tendido de Línea de cobre desnudo de 6 mm² conexión red de Tierra de c.c. y unión de todas las masas metálicas como bandejas, marcos de los módulos y estructuras, con bornes puesta a tierra. Incluye colocación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

144 3,49 € 502,56 €

10 ml Línea RZ1-K (AS) 0.6/1kV 1x(1x16) mm² Cu

Conductor para puesta a Tierra de los inversores de 1x(1x16) mm² RZ1-K 0,6/1kV (AS) Cu, instalado con cable unipolar de Cobre con aislamiento tipo 0,6/1 kV RZ1, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, instalado en bandeja. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión y ayudas de instalación.

12 5,09 € 61,08 €

11 ml Línea RZ1-K (AS) 0.6/1kV 4x(1x35) mm² Cu

Conductor para puesta a Tierra de los inversores de 1x(1x35) mm² RZ1-K 0,6/1kV (AS) Cu, instalado con cable unipolar de Cobre con aislamiento tipo 0,6/1 kV RZ1, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, instalado en bandeja. Totalmente instalado, incluyendo p.p. de fijaciones, cajas de registro, elementos de conexión y ayudas de instalación.

	6	8,41	50,46
Total Capítulo Instalación			
Tierra			614,10 €

Capítulo C04. CUADROS ELÉCTRICOS

12 Ud Reforma CGBT Existente

Reforma de cuadro eléctrico según esquema unifilar.

Se incorporan por los siguientes elementos:

- Interruptor magnetotérmico 4P 125A 25kA: 1 ud

Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

1	850,50 €	850,50 €
---	----------	----------

13 Ud Cuadro AC: Nuevo cuadro Instalación Fotovoltaica

Nuevo cuadro Baja Tensión para instalación autoconsumo fotovoltaico. Según esquema unifilar. El armario será para carril tipo DIN, con protección IP66, o equivalente.

Compuesto por los siguientes elementos:

- Protección sobretensiones AC 125A Clase II: 1 ud

- Interruptor magnetotérmico-diferencial 4P 125A 300mA 25kA: 1 ud

- Interruptor magnetotérmico 4P 80A 25 kA: 2 ud

Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

1	4.588,15 €	4.588,15 €
---	------------	------------

14 Ud Cuadro DC: Nuevo cuadro Instalación Fotovoltaica

Nuevo cuadro Baja Tensión para instalación autoconsumo fotovoltaico. Según esquema unifilar. El armario será para carril tipo DIN, con protección IP66, o equivalente.

Compuesto por los siguientes elementos:

- Protección sobretensiones CC Clase II: 4 ud

- Fusible gPV 16A: 8 ud

- Bases Portafusibles: 8 ud

Incluye métodos de elevación hasta su ubicación, colación, montaje, conexionado y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

1	450,25 €	450,25 €
---	----------	----------

Total Capítulo Cuadros Eléctricos		5.888,90 €
-----------------------------------	--	------------

Capítulo C05. MEDIOS AUXILIARES

15 d Alquiler medios de elevación

Alquiler de medios de elevación para el acceso seguro a los lugares de trabajo. Será

necesario que se cumplan todas las indicaciones de seguridad y cumpla la máquina con toda la normativa vigente aplicable. Incluye transporte a obra.

8	87,50 €	700,00 €
---	---------	----------

16 d Alquiler brazo grúa

Alquiler brazo grúa o similar para la elevación de los equipos a instalar a la localización propuesta, necesaria grúa 15 metros. Será necesario que se cumplan todas las indicaciones de seguridad y cumpla la máquina con toda la normativa vigente aplicable. Incluye transporte a obra.

1	420,00 €	420,00 €
---	----------	----------

Total Capítulo Medios auxiliares	1.120,00 €
----------------------------------	------------

Capítulo C06. MONITORIZACIÓN Y ANTIVERTIDO

17 Ud Equipos Antivertido

Contador inteligente HUAWEI Power meter DTSU666-H trifásico y Smartlogger 3000A - 3x CT's 1500A incluidos. Necesario para la monitorización de consumos, energía generada y limitación de vertido. El sistema antivertido se compone de un medidor de intensidad que debe ser instalado en la línea BT de la instalación eléctrica, y el analizador que realiza las lecturas y dirige la generación del conjunto de inversores. El dispositivo de medida de intensidad se compone por tres toroidales de núcleo abierto que se instalarán sobre el aislamiento de los cables de BT, en el cuadro general de baja tensión. Se deberá dejar completamente instalados sobre el terreno, configurados y operativos. Incluye colocación, montaje, conexionado, equipos necesarios para su funcionamiento e instalación y p.p. de pequeño material. Totalmente instalado y funcionando.

1	2.301,65 €	2.301,65 €
---	------------	------------

Total apartado Monitorización y antivertido	2.301,65 €
---	------------

Capítulo C07. GESTIÓN DE RESIDUOS

18 Pa Gestión de residuos

Gestión y tratamiento de residuos de construcción y demolición según el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición

1	165,50 €	165,50 €
---	----------	----------

Total Capítulo Gestión de residuos		165,50 €
------------------------------------	--	----------

Capítulo C08. SEGURIDAD Y SALUD

19 Pa Seguridad y Salud

Conjunto de sistemas de protección colectiva e individual, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.

1	128,54 €	128,54 €
---	----------	----------

20 Pa Línea de vida permanente

Suministro e instalación de línea de vida horizontal permanente de 50 metros de longitud. Compuesta por 5 placas de montaje con anclaje a cubierta de chapa trapezoidal distanciadas por 10 metros, tensor de 50 m de cable, de acero galvanizado, de 8 mm de diámetro.

En conformidad con la normativa europea UNE-EN 795:2012. Homologada y certificada

3	688,31 €	2.064,93 €
---	----------	------------

Total Capítulo Seguridad y Salud		2.193,47 €
----------------------------------	--	------------

Capítulo C09. INGENIERÍA Y TRAMITACIÓN

21 Pa Dirección de Obra

Dirección de la ejecución material de la obra y control cualitativo y cuantitativo de la instalación y su calidad por técnico cualificado.

Entre sus funciones se encuentra la de controlar la documentación de los suministros asegurándose que se ajusten a lo proyectado y que cumplen la normativa vigente aplicable, control mediante ensayos para verificar el cumplimiento de las exigencias del CTE, REBT y demás reglamentación vigente aplicable, control de ejecución de la obra, elaborar certificado final de obra.

1	2.687,50 €	2.687,50 €
---	------------	------------

22 Pa Coordinación Seguridad y Salud

Llevar a cabo las tareas que se mencionan en el artículo 9 del Real Decreto 1627/1997 sobre "obligaciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra".



1	397,99 €	397,99 €
---	----------	----------

23 Pa Certificación de inspección BT

Certificado de inspección reglamentaria para instalaciones Eléctricas de Baja Tensión, realizada por Organismo de Control Autorizado, acreditado por ENAC.

1	304,14 €	304,14 €
---	----------	----------

24 Pa Legalización instalación

Legalización de la instalación ante organismo competente en ayuntamiento e Industria, según normativa vigente aplicable.

1	3.480,00 €	3.480,00 €
---	------------	------------

Total Capítulo Ingeniería y Tramitación		6.869,63 €
---	-------	------------

TOTAL		74.757,70 €
--------------	-------	--------------------

Resumen presupuesto

Capítulo	Resumen	Euros	Porcentaje
C01	CAMPO SOLAR	48.753,26 €	65,22%
C02	LÍNEAS ELÉCTRICAS	6.851,19 €	9,16%
C03	INSTALACIÓN TIERRA	614,10 €	0,82%
C04	CUADROS ELÉCTRICOS	5.888,90 €	7,88%
C05	MEDIOS AUXILIARES	1.120,00 €	1,50%
C06	MONITORIZACIÓN Y ANTIVERTIDO	2.301,65 €	3,08%
C07	GESTIÓN DE RESIDUOS	165,50 €	0,22%
C08	SEGURIDAD Y SALUD	2.193,47 €	2,93%
C09	INGENIERÍA Y TRAMITACIÓN	6.869,63 €	9,19%
Total Ejecución de material			74.757,70 €
	13,00 % Gastos generales	9.718,50 €	
	6,00% Beneficio industrial	4.485,46 €	
	SUMA DE G.G. y B.I.		14.203,96 €
	21,00 % I.V.A.		18.681,95 €
Total presupuesto contrata			93.439,65 €

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de NOVENTA Y TRES MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y NUEVA EUROS con SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

CAPÍTULO 10. INVERSIÓN Y AMORTIZACIÓN

A continuación se ha realizado un estudio económico basándonos en los datos energéticos anteriores y se ha comparado el coste de la energía eléctrica consumida (exceptuando costes fijos e impuestos) por cada tramo horario durante el año de muestra con el ahorro que supondría la instalación del sistema de generación fotovoltaico, partiendo para ello de los precios de energía de facturación proporcionados por el parque PCMASA 2, quedando reflejado el resultado en la siguiente tabla.

Mes	Energía consumida red SIN FV (kWh)	Energía generada FV (kWh)	Energía auto-consumida (kWh)	Energía consumida red CON FV (kWh)	Coste energía consumida red SIN FV (€)	Coste energía consumida red CON FV (€)	Ahorro económico (€)
Enero	77.790	3.778	3.778	74.012	7.229 €	6.874 €	355 €
Febrero	82.364	5.299	5.299	77.065	7.670 €	7.171 €	499 €
Marzo	75.652	8.853	8.772	66.880	6.964 €	6.149 €	815 €
Abril	65.524	10.447	10.339	55.185	5.837 €	4.914 €	924 €
Mayo	60.148	12.970	12.114	48.034	5.359 €	4.278 €	1.081 €
Junio	44.094	13.410	11.873	32.221	4.034 €	2.945 €	1.089 €
Julio	44.550	14.109	13.179	31.371	4.165 €	2.920 €	1.245 €
Agosto	37.327	12.814	11.696	25.631	3.400 €	2.323 €	1.077 €
Septiembre	45.794	9.350	8.819	36.975	4.191 €	3.382 €	809 €
Octubre	57.406	6.842	6.764	50.642	5.124 €	4.518 €	605 €
Noviembre	68.255	4.204	4.204	64.051	6.304 €	5.916 €	389 €
Diciembre	70.160	3.263	3.263	66.897	6.481 €	6.176 €	305 €
Total anual	729.064	105.340	100.099	628.965	66.759 €	57.566 €	9.193 €

Tabla 32. Tabla resultados mensuales. [Elaboración propia]

El ahorro económico producido por la instalación fotovoltaica proyectada se estima en **9.193,00 € anuales**.

Tal y cómo se ha indicado en apartados anteriores, la instalación fotovoltaica objeto se ha planteado en la modalidad sin excedentes, es decir, la energía generada pero no consumida no se verterá a la red de distribución existente ni se recibirá una retribución económica por la venta de esta.

La estimación de la instalación proyectada va a tener un valor total de unos 93.439,65€ como se especifica en el presupuesto detallado dentro del proyecto.

Teniendo en cuenta el precio de la energía, el consumo energético estimado en el año estudiado, la generación estimada de la instalación, así como su coste; se puede calcular el

ahorro anual y total, amortización, tasa interna de retorno y el valor actual neto de la instalación proyectada.

Primero vamos a definir los diferentes valores que vamos a obtener, necesarios a la hora de realizar un estudio económico.

- TIR o Tasa Interna de Retorno: es la tasa de interés o rentabilidad que nos ofrece una inversión, en otras palabras, el porcentaje de pérdidas o ganancias que conllevará la instalación proyectada.[11] Que se calcularía:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Siendo:

F_t : Son los flujos de dinero en cada periodo t .

I_0 : es la inversión que se realiza en el inicial ($t=0$).

n : en el número de periodo de tiempo.

- VAN o Valor Actualizado Neto: básicamente consiste en ir actualizando los cobros y pagos de la propia inversión para conocer en el momento que se puede dar por muerta la instalación cuánto dinero se va a ganar (O ahorrar). [12. Que se calcularía:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + k)^1} + \frac{F_2}{(1 + k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + k)^n}$$

Siendo:

F_t : Son los flujos de dinero en cada periodo t .

I_0 : es la inversión que se realiza en el inicial ($t=0$).

n : en el número de periodo de tiempo.

K : es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

- Período de Amortización: hace referencia al número de años hasta que se consiga pagar la inversión con unos beneficios anuales, propios de la instalación proyectada. Esto se conseguirá cuando los flujos de caja pasen a ser positivos.

Año	Coste Eléctrico Actual (€)	Producción Solar (kWh)	Ahorro por Autoconsumo (€)	Mantenimiento (€)	Ahorro TOTAL (€)	Flujo de Caja (€)	Resultado Acumulado (€)
						-93.439,65 €	
1	96.950,12 €	105.339,54 kWh	9.192,74 €	-550,00 €	8.642,74 €	8.642,74 €	-84.796,91 €
2	96.853,17 €	104.935,04 kWh	9.183,54 €	-552,75 €	8.630,79 €	8.630,79 €	-76.166,12 €
3	96.756,31 €	104.532,09 kWh	9.174,36 €	-555,51 €	8.618,85 €	8.618,85 €	-67.547,27 €
4	96.659,56 €	104.130,69 kWh	9.165,19 €	-558,29 €	8.606,89 €	8.606,89 €	-58.940,38 €
5	96.562,90 €	103.730,83 kWh	9.156,02 €	-561,08 €	8.594,94 €	8.594,94 €	-50.345,44 €
6	96.466,34 €	103.332,50 kWh	9.146,86 €	-563,89 €	8.582,98 €	8.582,98 €	-41.762,46 €
7	96.369,87 €	102.935,70 kWh	9.137,72 €	-566,71 €	8.571,01 €	8.571,01 €	-33.191,45 €
8	96.273,50 €	102.540,43 kWh	9.128,58 €	-569,54 €	8.559,04 €	8.559,04 €	-24.632,41 €
9	96.177,23 €	102.146,67 kWh	9.119,45 €	-572,39 €	8.547,06 €	8.547,06 €	-16.085,35 €
10	96.081,05 €	101.754,43 kWh	9.110,33 €	-575,25 €	8.535,08 €	8.535,08 €	-7.550,27 €
11	95.984,97 €	101.363,69 kWh	9.101,22 €	-578,13 €	8.523,09 €	8.523,09 €	972,82 €
12	95.888,98 €	100.974,46 kWh	9.092,12 €	-581,02 €	8.511,10 €	8.511,10 €	9.483,93 €
13	95.793,09 €	100.586,72 kWh	9.083,03 €	-583,92 €	8.499,11 €	8.499,11 €	17.983,03 €
14	95.697,30 €	100.200,46 kWh	9.073,95 €	-586,84 €	8.487,10 €	8.487,10 €	26.470,14 €
15	95.601,60 €	99.815,69 kWh	9.064,87 €	-589,78 €	8.475,09 €	8.475,09 €	34.945,23 €
16	95.506,00 €	99.432,40 kWh	9.055,81 €	-592,73 €	8.463,08 €	8.463,08 €	43.408,31 €
17	95.410,50 €	99.050,58 kWh	9.046,75 €	-595,69 €	8.451,06 €	8.451,06 €	51.859,37 €
18	95.315,09 €	98.670,23 kWh	9.037,70 €	-598,67 €	8.439,04 €	8.439,04 €	60.298,41 €
19	95.219,77 €	98.291,33 kWh	9.028,67 €	-601,66 €	8.427,01 €	8.427,01 €	68.725,42 €
20	95.124,55 €	97.913,89 kWh	9.019,64 €	-604,67 €	8.414,97 €	8.414,97 €	77.140,38 €
21	95.029,43 €	97.537,90 kWh	9.010,62 €	-607,69 €	8.402,93 €	8.402,93 €	85.543,31 €
22	94.934,40 €	97.163,36 kWh	9.001,61 €	-610,73 €	8.390,88 €	8.390,88 €	93.934,19 €
23	94.839,46 €	96.790,25 kWh	8.992,61 €	-613,78 €	8.378,82 €	8.378,82 €	102.313,01 €
24	94.744,62 €	96.418,58 kWh	8.983,61 €	-616,85 €	8.366,76 €	8.366,76 €	110.679,77 €
25	94.649,88 €	96.048,33 kWh	8.974,63 €	-619,94 €	8.354,69 €	8.354,69 €	119.034,46 €
						TIR	7,72 %
						AMORTIZACIÓN	10,8 años
						VAN	119.034,46 €

Tabla 33. Resumen estudio económico. [Elaboración propia]

Evolución precios	
Coste eléctrico	-0,1%
Producción solar	-0,4%
Ahorro por Autoconsumo	-0,1%
Coste Mantenimiento anual	0,5%

Tabla 34. Porcentaje evolución de precios. [Elaboración propia]

Como se puede observar, económicamente la opción es un proyecto totalmente viable debido a que en apenas 11 años la instalación se ha amortizado, consiguiendo un ahorro anual de unos 8.642,74 € y consiguiendo un valor acumulado de unos 119.034,46 €.



CAPÍTULO 11. CONCLUSIÓN

El proyecto de instalación fotovoltaica para el Parque y Centro de Mantenimiento de Sistemas Acorazados 2 ha demostrado ser viable tanto desde el punto de vista económico y energético como técnico. Esto se puede observar en el valor obtenido de tasa interna de retorno (TIR) 7,72%, en el valor actual neto (VAN) de 119.034,46 € y en el plazo de amortización estimado de 11 años.

La instalación fotovoltaica para autoconsumo estimada presenta una rentabilidad alta el plazo de estudio estimado de 25 años.

El hecho de que la instalación fotovoltaica sea técnicamente viable significa que se han considerado los desafíos técnicos y se ha diseñado una instalación eficiente y segura. Esto asegura que la instalación pueda operar de manera confiable y producir la cantidad esperada de energía, utilizando equipos y materiales de primera calidad.

Se han estudiados diferentes propuestas de dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas buscando la que mejor se adapte a las necesidades del suministro. Los distintos dimensionamientos se han estudiado para las dos modalidades de autoconsumo a las que puede acogerse la instalación.

Analizando el perfil de demanda existente en el parque, las características de los tejados donde se pretende ubicar la fotovoltaica y las recomendaciones incluidas en la guía elaborada por el Ministerio de Defensa para este tipo de instalaciones, se ha determinado que la instalación fotovoltaica óptima es de 80 kW en la modalidad sin excedentes.

Como se ha podido observar en los resultados, el porcentaje de Fracción solar no es tan elevado como los obtenidos con otras potencias instaladas, esto se debe a las características de la propia Instalación, en concreto en la distribución de los consumos y la tipología de las cubiertas.

En el caso de la distribución de consumos, se ha podido observar que los meses de mayor consumo son los meses de invierno coincidiendo con el periodo en el cual la generación es menor debido a que hay menos horas de sol. Ocuriendo lo contrario en los meses de verano, el consumo es inferior pero la generación es mayor. Obteniéndose así un valor inferior de los porcentajes de aprovechamiento y fracción solar (Sol_Frac), que si la demanda se sincronizará con la generación.

Respecto a la tipología de la cubierta, la inclinación y orientación de las cubiertas tienen un papel importante en la producción de energía. La orientación de los módulos nos permite adaptar ligeramente la producción de energía a los consumos del edificio. En el caso de PCMASA 2, al ubicar la instalación en el tejado del edificio principal, no es posible variar la orientación ni la inclinación del tejado existente, teniendo que adaptarnos a la geometría de las cubiertas.

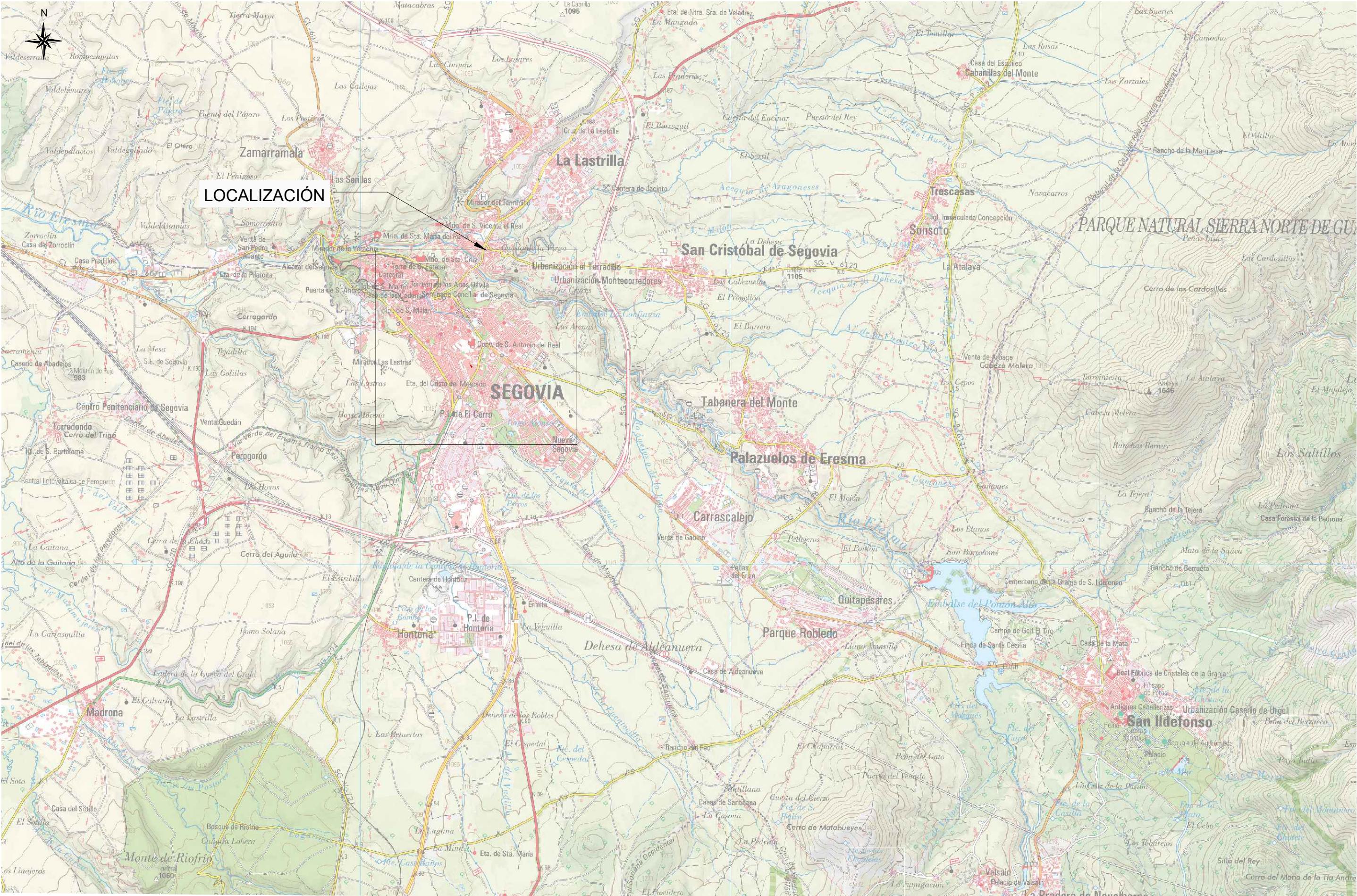
Otro aspecto es que la instalación fotovoltaica contribuirá a reducir la huella de carbono y proteger el medio ambiente al utilizar una fuente de energía limpia y renovable. Al mismo tiempo, la generación de energía propia reducirá la dependencia a la red, notando un importante ahorro económico a lo largo de los años.



En conclusión, la instalación fotovoltaica para autoconsumo proyectada es una inversión que va a permitir aumentar la rentabilidad económica y mejorar la independencia energética del Parque y Centro de Mantenimiento de Sistemas Acorazados 2.



CAPÍTULO 12. PLANOS



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

DE SITUACIÓN

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/50.000

FECHA

30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

1



PROMOTOR

PCMasal
PARQUE Y CENTRO DE MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ACORAZADOS

PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

EMPLAZAMIENTO

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/25.000

FECHA

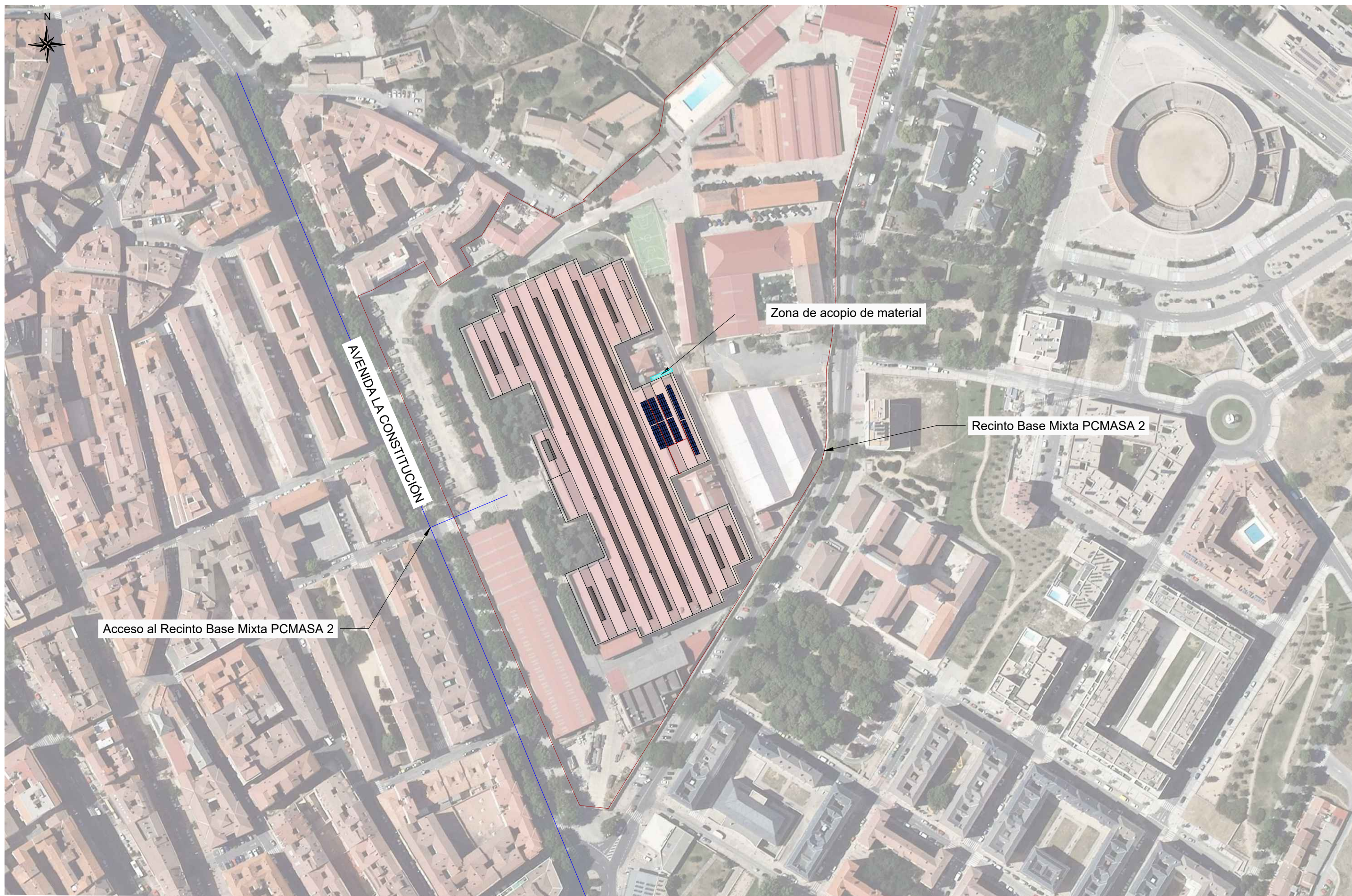
30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

2



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

ACCESOS Y ZONA DE ACOPIO

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/2.000

FECHA

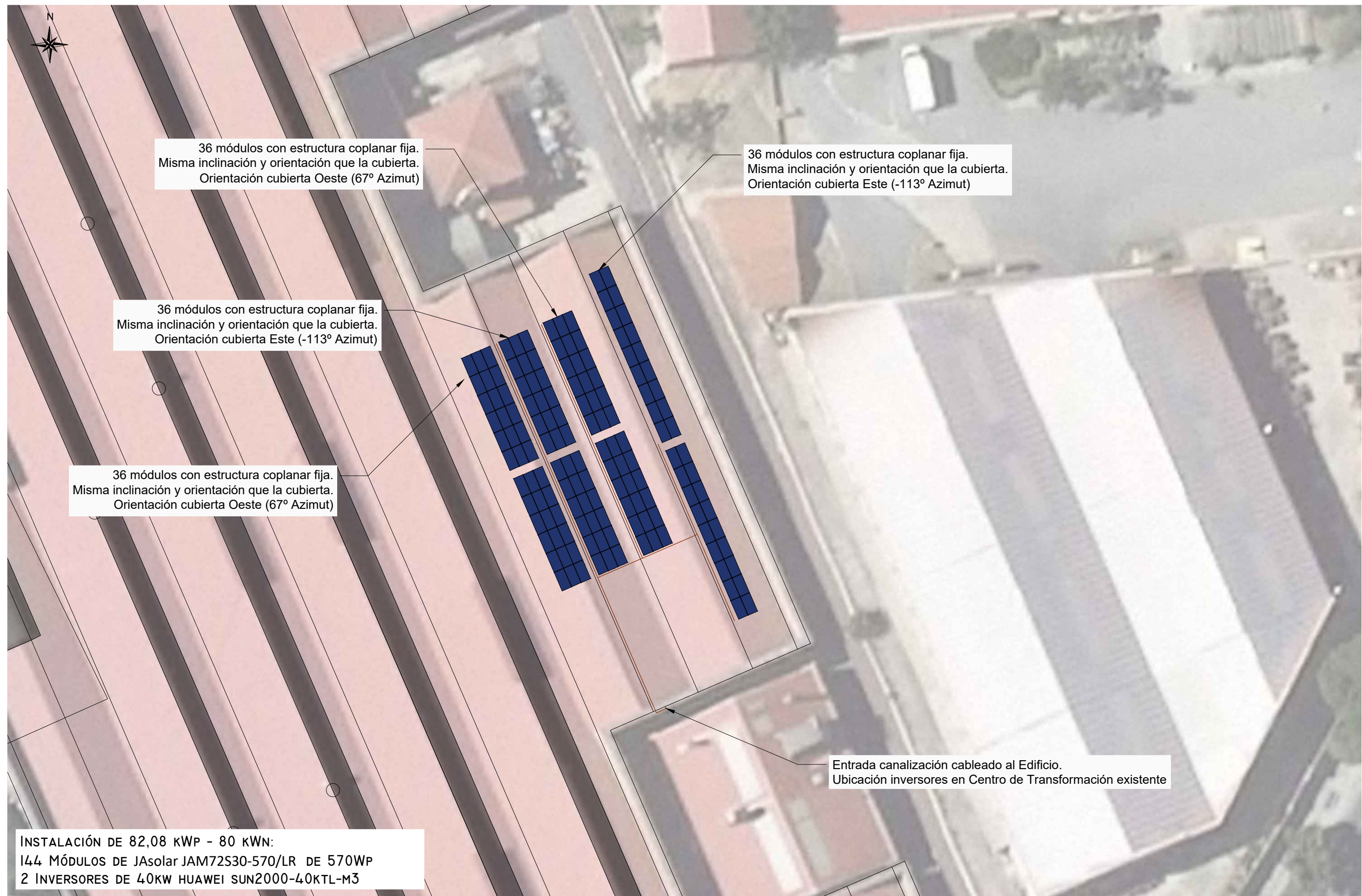
30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

3



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

PLANTA GENERAL

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/4.000

FECHA

30.05.2025

VERSIÓN

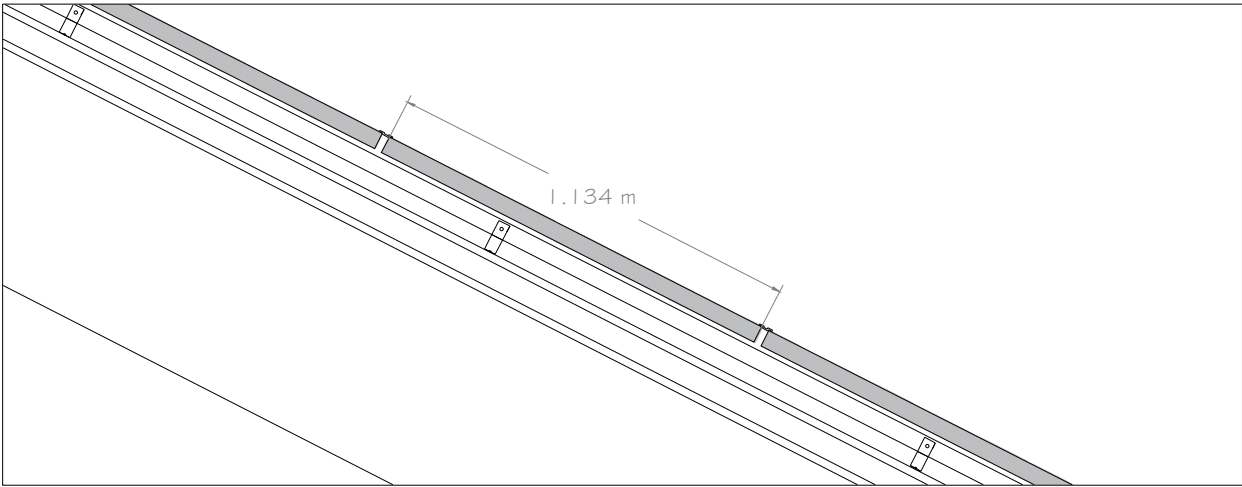
2.0

PLANO Nº

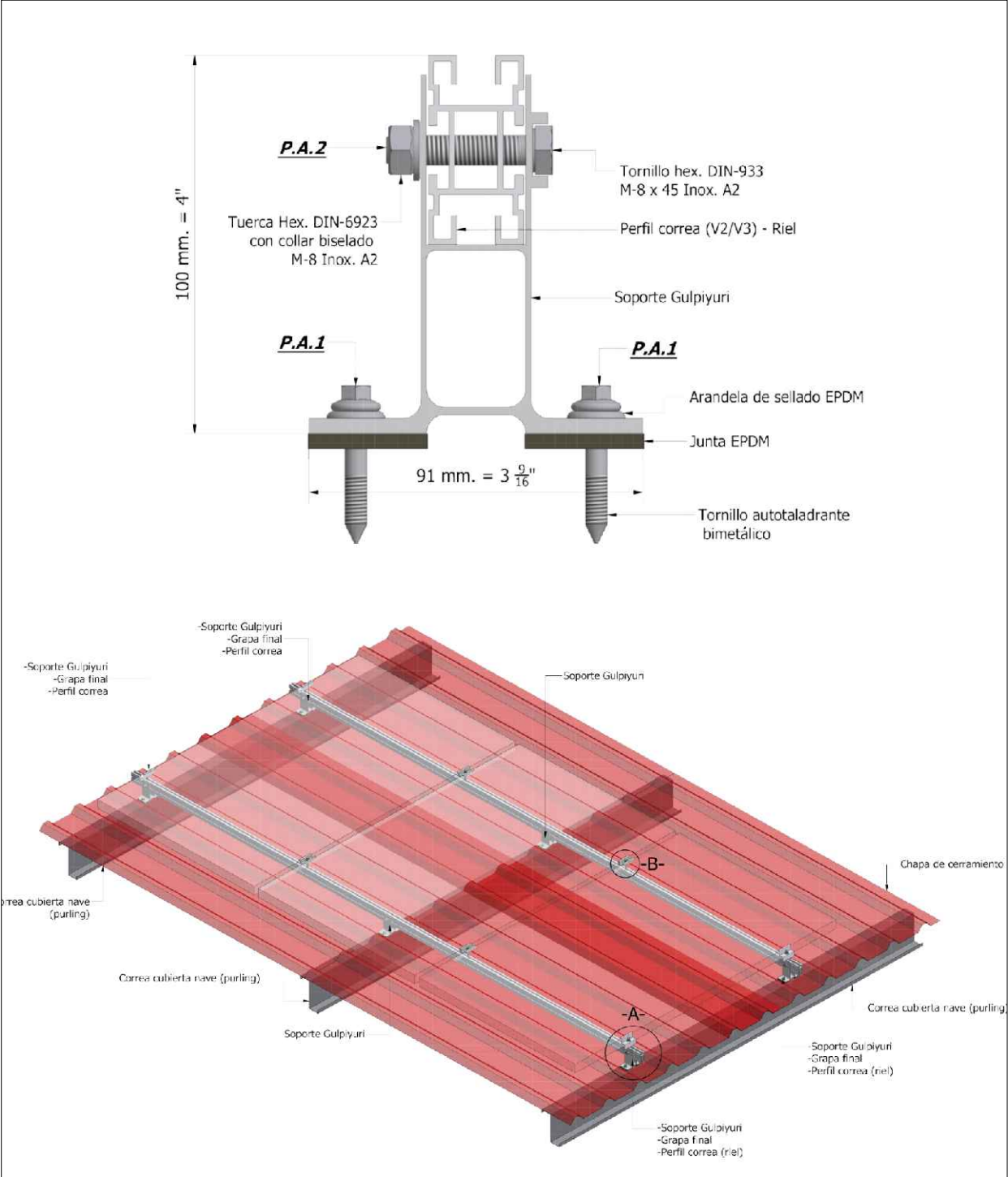
4



DETALLE ESTRUCTURA COPLANAR



DETALLE ANCLAJE ESTRUCTURA COPLANAR



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

DETALLE ESTRUCTURA
COPLANAR

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/4.000

FECHA

30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

5



Entrada canalización cableado al Edificio.
Ubicación inversores en Centro de Transformación existente

S2.4.

S2.3.

S2.1.

S2.2.

S1.4.

S1.3.

S1.1.

S1.2.

Conductores de las series hacia el inversor.
Tramo de sobre cubierta.

INSTALACIÓN DE 82,08 kWp - 80 kWn:
144 MÓDULOS DE JA solar JAM72S30-570/LR DE 570Wp
2 INVERSORES DE 40KW HUAWEI SUN2000-40KTL-M3

PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

DISTRIBUCIÓN STRINGS

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/4.000

FECHA

30.05.2025

VERSIÓN

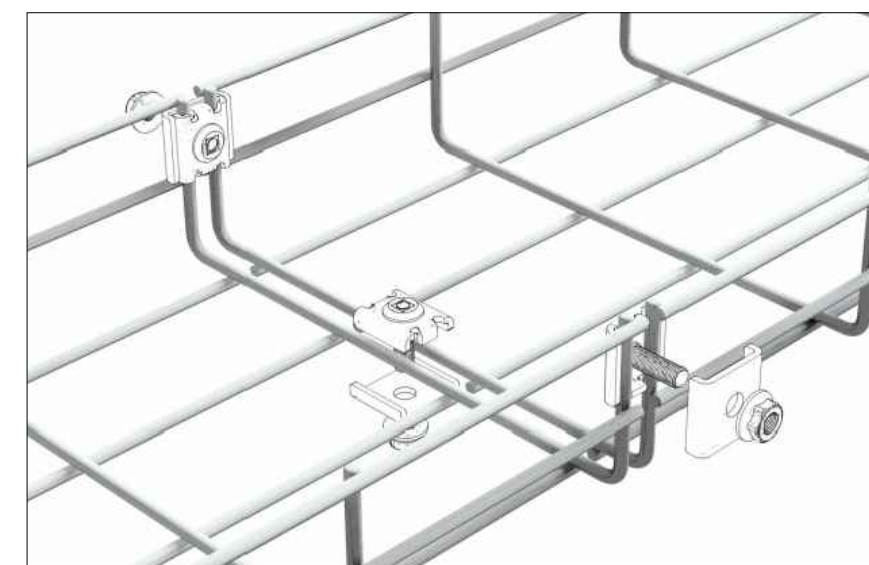
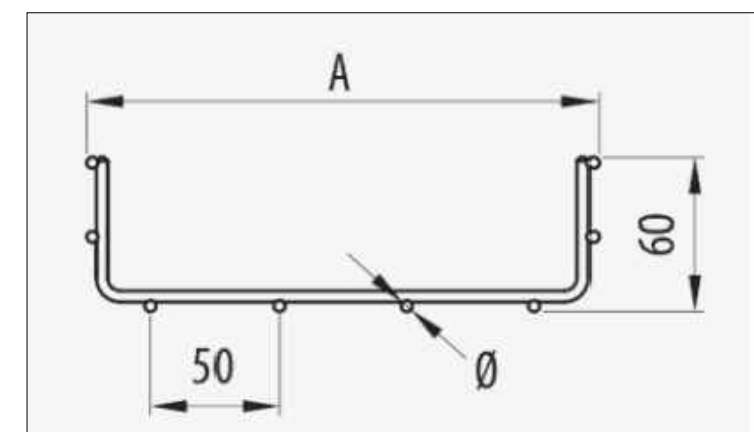
2.0

PLANO Nº

6



DETALLE BANDEJA REJIBAND 60x100



PROMOTOR

PCMasal2
PARQUE y CENTRO de MANTENIMIENTO de SISTEMAS ACORAZADOS

PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

DETALLE CANALIZACIONES

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO

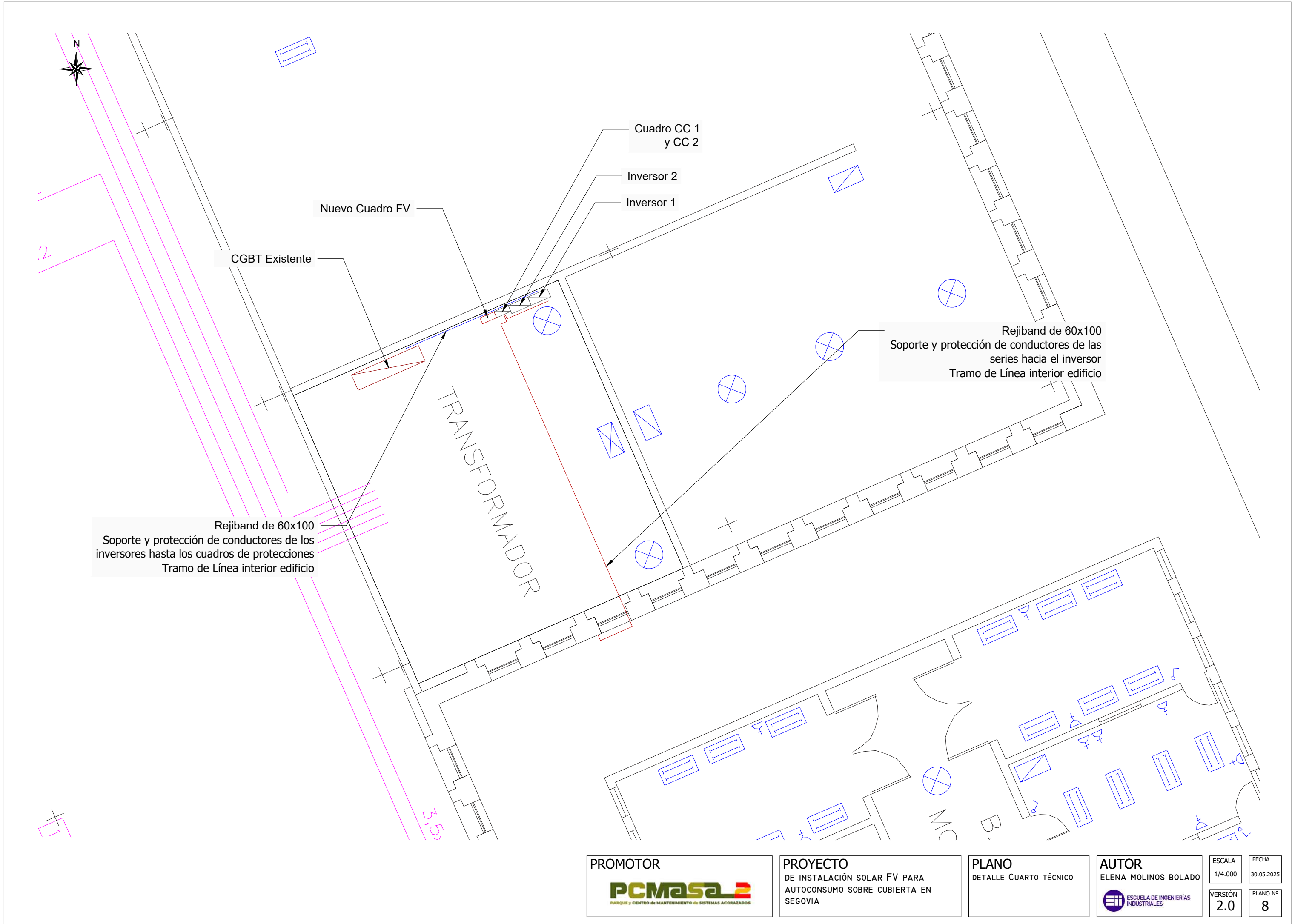
 ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

ESCALA
1/4.000

VERSIÓN
2.0

FECHA
30.05.2025

PLANO Nº
7



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

DETALLE CUARTO TÉCNICO

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

1/4.000

FECHA

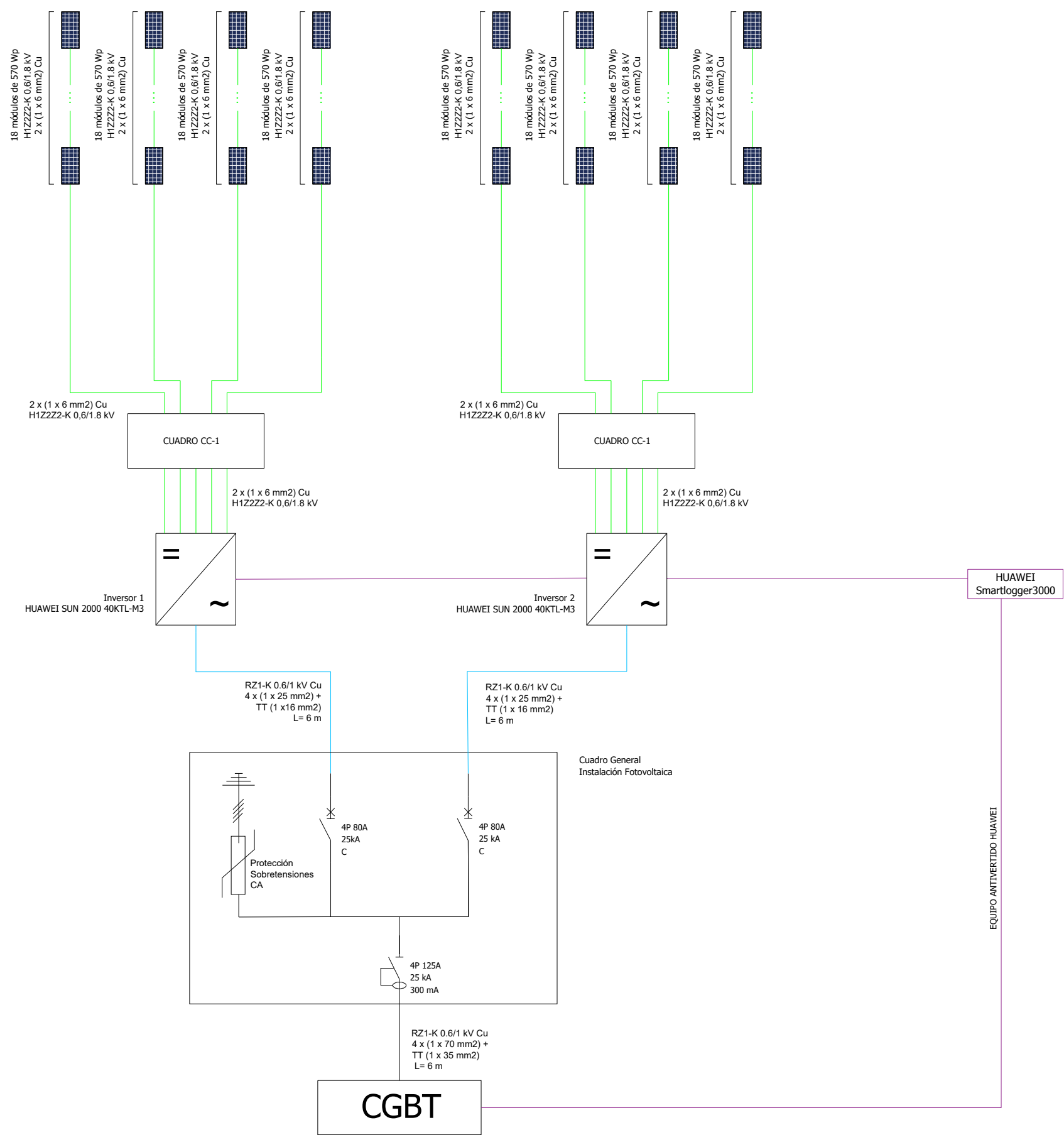
30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

8



PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

ESQUEMA UNIFILAR GENERAL

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCALA

S/E

FECHA

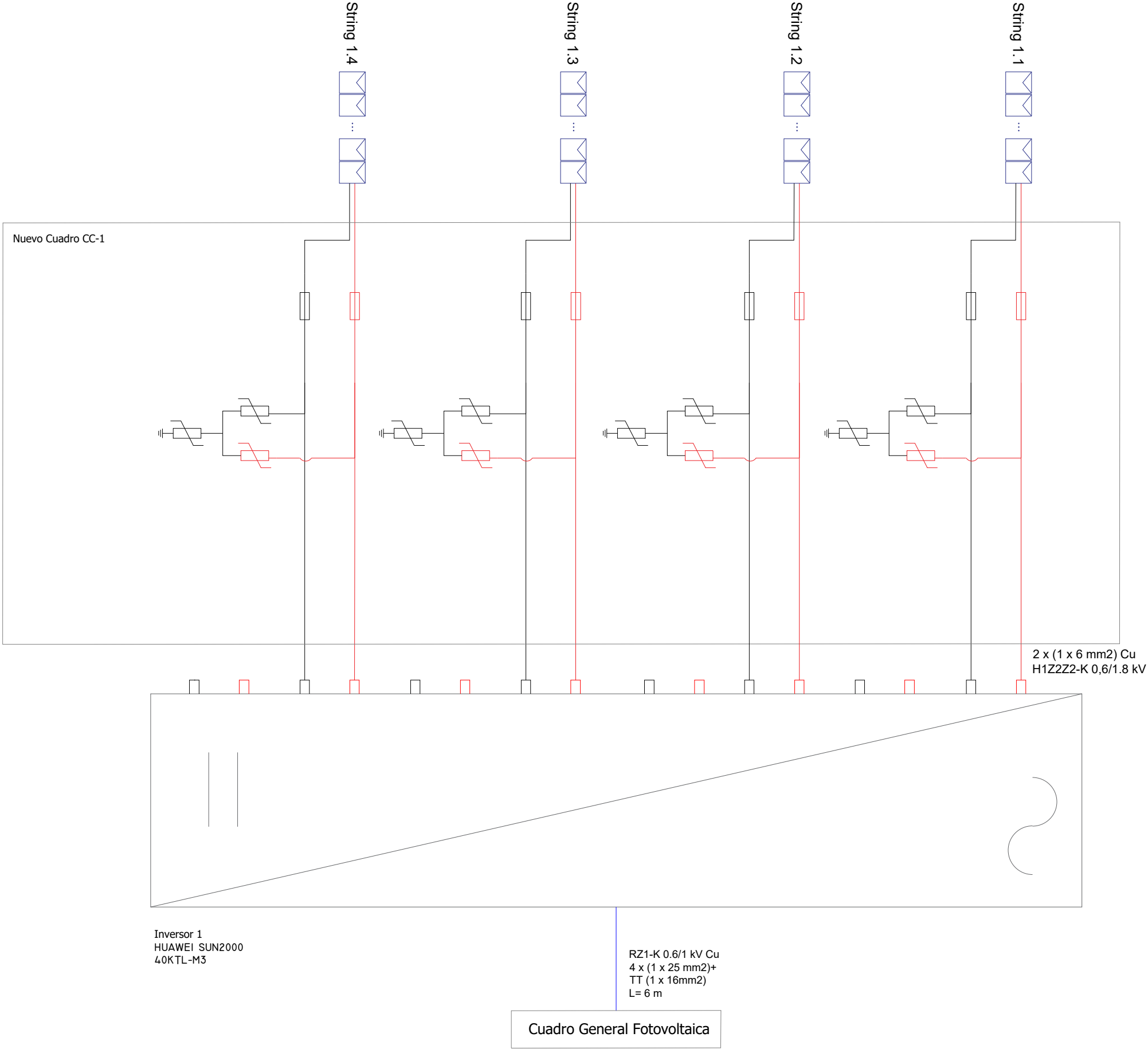
30.05.2025

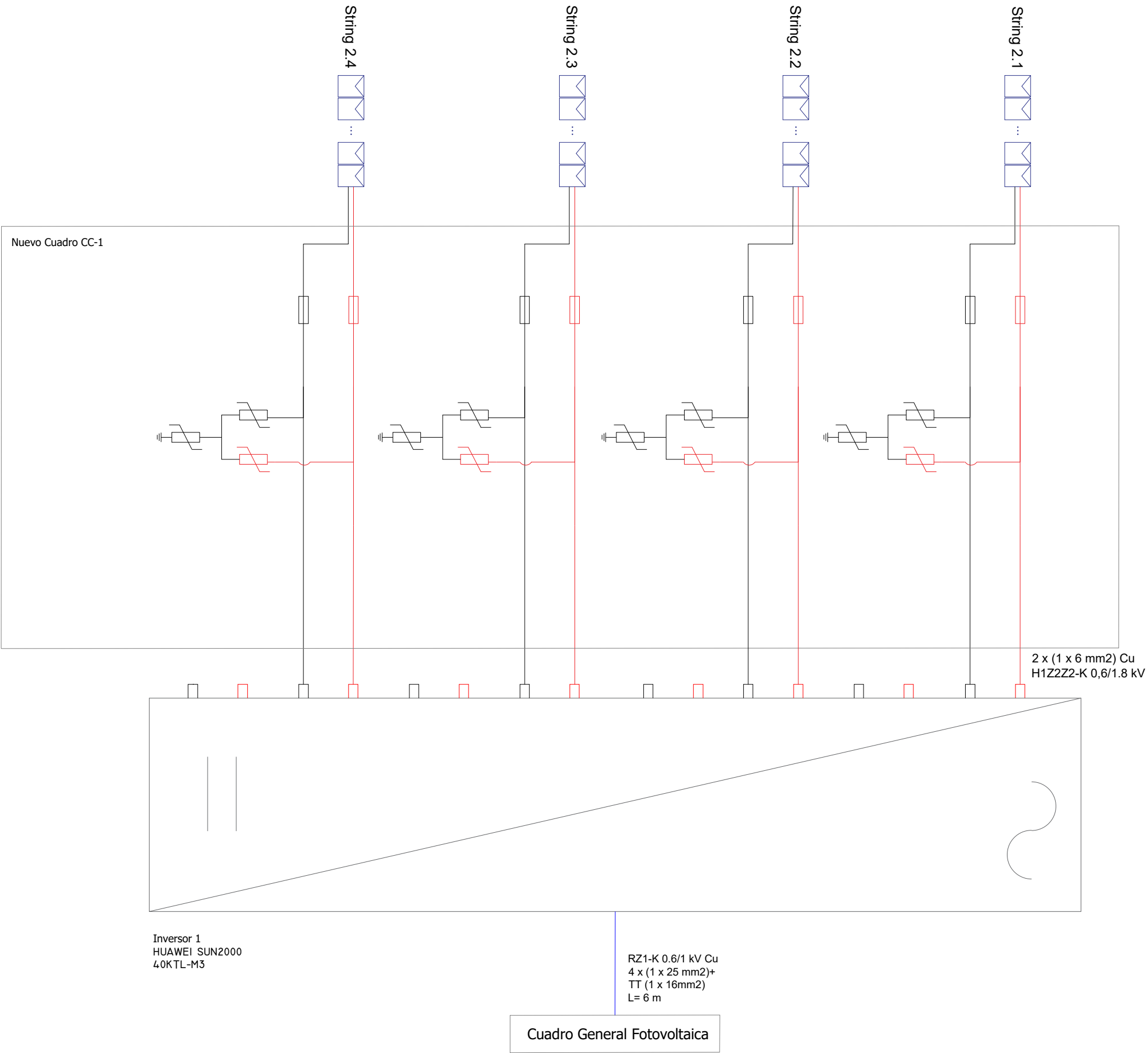
VERSIÓN

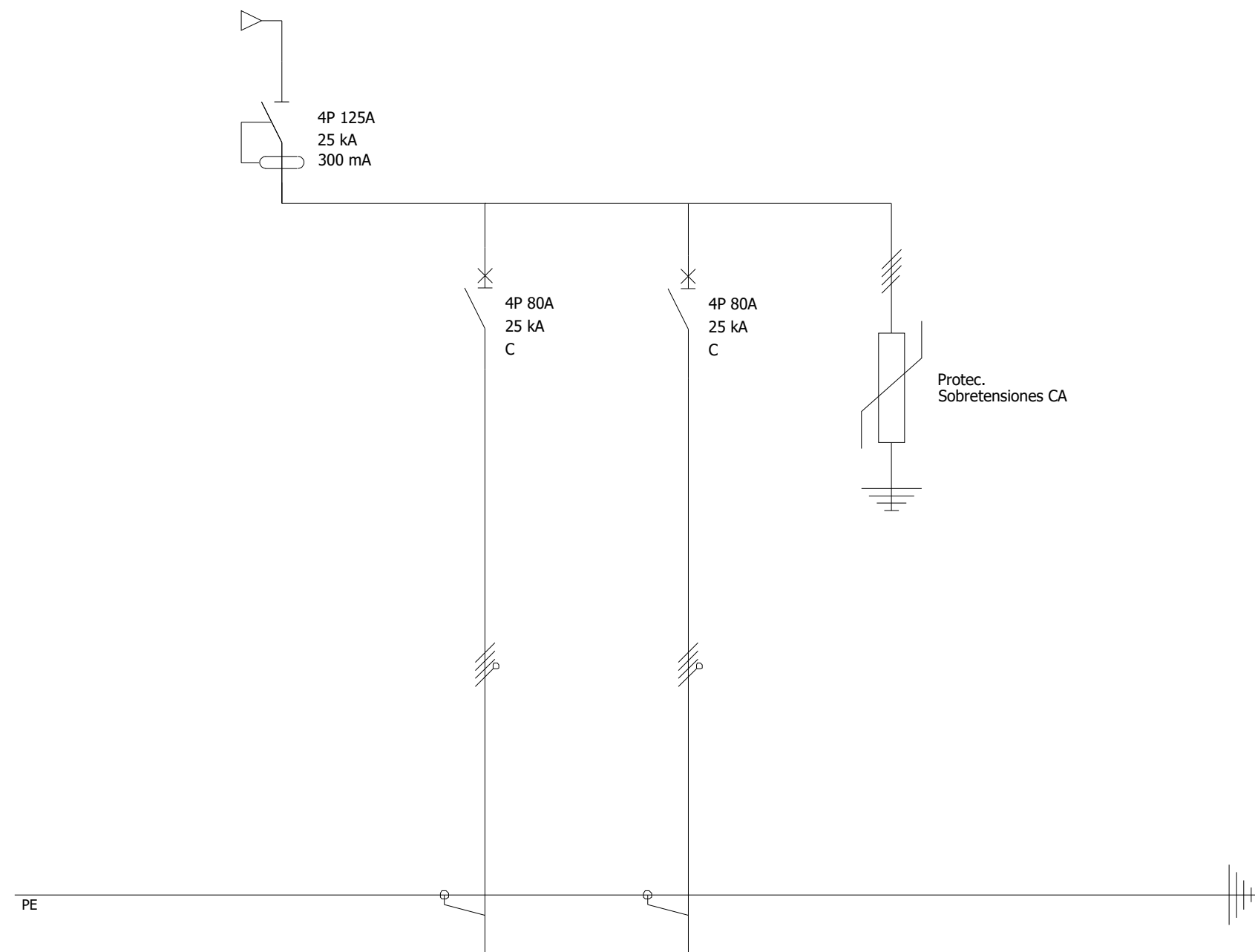
2.0

PLANO Nº

9







Circuito - Potencia	Protección general Cuadro FV	Inversor 1-40kW	Inversor 2-40kW	Protección de sobretensiones
Longitud de cables	6 m	6m	6m	-
Cable - Secciones	70 mm2	25 mm2	25 mm2	25 mm2
Tipo de cables	RZ1-K(AS)	RZ1-K(AS)	RZ1-K(AS)	RZ1-K(AS)

PROMOTOR



PROYECTO

DE INSTALACIÓN SOLAR FV PARA
AUTOCONSUMO SOBRE CUBIERTA EN
SEGOVIA

PLANO

ESQUEMA UNIFILAR CUADRO
FOTOVOLTAICA

AUTOR

ELENA MOLINOS BOLADO



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

ESCALA

S/E

FECHA

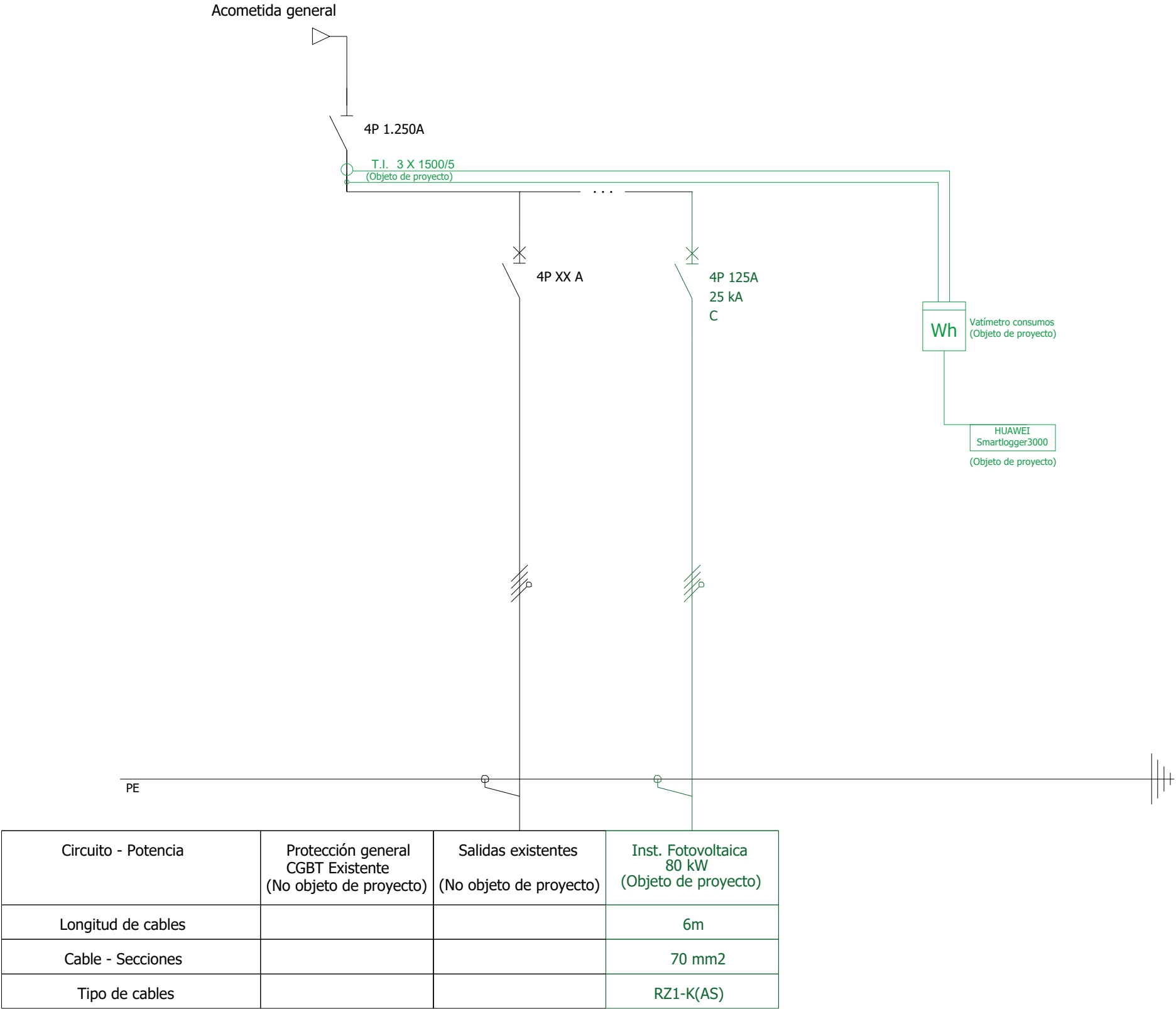
30.05.2025

VERSIÓN

2.0

PLANO Nº

12



CAPÍTULO 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Anual Report UNEF 2024
- [2] [Página web] Fecha de consulta 09/03/2025 <https://www.churchenergia.com/tarifa-6-1-td/>
- [3] [Página web] Fecha de consulta 20/03/2025 <https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/diodo-de-bypass-modulo-fotovoltaico/>
- [4] . P. Lamigueiro, «Energía Solar Fotovoltaica (Versión 1.9, Enero 2018)», p. 194.
- [5] «F. A. Lindholm, J. G. Fossum and E. L. Burgess, “Application of the superposition principle to solar-cell analysis,” in IEEE Transactions on Electron Devices, vol. 26, no. 3, pp. 165-171, March 1979, doi: 10.1109/T-ED.1979.19400».
- [6] [Página web] Fecha de consulta 01/04/2025 <https://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [7] [Página web] Fecha de consulta 02/04/2025. Artículo plataforma “PV MAGAZINE: Informe de Wood Mackenzie sobre el ranking mundial de fabricantes de módulos solares H1 2024. <https://www.pv-magazine.es/2025/01/23/jinkosolar-ocupa-el-primer-puesto-en-la-lista-de-fabricantes-de-modulos-fotovoltaicos-de-woodmac/>
- [8] [Página web] Fecha de consulta 02/04/2025. Módulos fotovoltaicos mejor valorados https://supermercadosolar.es/content/48-compara-los-mejores-paneles-solares-de-2025?srsId=AfmBOoqUiPpljCg_kkq_Qb4qazycokLRVeq5oYn5E74jWblsCLy1Bu_l
- [9] [Página web] Fecha de consulta 02/04/2025. Estructura coplanar <https://alusinsolar.com/en/products/roof-structures/sistema-gulpiyuri-30-en-tramos/>
- [10] [Página web] Fecha de consulta 20/04/2025. SMARTALOGGER3000A. <https://autosolar.es/accesorios-inversores/huawei-smartlogger-sl3000a>
- [11] [Página web] Fecha de consulta 20/04/2025. Certificación Antivertido HUAWEI. https://www.sundepot.es/wp-content/uploads/2024/04/Huawei_Certificado-RD244-y-UNE-217001_30-115KTL_ES.pdf
- [12] ITC-BT-19
- [13] ITC-BT-06
- [14] [Página Web Economía] Fecha de consulta 20/05/2025. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- [15] [Página Web Economía] Fecha de consulta 26/05/2025. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>