



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO Y GENERACIÓN EN UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Fco. Javier Rementeria Sánchez

Director: Dr. Manuel Gómez de la Calle

Madrid

Julio de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Diseño de instalación fotovoltaica para autoconsumo y generación en un edificio
industrial”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Fco. Javier Rementeria Sánchez

Fecha: 20/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Manuel Gómez de la Calle

Fecha: 20/ 07/ 2023



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO Y GENERACIÓN EN UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Fco. Javier Rementeria Sánchez

Director: Dr. Manuel Gómez de la Calle

Madrid

Julio de 2023

ABREVIATURAS

GWp	Gigavatio pico
Ke	Coste de capital
Kd	Coste de la deuda
kWh	Kilowatt hora
kWp	Kilovatio pico
LCOE	Levelized Cost of Energy (Coste Nivelado de Energía)
m	metro
mm	milímetro
m ²	metro cuadrado
mm ²	milímetro cuadrado
MWp	Megavatio pico
MWh	Megavatio hora
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica)
REBT	Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
ROI	Return on Investment (Retorno de Inversión)
TIR	Tasa Interna de Retorno
VA	Valor Actual
VAN	Valor Actual Neto

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO Y GENERACIÓN EN UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Fco. Javier Rementeria Sánchez

Director: Dr. Manuel Gómez de la Calle

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo ha desarrollado un análisis detallado de la implementación de una planta fotovoltaica en un entorno industrial. Los resultados evidencian la factibilidad técnica y económica del proyecto, destacando un periodo de recuperación de inversión de 7,9 años y TIR sin apalancar del 13%.

Palabras clave: Energía Solar, Fotovoltaica, Análisis Económico, Autoconsumo

El incremento de la demanda energética, la necesidad de transitar hacia un modelo energético sostenible, han impulsado el desarrollo y adopción de tecnologías de generación de energía renovable. Entre estas, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una solución eficiente y escalable. Este estudio busca evaluar la viabilidad de incorporar una instalación fotovoltaica en una nave industrial de una empresa para su autoconsumo.

El proyecto consistirá en la implementación de una planta fotovoltaica con una potencia pico que se estima en unos 100 kW en una nave industrial ubicada en Vizcaya, España. Se llevará a cabo un estudio que incluirá tanto los aspectos técnicos como económicos. Desde la definición de las características de la planta y estimación de la producción, hasta la evaluación de los costes de inversión, operación y mantenimiento, y los beneficios económicos esperados.

Se diseñará la instalación fotovoltaica atendiendo a las especificaciones de las fichas técnicas de los fabricantes y a la normativa presente en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). También se hará uso de bases de datos del PVIGS, una herramienta desarrollada por la Comisión Europea, para estimar la producción de la instalación y cotejarla con la estimación calculada analíticamente mediante Excel. A partir de las estimaciones anteriores, se realizó un análisis económico que incluyó indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Coste Nivelado de la Energía (LCOE) y el periodo de recuperación de la inversión.

La viabilidad de la instalación se estudiará mediante la proyección de los ahorros futuros. Los resultados evidencian la factibilidad del proyecto. Se obtiene un VAN de 169.503,37€, una TIR del 13%, un LCOE de 72,71 €/MWh y un periodo de recuperación de la inversión de 7,9 años. Asimismo, se estima un Retorno de la Inversión (ROI) del 288,7%. En caso de apalancamiento financiero con un crédito al 7%, la TIR aumentaría a 20,1%.

El análisis desarrollado en este trabajo demuestra la viabilidad de la incorporación de una planta fotovoltaica en una fábrica desde el punto de vista técnico y económico. La energía solar fotovoltaica representa una oportunidad para las empresas para mejorar su sostenibilidad y reducir sus costes energéticos. Sin embargo, se identificaron líneas de investigación futuras, como la integración de sistemas de almacenamiento de energía y el análisis de la factibilidad de sistemas de seguimiento solar.

DESIGN OF PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR SELF-CONSUMPTION AND GENERATION IN AN INDUSTRIAL BUILDING

Author: Fco. Javier Rementeria Sánchez

Supervisor: Dr. Manuel Gómez de la Calle

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work has developed a detailed analysis of the implementation of a photovoltaic plant in an industrial environment. The results demonstrate the technical and economic feasibility of the project, highlighting a payback period of 7,9 years and an unlevered IRR of 13%.

Keywords: Solar Energy, Photovoltaic, Economic Analysis, Self-consumption

The increase in energy demand and the need to transition towards a sustainable energy model have driven the development and adoption of renewable energy generation technologies. Among these, photovoltaic solar energy has established itself as an efficient and scalable solution. This study aims to assess the feasibility of incorporating a photovoltaic installation in an industrial warehouse for a company's self-consumption.

The project will consist of the implementation of a photovoltaic plant with an estimated peak power of about 100 kW in an industrial warehouse located in Vizcaya, Spain. A study will be carried out that will include both technical and economic aspects. From the definition of the plant's characteristics and estimation of production to the evaluation of investment, operation and maintenance costs, and the expected economic benefits.

The photovoltaic installation will be designed according to the specifications of the manufacturers' technical sheets and the regulations present in the Low Voltage Electrotechnical Regulation (REBT). The PVGIS database, a tool developed by the European Commission, will also be used to estimate the installation's production, and compare it with the estimation calculated analytically using Excel. From the previous estimates, an economic analysis was carried out that included indicators such as the Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Return (IRR), the Levelized Cost of Energy (LCOE), and the payback period.

The feasibility of the installation will be studied by projecting future savings. The results demonstrate the feasibility of the project. An NPV of €169,503,37, an IRR of 13%, a LCOE of €72,71/MWh, and a payback period of 7,9 years are obtained. Likewise, a Return on Investment (ROI) of 288,7% is estimated. In case of financial leverage with a 7% loan, the IRR would increase to 20,1%.

The analysis developed in this work demonstrates the viability of incorporating a photovoltaic plant in a factory from a technical and economic point of view. Photovoltaic solar energy represents an opportunity for companies to improve their sustainability and reduce their energy costs. However, future lines of research were identified, such as the integration of energy storage systems and the analysis of the feasibility of solar tracking systems.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. NECESIDAD	1
1.2. SOLUCIÓN PROPUESTA	1
1.3. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EDIFICIO	2
1.3.1. Potencial de la cubierta.....	3
1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO	3
1.5. MOTIVACIÓN.....	3
1.6. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)4	
1.7. ALCANCE.....	5
Capítulo 2. INVESTIGACIÓN PRELIMINAR.....	6
2.1. PRINCIPIOS DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	6
2.1.1. Energía solar.....	6
2.1.2. Tecnología fotovoltaica.....	6
2.1.3. Autoconsumo energético fotovoltaico.....	7
2.1.4. Almacenamiento energético en baterías de litio.....	7
2.1.5. Energía fotovoltaica en España 2022	8
2.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	9
2.2.1. Introducción a las instalaciones fotovoltaicas	9
2.2.2. Módulo fotovoltaico	10
2.2.3. Inversor.....	13
2.2.4. Protecciones.....	15
2.2.5. Contador bidireccional	16
2.2.6. Estructura de soporte	16
2.3. NATURALEZA DE LA ENERGÍA SOLAR	19
2.3.1. Irradiancia solar	19
2.3.2. Irradiancia en España.....	20
2.3.3. Insolación solar.....	21
2.4. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).....	22
2.5. PROCEDIMIENTO LEGAL.....	23
2.6. Legislación	23
2.6.1. Proceso de ejecución de una instalación fotovoltaica	25
2.6.2. Compensación de excedentes	26
Capítulo 3. DESARROLLO DEL PROYECTO.....	27
3.1. CONSUMO ENERGÉTICO	27
3.1.1. Tarifa 3.0A y 3.0TD.....	27
3.1.2. Patrón de consumo 2020	28
3.2. ELEMENTOS FINALES DE LA INSTALACIÓN.....	32
3.2.1. Panel fotovoltaico.....	32
3.2.2. Inversores	33
3.2.3. Contador bidireccional	34
3.2.4. Estructura de soporte	36
3.3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	38
3.3.1. Inclinação de placas	38
3.3.2. Separación entre filas	39
3.3.3. Distribución final de los paneles	41
3.4. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA ...	43
3.4.1. Arquitectura.....	43
3.4.2. Comprobación de tensiones e intensidades máximas y mínimas en el inversor	44
3.4.3. Sección del cableado	46
3.5. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE PVGIS.....	49
3.6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE DATOS HISTÓRICOS	
53	
3.6.1. Horas Solares Pico.....	53
3.6.2. Factor de rendimiento en función de la temperatura de operación.....	54

3.6.3.	Resultado del calcula de la energía generada	56
3.7.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	57
Capítulo 4.	ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO.....	59
4.1.	INVERSIÓN INICIAL	59
4.2.	AHORRO ESTIMADO	60
4.2.1.	Precios tarifa	60
4.2.2.	Patrón de generación	62
4.2.3.	Cálculo final del ahorro	63
4.3.	GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	64
4.4.	RENTABILIDAD.....	65
4.4.1.	Flujos de caja	65
4.4.2.	Payback period	66
4.4.3.	ROI	66
4.4.4.	VAN	67
4.4.5.	TIR.....	67
4.4.6.	LCOE.....	68
4.5.	APALANCAMIENTO	69
Capítulo 5.	CONCLUSIONES.....	70
5.1.	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS	70
5.2.	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)70	
5.3.	CONCLUSIONES PRINCIPALES.....	71
5.4.	RECOMENDACIONES PARA FUTURO TRABAJOS	72
Capítulo 6.	BIBLIOGRAFÍA.....	73
Capítulo 7.	ANEXOS.....	76
7.1.	Tablas con detalle	76
7.2.	Fichas técnicas	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1: Vista superior del edificio desde Google Earth.	2
Ilustración 1-2: Vista lateral del edificio desde Google Earth.	3
Ilustración 2-1: Comparativa del LCOE de diferentes energías a lo largo del tiempo [2].	6
Ilustración 2-2: Diagrama de autoconsumo fotovoltaico industria [2].	7
Ilustración 2-3: Media ponderada por volumen del precio de las baterías de iones de litio [5].	8
Ilustración 2-4: Potencia instalada en España 2006-2022 en MW [6].	8
Ilustración 2-5: Diagrama de bloques del funcionamiento de una instalación fotovoltaica.	9
Ilustración 2-6: Partes de un módulo fotovoltaico [7].	11
Ilustración 2-7: Conectores MC4 [8].	11
Ilustración 2-8: Esquema eléctrico de una célula fotovoltaica [9].	12
Ilustración 2-9: Representación gráfica de la eficiencia de una célula fotovoltaica.	13
Ilustración 2-10: Ejemplo de estructura de soporte para cubiertas inclinadas con varilla roscada.	17
Ilustración 2-11: Ejemplo de estructura de soporte para cubiertas planas regulable.	17
Ilustración 2-12: Ejemplo de estructura de soporte para fachadas o verticales.	18
Ilustración 2-13: Ejemplo de estructura de soporte en el suelo.	18
Ilustración 2-14: Irradiancia Global media [1983-2005] (kWh m ² / día) [15].	20
Ilustración 2-15: Variación de la irradiancia sobre España en un año [15].	21
Ilustración 2-16: Mapa de insolación anual en España [16].	22
Ilustración 2-17: Esquema resumen sobre las diferentes legislaciones.	24
Ilustración 2-18: Hitos en la tramitación de un sistema de autoconsumo.	26
Ilustración 3-1: Detalle de los periodos de la tarifa 3.0TD.	28
Ilustración 3-2: Consumo 2020 por periodos.	29
Ilustración 3-3: Consumo por meses de cada año.	31
Ilustración 3-4: Dimensiones de SPR-MAX3-400-COM.	32
Ilustración 3-5: Curvas de rendimiento del Sunny tripower CORE1 STP 50-40.	33
Ilustración 3-6: Diagrama de bloques del Sunny Tripower CORE1 STP 50-40.	34
Ilustración 3-7: Inversor Sunny Tripower CORE1 STP 50-40.	34
Ilustración 3-8: Contador bidireccional E650 Series 3 de la empresa Landis+Gyr.	35
Ilustración 3-9: Dimensiones del E650 Series 3.	35
Ilustración 3-10: Estructura Inclinada Soporte Placas Solares regulable 20° – 35° Cubierta Plana 12V de TeknoSolar.	36
Ilustración 3-11: Configuración aproximada de 5 paneles en la estructura 12V.	37
Ilustración 3-12: Ángulo acimutal del edificio.	38
Ilustración 3-13: Descripción del ángulo acimutal según PGIS.	38
Ilustración 3-14: Representación del cálculo de separación entre paneles en superficies inclinadas [28].	40
Ilustración 3-15: Plano de las medidas de separación entre paneles.	41
Ilustración 3-16: Plano de las medidas de la distribución de los paneles.	41
Ilustración 3-17: Modelo en Solidworks de la instalación.	42
Ilustración 3-18: Vista detallada del modelo en Solidworks de la instalación.	43
Ilustración 3-19: Esquema detallado de las conexiones entre los paneles y el inversor.	47
Ilustración 3-20: Intensidades según tipo de instalación. ITC-BT-19.	48
Ilustración 3-21: Inputs del PVIGS.	51
Ilustración 3-22: Producción energética mensual simulada.	53
Ilustración 3-23: Interpretación gráfica de HSP.	54

Ilustración 3-24: Comparativa entre rendimientos con y sin temperatura.....	56
Ilustración 3-25: Comparativa entre resultados en energía producida.	57
Ilustración 4-1: Periodos de la tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes.....	61
Ilustración 4-2: Nuevo consumo contando con la energía fotovoltaica conumida.....	63
Ilustración 4-3: Proyección de los flujos de caja acumulados.	66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Tipos de inversores por tipo de instalación [11].	14
Tabla 3-1: Detalle horario de la tarifa 3.0A.	27
Tabla 3-2: Consumo 2020 por periodos y meses.	29
Tabla 3-3: Consumo 2020 por periodos y meses en porcentajes.	30
Tabla 3-4: Resumen características del panel solar.	33
Tabla 3-5: Resumen características del inversors.	34
Tabla 3-6: Dimensiones y coste de la estructura de soporte en función de la cantidad de módulos a colocar.	36
Tabla 3-7: Resultados de PGIS.	39
Tabla 3-8: Comparativa de coste de estructuras para albergar 8 módulos.	42
Tabla 3-9: Total de módulos por sección.	42
Tabla 3-10: Arquitectura de conexiones de los módulos.	44
Tabla 3-11: Arquitectura de conexiones de los módulos.	47
Tabla 3-12: Cálculo de longitud del cableado paralelo.	49
Tabla 3-13: Resultados de la simulación final PVIGS.	51
Tabla 3-14: Resultados de la simulación final PVIGS por mes.	52
Tabla 3-15: Elaboración de HPS mediante VGIS-CMSAF.	54
Tabla 3-16: Actualización de rendimiento en función de la temperatura ambiente.	55
Tabla 4-1: Presupuesto desglosado.	60
Tabla 4-2: Tarifa Endesa temporada 3.0 TD [36].	61
Tabla 4-3: Distribución de precios de una tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes.	61
Tabla 4-4: Porcentaje de irradiancia media diaria en cada hora para cada mes.	62
Tabla 4-5: Estimación del nuevo consumo de la nave con uso de fotovoltaica.	63
Tabla 4-6: Estimación energía generada en días laborables y festivos.	63
Tabla 4-7: Ahorro en días laborables por cada hora en cada mes.	64
Tabla 4-8: Ahorro final generado en días laborables y festivos.	64
Tabla 4-9: Proyección de flujos de caja de los primeros 10 años.	65
Tabla 4-10: Proyección de flujos de caja de la deuda de los primeros 10 años.	69
Tabla 7-1: Detalle de consumo mensual de todos los años disponibles. En kWh.	76
Tabla 7-2: Proyección completa de flujos de caja.	77
Tabla 7-3: Proyección completa de flujos de caja con deuda.	78

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Potencia máxima de una célula fotovoltaica.	12
Ecuación 2: Temperatura de trabajo de una célula fotovoltaica.	13
Ecuación 3: Distancia entre filas mínimo en superficies inclinadas.	40
Ecuación 4: Sección de un cable con corriente continua [30].	46
Ecuación 5: Caída de tensión de un cable con corriente continua.	50
Ecuación 6: Energía producida mediante HSP.	53
Ecuación 7: Temperatura de operación de un panel fotovoltaico.	55
Ecuación 8: Return on investment.	66
Ecuación 9: Valor actual neto.	67
Ecuación 10: TIR.	67
Ecuación 11: LCOE.	68

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el consumo energético y su coste asociado es una constante en la lista de preocupaciones de las PYMES españolas, especialmente aquellas con un consumo relevante. La crisis generada por la pandemia COVID-19, que ha alterado drásticamente los patrones de demanda y afectado las cadenas de suministro energético, junto con la guerra entre Rusia y Ucrania, una región vital para el tránsito de gas hacia Europa, han generado una situación geopolítica muy complicada para el mercado energético europeo. Este contexto, marcado por la inestabilidad y la incertidumbre, se ha traducido en un alza de los precios de la electricidad sin precedentes.

Ante esta situación, el autoconsumo tiene más sentido que nunca. No sólo permite reducir la huella de carbono de la empresa, sino que además desde la perspectiva económica, es una estrategia muy rentable como se demostrará en los diferentes análisis de este trabajo.

1.1. NECESIDAD

Dentro del actual contexto de crecimiento de las energías renovables, el proyecto que se presenta es de gran importancia. Este se orienta hacia la optimización del uso de la energía, aprovechando el alto grado de desarrollo de la tecnología fotovoltaica. Con la implementación de un sistema de autoconsumo en la cubierta del edificio, el objetivo es reducir la dependencia de la red eléctrica, lo que conlleva un ahorro en costes energéticos, aunque no necesariamente implica una reducción en el consumo total de energía.

Primero, es necesario tener en cuenta que cualquier industria, sin importar su naturaleza o tamaño, tiene como uno de sus principales objetivos mejorar la eficiencia. Para lograrlo, es imprescindible la optimización continua de los procesos y la reducción de los costes. Este proyecto proporciona las herramientas y métodos necesarios para alcanzar una reducción de costes asociados al consumo eléctrico.

Además, en un entorno cada vez más competitivo y con los costes energéticos en alza, la optimización del consumo eléctrico es crucial. Cualquier dependencia excesiva de la red eléctrica puede resultar en gastos significativos. Así, este proyecto se vuelve necesario para disminuir la vulnerabilidad a las fluctuaciones de los precios de la energía, proporcionando una fuente de energía renovable estable y predecible con la instalación fotovoltaica.

Por otro lado, el proyecto tiene en cuenta la sostenibilidad y el medio ambiente, temas que son de vital importancia en la actualidad. Se busca mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental de la empresa, contribuyendo así a la sostenibilidad del planeta.

En resumen, la necesidad de este proyecto radica en mejorar la eficiencia, el impacto ambiental y, en última instancia, aumentar la competitividad y la rentabilidad de la industria.

1.2. SOLUCIÓN PROPUESTA

La solución propuesta en este proyecto consiste en la instalación de paneles solares en la cubierta de la nave. Esta medida está orientada a la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables y sostenibles. De esta manera, se persigue reducir la dependencia de la planta de la red eléctrica convencional.

Los paneles solares capturan la energía del sol y la convierten en energía eléctrica, que puede ser aprovechada por la instalación industrial de la fábrica para su autoconsumo. En este sentido, se aprovecha una fuente de energía limpia y gratuita para cubrir una parte importante de las necesidades energéticas de la planta.

Además, esta solución no solo beneficia a la planta desde el punto de vista del ahorro energético, sino que también contribuye a la reducción de su huella de carbono. Al generar electricidad de una manera más limpia y sostenible, se disminuye la emisión de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, en los momentos en los que la producción de energía solar exceda el consumo de la planta, se podría considerar la posibilidad de inyectar el excedente a la red eléctrica. Esto no sólo generaría beneficios económicos, sino que también ayudaría a la generación de una red eléctrica más sostenible y resiliente.

1.3.DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EDIFICIO

El presente trabajo va a tratar sobre una PYME ficticia, pero con características reales y comunes en la industria española, con la finalidad de que pueda ser fácilmente replicable en la vida real.

La empresa objeto de estudio es una organización dedicada a la venta, instalación, reparación y mantenimiento de electrodomésticos, sistemas de agua caliente sanitaria (ACS), calefacción, climatización y otros aparatos pequeños.

La actividad principal de la empresa se desarrolla en una nave industrial ubicada en Bilbao, Vizcaya. Esta instalación es el epicentro de sus operaciones y cumple un rol fundamental en la gestión de su actividad, albergando tanto tareas administrativas como actividades de almacenaje y logística de los equipos y productos con los que trabaja la empresa.

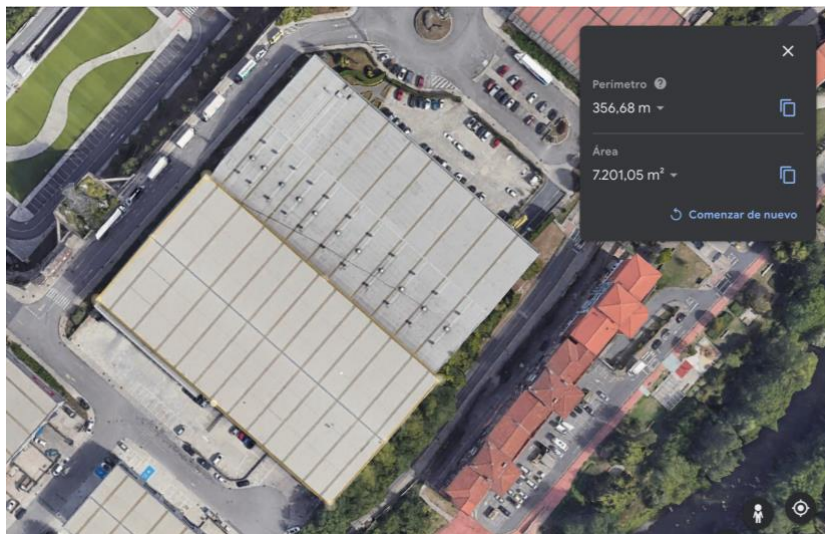


Ilustración 1-1: Vista superior del edificio desde Google Earth.

La nave industrial se extiende sobre una superficie total de 7.200 m² y se encuentra contiguo a otro edificio como se aprecia en la Ilustración 1-1.

En términos de diseño, el edificio cuenta con una cubierta a dos aguas con 5 ° de inclinación que integra varios tragaluces, proporcionando iluminación natural al espacio interior como se puede apreciar en la Ilustración 1-2. Además, dispone de varias salidas

de humos, que son esenciales para garantizar la ventilación adecuada y el cumplimiento de las normativas de seguridad y salud laboral.



Ilustración 1-2: Vista lateral del edificio desde Google Earth.

1.3.1. Potencial de la cubierta

Aunque la superficie del edificio sea de 7.200 m², no todo es utilizable debido a los tragaluces, chimeneas y la distancia entre paneles que se calcula en el punto 3.3.2 de este documento. Conocida esta distancia y las dimensiones de un módulo de 400 w que se pueden encontrar en la

Tabla 3-4, se calcula que necesita una superficie de 3,7 m² aproximadamente por cada panel.

Asumiendo que se puede utilizar el 80% de la superficie de la cubierta se procede a calcular el tamaño máximo de la instalación que podría caber dentro de la cubierta *grosso modo*:

$$P_p = 80 \% \cdot 7.200 m_2 \cdot \frac{400 W}{3,7 m_2} \cdot \frac{1 kW}{1000 W} = 622,7 kW$$

Con estas asunciones, se estima que la cubierta tiene capacidad para albergar más de 600 kW de instalación fotovoltaica.

1.4.OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos principales del estudio son los siguientes:

1. **Reducir** la huella de carbono derivada de la actividad industrial de la empresa, reduciendo así las **emisiones de CO₂** perjudiciales para el medio ambiente.
2. Reducir los costes fijos y variables, incrementado el margen bruto y consecuentemente **aumentar** los **ingresos netos** de la compañía en cuestión, haciéndola más competitiva.
3. **Aumentar** la **independencia** del mercado energético.

1.5.MOTIVACIÓN

La motivación que impulsa este proyecto radica en el interés del autor por aplicar los conocimientos adquiridos en el Máster de Ingeniería Industrial y el Máster en Administración y Dirección de Empresas en un contexto actual y relevante.

En particular, este trabajo se centra en el análisis financiero del proyecto, lo que permite profundizar en diferentes metodologías de valoración. Aunque el mercado de inversión en energía renovable ha estado en auge durante varios años y puede que actualmente sea sobrevalorado, no cabe duda de que se espera que sea un sector muy dinámico e interesante en las próximas dos a tres décadas.

1.6.ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Al tratarse de un proyecto de energía renovable, está alineado con los siguientes objetivos de desarrollo sostenible.

- **7. Energía asequible y no contaminante.** Contribuye a la estandarización y normalización del autoconsumo sostenible además de forzar a los competidores a adoptar estas medidas debido a un coste variable inferior.
- **8. Trabajo decente y crecimiento económico.** Fomenta el crecimiento económico al mejorar la eficiencia económica de un proceso con competidores internacionales.
- **9. Industria, innovación e infraestructura.** Contribuye a la adaptación de la generación eléctrica sostenible y la innovación.
- **11. Ciudades y comunidades sostenibles.** La energía solar o fotovoltaica no emite gases nocivos por lo cual reduce las emisiones que puedan concentrarse en ciudades y comunidades, mejorando el bienestar de las personas que las habitan.
- **12. Producción y consumo responsable.** Contribuye a la producción con huella de carbono neutra que garantiza la sostenibilidad del proceso productivo.
- **13. Acción por el clima.** Contribuye a la lucha el calentamiento global y el cambio climático al reducir los gases de efecto invernadero de la combustión de carbón o gas en la producción eléctrica.

1.7.ALCANCE

El alcance de este trabajo de fin de máster se centra en varios aspectos claves del diseño y la implementación de un sistema de paneles solares en el tejado de una nave industrial. Incluye los siguientes puntos:

1. **Diseño del sistema solar:** Incluye la ubicación y disposición de los paneles solares en el tejado de la planta. Se considerarán factores como la orientación y la inclinación, así como la sombra y otros elementos que puedan afectar el rendimiento de los paneles.
2. **Definición del cableado:** Se definirán los requisitos del sistema de cableado necesario para conectar los paneles solares al sistema eléctrico de la planta.
3. **Selección de componentes:** Se seleccionarán y definirán todos los componentes necesarios para la implementación del sistema, incluyendo los paneles solares, inversores, controladores de carga, baterías (si se requieren para almacenamiento de energía), entre otros.
4. **Estimación del ahorro energético:** Se realizará una estimación de la cantidad de energía que se espera generar con los paneles solares y cómo esto se traducirá en ahorros en términos de consumo de energía de la red eléctrica.
5. **Coste de inversión y mantenimiento:** Se llevará a cabo un análisis de costes para la inversión inicial en la instalación del sistema solar, así como los costes recurrentes asociados con su mantenimiento y operación.
6. **Rentabilidad del proyecto:** Se analizará la rentabilidad del proyecto, considerando los costes y ahorros estimados, para determinar el período de retorno de la inversión.
7. **No se realiza un cálculo estructural:** Esto se debe principalmente a la falta de información acerca del edificio y se asume que la cubierta será capaz de soportar la instalación.

Capítulo 2. INVESTIGACIÓN PRELIMINAR

2.1. PRINCIPIOS DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

2.1.1. Energía solar

La tecnología solar es cada vez más popular debido a su rentabilidad, naturaleza renovable y escalable. Se está convirtiendo en la opción preferida por muchas empresas y fábricas debido a sus numerosas ventajas. Entre las principales se encuentran su carácter renovable, su impacto ambiental mínimo, la reducción en los costos de energía, la independencia energética que proporciona, su bajo mantenimiento, su versatilidad de instalación, los incentivos fiscales asociados, su contribución a la sostenibilidad y su fiabilidad [1].

La energía solar, aunque requiera una inversión inicial es rentable porque reduce o elimina la necesidad de consumo energético de la red eléctrica y su naturaleza renovable significa que nunca se agotará. Además, la energía solar es muy versátil y puede utilizarse en diversas aplicaciones gracias a su escalabilidad y diseño modular. Esto permite a las empresas adaptar sus sistemas de energía solar a sus necesidades específicas. A medida que más personas conozcan las ventajas de la energía solar, su popularidad seguirá creciendo.

El coste de la energía solar ha ido disminuyendo debido a una serie de factores, como los avances tecnológicos, las economías de escala y las subvenciones gubernamentales. Al principio, esta tecnología tenía un precio prohibitivo, pero a medida que la tecnología ha mejorado y más gente se ha interesado por ella, los costes han disminuido considerablemente. En la actualidad, sus costes están en su punto más bajo, lo que hace que la energía solar sea una opción atractiva para los propietarios de viviendas y las empresas. Se estima que el coste de la energía solar podría bajar aún más a medida que la tecnología siga mejorando y los costes se reduzcan aún más como se muestra en la Ilustración 2-1.

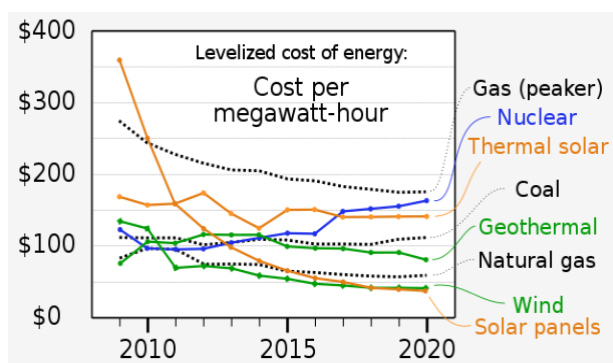


Ilustración 2-1: Comparativa del LCOE de diferentes energías a lo largo del tiempo [2].

2.1.2. Tecnología fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica funciona convirtiendo la luz en electricidad. Cuando la luz incide en una célula fotovoltaica, crea pares de electrones-huecos, que generan una corriente eléctrica. Esta corriente puede utilizarse para alimentar dispositivos eléctricos. Las células fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores dopados como el silicio, donde los fotones inciden y transfieren su energía a electrones. Los electrones se recogen y se envían a un circuito externo, donde pueden utilizarse para alimentar una caja eléctrica.

El coste de los paneles fotovoltaicos ha disminuido drásticamente en la última década. En 2010, el coste de un panel fotovoltaico era de unos 3,50 \$/W. En 2020, el coste de un panel fotovoltaico es de unos 0,60 \$/W. Esto representa una drástica reducción del coste de más del 80%. Esta reducción de costes ha sido impulsada por los avances tecnológicos, las economías de escala y los incentivos gubernamentales a las energías renovables. Se espera que el coste de los paneles fotovoltaicos siga disminuyendo en el futuro, a medida que la tecnología sea más eficiente y se adopte más ampliamente [3].

2.1.3. Autoconsumo energético fotovoltaico

El autoconsumo energético fotovoltaico es el uso de la energía producida por un sistema fotovoltaico para satisfacer las necesidades energéticas de la misma instalación o edificio. El objetivo es reducir la cantidad de energía que la instalación industrial necesita comprar a la red eléctrica, reduciendo así el coste de sus facturas de electricidad, incluso dejando de depender de ella. El autoconsumo también puede proporcionar al usuario independencia energética y seguridad de suministro.

Si una empresa produce más energía de la que necesita, puede venderla al sistema eléctrico. Esto ayuda a maximizar el uso de la energía producida. Con el diseño del sistema es posible lograr un alto índice de autoconsumo.

Además, el autoconsumo no supone una complicación técnica en absoluto. Simplemente hay que disponer de un contador bidireccional a diferencia de uno corriente que no es capaz de medir la energía cedida a la red. La configuración de la arquitectura de autoconsumo se muestra en la Ilustración 2-1.

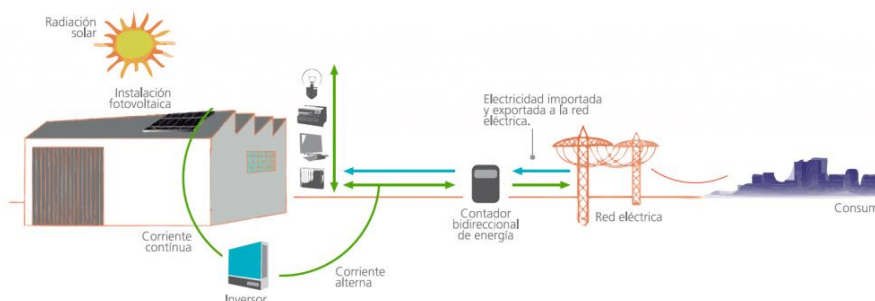


Ilustración 2-2: Diagrama de autoconsumo fotovoltaico industria [2].

2.1.4. Almacenamiento energético en baterías de litio

El litio se utiliza en baterías debido a sus propiedades químicas y físicas únicas. En comparación con otros materiales utilizados en baterías, tiene una alta capacidad de almacenamiento de energía y una baja densidad. Esto significa que puede almacenar una cantidad significativa de energía en un volumen y peso reducidos. Además, tiene una alta capacidad de descarga y una baja resistencia interna, lo que significa que puede entregar una gran cantidad de energía rápidamente y con pérdidas mínimas. Estas características lo hacen ideal para su uso en aplicaciones que requieren un alto rendimiento y una alta eficiencia energética.

Los avances en la tecnología de las baterías han permitido aumentar su capacidad de almacenamiento [4] además de reducir su coste en la última década como indicada la Ilustración 2-3.

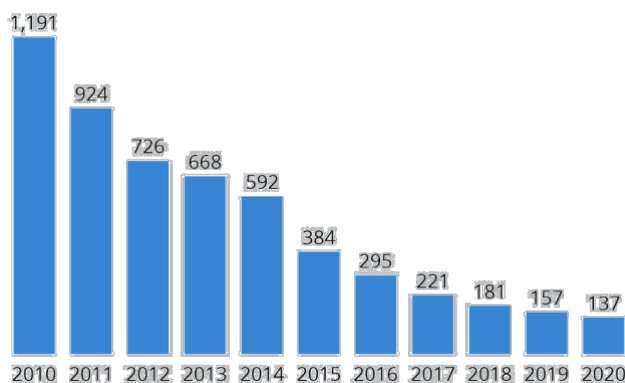


Ilustración 2-3: Media ponderada por volumen del precio de las baterías de iones de litio [5].

Esto ha sido posible gracias a los avances en la ciencia e ingeniería de los materiales, que han permitido mejorar la química, el diseño y los procesos de fabricación de las celdas. Las baterías más modernas son capaces de almacenar más energía para un tamaño, peso y coste determinados. También son más eficientes, lo que permite un mayor tiempo de funcionamiento y un rendimiento más fiable. Esto ha permitido el desarrollo de baterías de mayor capacidad que pueden almacenar suficiente energía para alimentar hogares y empresas enteras. Por ello, la capacidad de almacenamiento de las baterías es un factor cada vez más importante en el desarrollo de los sistemas de energías renovables. Esta tecnología es un aliado perfecto del autoconsumo fotovoltaico debido a dependencia horaria de la producción solar.

2.1.5. Energía fotovoltaica en España 2022

Es esencial subrayar la relevancia y el rápido crecimiento de la energía fotovoltaica en España durante el año 2022. El panorama energético español ha experimentado una transformación significativa, con la energía fotovoltaica emergiendo como un pilar estratégico en la transición hacia un modelo energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. En las siguientes secciones, profundizaremos en la evolución, los desafíos y las oportunidades que ha presentado este sector en constante desarrollo durante el año 2022.

- **Crecimiento acelerado:** En los últimos cinco años, la capacidad instalada de energía solar en España ha aumentado considerablemente, con 12.400 MWp nuevos, llevando la capacidad total a más de 17 GWp, superando incluso a la hidráulica como se puede observar en la Ilustración 2-4.

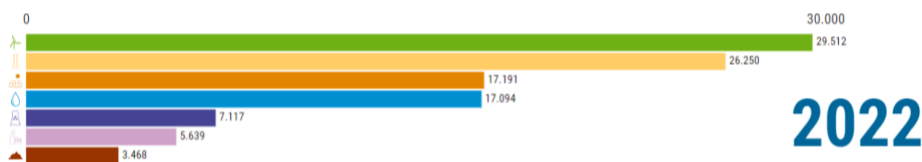


Ilustración 2-4: Potencia instalada en España 2006-2022 en MW [6].

Este aumento ha permitido que la energía solar se posicione como la tercera fuente de generación de energía en el país, superando a la energía hidráulica [6].

- **Mayor producción eléctrica:** El 2022 ha sido el año con la mayor producción eléctrica de la historia de España, superando los 22.200 GWh. Un 11% de la

energía eléctrica generada en el país durante este año proviene de fuentes solares, lo que representa un aumento del 6% en comparación con el año 2021.

- **Récords de generación:** Durante mayo de 2022, la energía solar fotovoltaica logró cubrir más de la mitad de la demanda de electricidad instantánea, llegando a un récord del 54.3% del total. Además, el 26 de mayo se registró la mayor generación fotovoltaica del país, alcanzando los 153 GWh, lo que representó el 20% de la energía generada ese día [6].
- **Contribución a la transición energética:** Los datos evidencian que la energía solar fotovoltaica está desempeñando un papel significativo en la transición energética y la reducción de las emisiones de CO₂ en España. A finales de 2021, las tecnologías renovables representaban el 56.6% de la capacidad de producción nacional, con una capacidad total de 112.846 MW. De esta capacidad, 15.048 MW corresponden a la energía solar fotovoltaica, lo que representa un aumento del 28.8% en comparación con 2020 [6].

Por tanto, se puede concluir que la energía fotovoltaica en España está experimentando un auge significativo, impulsando la transición energética y estableciendo récords de producción. Su crecimiento y desarrollo constante la posicionan como una pieza clave en el camino hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

2.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

2.2.1. Introducción a las instalaciones fotovoltaicas

El componente principal de una instalación fotovoltaica son los módulos fotovoltaicos, que consiste en un conjunto de células solares que convierten la energía solar en energía eléctrica. Estos módulos son la fuente de energía para todo el sistema.

Un componente clave en el sistema es el inversor, el cual tiene la responsabilidad de convertir la corriente continua, que es la naturaleza de la energía generada por los paneles solares, en corriente alterna a 50 Hz, la forma requerida por la mayoría de las instalaciones industriales. Así, la energía generada puede ser utilizada de manera efectiva en la planta. En la Ilustración 2-5 se muestra la dirección de los flujos de energía por el sistema.

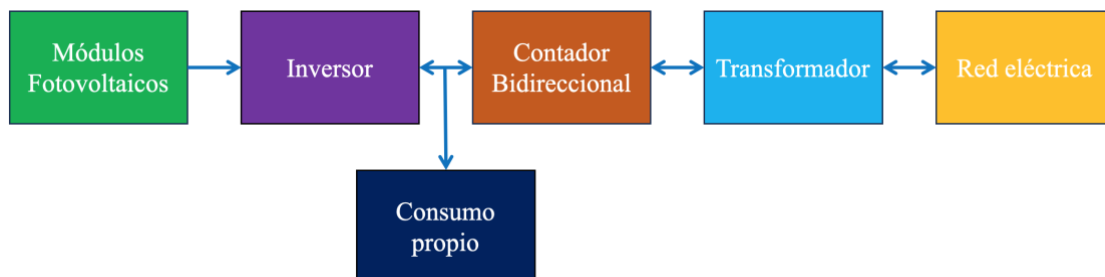


Ilustración 2-5: Diagrama de bloques del funcionamiento de una instalación fotovoltaica.

Además, una instalación fotovoltaica también incluye un sistema de montaje que permite colocar los módulos en una posición adecuada para recibir la máxima cantidad de luz solar. Este sistema puede ser una estructura fija o un sistema seguidor de sol que permite a los módulos seguir el movimiento del sol a lo largo del día.

En cuanto al funcionamiento de una instalación fotovoltaica, éste consiste en los siguientes pasos:

1. Los módulos fotovoltaicos reciben la luz solar y la convierten en energía eléctrica continua.
2. La energía eléctrica continua es llevada al inversor, donde es convertida en energía eléctrica alterna.
3. Esta energía es consumida instantáneamente o inyectada en la red.

2.2.2. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es un componente esencial de cualquier instalación fotovoltaica. Se compone de una serie de células fotovoltaicas protegidas por un vidrio en la parte frontal y un material plástico en la parte posterior, todo encapsulado al vacío en un polímero lo más transparente posible [7]. A continuación, se desglosan los elementos que conforman el módulo fotovoltaico:

- **Célula solar fotovoltaica:** Estas son el componente principal y tienen la función de capturar la luz solar y convertirla en electricidad. Las células cristalinas pueden ser monocristalinas o policristalinas, dependiendo de su proceso de fabricación. Las características técnicas principales son: tamaño, color, número de bus-bar y, sobre todo, la eficiencia de conversión. Esta última es el principal parámetro que afecta a la potencia de salida del panel. En este periodo, las células más comunes son las policristalinas con una eficiencia de alrededor del 17.6%, que dan lugar a un módulo fotovoltaico de 250W con 60 células. Las células están interconectadas entre sí mediante una fina cinta de cobre recubierta con una aleación de estaño, llamada *ribbon*.
- **Vidrio frontal:** Este es la parte más pesada del módulo fotovoltaico y tiene la función de proteger y garantizar robustez al módulo fotovoltaico completo, manteniendo una alta transparencia. El espesor de esta capa suele ser de 3.2 mm, pero puede variar de 2 mm a 4 mm dependiendo del tipo de vidrio elegido. Es importante prestar atención a características como la calidad de endurecimiento, la transmitancia espectral y la transmitancia de luz [7].
- **Back-sheet:** O placa de apoyo. Está hecha de un material plástico que tiene la función de aislar eléctricamente, proteger y blindar las células fotovoltaicas frente a las inclemencias del tiempo y la humedad.
- **Material encapsulante:** Este material actúa como un unificador entre las diversas capas del panel fotovoltaico. El material más común utilizado como encapsulante es el EVA (Acetato de Etileno Vinilo). Cuando se somete a un proceso térmico de cocción al vacío, este polímero particular se convierte en un gel transparente e incorpora las células fotovoltaicas.
- **Marco:** Normalmente hecho de aluminio, tiene la función de garantizar robustez y un acoplamiento práctico y seguro al módulo fotovoltaico.
- **Caja de conexiones:** Tiene la función de llevar las conexiones eléctricas del módulo fotovoltaico hacia el exterior. Contiene los diodos de protección para las sombras y los cables para la conexión de los paneles en el campo.

Todos estos componentes se ensamblan como se muestra en la Ilustración 2-6:

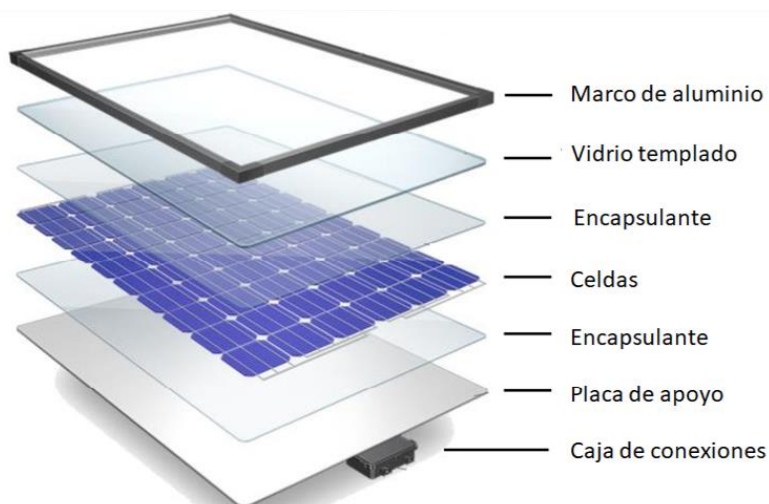


Ilustración 2-6: Partes de un módulo fotovoltaico [7].

Conexiones:

En general, los paneles solares se distribuyen con dos cables salientes: uno para el terminal positivo (+) y otro para el negativo (-). Estos terminales cuentan con conectores especiales diseñados para garantizar una excelente conexión eléctrica, al mismo tiempo que previenen la incursión de polvo y humedad. Aunque existen diferentes tipos dependiendo del fabricante, los conectores MC4 (MC es el acrónimo de "Multi-Contact", y el número se refiere al diámetro del pin de contacto en milímetros) son los más comunes. Los MC4 facilitan la interconexión de cadenas de paneles, pudiendo unirse simplemente presionándolos con la mano.

El diseño del sistema MC4 incluye una configuración de conector macho y hembra que se alojan dentro de una carcasa de plástico. Para un sellado efectivo, los MC4 exigen el uso de un cable de diámetro apropiado, típicamente con doble aislamiento y resistente a los rayos UV. Es crucial recordar que la mayoría de los cables se degradarán si se dejan expuestos al sol sin protección (esto se conoce como cable "Solar"). Si se utilizan cables que no cumplen con estos requisitos, los conectores MC podrían no funcionar correctamente, pudiendo perder su hermeticidad. La Ilustración 2-7 muestra los conectores en cuestión.



Ilustración 2-7: Conectores MC4 [8].

Características de la célula fotovoltaica:

En términos del comportamiento eléctrico, un panel fotovoltaico exhibe varias características notables que definen su rendimiento.

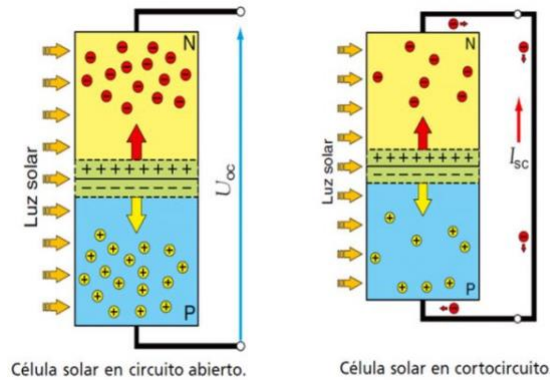


Ilustración 2-8: Esquema eléctrico de una célula fotovoltaica [9].

- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Se define como la diferencia de potencial creada por la celda fotovoltaica cuando está captando y sus terminales están sin conectar, es decir, cuando los bornes P (positiva) y N (negativa) de la célula no están conectadas, visible en la Ilustración 2-8. Este valor es proporcional a la iluminación recibida y representa la tensión máxima que la célula puede alcanzar.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Esta corriente se genera cuando las zonas P y N se cortocircuitan por un conductor exterior con resistencia cero. Al igual que V_{oc} , I_{sc} es proporcional a la iluminación recibida y representa el máximo valor de intensidad que la célula puede producir.
- **Potencia máxima:** Además de V_{oc} e I_{sc} , otros dos valores importantes son la tensión a máxima potencia (V_{MP}) y la corriente a máxima potencia (I_{MP}). Estos valores indican el punto de funcionamiento en el que la potencia suministrada por el panel es máxima mediante la siguiente fórmula:

$$P_{MAX} = V_{MP} \cdot I_{MP}$$

Ecuación 1: Potencia máxima de una célula fotovoltaica.

- **Eficiencia:** Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de un panel fotovoltaico. Se expresa como un porcentaje y se calcula como la relación entre la potencia eléctrica que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar que incide sobre él. Cuando dibujamos la intensidad y la potencia en función de la tensión generada por una célula a temperatura e irradiación constante, como en la Ilustración 2-9, obtenemos las curvas características I-V y P-V. Estas curvas nos permiten visualizar la potencia máxima que puede suministrar la célula y determinar los valores de la intensidad y la tensión en el punto de máxima potencia (I_{MP} y V_{MP} , respectivamente).

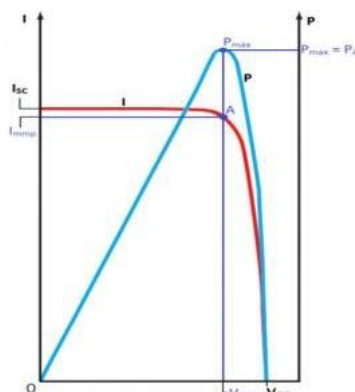


Ilustración 2-9: Representación gráfica de la eficiencia de una célula fotovoltaica.

Es importante mencionar que la tensión y la corriente generadas por una célula dependen directamente de la iluminación recibida. La irradiancia, que se define como la cantidad de energía radiante que incide sobre una superficie por unidad de tiempo y de área, es fundamental en este contexto. Este concepto se explica con mayor detalle en el punto 2.3.1. Específicamente, la corriente de cortocircuito de la célula es proporcional a la irradiancia, mientras que la tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia. Además, la temperatura tiene un efecto significativo en la tensión: la tensión de circuito abierto disminuye a medida que aumenta la temperatura, mientras que la intensidad de cortocircuito aumenta, aunque esta variación es muy pequeña y a menudo se considera constante.

La temperatura de trabajo de una célula está relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante una fórmula específica [9].

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

Ecuación 2: Temperatura de trabajo de una célula fotovoltaica.

Donde:

T_c : temperatura de trabajo (°C)

T_a : temperatura ambiente (°C)

T_{ONC} : temperatura de operación nominal de la célula (°C) con una irradiancia de 800 W/m² en el plano del módulo, con orientación normal al mediodía solar con una temperatura ambiente de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

G : irradiancia (W/m²)

En resumen, a mayor irradiancia, la intensidad de cortocircuito será mayor, y a mayor temperatura, la tensión de circuito abierto será menor cuanto mayor sea la temperatura. Es decir, a mayor irradiancia, mayor potencia, pero a mayor temperatura, menor potencia. Estas relaciones resaltan la importancia de considerar las condiciones ambientales al diseñar e implementar sistemas fotovoltaicos.

2.2.3. Inversor

En el contexto de una instalación fotovoltaica, el inversor es un componente fundamental que desempeña una serie de funciones críticas. Su objetivo principal es convertir la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la que utilizan la mayoría de los equipos y sistemas de suministro de energía en edificios e instalaciones industriales [10].

Los inversores se clasifican comúnmente en estáticos y solares fotovoltaicos. Los inversores estáticos utilizan dispositivos semiconductores de potencia para llevar a cabo la conmutación, operando en modo de corte y saturación. Este proceso genera una señal alterna de salida cuadrada que puede ser convertida en una señal sinusoidal a través de filtros de potencia. Sin embargo, el filtrado puede generar pérdida de eficiencia, por lo que los inversores fotovoltaicos se diseñan para producir señales de salida con armónicos de pequeño valor [10].

Los inversores fotovoltaicos regulan la tensión de salida de tres maneras posibles: mediante la regulación de la tensión antes del inversor (con convertidores DC/DC), dentro del propio inversor con un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso), o después del inversor (utilizando un autotransformador). En el mercado, se pueden encontrar principalmente dos tipos de inversores solares: los destinados a instalaciones aisladas (con baterías) y los inversores para conexión a red o autoconsumo. Los inversores para instalaciones de autoconsumo y conexión a red se caracterizan por especificaciones eléctricas como la tensión nominal, potencia nominal, capacidad de sobrecarga, tensión de entrada de arranque, tensión máxima y mínima del punto de máxima potencia (MPP), corriente máxima de entrada y eficiencia.

La eficiencia de los inversores se ve afectada por las pérdidas en la conmutación y por las pérdidas en elementos pasivos como transformadores, filtros y condensadores.

Los inversores fotovoltaicos se clasifican de acuerdo con su aplicación y forma de onda. Según su aplicación, se pueden dividir en inversores de conexión a red y para sistemas de 12V, 24V. con baterías. Según su forma de onda, se pueden clasificar en inversores de onda cuadrada, de onda cuadrada modulada, de onda senoidal pura y de onda senoidal modificada. En la Tabla 2-1 se resumen los diferentes tipos de inversores.

Tabla 2-1: Tipos de inversores por tipo de instalación [11].

Tipo de instalación	Modelo inversor
Con conexión a red	Inversores tipo cadena (string)
	Micro inversores
	Optimizadores de potencia
Instalaciones con baterías y aisladas	Aislada
	Inversor-cargador
	Inversores híbridos

Además, se pueden agrupar en inversores monofásicos, trifásicos, centrales, de cadena o string, micro inversores, híbridos, de aislada e inversores - cargadores. Cada tipo de inversor se adapta a diferentes requerimientos de la instalación fotovoltaica, por lo que la elección de uno u otro depende de las necesidades específicas de cada sistema.

Finalmente, es importante mencionar que todos los inversores deben cumplir con ciertos requerimientos básicos para asegurar que la instalación fotovoltaica se integre correctamente a la red eléctrica, asegurándose de que se cumplan las reglas para evitar retroalimentaciones que pudieran poner en peligro a trabajadores que estén reparando la red. Además, es crucial considerar el proceso de solicitud de acceso y conexión a la red, un procedimiento administrativo que se lleva a cabo ante el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE).

Los inversores deben tener la capacidad de detectar fallas de aislamiento entre el punto de inyección a la red y el sistema de producción fotovoltaica. Los inversores conectados a la red también deben cumplir con las siguientes normas:

- Deben tener la capacidad de detectar y responder a fallas en la red.
- Tienen que ser capaces de mantener la tensión y la frecuencia dentro de los límites preestablecidos.
- Tienen que ser capaces de mantener una calidad de la señal eléctrica aceptable.
- Deben ser capaces de limitar la inyección de corrientes armónicas a la red.

En resumen, el inversor es un componente esencial en cualquier instalación fotovoltaica, ya que es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna, que es la que se utiliza en la mayoría de los equipos y dispositivos industriales. Además, en instalaciones conectadas a la red, el inversor también se encarga de inyectar la electricidad sobrante a la red, permitiendo de este modo la venta de energía a la empresa eléctrica o su utilización en otro momento. Por tanto, su diseño y funcionamiento debe estar orientado a obtener la máxima eficiencia en el proceso de conversión, al tiempo que se garantiza la seguridad de la instalación y su correcta integración con la red eléctrica.

2.2.4. Protecciones

El sistema de protecciones de una instalación fotovoltaica, según se establece en el RD 1663/2000, es una parte crucial que garantiza la seguridad y la correcta operación de la instalación. De acuerdo con el Artículo 11 de este decreto, los siguientes aspectos deben tenerse en cuenta [12]:

1. La instalación debe contar con un interruptor general manual, específicamente un interruptor magnetotérmico con una capacidad de corte de cortocircuito superior a la sugerida por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor debe estar siempre accesible a la empresa distribuidora para realizar desconexiones manuales si es necesario.
2. Es obligatorio el uso de un interruptor automático diferencial para proteger a las personas en caso de una derivación en cualquier elemento de la parte continua de la instalación.
3. Se debe contar con un interruptor automático de la interconexión que permita la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.
4. La interconexión debe tener protección para la frecuencia máxima y mínima (51 y 49 Hz respectivamente) y máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente).
5. Estas protecciones pueden ser precintadas por la empresa distribuidora, luego de las verificaciones que se mencionan en los artículos 6 y 7.
6. La reconexión del sistema de conmutación y por consecuencia, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automática una vez la empresa distribuidora restablezca la tensión de red.
7. Las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia pueden integrarse en el equipo inversor. Si se cumple con estas condiciones, solo será necesario tener el interruptor general manual y el interruptor automático diferencial. En este caso, se utilizará un contactor que se rearma automáticamente una vez se restablecen las condiciones normales de

suministro de la red, y el estado del contactor debe señalizarse claramente en un lugar visible en el equipo.

Si el sistema de protección es realizado por un software de control de operaciones, los precintos físicos serán reemplazados por certificaciones del fabricante del inversor, que deben indicar explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

En definitiva, todas estas medidas de protección están diseñadas para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, respetando las regulaciones actuales.

2.2.5. Contador bidireccional

El contador bidireccional es un componente clave en una instalación fotovoltaica, particularmente en los sistemas de autoconsumo con excedentes. Este dispositivo se encarga de registrar la cantidad de energía que fluye en dos direcciones: desde la red eléctrica al usuario y desde el usuario a la red eléctrica.

La necesidad de un contador bidireccional se hace evidente con la implementación de la nueva ley de autoconsumo RD 244/2019, que permite que los excedentes energéticos se viertan a la red y que los usuarios reciban una compensación por estos. Por tanto, este tipo de contador es esencial en las instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación, donde contabilizará los kWh consumidos de la red y los inyectados en ella.

En el caso de una instalación de autoconsumo con excedentes, la energía generada por las placas solares puede no ser totalmente consumida en el momento de su producción. Cuando se genera más energía de la que se consume, el excedente se inyecta a la red eléctrica. En este contexto, el contador bidireccional es fundamental para medir la cantidad de energía que se vierte a la red, permitiendo que la comercializadora pueda compensar al usuario por los excedentes energéticos. Este proceso puede resultar en un importante ahorro en la factura de electricidad.

Es importante notar que el contador bidireccional debe estar homologado por la empresa comercializadora, que es la encargada de proporcionar los datos necesarios para la compensación.

Finalmente, en este tipo de instalaciones no es necesario instalar baterías para almacenar la energía sobrante, ya que la energía que se vierte a la red compensará parte del precio de la energía que se consume en momentos de escasa luminosidad, como los días nublados o durante la noche. Sin embargo, solo las viviendas y negocios con potencias instaladas inferiores a 100 kW pueden acogerse a la modalidad con excedentes acogidos a compensación.

2.2.6. Estructura de soporte

La estructura de soporte cumple un papel esencial. Este componente no sólo se encarga de sostener las placas solares, sino que también garantiza que estén adecuadamente orientadas e inclinadas para lograr la máxima eficiencia en la captación de la radiación solar [13].

Las placas solares deben instalarse sobre una estructura de soporte específica, que se fija previamente al tejado o a la cubierta donde se van a ubicar los paneles. Estas estructuras, diseñadas y fabricadas con materiales robustos como el aluminio y el acero, proporcionan un anclaje seguro y resistente para los módulos fotovoltaicos. De esta manera, se asegura

que los paneles estén bien sujetos y presenten la inclinación correcta para ofrecer su máximo rendimiento.

La elección de la estructura de soporte más adecuada para una instalación fotovoltaica depende de varios factores. En primer lugar, es necesario considerar el tipo de cubierta o superficie sobre la que se van a instalar los paneles. No es lo mismo una cubierta inclinada que una plana, una azotea o el suelo directamente, y cada caso requiere un tipo de estructura y anclajes específicos.

Existen distintos tipos de estructuras de soporte, cada una de ellas diseñada para un tipo particular de instalación y condición ambiental:

- Soportes para cubiertas inclinadas: Son los más comunes, sobre todo en países como España donde la mayoría de las viviendas presentan cubiertas con cierta inclinación. La instalación de los paneles se realiza mediante un sistema de anclaje en el que se utiliza un elemento conocido como 'varilla roscada'. La varilla roscada es una barra de acero larga que posee una serie de roscas a lo largo de su extensión, lo que permite ajustar y fijar los paneles solares a la estructura de soporte con precisión y firmeza. Este sistema de anclaje se adapta perfectamente a las cubiertas con tejas, que son muy habituales. Si la cubierta es de un material más frágil como la pizarra, se utilizan ganchos especiales que sujetan la estructura sin dañar la superficie. Se muestra un ejemplo en la Ilustración 2-10.



Ilustración 2-10: Ejemplo de estructura de soporte para cubiertas inclinadas con varilla roscada.

- Soportes para cubiertas planas: Si la cubierta es plana y horizontal, la estructura de soporte debe permitir una inclinación de los módulos entre 15° y 30°. Para calcular los grados de inclinación se deben considerar factores como la orientación y la ubicación geográfica del lugar. Se muestra un ejemplo en la Ilustración 2-11. Ilustración 2-11: Ejemplo de estructura de soporte para cubiertas planas regulable.



Ilustración 2-11: Ejemplo de estructura de soporte para cubiertas planas regulable.

- Estructuras de fachada o verticales: Cuando las condiciones de la cubierta no permiten la instalación de los paneles, existe la alternativa de colocar la instalación en las fachadas o paredes del edificio. En estos casos se utiliza una estructura de soporte específica, generalmente fabricada en aluminio o una aleación de acero resistente al viento y las cargas de nieve. Se muestra un ejemplo en la Ilustración 2-12.

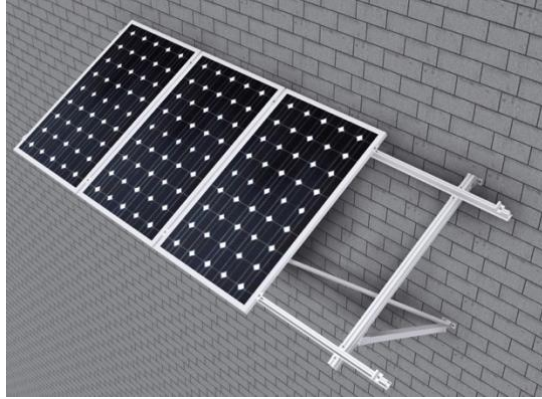


Ilustración 2-12: Ejemplo de estructura de soporte para fachadas o verticales.

- Estructuras de suelo: Este tipo de estructura está diseñada para anclarse directamente al suelo. Son especialmente útiles en instalaciones de grandes dimensiones, como las huertas solares, donde los paneles se instalan sobre amplios terrenos. Se muestra un ejemplo en la Ilustración 2-13

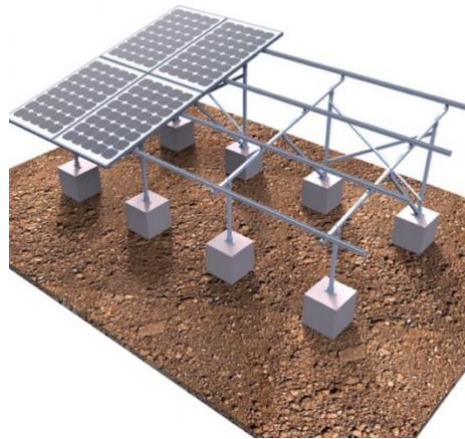


Ilustración 2-13: Ejemplo de estructura de soporte en el suelo.

A la hora de escoger la estructura de soporte más adecuada, es importante tener en cuenta la orientación e inclinación de los paneles. Idealmente, los paneles solares deben estar orientados al sur para captar la mayor cantidad de radiación solar posible. No obstante, se puede aceptar un margen de desorientación de hasta unos 45° sin que las pérdidas de eficiencia superen el 6% [13].

Respecto a la inclinación, esta dependerá de la ubicación de la instalación y de la época del año en la que se quiera optimizar el rendimiento del sistema. Si se busca maximizar la captación de radiación solar durante el verano, la inclinación requerida será menor, entre 20° y 30°. En cambio, si se pretende obtener un mayor rendimiento durante el invierno, la inclinación deberá situarse entre 50° y 60°.

Existen reglas para asegurar una inclinación efectiva. Por ejemplo:

- Para un mayor consumo en verano o una mayor producción anual, la inclinación ideal es la latitud del lugar menos $10/20^\circ$.
- Para un mayor consumo en invierno, la inclinación ideal es la latitud del lugar más $10/20^\circ$.
- Si se trata de una instalación aislada que se va a utilizar todo el año, la inclinación ideal es la latitud del lugar más 10° .

Además de estas consideraciones, es importante destacar que las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir las condiciones climáticas del lugar de la instalación, como rachas de viento fuerte y cambios bruscos de temperatura. También hay estructuras que utilizan bloques de hormigón, especialmente útiles en ciertos casos.

En resumen, las estructuras de soporte de los paneles solares cumplen una función fundamental en una instalación fotovoltaica, pues no solo sostienen los paneles, sino que también garantizan su correcta orientación e inclinación. Ello permite que los paneles puedan operar de forma eficiente y generar la máxima cantidad de energía posible, aprovechando al máximo la radiación solar. Por lo tanto, es vital elegir la estructura de soporte más adecuada, teniendo en cuenta factores como el tipo de cubierta, su material, la orientación y la inclinación requerida para optimizar la captación de radiación solar.

Además, existe una variante de estas estructuras conocida como seguidores solares. Estos seguidores, mediante sistemas mecánicos y electrónicos, son capaces de orientar las placas hacia el sol durante todo el día, maximizando así la cantidad de radiación solar recibida. Sin embargo, este tipo de sistemas incrementa la complejidad y los costes de mantenimiento de la instalación. Debido a estos factores, para este proyecto se ha decidido descartar la utilización de seguidores solares, y optar por una estructura de soporte fija que, aunque no permite la orientación dinámica de los paneles, es más sencilla, económica y, en muchos casos, más que suficiente para garantizar una captación solar eficiente.

Por lo tanto, es vital elegir la estructura de soporte más adecuada, teniendo en cuenta factores como el tipo de cubierta, su material, la orientación y la inclinación requerida para optimizar la captación de radiación solar.

2.3. NATURALEZA DE LA ENERGÍA SOLAR

2.3.1. Irradiancia solar

En el contexto de la energía solar, un concepto fundamental a entender es la Irradiancia Solar. Esta hace referencia a la cantidad de energía solar que llega a una superficie por unidad de tiempo y área, y se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Es importante subrayar que este valor no es constante, sino que depende de diversos factores, tanto astronómicos como atmosféricos.

Desde una perspectiva astronómica, la irradiancia solar está influenciada por la distancia entre el Sol y la Tierra, que varía a lo largo del año debido a la órbita elíptica de nuestro planeta. Como resultado, la intensidad de la radiación solar cambia, siendo mayor en el perihelio (cuando la Tierra está más cerca del Sol) y menor en el afelio (cuando está más lejos) [14].

En términos atmosféricos, la irradiancia solar que llega a la superficie terrestre se ve afectada por elementos como las nubes, la polución y los aerosoles, que pueden dispersar o absorber parte de la energía solar. Además, la cantidad de atmósfera que la radiación solar debe atravesar -lo que se conoce como "longitud del camino óptico"- es mayor cuando el Sol está bajo en el horizonte, lo que disminuye la irradiancia en estas condiciones [14].

La irradiancia solar es un factor crucial para la generación de energía en una instalación fotovoltaica, ya que determina la cantidad máxima de energía que los paneles solares pueden capturar. Es por ello por lo que la ubicación y la orientación de la instalación son elementos clave para maximizar la captación de energía solar. Por ejemplo, en el hemisferio norte, las instalaciones suelen orientarse hacia el sur y se inclinan a un ángulo que varía con la latitud para captar la mayor cantidad de radiación solar a lo largo del año. En el sur, sin embargo, sucede lo contrario, las instalaciones se orientan hacia el norte. En resumen, la irradiancia solar es una medida de la potencia solar disponible para ser convertida en electricidad en un lugar y momento dados. Su comprensión y manejo es fundamental para el diseño eficiente de instalaciones fotovoltaicas y la optimización del rendimiento energético de estas.

2.3.2. Irradiancia en España

En el caso específico de España, la irradiancia solar presenta notables diferencias a lo largo de todo el territorio debido a la variada geografía y clima del país. Generalmente, las regiones situadas más al sur y al este tienen una mayor irradiancia solar que las del norte y el oeste. Así, Andalucía, Murcia y la Comunidad Valenciana, por ejemplo, son zonas con alta irradiación solar, lo que las hace ideales para la instalación de paneles solares como se muestra en la Ilustración 2-14.

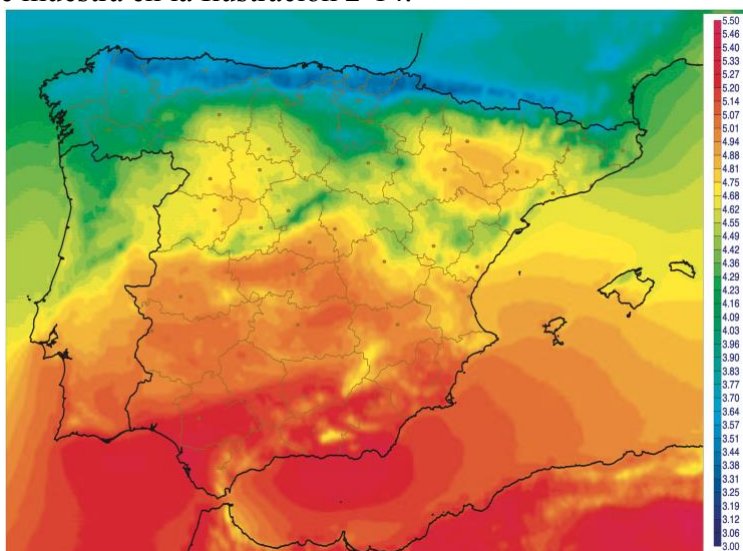


Ilustración 2-14: Irradiancia Global media [1983-2005] ($\text{kWh m}^2/\text{día}$) [15].

Por otro lado, regiones como Galicia, Asturias, Cantabria y País Vasco, presentan una irradiancia solar menor debido a su clima atlántico con mayor presencia de nubes y lluvia. Sin embargo, aún en estas áreas la energía solar puede ser una opción viable, teniendo en cuenta la eficiencia creciente de los paneles solares y las políticas de apoyo a las energías renovables.

Además, es importante tener en cuenta que la irradiancia solar en España varía también a lo largo del año, siendo mayor durante los meses de verano y menor en invierno. Este factor estacional debe ser tenido en cuenta a la hora de dimensionar una instalación

fotovoltaica, ya que influirá en la cantidad de energía generada en diferentes épocas del año como muestra la Ilustración 2-15.

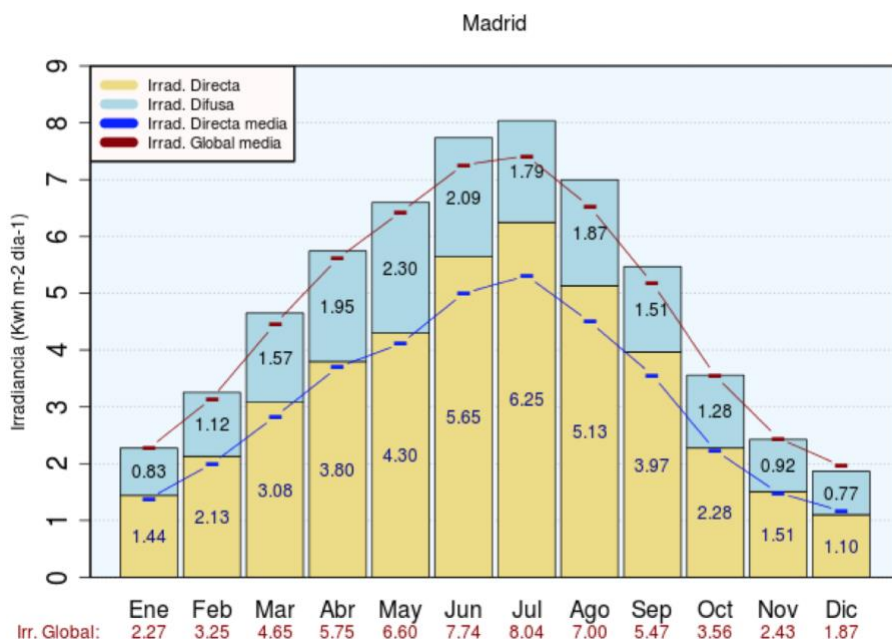


Ilustración 2-15: Variación de la irradiancia sobre Madrid en un año [15].

En resumen, aunque la irradiancia solar en España varía según la región y la estación, en general el país cuenta con un recurso solar significativo, lo que lo convierte en un lugar idóneo para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

2.3.3. Insolación solar

En el contexto español, se observa un elevado número de horas de sol anuales, favoreciendo notablemente la aplicación de tecnología fotovoltaica. La cantidad de radiación solar incidente es superior a la media europea, consolidando a España como uno de los países con mayor potencial para la generación de energía solar en Europa.

Según los registros meteorológicos, la cantidad de horas de sol fluctúa entre las diversas regiones del país [16]. De manera generalizada, España experimenta un rango de entre 2.200 y 2.800 horas de sol al año. Las regiones del sur y este de la península y las Islas Canarias, en particular, disfrutan de una mayor cantidad de horas de sol, con cifras que pueden alcanzar hasta las 3.000 horas anuales como se puede observar en la Ilustración 2-16. De la misma manera, la zona norte del país es la que menos insolación tiene, llegando a mínimos de 1.600 horas en zonas como Vizcaya, donde se sitúa la empresa en cuestión. Esto podría ser un problema a la hora de rentabilizar el proyecto.

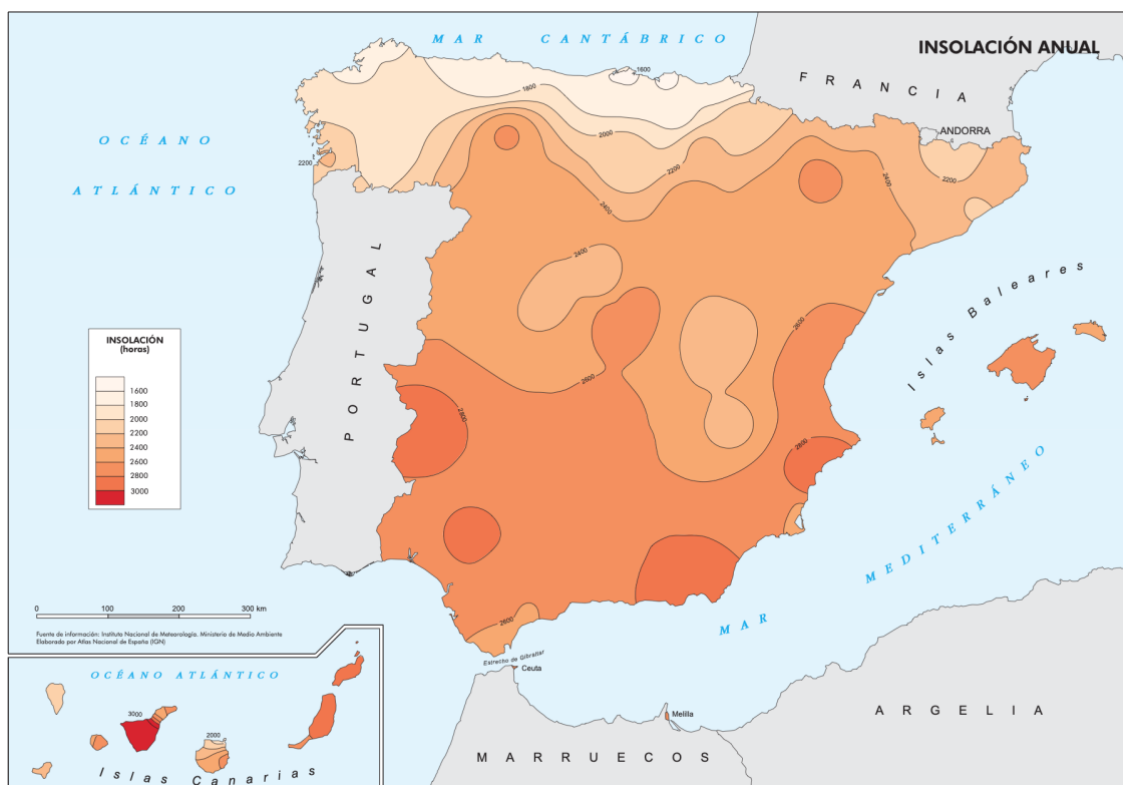


Ilustración 2-16: Mapa de insolución anual en España [16].

Estas elevadas cifras, unidas a la calidad de la radiación solar recibida, posicionan a España como un escenario idóneo para la instalación de sistemas de energía solar. Esta ventaja geográfica ha servido como catalizador para el auge y desarrollo de proyectos de energía renovable en el país, especialmente en el ámbito de la energía fotovoltaica.

Con respecto a la distribución horaria, se aprecia que la radiación solar alcanza su punto álgido durante las horas centrales del día. Este intervalo se convierte en el más provechoso para la generación de energía fotovoltaica, y debe ser considerado en el diseño e instalación de sistemas solares para garantizar una captación solar eficiente.

2.4. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

El sistema de información geográfica fotovoltaica (Photovoltaic Geographical Information System, PVGIS) es una herramienta desarrollada por la Comisión Europea que permite estimar la producción de energía solar fotovoltaica en cualquier lugar de Europa, África y partes de Asia. Es una herramienta clave para la planificación y el diseño de sistemas fotovoltaicos, ya que proporciona una estimación precisa de la radiación solar disponible en una ubicación determinada y de la producción de energía que puede esperarse de un sistema fotovoltaico [17].

PVGIS se basa en una base de datos geográfica que recoge información meteorológica y geográfica, incluyendo la irradiación solar y la temperatura. A partir de estos datos, y con la información proporcionada por el usuario sobre las características del sistema fotovoltaico (como la orientación e inclinación de los paneles, el tipo de tecnología utilizada, la potencia pico instalada y el rendimiento del sistema entre otros), PVGIS calcula la producción energética estimada del sistema.

Una característica interesante de PVGIS es que no solo proporciona una estimación anual de la producción, sino que también ofrece información mensual y diaria. Esto permite

comprender mejor cómo varía la producción de energía a lo largo del año y facilita la gestión de la energía generada.

Además, PVGIS ofrece mapas interactivos que permiten visualizar la distribución geográfica de la radiación solar y la producción de energía fotovoltaica, lo cual puede ser muy útil para la toma de decisiones en la planificación y el diseño de sistemas fotovoltaicos.

En este proyecto, se utilizará PVGIS para estimar la producción energética de la instalación fotovoltaica. A través de este sistema, podremos tener una mejor idea del rendimiento que se puede esperar de la instalación, basándonos en la radiación solar disponible en el lugar de instalación y en las características específicas del sistema fotovoltaico propuesto.

Se muestran más detalles del software en el capítulo 3.5, donde se utiliza.

2.5.PROCEDIMIENTO LEGAL

2.6.Legislación

En el marco de la producción energética, la legislación juega un papel crucial, ya que establece los parámetros dentro de los cuales debe operar cualquier proyecto. Este punto es particularmente relevante en el diseño y la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica, en donde el marco legal determina no sólo los aspectos técnicos y de seguridad, sino también los incentivos económicos y las modalidades de conexión a la red.

La legislación fotovoltaica en España es variada y depende del tipo de sistema fotovoltaico a instalar, los cuales pueden clasificarse en tres categorías: sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), centrales fotovoltaicas (CFV) y sistemas de autoconsumo (SFCA). Cada uno de estos sistemas tiene su propio conjunto de normativas [18].

Para los tres tipos de sistemas, existen dos normas comunes:

- La Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013)
- Real Decreto 842/2002.

Este último es especialmente relevante, ya que aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), de obligado cumplimiento para la mayoría de los sistemas fotovoltaicos.

Los SFA son instalaciones sin conexión física con la red eléctrica y deben cumplir principalmente el REBT y, en especial, la instrucción técnica BT-ITC-40, correspondiente las instalaciones generadoras de baja tensión [19]. La legalización de los SFA varía según su potencia, siendo necesaria una Memoria Técnica de Diseño (MTD) para sistemas de potencia no superior a 10 kW e instalaciones de mayor potencia requieren un proyecto firmado por un técnico competente.

Las CFV son sistemas diseñados para inyectar la máxima energía eléctrica posible en la red eléctrica, sin consumos físicamente cercanos asociados. Su normativa varía según la potencia de la instalación. Para instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kW, la legislación puede atenderse principalmente con el RD 1699/2011. Las de más de 100 kW están reguladas por un conjunto de normas más amplio, como el RD 413/2014, el RDL

23/2020, el RD 1183/2020 y la Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Finalmente, los SFCA están regulados por el RDL 15/2018 y el RD 244/2019, que dividen las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes. La legalización de estas instalaciones depende de su potencia, con un procedimiento abreviado para las de potencia igual o inferior a 15 kW [18]. Concluyendo, es fundamental entender y seguir la legislación relevante al diseñar, instalar y operar sistemas fotovoltaicos, tanto para asegurar la seguridad y la eficacia de la instalación como para maximizar los beneficios económicos.

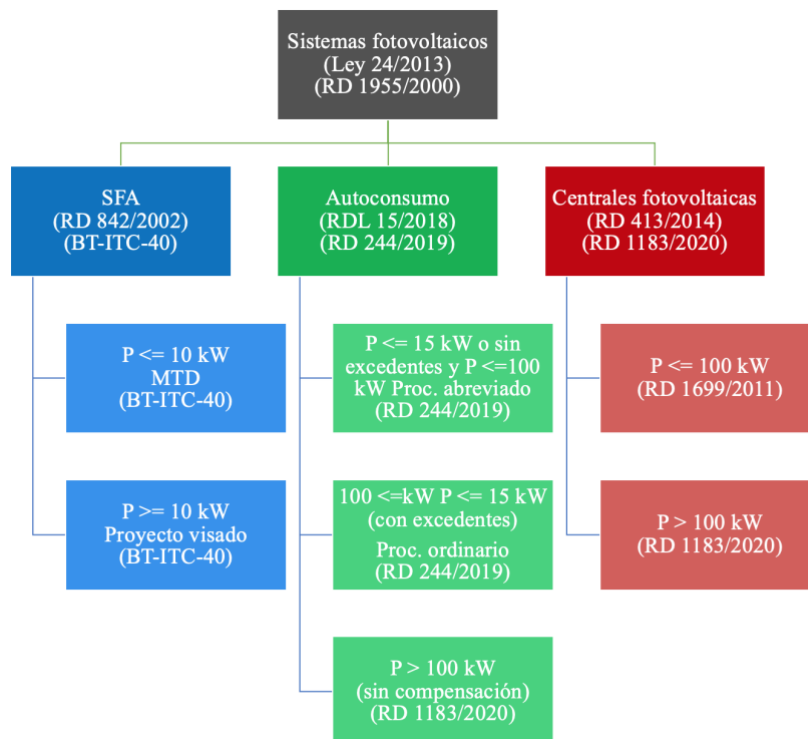


Ilustración 2-17: Esquema resumen sobre las diferentes legislaciones.

2.6.1. Proceso de ejecución de una instalación fotovoltaica

El proceso de implementación de una instalación fotovoltaica es multifacético, involucrando diversos pasos y elementos, desde el estudio y diseño previos, hasta la monitorización y el mantenimiento continuos. Cabe señalar que en todas las tramitaciones intervienen los tres niveles de la Administración: el local, el autonómico y el estatal, así como las compañías eléctricas. Aquí se proporciona un desglose general de estos pasos, aunque pueden variar según la complejidad de la instalación, la ubicación y la legislación local [20]:

1. **Estudio Previo y Diseño:** No sólo se trata de analizar la ubicación, la orientación, la irradiación solar disponible y la demanda de energía del lugar o la energía que se desea producir, sino también de asegurarse de que no haya restricciones debido a las regulaciones urbanísticas, la protección ambiental o la ubicación en una zona histórica. Este análisis conduce al diseño preliminar de la instalación, que debe ser realizado por un instalador autorizado y debe incluir, como mínimo, una memoria técnica.
2. **Elección del Equipo y Materiales:** Seleccionar los componentes apropiados, incluyendo los módulos fotovoltaicos, el inversor, el sistema de montaje, y el sistema de almacenamiento, si se necesita, así como otros elementos auxiliares (cables, protecciones, etc.).
3. **Trámites Administrativos y Legales:** Solicitar los permisos de acceso y conexión a la red a la empresa distribuidora. Dependiendo del tamaño de la instalación, se requerirán diversos permisos y trámites a nivel local, autonómico y estatal. Las instalaciones menores de 10 kW suelen estar exentas de ciertos trámites, incluyendo la presentación de avales para el acceso y la conexión a la red de distribución.
4. **Instalación de los Componentes:** Colocación de los paneles solares, instalación del inversor y de las baterías, si las hay, así como la instalación de todos los elementos de conexión.
5. **Conexión y Puesta en Marcha:** Después de instalar todos los componentes, se conecta el sistema a la red eléctrica, si es el caso, o a los dispositivos que se van a alimentar con la energía producida. Se realizan pruebas para verificar que todo funciona correctamente.
6. **Certificación de la Instalación y de Fin de Obra:** Una vez terminada la instalación, se deben presentar los certificados correspondientes en la Comunidad Autónoma, ya sea del electricista o de un técnico de grado superior, dependiendo del tamaño de la instalación.
7. **Inspección Inicial e Inspecciones Periódicas:** Dependiendo del tamaño de la instalación, se puede requerir la inspección inicial de un Organismo de Control Autorizado (OCA). Las revisiones periódicas son quinquenales en el caso de las plantas en baja tensión.
8. **Autorización de Explotación:** Según el tamaño de la instalación, puede requerirse este permiso autonómico.
9. **Inscripción en los Registros de Autoconsumo:** Según el tamaño de la instalación, este paso puede ser necesario y el procedimiento varía según la Comunidad Autónoma.
10. **Inscripción en el Raipre (Registro Administrativo de Instalaciones de Productores de Energía Eléctrica):** Esto solo es necesario para las instalaciones que generan excedentes.

11. **Monitorización y Mantenimiento:** Una vez en funcionamiento, es recomendable monitorizar la instalación para asegurar su correcto funcionamiento y realizar el mantenimiento necesario para garantizar su eficiencia a largo plazo.

En la Ilustración 2-18 se muestran los diferentes hitos que hay que lograr en la tramitación de un sistema de autoconsumo.



Ilustración 2-18: Hitos en la tramitación de un sistema de autoconsumo.

2.6.2. Compensación de excedentes

La compensación de excedentes es un aspecto fundamental en las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Este mecanismo permite obtener un beneficio económico por la energía generada y no consumida por las placas solares, la cual es vertida a la red eléctrica. El Real Decreto 244/2019 introdujo esta posibilidad, permitiendo a los usuarios de energía solar reducir sus facturas de electricidad [21].

El precio al que se compensan estos excedentes de autoconsumo es esencial para determinar la reducción que experimentarán los consumidores en sus facturas de luz. El precio medio del kilovatio hora (kWh) vertido a la red oscila alrededor de los 0,10 €/kWh, lo que puede traducirse en un ahorro aproximado de unos 20 € al mes en la factura de electricidad, aunque esta cifra puede variar según las circunstancias específicas de cada instalación [21].

Sin embargo, para acceder al mecanismo de compensación simplificada, las instalaciones de autoconsumo deben cumplir con ciertos requisitos. En primer lugar, la fuente de generación de los excedentes debe ser renovable. Segundo, la potencia de la instalación no puede superar los 100 kW. Tercero, la instalación no debe recibir un régimen retributivo adicional, lo que significa que el consumidor no puede obtener lucro, dado que no es una actividad económica, sino que se trata simplemente de la venta de energía sobrante. Finalmente, debe existir un contrato de compensación de excedentes firmado entre el productor (titular de la instalación) y el consumidor (titular del suministro), incluso si ambos son la misma persona física o jurídica.

Debido a que se quiere hacer uso de esta compensación, se concluye que la instalación tendrá como máximo 100kW. Pudiendo ser ampliada en un futuro si es necesario.

Capítulo 3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. CONSUMO ENERGÉTICO

El consumo energético de una nave industrial se refiere a la cantidad total de energía que se utiliza en el funcionamiento de todas las operaciones y procesos en dicha instalación. Esto incluye, pero no se limita a, la iluminación, la calefacción, la refrigeración, el funcionamiento de maquinaria y equipos, y cualquier proceso de producción energéticamente intensivo que se lleve a cabo en la instalación. En este capítulo se analiza exclusivamente el consumo energético eléctrico.

3.1.1. Tarifa 3.0A y 3.0TD

- Tarifa 3.0A: Esta era la tarifa contratada cuando se recogieron los datos de consumo. La tarifa 3.0 A es de baja tensión, ofreciendo un suministro de luz superior a los 15kW, especialmente adecuado para pequeñas empresas e industrias con consumos medios y altos. La tarifa se divide en tres períodos, cada uno con un precio y nombre diferentes, dependiendo de sus horarios entre semana ya que los fines de semana son valle:

Tabla 3-1: Detalle horario de la tarifa 3.0A.

Período del año	Tarifa	Mes inicio	Mes fin	Hora Inicio	Hora Fin
Invierno	Valle	Noviembre	Marzo	0	8
	Llano	Noviembre	Marzo	8	18
	Punta	Noviembre	Marzo	18	22
	Llano	Noviembre	Marzo	22	0
Verano	Valle	Abril	Octubre	0	8
	Llano	Abril	Octubre	8	11
	Punta	Abril	Octubre	11	15
	Llano	Abril	Octubre	15	0

Períodos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero																								
Febrero																								
Marzo																								
Abril																								
Mayo																								
Junio																								
Julio																								
Agosto																								
Septiembre																								
Octubre																								
Noviembre																								
Diciembre																								

Valle	
Llano	
Punta	

Cuando el consumo supera la potencia contratada, la facturación se realiza de la siguiente manera:

- Si el consumo es inferior al 85% de la potencia contratada, se factura ese 85%.
- Si el consumo está entre el 85% y el 105% de la potencia contratada, se factura el importe igual al de la energía contratada.
- Si el consumo supera el 105% de la potencia contratada, se factura el importe contratado y el doble de la diferencia entre la demanda y el 105% de la contratada.
- **Tarifa 3.0TD:** Actualmente, las tarifas 3.0A y 3.1A se han unificado en una única tarifa para empresas, la 3.0TD. Esta tarifa incluye seis periodos para consumo y seis tramos para potencia. Sus horarios y temporadas son los siguientes:

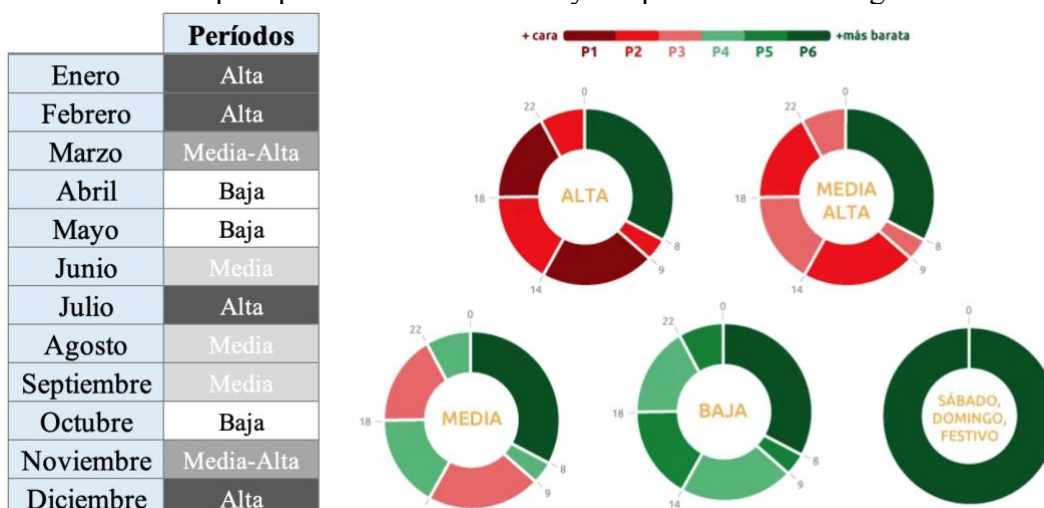


Ilustración 3-1: Detalle de los periodos de la tarifa 3.0TD.

3.1.2. Patrón de consumo 2020

Al analizar el patrón de consumo energético durante el año 2020, se observan ciertas tendencias que reflejan la variabilidad en el uso de la energía eléctrica en distintas etapas del año y a lo largo de los diferentes periodos de tarifas. Durante este año, el consumo total de energía fue de **809.693 kWh**, desglosado en 134.387 kWh durante el período de

punta, 409.860 kWh en el período llano, y 265.446 kWh en el período valle. El consumo a lo largo de todo el año se muestra en la Ilustración 3-2

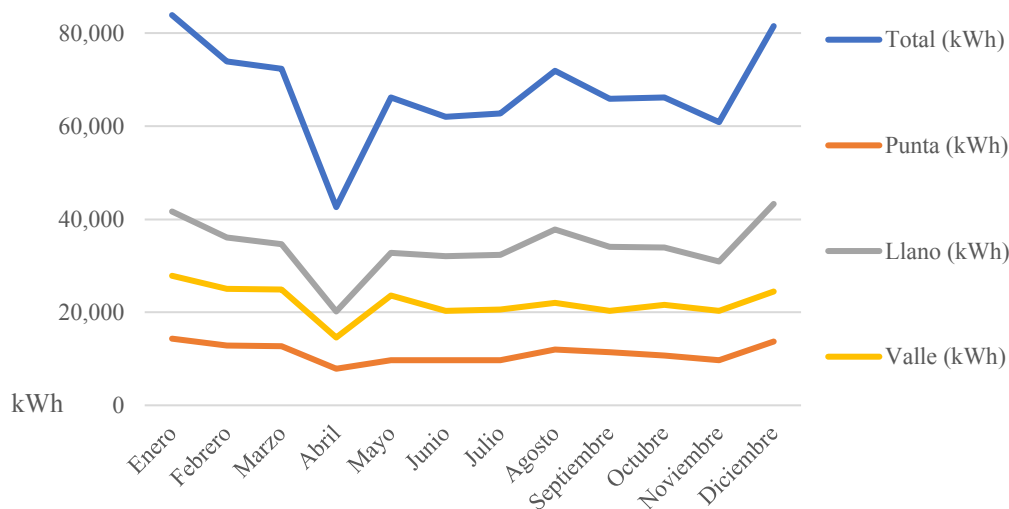


Ilustración 3-2: Consumo 2020 por periodos.

Analizando los datos mes a mes, se puede apreciar que los meses de enero y diciembre representaron los períodos con mayor consumo energético, correspondiendo a un 10,4% y un 10,1% del total anual, respectivamente. Estos valores se muestran en la Tabla 2-1. En contraste, el mes de abril tuvo el menor porcentaje de consumo, con solo un 5,3% del total anual.

De manera general, el consumo **promedio mensual fue de 67.474 kWh**, distribuido en 11.199 kWh durante las horas pico, 34.155 kWh en las horas llano y 22.120 kWh durante el valle. Este patrón de consumo indica que se hace un uso intensivo de la energía durante el período llano, lo que es consistente con la operatividad de muchas industrias y empresas, que concentran sus actividades durante estas horas.

Tabla 3-2: Consumo 2020 por periodos y meses.

2020	% del año	Total (kWh)	Punta (kWh)	Llano (kWh)	Valle (kWh)
Enero	10,4%	83.861	14.324	41.702	27.835
Febrero	9,1%	73.933	12.862	36.047	25.024
Marzo	8,9%	72.319	12.748	34.673	24.898
Abril	5,3%	42.596	7.861	20.169	14.566
Mayo	8,2%	66.186	9.696	32.832	23.657
Junio	7,7%	62.026	9.627	32.035	20.364
Julio	7,7%	62.659	9.725	32.362	20.571
Agosto	8,9%	71.850	12.040	37.820	21.990
Septiembre	8,1%	65.817	11.464	34.090	20.264
Octubre	8,2%	66.164	10.631	33.979	21.553
Noviembre	7,5%	60.855	9.757	30.868	20.231
Diciembre	10,1%	81.428	13.652	43.283	24.492
Media mensual	8,3%	67.474	11.199	34.155	22.120
Total	100%	809.693	134.387	409.860	265.446

Además, la distribución del consumo energético en relación con los períodos tarifarios varía de manera notable a lo largo del año. Si bien el total del consumo en cada mes se considera como el 100%, la proporción de consumo en los períodos de punta, llano y valle difiere mes a mes. En promedio, durante el 2020, el 16,6% del consumo total se realizó en el período de punta, el 50,5% en el período llano y el 32,9% en el período valle como se muestra en la Tabla 3-3.

Al analizar los porcentajes mensuales, se percibe una tendencia que indica una mayor demanda durante las horas llanas en todos los meses, alcanzando un máximo de 53,2% en diciembre. Sin embargo, hay una variabilidad en los períodos de punta y valle. Por ejemplo, en abril se registró el porcentaje más alto de consumo en el período de punta con un 18,5%, mientras que en mayo se observó el menor con un 14,7%. Respecto al período valle, el mayor porcentaje de consumo se registró en mayo con un 35,7% y el más bajo en diciembre con un 30,1%.

Tabla 3-3: Consumo 2020 por periodos y meses en porcentajes.

Períodos	Punta	Llano	Valle
Enero	17,1%	49,7%	33,2%
Febrero	17,4%	48,8%	33,8%
Marzo	17,6%	47,9%	34,4%
Abril	18,5%	47,3%	34,2%
Mayo	14,7%	49,6%	35,7%
Junio	15,5%	51,6%	32,8%
Julio	15,5%	51,6%	32,8%
Agosto	16,8%	52,6%	30,6%
Septiembre	17,4%	51,8%	30,8%
Octubre	16,1%	51,4%	32,6%
Noviembre	16,0%	50,7%	33,2%
Diciembre	16,8%	53,2%	30,1%
Media	16,6%	50,5%	32,9%

Es importante señalar que el año 2020 fue atípico debido a la pandemia de COVID-19, que tuvo un impacto significativo en los patrones de consumo energético en todo el mundo, y en este caso no fue la excepción. El confinamiento y las restricciones de movilidad, entre otros factores, llevaron a una reducción en la demanda de energía durante ciertos meses, como se puede observar en la Ilustración 3-3, el consumo para marzo y, especialmente, abril de ese año. Este factor puede haber influenciado los patrones de consumo de una manera que no refleje las tendencias típicas. Para obtener una imagen más precisa y completa de los patrones de consumo energético, se considerarán los datos de años anteriores y se realizarán comparaciones correspondientes. Esto ayudará a entender mejor las tendencias a largo plazo y permitirá hacer proyecciones más precisas para el futuro.

Analizando datos de consumo mensual y anual desde 2013 hasta 2020. Estos datos muestran una variabilidad considerable en el consumo de energía tanto a lo largo de los años como entre los diferentes meses dentro de un año.

En términos anuales, el consumo promedio más bajo se observó en el año 2016 con 57.221 kWh, mientras que el más alto fue en 2020, con 67.474 kWh. No obstante, es

relevante recordar que el año 2020 fue un año atípico debido a la pandemia del COVID-19, que tuvo un impacto significativo en los patrones de consumo energético.

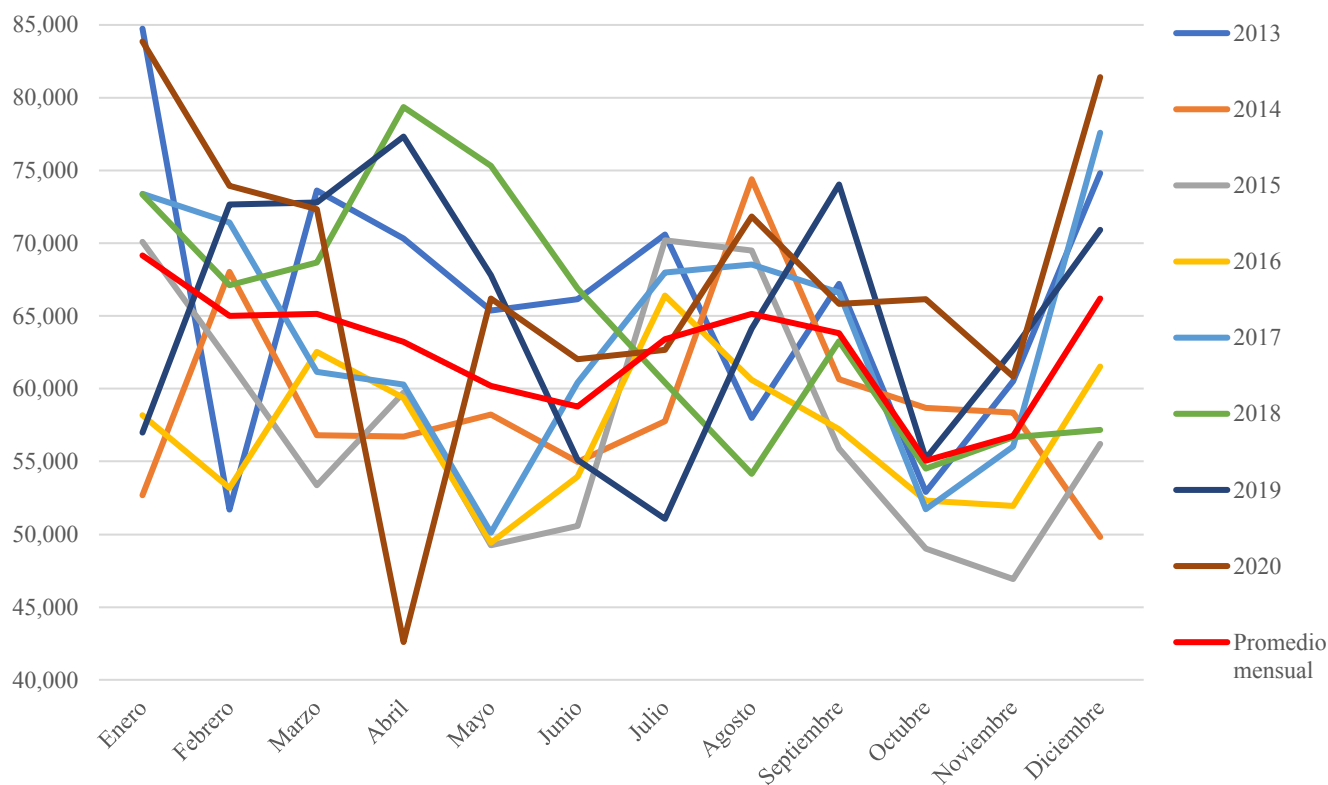


Ilustración 3-3: Consumo por meses de cada año.

Al analizar los datos mensuales, se puede observar que enero y diciembre suelen ser los meses con mayor consumo, con un promedio de 69.160 kWh y 66.183 kWh respectivamente. Por otro lado, octubre y noviembre suelen ser los meses con menor consumo, con promedios de 55.058 kWh y 56.746 kWh respectivamente. Estas fluctuaciones pueden ser explicadas por las variaciones en las necesidades energéticas estacionales.

Es crucial que la potencia pico de la instalación no supere los 100 kW. Esta restricción, como se ha mencionado en el punto 2.6.2, es necesaria para acceder a la retribución por generación de energía que ofrecen las empresas comercializadoras, la instalación no puede exceder este límite de potencia. Mantenerse por debajo de este umbral asegurará la viabilidad económica de la instalación, permitiendo aprovechar las ventajas económicas que ofrecen las empresas comercializadoras por la generación de energía.

Por último, se necesita comprobar que la instalación no esté sobredimensionada. Por ello si multiplicamos los 100 kW por aproximadamente 1.700 horas de sol que hay al año en Vizcaya [22] y asumiendo un rendimiento del 100, da 170.000 kWh al año. Sabiendo que este valor es el máximo teórico y que el consumo anual medio es de 751.855 kWh al año, se concluye que la instalación no excede en cuanto a tamaño e incluso que podría considerarse una futura ampliación.

3.2.ELEMENTOS FINALES DE LA INSTALACIÓN

La selección de estos elementos es crucial para el desempeño global de la planta, ya que influyen directamente en la capacidad de generación, en la seguridad de la instalación y en la vida útil del sistema. Se proporcionarán las especificaciones técnicas de cada uno de los componentes seleccionados, las cuales serán la base para los cálculos posteriores necesarios en el diseño de la instalación.

Esta información se ha obtenido a partir de hojas de datos proporcionadas por los fabricantes y fuentes de información especializadas. La elección de los componentes finales busca maximizar la eficiencia de la planta, a la vez que se respeta el presupuesto y las restricciones técnicas del proyecto.

Las fichas técnicas de todos los componentes se pueden consultar en los anexos de este documento en el Capítulo 7.

3.2.1. Panel fotovoltaico

En la configuración final de la instalación, se ha seleccionado el panel fotovoltaico SPR-MAX3-400-COM de la marca SunPower Maxeon, el cual ofrece una potencia nominal de 400 W, con una eficiencia del 22,6% y un coste de 420€ [23].

Este modelo de panel solar se caracteriza por su gran eficiencia energética, ya que el promedio se encuentra entre el rango de entre el 17% al 19% [24], lo que permite maximizar la generación de energía en cualquier condición lumínica, ya sea a primera hora de la mañana, por la noche o en días nublados.

Además, su diseño robusto y resistente le permite soportar todo tipo de condiciones climáticas, gracias a sus células anti-grietas y conexiones reforzadas que lo protegen frente al desgaste y la corrosión. Además, cuenta con la garantía más larga del sector, con 40 años de cobertura.

En conclusión, el panel SPR-MAX3-400-COM de SunPower Maxeon es una opción idónea para esta instalación, tanto por su alto rendimiento y eficiencia, como por su durabilidad y compromiso con la sostenibilidad.

A continuación, se muestran las dimensiones principales:

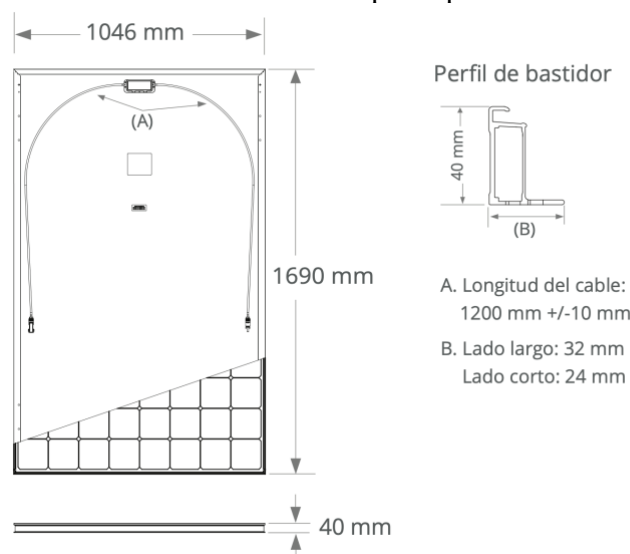


Ilustración 3-4: Dimensiones de SPR-MAX3-400-COM.

Tabla 3-4: Resumen características del panel solar.

Características	SPR-MAX3-400-COM (SunPower Maxeon)
Potencia nominal	400 W
Eficiencia	22,6%
Coste	420€
Dimensiones	1.046 mm x 1.690 mm x 40 mm

3.2.2. Inversores

El modelo seleccionado para este proyecto es el Sunny Tripower CORE1 STP 50-40 de la reconocida marca SMA. Este inversor presenta un rendimiento máximo del 98,1% y un rendimiento europeo del 97,8%, indicando su alta eficiencia en la conversión de energía [25]. El rendimiento europeo, también conocido como eficiencia europea o eficiencia ponderada, ofrece una estimación más realista del rendimiento del inversor durante sus operaciones normales.

A diferencia de la eficiencia máxima o pico, que solo se alcanza en condiciones de operación óptimas, el rendimiento europeo tiene en cuenta la variabilidad de las condiciones solares y de carga durante el día y a lo largo del año. Esta medida se basa en una serie de condiciones de operación predefinidas que representan un clima europeo típico.

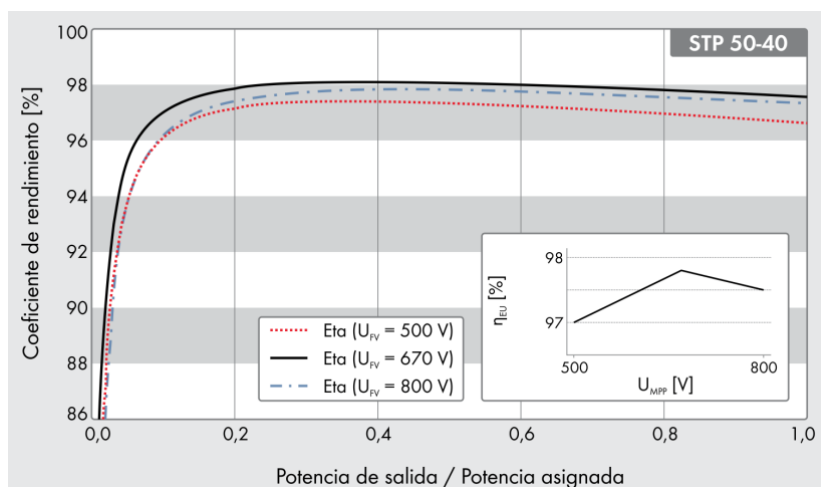


Ilustración 3-5: Curvas de rendimiento del Sunny tripowe CORE1 STP 50-40.

Entre las características relevantes del modelo se destacan su potencia máxima de 50 kW y una potencia máxima del generador fotovoltaico de entrada 75 kWp. En cuanto a sus especificaciones eléctricas, cuenta con una tensión de entrada máxima de 1000 V, y un rango de tensión del seguidor del MPP de 500 V a 800 V.

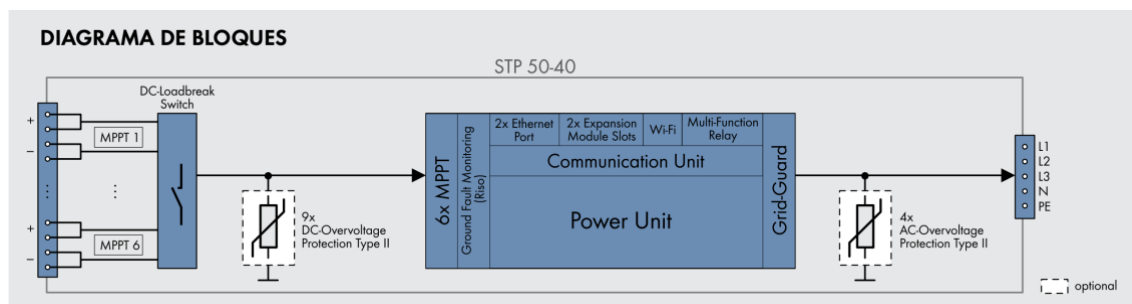


Ilustración 3-6: Diagrama de bloques del Sunny Tripower CORE1 STP 50-40.

Este inversor está diseñado para soportar condiciones ambientales adversas, con un rango de temperatura de funcionamiento de $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una humedad relativa permitida de hasta el 100% sin condensación. Adicionalmente, presenta una clase de protección IP65, lo que indica su alta resistencia al polvo y al agua. Esta característica hace que se pueda colocar al aire libre sin necesidad de protección adicional.

Para esta instalación se optará por utilizar dos inversores. Esta elección tiene como fundamento la redundancia del sistema, es decir, en caso de fallo de uno de los inversores, el otro seguirá en funcionamiento, asegurando la continuidad de la generación de energía. Además, permite un mejor rendimiento en condiciones de sombreado parcial, ya que cada inversor sólo se ve afectado por las condiciones de su respectiva cadena de paneles. El coste de cada inversor es de 6.281,34€.

En lo referente a las dimensiones y peso del inversor, se destaca por su formato compacto y su diseño robusto. El inversor mide 621 mm de ancho, 733 mm de alto y 569 mm de fondo, lo que facilita su instalación y adaptación a diversos espacios y cuenta con un peso de 84 kg.



Ilustración 3-7: Inversor Sunny Tripower CORE1 STP 50-40.

En definitiva, la elección del inversor Sunny Tripower CORE1 STP 50-40, dada su eficiencia, resistencia y flexibilidad de instalación, sumada a la decisión de utilizar dos unidades para flexibilizar el sistema, se presenta como una opción acertada y justificada para este proyecto.

Tabla 3-5: Resumen características del inversors.

Características	Sunny Tripower CORE1 STP 50-40
Potencia máxima	50 kW
Rendimiento europeo	97,8%
Coste	6.281,34€
Dimensiones	621 mm x 733 mm x 569 mm

3.2.3. Contador bidireccional

El contador bidireccional seleccionado para esta instalación es el Landis+Gyr E650, modelo ZxD402AT/CT. Su papel es registrar tanto la energía que se consume de la red como la que se inyecta en ella, por lo que es un elemento indispensable en cualquier instalación de energía fotovoltaica. El coste de este contador es de 486,22€ [26].



Ilustración 3-8: Contador bidireccional E650 Series 3 de la empresa Landis+Gyr.

Este modelo tiene un amplio rango de tensión de funcionamiento, oscilando desde 3 x 58/100 V hasta 3 x 220/380 V. En relación con su comportamiento operativo, es cabe destacar que este contador puede resistir interrupciones en la tensión sin perder los datos almacenados, y es capaz de retomar su funcionamiento poco después de que se restablezca la tensión.

En cuanto a la protección contra el medio ambiente, no imprescindible pero si recomendable ya que aunque se instale en el interior, puede estar sometido a polvo y suciedad, el contador, cuenta con un grado de protección IP51 de acuerdo con la norma IEC 60529. Esta clasificación significa que está protegido contra el polvo (aunque no es totalmente a prueba de polvo) y contra las gotas verticales de agua. Es una característica valiosa, especialmente en contextos industriales y comerciales donde el equipo puede estar expuesto a diversas condiciones ambientales.

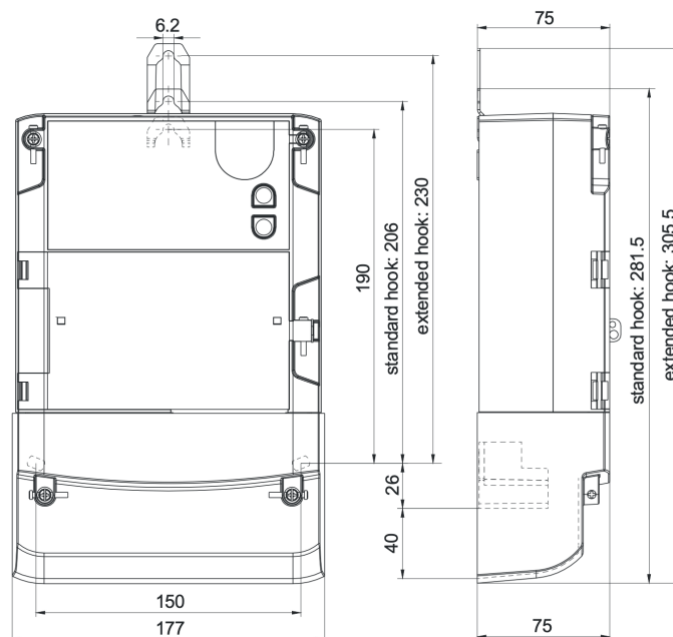


Ilustración 3-9: Dimensiones del E650 Series 3.

Por lo que respecta a las dimensiones físicas del contador, que se pueden apreciar en la Ilustración 3-9, tiene un peso de alrededor de 1.5 kg y mide 177 mm de ancho, 244 mm

de alto con tapa terminal corta y 281.5 mm con tapa terminal estándar, y tiene una profundidad de 75 mm. Estas características hacen que su instalación no requiera de un espacio excesivo y, por lo tanto, no sea un problema.

3.2.4. Estructura de soporte

Para este proyecto, se ha optado por el modelo "Estructura Inclinada Soporte Placas Solares regulable 20° – 35° Cubierta Plana 12V" [27]. Esta estructura es adecuada para la instalación dado que permite una inclinación regulable entre 20 y 35 grados, lo cual es necesario para alcanzar el ángulo óptimo de 30 grados determinado en la fase de diseño, teniendo en cuenta la inclinación de 5 grados de la cubierta de la nave.



Ilustración 3-10: Estructura Inclinada Soporte Placas Solares regulable 20° – 35° Cubierta Plana 12V de TeknoSolar.

Esta estructura es compatible con la instalación de 1 a 6 módulos fotovoltaicos dispuestos en vertical y ha sido diseñada específicamente para instalaciones en cubiertas de hormigón o suelo. La estructura 12V es modular, lo que significa que puede ser ampliada en cualquier momento si es necesario añadir más módulos. Este carácter modular permite una adaptación a las necesidades cambiantes de la instalación y aporta flexibilidad al sistema.

Tabla 3-6: Dimensiones y coste de la estructura de soporte en función de la cantidad de módulos a colocar.

N.º Módulos	Altura (mm)	Anchura (mm)	Coste	Coste por módulo
1	1.711	1.230	175,00 €	175,00 €
2	1.711	2.460	220,00 €	110,00 €
3	1.711	3.400	305,00 €	101,67 €
4	1.711	4.830	365,00 €	91,25 €
5	1.711	6.300	465,00 €	93,00 €
6	1.711	7.200	505,00 €	84,17 €

La estructura cuenta con una garantía de 10 años y ha sido diseñada y fabricada en España. Se proporciona completa, con toda la perfilaría, tornillería y accesorios necesarios para la fijación de los módulos fotovoltaicos. La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, asegurando que cada pieza omega (las naranjas en la Ilustración 3-11) sujeta como máximo a dos paneles.

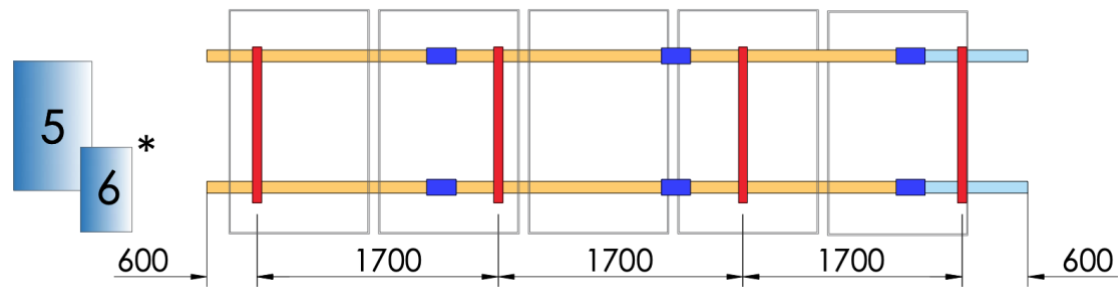


Ilustración 3-11: Configuración aproximada de 5 paneles en la estructura 12V.

Los materiales utilizados en la fabricación de la estructura son de alta calidad. El cuerpo de la estructura está fabricado en aluminio de alta calidad (EN AW 6005A T6) [27], mientras que la tornillería y accesorios son de acero inoxidable. Este conjunto de materiales asegura la resistencia y durabilidad del sistema en el entorno industrial. Por último, es importante mencionar que la estructura es compatible con cualquier tipo de panel solar, independientemente de sus dimensiones.

3.3.DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.3.1. Inclinación de placas

La configuración del tejado de la nave industrial es de vital importancia para determinar la disposición de las placas solares. En el caso de la empresa en estudio, su tejado se divide en dos cubiertas, una orientada hacia el norte y la otra hacia el sur, ambas con una inclinación de 5° . Estas cubiertas convergen en un eje longitudinal que se extiende a lo largo de toda la longitud del edificio. Notablemente, este eje está desplazado 41° del meridiano.

Teniendo en cuenta las particularidades geográficas y astronómicas que fueron discutidas en capítulos anteriores de este estudio, es relevante mencionar que la cubierta sur ofrece una mejor orientación para la instalación de los paneles solares en este caso. La decisión de favorecer la cubierta sur se basa en el hecho de que la nave industrial se encuentra en el hemisferio norte del planeta. Si la localización de la nave estuviera en el hemisferio sur, sería la cubierta norte la más idónea para la instalación. Por lo tanto, se buscará aprovechar al máximo la cubierta sur para la colocación de la infraestructura solar.

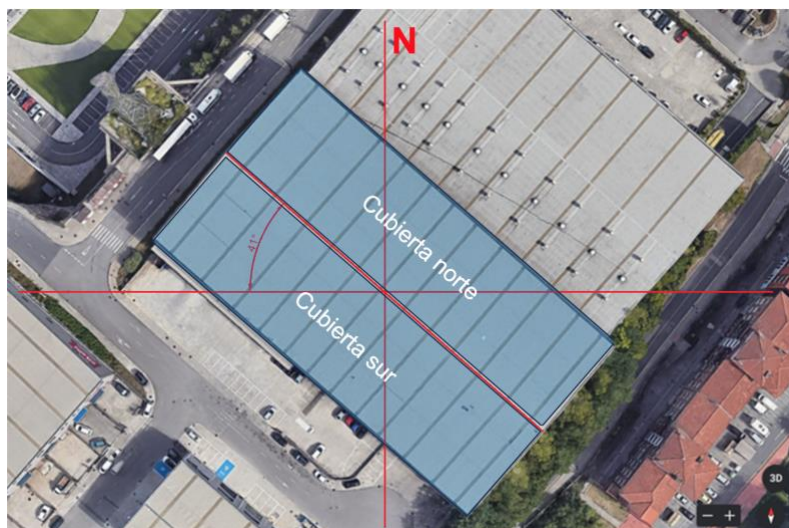


Ilustración 3-12: Ángulo acimutal del edificio.

Conociendo el ángulo longitudinal del edificio, obtenemos el ángulo al que los paneles estarán orientados respecto al sur o ángulo acimutal sur y que coincide con la primera medida de 41° como se muestra en la Ilustración 3-12.

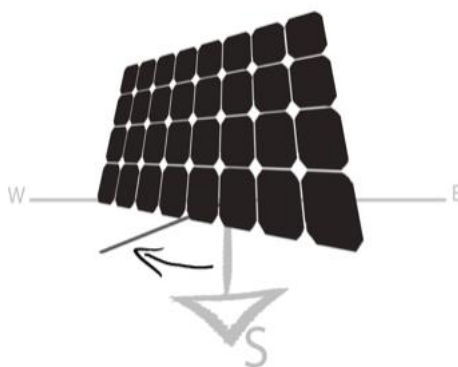


Ilustración 3-13: Descripción del ángulo acimutal según PGIS.

Para determinar el ángulo óptimo de las placas desde el plano horizontal, se utilizará el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

A continuación, se introducen los siguientes datos en el programa mencionado:

- Coordenadas del edificio.
- Ángulo acimutal: 41 °.
- Potencia instalada pico: 100 kW.
- Pérdidas del sistema: 15%. (No influyen en el cálculo de la orientación óptima)

Los datos de potencia instalada y pérdidas del sistema se han introducido a modo de cálculo previo ya que no alteran la inclinación de las placas. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 3-7: Resultados de PGIS.

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	30 (opt)
Azimuth angle [°]:	41
Yearly PV energy production [kWh]:	104482.3
Yearly in-plane irradiation [kWh/m2]:	1355.77
Year-to-year variability [kWh]:	4529.33
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.09
Spectral effects [%]:	1.53
Temperature and low irradiance [%]:	-7.86
Total loss [%]:	-22.93

De acuerdo con los resultados obtenidos, se ha determinado que la inclinación óptima para las placas solares en la ubicación específica de la nave industrial, y teniendo en cuenta el acimut existente, es de 30 grados. Este ángulo maximiza la exposición de los paneles solares a la radiación solar y, por tanto, optimiza la generación de energía. La implementación de este ángulo de inclinación será clave para garantizar la eficiencia y la efectividad de la instalación fotovoltaica, promoviendo una producción de energía que cumpla con los requisitos energéticos de la empresa.

3.3.2. Separación entre filas

La separación entre los paneles debe ser suficiente para evitar que la sombra de un panel incida sobre el siguiente, ya que esto reduciría la cantidad de luz solar que llega a los paneles y, en consecuencia, disminuiría la producción de energía.

En el diseño de la instalación, es esencial tener en cuenta la posición del sol en el cielo durante diferentes momentos del año. Especialmente en el día más corto del año (21 de diciembre en el hemisferio norte o 21 de junio en el hemisferio sur), cuando la elevación del sol en el cielo al mediodía solar es la más baja. Esta posición del sol es representada por el ángulo α en la siguiente ecuación [28].

$$D = \frac{w \cdot \sin (180 - (\alpha + \gamma) - (\beta - \gamma))}{\sin (\alpha + \gamma)}$$

Ecuación 3: Distancia entre filas mínimo en superficies inclinadas.

En esta ecuación, "w" representa la anchura del panel y "β" el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico. La ecuación permite calcular la distancia "D" entre los paneles para evitar la sombra de un panel sobre otro.

La ecuación que se utiliza para calcular la distancia mínima entre los paneles, de extremo a extremo, está basada en simples fórmulas de trigonometría y se representa en la Ilustración 3-14.

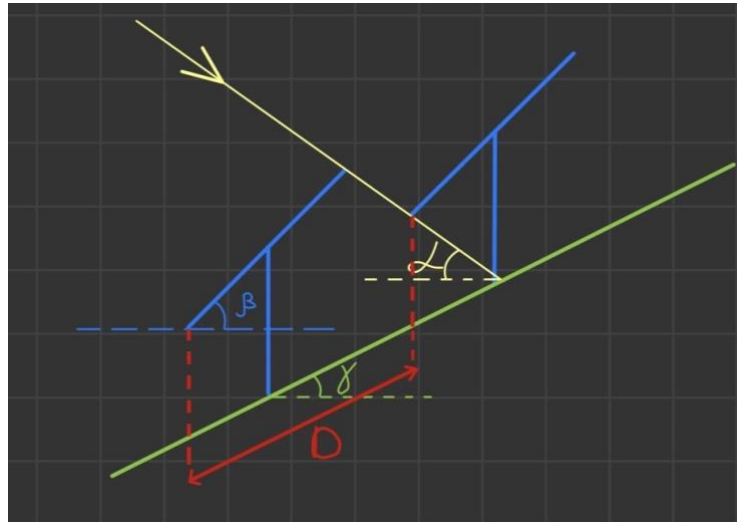


Ilustración 3-14: Representación del cálculo de separación entre paneles en superficies inclinadas [28].

En el caso de esta instalación los valores iniciales son los siguientes:

- W=1690 mm
- $\alpha = 23^\circ$
- $\gamma = 5^\circ$
- $B = 30^\circ$

$$D = \frac{1690 \cdot \sin (180 - (23 + 5) - (30 - 5))}{\sin (23 + 5)} = 2874,92 \text{ mm}$$

Esta distancia que se acaba de calcular es la separación entre paneles en el plano horizontal, contando desde el comienzo del panel. Para obtener la separación horizontal entre los paneles (S) hay que restar a la distancia calculada, la proyección horizontal de la longitud del panel. Conociendo la longitud de 1690 mm y la inclinación del panel sobre la cubierta de 25° , se obtiene una proyección horizontal sobre la cubierta de 1531,66 mm por trigonometría. Finalmente se realiza la resta mencionada:

$$S = 2874,92 - 1531,66 = 1343,26 \text{ mm} \approx \mathbf{1350 \text{ mm o } 1,35 \text{ m}}$$

La correcta determinación de la separación entre filas de paneles es crucial para maximizar la eficiencia de la instalación fotovoltaica. Una planificación cuidadosa en esta etapa del diseño puede ayudar a evitar problemas de rendimiento en el futuro, garantizando que se aproveche al máximo la luz solar disponible en la ubicación de la instalación.

Estas medidas se muestran en la Ilustración 3-15.



Ilustración 3-15: Plano de las medidas de separación entre paneles.

3.3.3. Distribución final de los paneles

En la nave industrial objeto de este estudio, la cubierta sur está dividida en trece secciones irregulares por unos tragaluces de un metro de ancho. Para una implementación más eficiente, económica y práctica, se ha optado por agrupar las placas lo más posible, eligiendo para ello las secciones con mayor espacio y que sean contiguas entre sí.

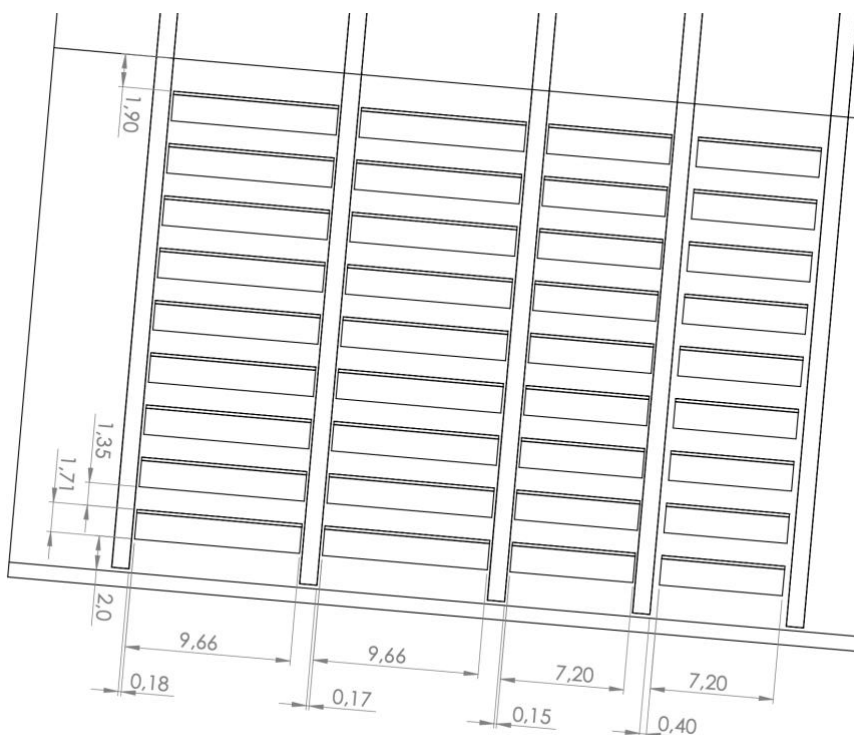


Ilustración 3-16: Plano de las medidas de la distribución de los paneles.

Comenzando desde la izquierda, se han seleccionado las secciones segundas a quinta para la instalación de los paneles.

En la segunda y tercera sección caben 8 paneles ocupando un total de 9,66 metros en un espacio entre tragaluces de 10 metros. Mientras que en la cuarta y quinta sección caben tan solo 6 módulos de 7,2 metros de ancho en un espacio entre tragaluces de 7,5 metros. Ya que la estructura escogida se vende como máximo en una versión de 6 módulos, se ha comparado que combinación de versiones resulta más económica. Como se puede observar en la siguiente tabla, la combinación más económica es la de dos estructuras, albergando 4 módulos cada una

Tabla 3-8: Comparativa de coste de estructuras para albergar 8 módulos.

Tipo 1	Tipo 2	Coste Total
6	2	725 €
5	3	770 €
4	4	670 €

Teniendo en cuenta la separación entre filas determinada anteriormente y las dimensiones de la estructura de soporte escogida, se ha establecido que cada sección puede acomodar nueve filas de paneles. Esto significa que, en las cuatro secciones seleccionadas, se podrían instalar un total de 252 paneles.

Tabla 3-9: Total de módulos por sección.

Sección	Espacio (m)	N.º Módulos en horizontal	Máximo de filas	N.º Total de módulos
2	10	8	9	72
3	10	8	9	72
4	8	6	9	54
5	8	6	9	54
				252

$$N(\text{N.º de módulos}) = \frac{100.000W}{400W} = 250 \text{ módulos}$$

Dado que cada panel tiene una potencia de 400 W, sólo se necesitan 250 módulos para alcanzar la capacidad deseada de 100 kW para la instalación. Por lo tanto, se disponen de dos espacios para paneles de margen para posibles imprevistos o ajustes en la disposición final.

Esta disposición ha sido comprobada mediante un modelo tridimensional, lo que ha permitido visualizar la configuración final y asegurarse de que se respeta la necesaria separación entre las filas de paneles, evitando así cualquier posible incidencia de sombra entre los paneles, y garantizando la eficiencia máxima de la instalación.

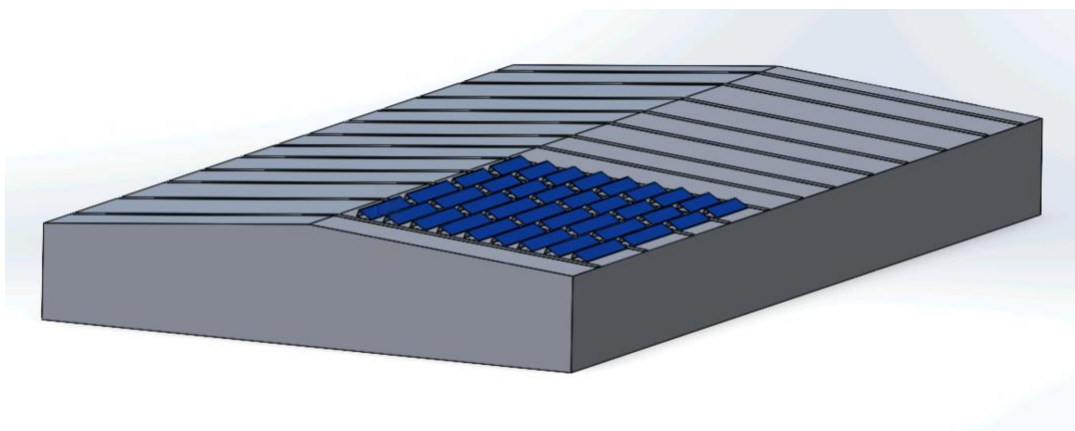


Ilustración 3-17: Modelo en Solidworks de la instalación.

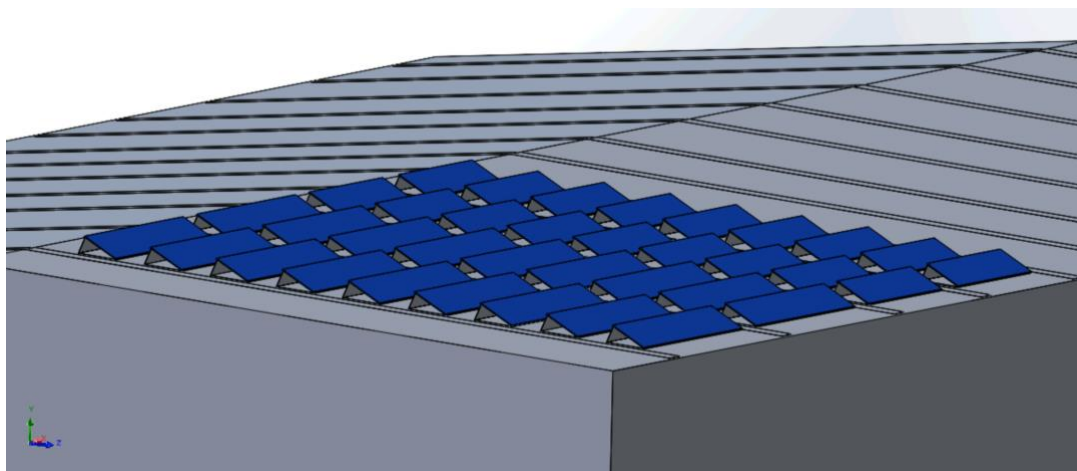


Ilustración 3-18: Vista detallada del modelo en Solidworks de la instalación.

3.4.DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

3.4.1. Arquitectura

A la hora de establecer la arquitectura eléctrica que se va a utilizar para conectar todos los aparatos y componentes de la instalación, es crucial conocer las características técnicas ya que serán la principal limitación de esta. En cuanto a la conexión de los paneles al inversor, se pueden conectar en serie o en paralelo agrupados de múltiples maneras diferentes, obteniendo tensiones e intensidad completamente diferentes entre sí por lo que es crucial.

El inversor STP 50-40 que se ha seleccionado para esta instalación, consta de 6 entradas MPP. Teniendo dos inversores, se dispone de 12 entradas MPP para realizar hasta 12 subcircuitos con tensiones e intensidades diferentes entre sí, lo cual simplifica el trabajo de diseño en gran medida.

El rango de tensión de las entradas MPP es de entre 500V y 800V, aunque la tensión de entrada mínima, donde empieza a funcionar el inversor es de 150V. Viendo la curva de rendimiento de la ficha técnica se observa que el mayor rendimiento se obtiene con una tensión de 670V de entrada. El panel solar escogido para la instalación, SPR-MAX3-400-COM tiene una tensión nominal (V_{mpp}) de 66V por lo que si ponemos 10 en serie obtenemos que:

$$66 \text{ V} \cdot 10 \text{ paneles} = 660 \text{ V}_{mpp}$$

Una vez establecido que se van a utilizar 10 paneles en serie para alcanzar la tensión deseada, se calculan las líneas en paralelo que se pueden utilizar sin que se supere el límite de 100kW de potencia pico. Como se ha calculado anteriormente, solo se pueden colocar como máximo 250 paneles por lo que:

$$\frac{250}{10} = 25 \text{ circuitos en paralelo}$$

La primera intención es realizar 5 grupos de 10 módulos en serie con 5 módulos en paralelo para realizar la misma arquitectura eléctrica en toda la instalación.

El problema surge cuando se comprueba la intensidad nominal de los módulos escogidos.

$$6,07 \text{ A} \cdot 5 \text{ paneles en paralelo} = 30,35 \text{ A}$$

Esta corriente es superior a la máxima admisible por cada MPP, la cual es 20A. Por lo que viendo que la corriente es una limitación:

$$\frac{20 \text{ A}}{6,07 \text{ A/panel}} = 3,29 \text{ paneles} \approx \mathbf{3 \text{ paneles}}$$

Por lo que como máximo, se podrán colocar 3 paneles en paralelo para no superar la corriente máxima admisible por MPP.

Para poder aprovechar los 250 paneles y sabiendo que se necesitan poner 10 paneles en serie, se decide hacer 7 grupos de 3 paneles en paralelo y 10 en serie, resultando en 210 paneles conectados a 7 entradas MPP y otros 2 grupos de 2 paneles en paralelo y 10 en serie que suman 40 paneles, completando de esta manera los 250 paneles que se pueden instalar como máximo. En total se utilizan 9 de las 12 entradas MPP disponibles por lo que sobran 3 entradas para futuras ampliaciones y *back-ups*.

Tabla 3-10: Arquitectura de conexiones de los módulos.

N.º Grupos	En serie	Paralelo	Tensión nominal en entrada MPP	Intensidad nominal en entrada MPP	N.º Módulos
7	10	3	660 V	18,21 A	210
2	10	2	660 V	12,14 A	40
9					250

3.4.2. Comprobación de tensiones e intensidades máximas y mínimas en el inversor

Continuando con el diseño de la instalación, se realizará una verificación para asegurar que no se exceden los parámetros de tensión e intensidad máximas y mínimas que el inversor puede admitir, ya que estos parámetros en los paneles pueden fluctuar dependiendo de la temperatura.

- **Voltaje.**

La tensión generada por los módulos puede fluctuar dependiendo de la temperatura, siguiendo un coeficiente de $-0,236\%/^{\circ}\text{C}$ que se puede encontrar en la ficha técnica del producto.

Las temperaturas en la región oscilan entre 1°C y 29°C [29]. Considerando que la temperatura nominal de los módulos es de 25°C , los voltajes mínimo y máximo proporcionados por fluctuación de temperaturas serán:

$$-0,236 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot -24^{\circ}\text{C} = 5,66\%$$

Calculamos el voltaje máximo por cada módulo:

$$66 \text{ V} \cdot 105,66\% = 69,74 \text{ V}$$

Finalmente obtenemos el voltaje máximo en la entrada del MPP sabiendo que hay 10 módulos en serie.

$$69,74 \text{ V} \cdot 10 = \mathbf{697,36 \text{ V} = V_{Max}}$$

El voltaje máximo generado por cada conjunto de 10 módulos en serie será de 697,36V, valor que está por debajo del límite de 800V de la entrada del inversor.

Se repite el mismo ejercicio para calcular el voltaje mínimo.

$$-0,236 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 4^{\circ}\text{C} = -0,944\%$$

$$66 \text{ V} \cdot (100\% - 0,944\%) = 65,38 \text{ V}$$

$$65,38 \text{ V} \cdot 10 = \mathbf{653,76 \text{ V} = V_{MIN}}$$

El voltaje mínimo generado por cada conjunto de 9 módulos en serie será de 564,2V, que es superior al límite inferior de 200V de las entradas del inversor.

- **Corriente**

En lo que respecta a la corriente, es importante verificar si supera el límite de corriente de entrada del inversor y el límite de corriente de cortocircuito de entrada del inversor.

La corriente máxima de cortocircuito de cada módulo es de 6,57 A con una variación de +- 3%, de modo que la corriente máxima de cortocircuito posible es de 6,77 A. La configuración con mayor intensidad posible es la de los 7 grupos con 4 conjuntos en paralelo. Lo que significa que la corriente máxima de cortocircuito que cada entrada tendría que soportar sería de 20,30A, que está por debajo de los 30A de corriente de cortocircuito máxima por MPP.

Si se tiene en cuenta la variación de intensidad por temperatura procedemos a calcular la intensidad máxima nominal.

La corriente nominal de cada panel solar es de 6,07A, con un coeficiente de temperatura de 0,058%/°C. Por tanto, la máxima corriente que cada entrada del inversor puede soportar será:

$$0,058 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 4^{\circ}\text{C} = 0,232\%$$

$$6,07 \text{ A} \cdot (100\% + 0,232\%) = 6,084 \text{ A}$$

$$6,084 \text{ A} \cdot 3 = \mathbf{18,25 \text{ a} = I_{MAX}}$$

La máxima corriente que cada entrada del inversor puede soportar será de 18,25A, lo cual es menor que los 20A que las entradas del inversor pueden manejar como corriente máxima de entrada.

Por lo tanto, el diseño de las conexiones está en concordancia con los límites de voltaje y corriente establecidos por el fabricante del inversor.

3.4.3. Sección del cableado

En este apartado se calculan las secciones de los cables necesarios para concretar toda la instalación definida hasta el momento.

Aunque haya dos tipos de conexiones, la de los grupos con 3 módulos en paralelo y la de 2 módulos en paralelo, todas las conexiones se diseñarán para la primera arquitectura ya que es la que mayor sección necesitara. Esto resulta en un diseño e instalación más simplificado, que minimiza el riesgo de mala instalación y posibles fallos a su vez que permite una futura ampliación con un incremento en el coste muy bajo.

En primer lugar, merece la pena mencionar que la electricidad que circulará por estos cables será del tipo corriente continua ya que, en función del tipo de corriente, la sección es calculada de una u otra manera.

Para calcular la sección de un cable, se necesitan los siguientes datos:

- El material del que está hecho y su conductividad (γ), en $\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$
- La longitud del cable (L), en metros
- La corriente que pasa a través del conductor (I), en amperios
- La caída de tensión (ΔU), en voltios.

Con estos valores, la sección del cable se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U}$$

Ecuación 4: Sección de un cable con corriente continua [30].

En el reglamento electrotécnico de baja tensión, o REBT en el apartado ITC-BT-40 capítulo 5, se indica que “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”.

El material de los cables será cobre XLPE, estándar en la industria que tiene una conductividad de $\gamma=45,5 [\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}]$ según REBT [31] a una temperatura estándar de 90°C. Esto es necesario porque los cables se encontrarán expuestos al sol.

Las intensidades se conocen del apartado anterior. Las conexiones entre paneles en serie tendrán una intensidad máxima de 6,07A y el cable que una estas tres ramas en paralelo con el inversor, tendrá una intensidad máxima de 18,21A.

Siguiendo con la indicación del REBT de sobredimensionar con una intensidad del 125%, las intensidades mencionadas serán de 7,58A en los cables en serie y de 22,76A en las conexiones en paralelo antes de conectar con el inversor.

A la hora de calcular la caída de tensión, sabemos que la caída de tensión del sistema no puede superar el 1,5% de la nominal [31]. Siendo la tensión nominal de 660V obtenemos que la caída de tensión no puede superar los 9,9V.

Para conocer la mayor longitud del circuito, es necesario conocer cómo se van a conectar las placas entre sí. A continuación, se muestra la arquitectura final de interconexión de los paneles:

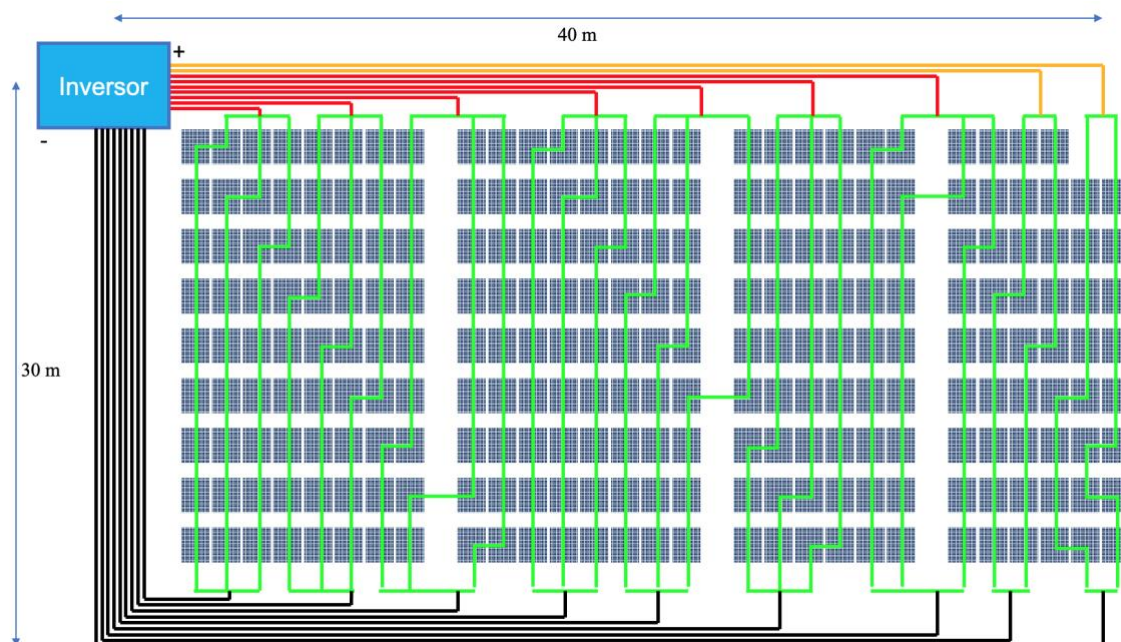


Ilustración 3-19: Esquema detallado de las conexiones entre los paneles y el inversor.

Una vez conocida la disposición y con ayuda del modelo CAD diseñado previamente, se obtiene la longitud máxima para calcular la sección de los cables.

Los cables que se emplean en paralelo y que estarán sometidos por lo tanto a una tensión de 22,76A (teniendo en cuenta el sobredimensionamiento del 125%), tendrán una longitud máxima de 90 metros mientras que el otro cable, empleado en serie y con una intensidad de 7,58A, tendrá una longitud máxima de 30 metros.

Conocidos todos los datos, se procede a calcular las secciones, tanto de los paralelos como de los de serie:

$$S_{serie} = \frac{2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 7,58A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 9,9V} = 1,01 \text{ mm}^2$$

$$S_{paralelo} = \frac{2 \cdot 90 \text{ m} \cdot 22,76A}{45,5 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 9,9V} = 9,09 \text{ mm}^2$$

Como la comercialización de los cables esta normalizada, se escogen las secciones inmediatamente superiores disponibles y que se encuentran en el REBT. Siendo las secciones finales las siguientes:

Tabla 3-11: Arquitectura de conexiones de los módulos.

Conexión del cable	Sección calculada	Sección normalizada
Serie	1,01 mm ²	1,5 mm ²
Paralelo	9,09 mm ²	10 mm ²

Una vez conocida la sección, se comprueba que intensidad que va a circular sea inferior a la intensidad máxima admisible por ese conductor. Para ello se identifica en el capítulo VI del REBT, el tipo de instalación. En este caso particular, los cables irán sobre la cubierta protegidos por canaletas que ayuden a proteger de la intemperie como granizos, aves etc.... Por lo que los consideraremos según la norma B1, “Conductores aislados en un conducto sobre una pared montaje superficial o empotrados en obra” [31].

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			3x PVC			2x PVC		3x XLPE	2x XLPE	
	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre (no enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

Ilustración 3-20: Intensidades según tipo de instalación. ITC-BT-19.

El caso que tratar, cable unipolar con recubrimiento XLPE corresponde al tipo 10b para cada sección escogida.

En la tabla se observa que en el caso del cable de sección 1,5 mm², tipo 10b, la intensidad máxima admisible es de 20 A, muy superior a los 7,58 A mencionados para este cable que cumple la función, como se ha mencionado, de realizar las conexiones en serie de la instalación y que, por tanto, no lleva tanta corriente.

Para el segundo tipo de cable, el menciona de 10 mm² y que realiza las conexiones en paralelo, el tipo 10b corresponde a una intensidad máxima admisible de 68A, también muy superiores a los 22,76 A que llevaría en el peor de los casos y con el sobredimensionado del 125%. Por lo que se concluye estos cables son adecuados y cubren todos los requerimientos necesarios.

Finalmente, se calcula la longitud de cada cable que se necesitará para llevar a cabo la instalación. Estos datos serán básicos para realizar el posterior presupuesto del proyecto.

Cada rama en serie de la instalación requiere de 30 m de cable para ser conectada y se sabe que hay 25 ramas por lo que:

$$30 \frac{m}{rama} \cdot 25 \text{ ramas} = 750 \text{ m de cable XLPE de } 1,5 \text{ mm}^2$$

Para la conexión en paralelo, es algo más complicada porque cada paralelo se encuentra a una columna diferente y, por lo tanto, a una distancia diferente de la canaleta que baja hasta el inversor que se instalará sobre la superficie, a 20 metros de la cubierta. Por ello se realiza un cálculo específico para cada paralelo que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3-12: Cálculo de longitud del cableado paralelo.

Conexión	Rama/Columna	Distancia a la cubierta (m)	Distancia a la fila (m)	Distancia a la columna (m)	Longitud Final (m)	Caída de tensión max. (V)
Negativo	1	20	30	3	53	4,24
Negativo	2	20	30	12	62	4,96
Negativo	3	20	30	16	66	5,28
Negativo	4	20	30	20	70	5,60
Negativo	5	20	30	24	74	5,92
Negativo	6	20	30	28	78	6,24
Negativo	7	20	30	32	82	6,56
Negativo	8	20	30	36	86	6,88
Negativo	9	20	30	40	90	7,20
Positivo	1	20	0	3	23	1,84
Positivo	2	20	0	12	32	2,56
Positivo	3	20	0	16	36	2,88
Positivo	4	20	0	20	40	3,20
Positivo	5	20	0	24	44	3,52
Positivo	6	20	0	28	48	3,84
Positivo	7	20	0	32	52	4,16
Positivo	9	20	0	40	60	4,80
Total					996	

Una vez realizado el cálculo se concluye que se necesitan 996 metros de cable de sección 10 mm² XLPE que se redondearán a 1000 m para imprevistos. Además, se comprueba que la caída de tensión no supera el 1,5% de 660 V es decir, 9,9V mediante la Ecuación 5.

3.5. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE PVGIS

La estimación de la producción anual se llevará a cabo con el software mencionado anteriormente, el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) de la comisión europea.

Este programa necesita ciertos datos de entrada relativos a nuestra instalación y que se describen a continuación.

- **Potencia instalada:** La instalación tiene una potencia instalada de 100 kW de potencia pico.
- **Ángulo azimutal:** El ángulo al que se encuentran orientadas las placas respecto al sur es de 41°.
- **Inclinación de las placas:** La inclinación de las placas respecto al plano horizontal es de 30°.

- **Eficiencia del sistema:** Es la inversa a las pérdidas del sistema que resultan en una entrega de potencia final inferior a la nominal o teórica. Este dato todavía no se ha calculado por lo que se llevará a cabo en este punto. Para ello se tendrán en cuenta las pérdidas de las placas, inversor, cableado y posible suciedad que tengan las placas y que afectan directamente al rendimiento de la producción energética.
 - **Cableado CC:** En este caso utilizaremos una alteración de la ecuación empleada para calcular la sección en el apartado anterior.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S}$$

Ecuación 5: Caída de tensión de un cable con corriente continua.

$$\Delta U_{serie} = \frac{2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 6,07 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 1,5 \text{ mm}^2} = 5,34 \text{ V}$$

$$\eta_{serie} = 1 - \frac{5,34 \text{ V}}{660 \text{ V}} = 99,19\%$$

El cableado empleado en las conexiones en serie tiene una eficiencia del 99,19%.

$$\Delta U_{paralelo} = \frac{2 \cdot 90 \text{ m} \cdot 18,8 \text{ A}}{45,5 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 10 \text{ mm}^2} = 7,44 \text{ V}$$

$$\eta_{serie} = 1 - \frac{7,34 \text{ V}}{660 \text{ V}} = 98,87\%$$

El cableado empleado en las conexiones en paralelo tiene una eficiencia del 98,87% algo más baja debido a la mayor longitud del cable, que resultan en una mayor resistencia.

- **Inversor:** La ficha técnica del inversor indica dos tipos de rendimientos: el máximo y el europeo. El máximo es, como indica su nombre, el máximo que se puede alcanzar las condiciones óptimas mientras que el rendimiento europeo es una medida ponderada de la eficiencia del inversor que tiene en cuenta estas condiciones de operación variables. Por lo que se empleará el segundo que es del 97,8%.
- **Polvo y suciedad:** Las pérdidas asociadas a la suciedad depositada sobre los paneles se suele estimar entre el 3% y un 8% [32]. En este caso asumiendo que se llevarán a cabo labores de mantenimiento periódicas y que la localización es propensa a sufrir precipitaciones, se estimará un 6% en pérdidas. Es decir, una eficiencia del 94%.
- **Cableado de alterna:** Aunque el cableado de alterna no se diseña en este proyecto, merece la pena tenerlo en cuenta. Se conoce según el REBT que la caída de tensión en un edificio industria no puede superar en ningún caso el 5% por lo que se asumirá una caída de tensión de un 4% lo que supone un rendimiento del 96%.

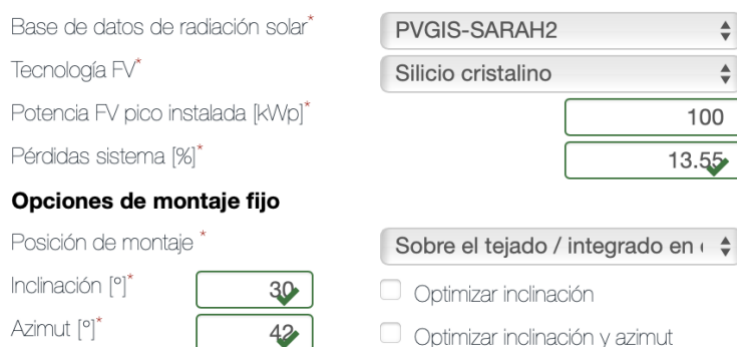
Conocidas todas las eficiencias implicadas en el sistema se procede a calcular la eficiencia de todo el sistema en su conjunto:

$$\eta_{Sist.} = \eta_{ser.} \cdot \eta_{par.} \cdot \eta_{inv.} \cdot \eta_{suc.} \cdot \eta_{CA.}$$

$$\eta_{Sist.} = 99,19\% \cdot 98,87\% \cdot 97,8\% \cdot 94\% \cdot 96\% = 86,55\%$$

Finalmente se obtiene que el rendimiento del sistema es del 86,55% y que las pérdidas por lo tanto suponen un 13,45%.

Con todos los datos necesarios, se introducen en el programa PVIGS que representan la instalación diseñada como se muestra en la Ilustración 3-21.



Base de datos de radiación solar* PVGIS-SARAH2

Tecnología FV* Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada [kWp]* 100

Pérdidas sistema [%]* 13.55

Opciones de montaje fijo

Posición de montaje* Sobre el tejado / integrado en

Inclinación [°]* 30 ☐ Optimizar inclinación

Azimut [°]* 42 ☐ Optimizar inclinación y azimuth

Ilustración 3-21: Inputs del PVIGS.

Se muestran a continuación los resultados en la Tabla 3-13:

Tabla 3-13: Resultados de la simulación final PVIGS.

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	30
Ángulo de azimuth [°]:	42
Producción anual FV [kWh]:	102.298,12
Irradiación anual [kWh/m2]:	1.352,63
Variación interanual [kWh]:	4.303,64
Cambios en la generación:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3,1
Efectos espectrales [%]:	1,53
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-11,07
Pérdidas totales [%]:	-24,37

La simulación da como resultado una producción anual de **102.298,12 kWh**. Además, se puede ver la producción desglosada por meses a continuación en detalle:

Tabla 3-14: Resultados de la simulación final PVIGS por mes.

Mes	E_d	E_m	H(i)_d	H(i)_m	SD_m
Enero	155,20	4.811,28	1,97	61,09	711,73
Febrero	213,07	5.966,04	2,72	76,09	1.300,48
Marzo	282,61	8.760,97	3,68	113,96	1.559,76
Abril	326,81	9.804,40	4,30	129,14	1.283,03
Mayo	358,26	11.106,01	4,75	147,18	1.347,68
Junio	367,50	11.025,08	4,96	148,92	894,59
Julio	378,70	11.739,75	5,15	159,54	954,05
Agosto	364,02	11.284,47	4,92	152,55	815,99
Septiembre	329,88	9.896,46	4,43	132,84	639,04
Noviembre	252,19	7.817,86	3,33	103,15	862,03
Octubre	172,65	5.179,61	2,20	66,04	1.109,33
Diciembre	158,26	4.906,19	2,00	62,13	896,91
Año	280,27	8.524,84	3,71	112,72	358,64

- E_d: Producción promedio de energía diaria del sistema dado (kWh/d)
- E_m: Producción promedio de energía mensual del sistema dado (kWh/mes)
- H(i)_d: Suma promedio diario de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²/d)
- H(i)_m: Suma promedio mensual de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²/mes)
- SD_m: Desviación estándar de la producción de energía mensual debido a la variación de año a año (kWh)

Para facilitar la interpretación de los datos, se grafica la producción mensual de todos los meses:

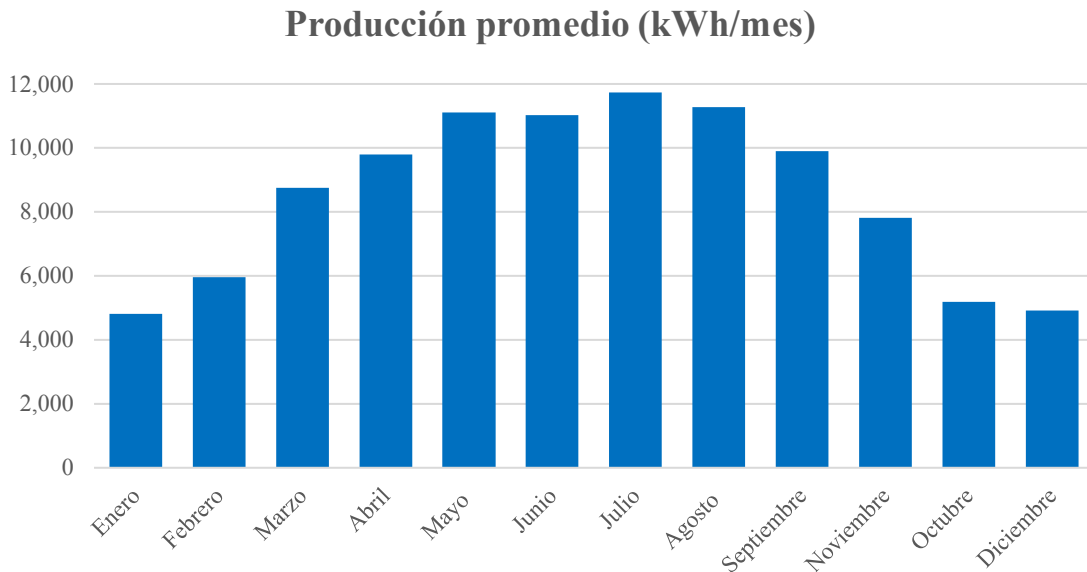


Ilustración 3-22: Producción energética mensual simulada.

Como era de esperar, los meses con mayor incidencia solar, son los de mayor producción, llegando a producir en su máximo en julio, 11.739,75 kWh un 11,48% de la energía de todo el año. Mientras que, en su punto más bajo, enero, se producen solamente 4.811,28 kWh, un 4,7%.

3.6. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE DATOS HISTÓRICOS

En este apartado se va a calcular la producción estimada mediante datos históricos de irradiancia mediante la siguiente fórmula:

$$E_{\text{pro}} \left(\frac{W \cdot h}{\text{día}} \right) = HSP \left(\frac{h}{\text{día}} \right) \cdot P_p(W) \cdot \eta$$

Ecuación 6: Energía producida mediante HSP.

Donde:

- HPS: Horas Solares Pico
- P_p : Potencia pico instalada
- η : Factor de rendimiento total

3.6.1. Horas Solares Pico

Las Horas Solares Pico (HSP) son una unidad de medida utilizada para calcular la energía producida por un panel solar. Una hora pico corresponde a una hora de irradiación solar a plena intensidad (1.000 w/m²), que es aproximadamente la intensidad máxima de la radiación solar en un día claro al mediodía.

Esta medida es especialmente útil para la estimación de la producción de energía de una instalación solar, ya que permite normalizar la energía producida a condiciones estandarizadas de irradiación.

Por ejemplo, si un panel solar tiene una potencia de 100W y opera durante 5 horas de pico solar en un día determinado, ese panel habrá generado 500 Wh (o 0,5 kWh) de energía en ese día.

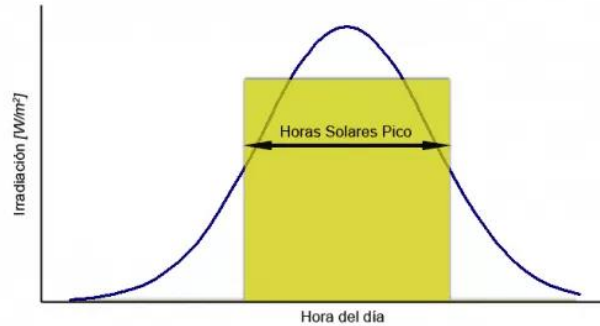


Ilustración 3-23: Interpretación gráfica de HSP.

Se extraen los datos de la base VGIS- CMSAF de irradiancia por cada mes y se normalizan en HPS mediante los días de cada mes como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3-15: Elaboración de HPS mediante VGIS-CMSAF.

Mes	Días por mes	kWh/m ² /mes	HSP
Enero	31	59,85	1,931
Febrero	28	76,59	2,735
Marzo	31	111,79	3,606
Abril	30	131,11	4,370
Mayo	31	143,25	4,621
Junio	30	147,12	4,904
Julio	31	156,82	5,059
Agosto	31	153,03	4,937
Septiembre	30	133,57	4,452
Octubre	31	106,90	3,448
Noviembre	30	62,71	2,090
Diciembre	31	62,50	2,016

3.6.2. Factor de rendimiento en función de la temperatura de operación

Como se ha calculado anteriormente, el rendimiento del sistema es de 87,55%. La realidad es que este valor fluctúa a lo largo del año debido a variaciones en la temperatura de operación de las placas. En el apartado anterior, donde el cálculo de la energía se realizaba con el programa PVIGS, solo permitía introducir un valor, se asume que porque después lo ajusta siguiendo un procedimiento similar al que se lleva a cabo ahora.

Según la ficha técnica del fabricante de la placa solar, el módulo reduce su potencia a medida que la placa se calienta por encima de los 25°C con un coeficiente de potencia temperatura de -0,27%/°C.

Para calcular la temperatura de operación del panel, se emplea la siguiente ecuación:

$$T_{\text{panel}} = T_a + G \times \frac{T_{\text{ONC}} - T_{\text{aire}}}{800}$$

Ecuación 7: Temperatura de operación de un panel fotovoltaico.

Donde:

- T_{panel} : Temperatura media que alcanza el panel
- T_a : Temperatura media del ambiente
- G : Irradiancia de prueba estándar de operación de la celda (1000 W/m²)
- T_{ONC} : Temperatura nominal de operación de la celda a 800 W/m² y con una velocidad del viento de 1 m/s
- $T_{\text{aire}}=20^{\circ}\text{C}$

Mediante el uso de esta ecuación se actualiza el rendimiento para cada mes en función de la temperatura media:

Tabla 3-16: Actualización de rendimiento en función de la temperatura ambiente.

Mes	Temperatura ambiente (°C)	Temperatura de la célula(°C)	η Temp	η Base	η Final
Enero	7,4	38,65	96%	86,55%	83,36%
Febrero	10,1	41,35	96%	86,55%	82,73%
Marzo	10,4	41,65	96%	86,55%	82,66%
Abril	13,8	45,05	95%	86,55%	81,86%
Mayo	16,2	47,45	94%	86,55%	81,30%
Junio	19,5	50,75	93%	86,55%	80,53%
Julio	20,5	51,75	93%	86,55%	80,30%
Agosto	18,7	49,95	93%	86,55%	80,72%
Septiembre	18,3	49,55	93%	86,55%	80,81%
Octubre	17,2	48,45	94%	86,55%	81,07%
Noviembre	12,7	43,95	95%	86,55%	82,12%
Diciembre	9,1	40,35	96%	86,55%	82,96%

En la siguiente gráfica se puede apreciar como en los meses de mayor temperatura, el rendimiento final disminuye frente al rendimiento base.

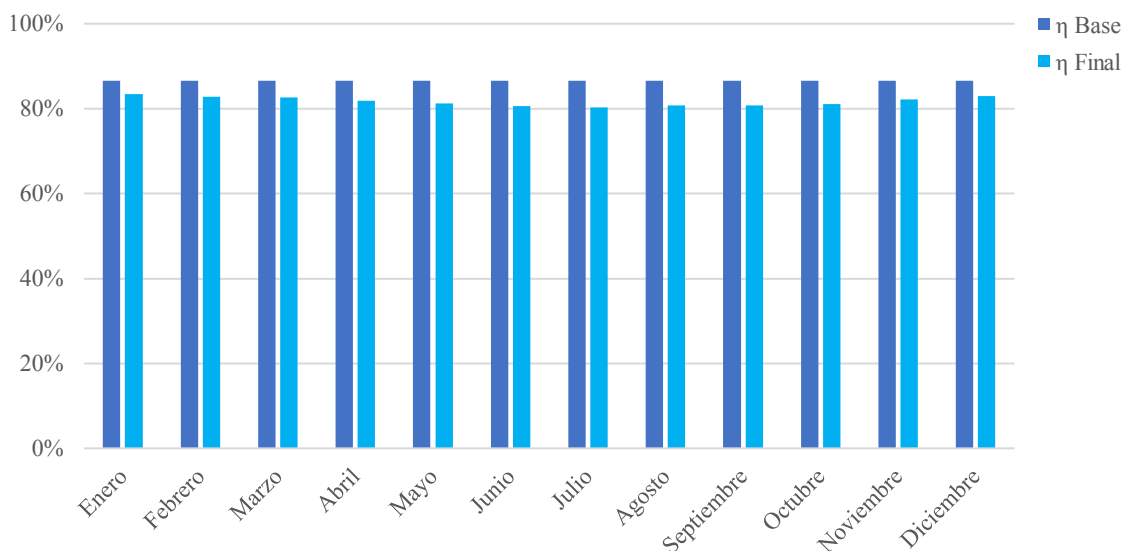


Ilustración 3-24: Comparativa entre rendimientos con y sin temperatura.

3.6.3. Resultado del calcula de la energía generada

A continuación, se muestra el cálculo y resultado de la energía generada mediante la expresión presentada en este capítulo, el uso de los HPS y los rendimientos actualizados con la temperatura:

Potencia Pico (kW)	η Final	Energía producida (kWh/día)	Días por mes	Energía producida (kWh/mes)
100	83,36%	160,93	31	4.988,88
100	82,73%	226,30	28	6.336,53
100	82,66%	298,08	31	9.240,53
100	81,86%	357,79	30	10.733,58
100	81,30%	375,71	31	11.647,16
100	80,53%	394,94	30	11.848,34
100	80,30%	406,20	31	12.592,23
100	80,72%	398,48	31	12.352,78
100	80,81%	359,80	30	10.794,04
100	81,07%	279,56	31	8.666,34
100	82,12%	171,67	30	5.150,09
100	82,96%	167,26	31	5.185,08
				109.535,58

Mediante esta metodología se obtiene que se generarán al año **109.535,58 kWh**, un valor lo suficientemente parecido al de la simulación de PVGIS de **102.298,12 kWh**. Corresponde a un 7% de error sobre el resultado de PVIGS. A continuación, se muestra una gráfica comparativa entre la energía producida en cada mes por cada método.

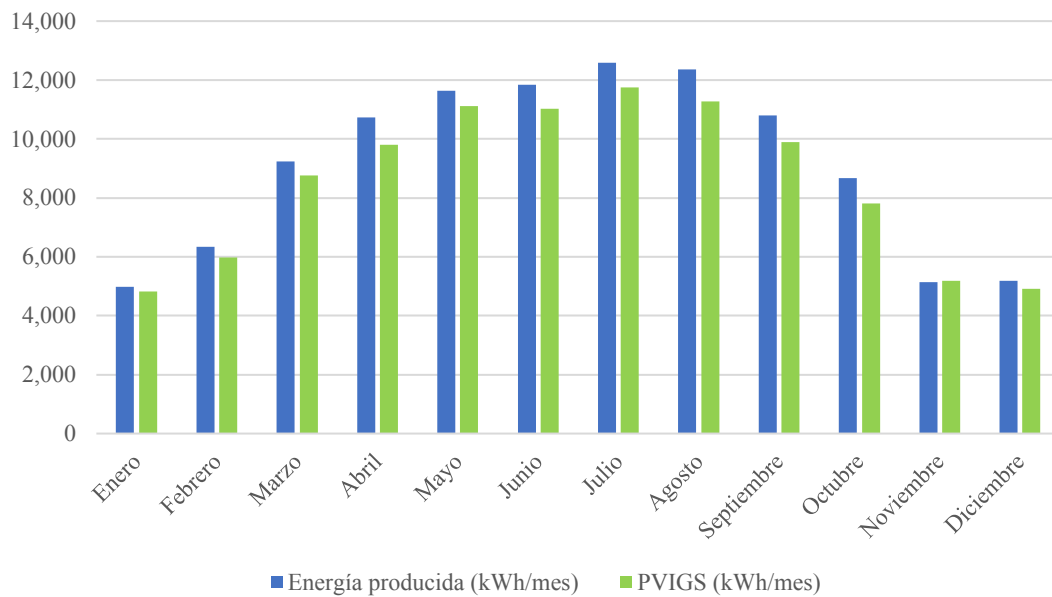


Ilustración 3-25: Comparativa entre resultados en energía producida.

3.7. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El proceso de operación y mantenimiento en una instalación fotovoltaica es un aspecto esencial para asegurar la eficiencia y durabilidad del sistema. Se aborda mediante dos planes fundamentales: el Plan de Vigilancia y el Plan de Mantenimiento.

- **Plan de Vigilancia**

El Plan de Vigilancia se centra en el monitoreo constante de la instalación para garantizar su funcionamiento óptimo. Este plan tiene tres objetivos principales:

1. Supervisión del rendimiento: Esto implica el seguimiento regular de la producción de energía de la instalación para garantizar que se alcanzan los niveles de rendimiento esperados.
2. Detección de anomalías: El monitoreo continuo puede ayudar a identificar problemas potenciales, como fluctuaciones en la producción de energía, que podrían indicar un problema con los módulos fotovoltaicos o el inversor.
3. Identificación de oportunidades de mejora: A través de la recopilación y análisis de datos, es posible identificar oportunidades para mejorar la eficiencia y el rendimiento de la instalación.

- **Plan de Mantenimiento**

El Plan de Mantenimiento, por otro lado, tiene como objetivo prevenir fallos y corregir cualquier problema que pueda surgir en la instalación. Se divide en dos tipos principales de mantenimiento: preventivo y correctivo.

1. Mantenimiento Preventivo: Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir problemas antes de que ocurran. Incluye la inspección y limpieza regular de los módulos fotovoltaicos (tres veces al año) [33], la revisión de las conexiones eléctricas y la comprobación de la estructura de soporte. Esto se estima que cueste

Normalmente, se recomienda llevar a cabo tareas de mantenimiento preventivo al menos una vez al año, aunque la frecuencia puede variar dependiendo de las condiciones locales. El coste de este mantenimiento puede variar, pero generalmente se considera una inversión rentable para prevenir costes más elevados asociados con el mantenimiento correctivo.

2. **Mantenimiento Correctivo:** Este tipo de mantenimiento se realiza cuando se identifica un problema específico. Puede incluir la reparación o reemplazo de componentes dañados, como módulos fotovoltaicos o inversores. La frecuencia y el coste del mantenimiento correctivo pueden variar dependiendo de la calidad de la instalación y el mantenimiento preventivo realizado.

El mantenimiento anual y los costes recurrentes son casi insignificantes, ya que no hay piezas móviles y el combustible de entrada (luz solar) es gratuito. Normalmente, los costes de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos más pequeños equivalen al 2% del coste inicial del sistema, y los de los sistemas más grandes, al 1% del coste inicial [34]. En este caso se considerará el coste de mantenimiento como un 1% de la inversión inicial dado que es una instalación comercial y no una vivienda.

Capítulo 4. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

En este capítulo, se llevará a cabo un estudio pormenorizado de los costes asociados con la implementación y mantenimiento del proyecto, así como de los ingresos previstos a lo largo de su vida útil.

El objetivo principal de este análisis es determinar la viabilidad económica del proyecto, lo que implica un análisis de todos los gastos, desde los costes de inversión inicial hasta los gastos operativos y de mantenimiento a largo plazo. Asimismo, se proyectarán los ingresos futuros derivados de la generación de energía.

Para llevar a cabo este estudio, se utilizarán herramientas y métodos reconocidos en el ámbito de la economía y la gestión financiera, incluyendo el cálculo del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión, conceptos que se definen en los apartados correspondientes.

Es importante subrayar que el análisis económico-financiero es un componente crucial en la planificación y ejecución de cualquier proyecto de energía renovable. Una comprensión sólida de la estructura de costes y del flujo de ingresos futuros es esencial para asegurar que el proyecto sea no sólo técnicamente viable, sino también económicamente sostenible.

4.1. INVERSIÓN INICIAL

En este apartado, se aborda el coste total que supone la implementación del proyecto de la instalación fotovoltaica. Para entender y estimar con precisión este valor, es necesario desglosar los gastos asociados a cada componente del sistema. A continuación, se muestra el desglose de los costes iniciales del proyecto:

- Panel Fotovoltáico (SPR-MAX3-400-COM SunPower Maxeon): Con un coste unitario de 420,00 € y la necesidad de 250 unidades, el coste total de los paneles fotovoltaicos asciende a 105.000,00 €, lo que supone el 73,1% del total de la inversión.
- Inversor (Sunny Tripower CORE1 STP 50-40): Cada inversor tiene un precio de 6.281,34 €, requiriendo 2 para la instalación. Esto supone un coste de 12.562,68 €, un 8,7% del total de la inversión.
- Contador bidireccional (Landis+Gyr E650): El coste de este componente es de 486,22 €, lo que representa el 0,3% del total.
- Estructura de soporte: La estructura para la cubierta plana de 12V de 4 módulos cuesta 365,00 €, necesitando 36 unidades, resultando en un coste total de 13.140,00 €, que es el 9,1% del total. Por otro lado, la estructura para la cubierta plana de 12V de 6 módulos tiene un precio de 505,00 €, necesitando 18 unidades, lo que resulta en un coste de 9.090,00 €, el 6,3% del total.
- Cableado: El cable XLPE de sección 1,5 mm² tiene un coste unitario de 0,90 €, requiriendo 750 metros, lo que supone un coste total de 675,00 € (0,5% del total). El cable XLPE de sección 10 mm² tiene un coste unitario de 2,23 €, requiriendo 1000 metros, lo que resulta en un coste total de 2.230,00 € (1,6% del total).
- Canaleta: La canaleta de 60 mm x 40 mm, de Bauhaus, tiene un coste unitario de 3,58 € y se necesita un total de 130 metros, resultando en un coste de 465,40 €, que supone el 0,3% del total.

Al sumar todos estos costes, la inversión inicial total para el proyecto de instalación fotovoltaica es de 143.649,30 €

Por otro lado, tenemos los costes de instalación que se estiman entorno al 10% del coste de los materiales [35], lo que, redondeando, da 15.000 € en costes de instalación.

A continuación, se muestra una tabla con todos los gastos desglosados:

Tabla 4-1: Presupuesto desglosado.

Concepto	Detalle	Coste unitario	Unidades	Coste Total	%
Panel Fotovoltaico	SPR-MAX3-400-COM SunPower Maxeon	420,00 €	250	105.000,00 €	66,2%
Inversor	Sunny Tripower CORE1 STP 50-40	6.281,34 €	2	12.562,68 €	7,9%
Contador bidireccional	Landis+Gyr E650	486,22 €	1	486,22 €	0,3%
Estructura soporte	Estructura para cubierta Plana 12V de 4 módulo	365,00 €	36	13.140,00 €	8,3%
	Estructura para cubierta Plana 12V de 6 módulo	505,00 €	18	9.090,00 €	5,7%
Cable	XLPE sección 1,5 mm2	0,90 €	750 m	675,00 €	0,4%
	XLPE sección 10 mm2	2,23 €	1000 m	2.230,00 €	1,4%
Canaleta	60 mm x 40 mm, Bauhaus	3,58 €	130 m	465,40 €	0,3%
Instalación	10% del coste de materiales	-	1	15.000,00 €	9,5%
				158.649,30 €	

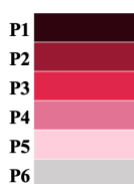
Finalmente, el coste total de la instalación es de 158.649,30 €. Lo que equivale a **1,58€** por watio instalado de potencia pico sabiendo que es una instalación de 100kW.

4.2. AHORRO ESTIMADO

El ahorro estimado se podría calcular simplemente multiplicando la energía generada por un precio de kilovatio hora medio, pero resultaría en una aproximación muy poco precisa. La alternativa escogida es emplear el precio horario de cada tramo según la tarifa que tiene el consumidor.

4.2.1. Precios tarifa

Como se puede observar en la parte de investigación de este trabajo, las antiguas tarifas 3.0A con tres periodos, se han convertido en seis periodos que, además, no son constantes a lo largo del año sí que van variando. Para poder realizar el cálculo posterior, se ha plasmado sobre una única tabla los diferentes periodos de tarifas a lo largo del día y en función del mes según el siguiente esquema de colores:



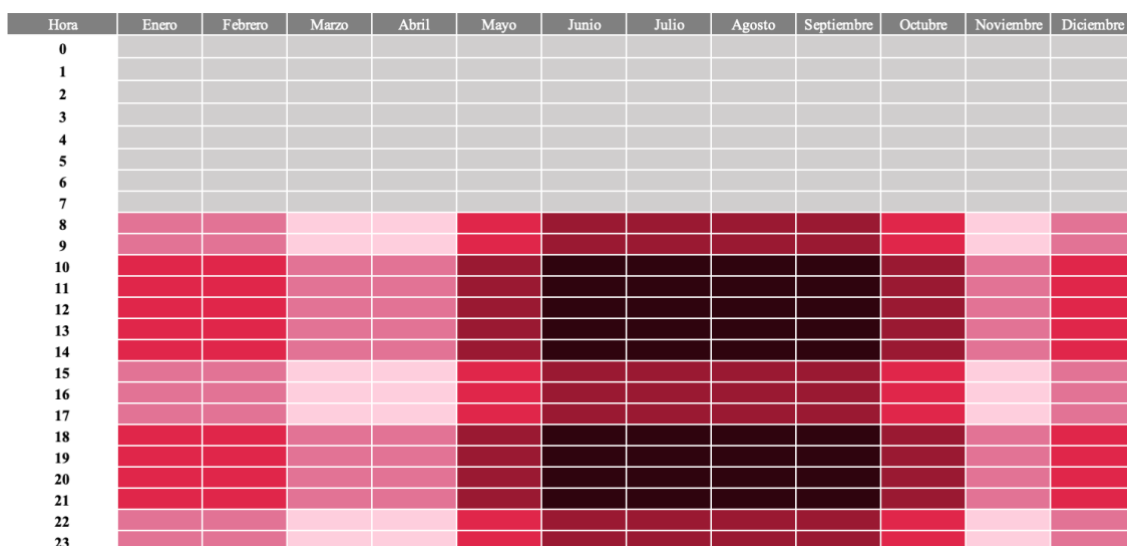


Ilustración 4-1: Periodos de la tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes.

Cabe destacar que todos los sábados, domingos y festivos del año, la tarifa es la P6 independientemente de la franja horaria donde se encuentre.

Para realizar el cálculo, se ha empleado los precios de la tarifa “Endesa Tarifa Temporada 3.0 TD”

Tabla 4-2: Tarifa Endesa temporada 3.0 TD [36].

Periodo		Precio energía €/kWh	Precio potencia €/kW/día
P1		0,238	0,038
P2		0,222	0,032
P3		0,204	0,010
P4		0,191	0,010
P5		0,170	0,007
P6		0,179	0,005

Se emplearán únicamente los precios de la energía ya que la potencia contratada se asumirá que siga siendo la misma que hasta entonces.

Finalmente, se muestra la distribución de los precios por kWh a lo largo del día en función del mes:

Tabla 4-3: Distribución de precios de una tarifa 3.0TD a lo largo del día para cada mes.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
1	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
2	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
3	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
4	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
5	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
6	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
7	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €	0,179 €
8	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
9	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
10	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
11	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €

12	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
13	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
14	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
15	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
16	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
17	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
18	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
19	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
20	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
21	0,204 €	0,204 €	0,191 €	0,191 €	0,222 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,238 €	0,222 €	0,191 €	0,204 €
22	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €
23	0,191 €	0,191 €	0,170 €	0,170 €	0,204 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,222 €	0,204 €	0,170 €	0,191 €

4.2.2. Patrón de generación

Una vez conocido el coste del kWh por hora a lo largo del año, hay que estimar el patrón de generación de planta fotovoltaica durante el día, ya que hasta ahora solo se ha calculado la generación de energía total por mes. Para ello y asumiendo que la producción eléctrica es directamente proporcional a la irradiancia durante el día de ese mes, se procede a descargar los datos promedio diarios de irradiancia de todos los meses del año de la base PVIGS-SARAH2. Estos datos se aglutinan y se calcula el porcentaje de irradiancia durante el día para cada hora que posteriormente se empleará en el cálculo de ahorro.

Tabla 4-4: Porcentaje de irradiancia media diaria en cada hora para cada mes.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,4%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
7	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	1,3%	1,4%	1,2%	0,8%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
8	0,0%	0,0%	1,0%	2,0%	2,2%	2,4%	2,1%	1,9%	1,6%	1,0%	0,1%	0,0%
9	0,9%	1,7%	3,1%	4,3%	4,7%	4,7%	4,4%	4,1%	3,9%	3,8%	3,0%	1,1%
10	5,7%	5,9%	6,4%	7,3%	7,3%	7,2%	6,7%	6,9%	7,0%	7,4%	7,3%	6,4%
11	10,6%	10,0%	9,5%	9,8%	9,3%	9,1%	8,9%	9,2%	10,1%	11,1%	12,4%	11,6%
12	14,9%	13,2%	12,3%	11,8%	11,5%	11,0%	10,7%	11,2%	12,3%	14,0%	15,5%	15,8%
13	17,4%	15,2%	13,6%	12,8%	12,3%	12,1%	12,2%	12,6%	13,6%	15,0%	17,1%	18,4%
14	17,7%	16,0%	14,8%	13,1%	12,6%	12,2%	12,5%	13,0%	14,1%	15,3%	16,5%	18,0%
15	16,7%	15,1%	13,7%	12,2%	11,7%	11,4%	11,9%	12,3%	12,9%	13,8%	14,7%	15,6%
16	13,1%	12,7%	11,7%	11,0%	10,3%	10,4%	10,7%	10,9%	11,4%	11,5%	12,1%	12,4%
17	3,1%	9,4%	8,8%	8,6%	8,2%	8,3%	8,7%	8,7%	8,4%	6,7%	1,3%	0,8%
18	0,0%	0,7%	5,0%	5,5%	5,5%	5,8%	6,1%	5,9%	4,3%	0,4%	0,0%	0,0%
19	0,0%	0,0%	0,1%	0,9%	2,8%	3,1%	3,4%	2,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
20	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
21	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
22	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
23	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Como era de esperar, los meses con menor luz solar, y, por lo tanto, menor irradiancia tiene una mayor concentración de esta entre las 12:00 y las 15:00 mientras que, en los

meses de verano, se distribuye más. Cabe mencionar que la concentración no es lo mismo que la cantidad de irradiancia ya que la primera es relativa y la segunda es absoluta.

4.2.3. Cálculo final del ahorro

Finalmente, conocida la energía producida en cada mes, el patrón diario de generación, el patrón diario de tarificación se divide entre la energía generada en días laborables y en días festivos. Para ello se sabe que aproximadamente el 30% de los días del año son sábados, domingos o festivos. Estos se asumen que están uniformemente distribuidos a lo largo del año para simplificar el cálculo.

De los dos cálculos de generación fotovoltaica, se escoge el de PVGIS por ser el más conservador de los dos. Que al compararlo con el consumo de la nave se vería de la siguiente manera:

Tabla 4-5: Estimación del nuevo consumo de la nave con uso de fotovoltaica.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep	Nov	Octubre	Diciembre	Total, Año
Consumo original (kWh)	69.160,33	64.986,85	65.166,46	63.213,71	60.208,82	58.762,79	63.392,35	65.143,10	63.832,85	55.058,24	56.746,16	66.183,02	751.854,67
Generación Fotovoltaica (kWh)	4.811,28	5.966,04	8.760,97	9.804,40	11.106,01	11.025,08	11.739,75	11.284,47	9.896,46	7.817,86	5.179,61	4.906,19	102.298,12
Nuevo consumo (kWh)	64.349,05	59.020,81	56.405,49	53.409,31	49.102,81	47.737,71	51.652,60	53.858,63	53.936,39	47.240,38	51.566,55	61.276,83	649.556,55

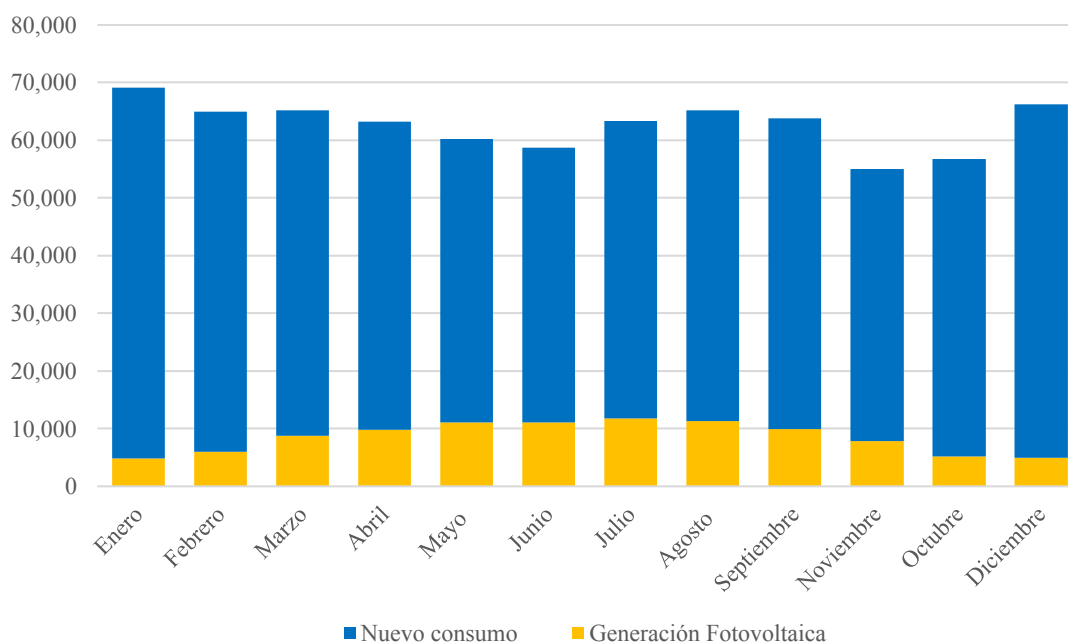


Ilustración 4-2: Nuevo consumo contando con la energía fotovoltaica consumida.

La energía producida mediante generación fotovoltaica en días laborables y días festivos quedaría de la siguiente manera:

Tabla 4-6: Estimación energía generada en días laborables y festivos.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Noviembre	Octubre	Diciembre	Total, Año
GF Laborable (kWh)	3.367,90	4.176,23	6.132,68	6.863,08	7.774,21	7.717,56	8.217,83	7.899,13	6.927,52	5.472,50	3.625,73	3.434,33	71.608,68
GF S, D y festive	1.443,38	1.789,81	2.628,29	2.941,32	3.331,80	3.307,52	3.521,93	3.385,34	2.968,94	2.345,36	1.553,88	1.471,86	30.689,44

Para los días laborables, donde si hay discriminación horaria, se multiplica la energía generada por el porcentaje correspondiente a su franja horaria y, finalmente por el precio de la energía correspondiente.

Se obtienen las siguientes cantidades para cada hora y cada mes. Cabe destacar que cada hora representa la franja horaria de todo el mes:

Tabla 4-7: Ahorro en días laborables por cada hora en cada mes.

Hora del día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
2	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
3	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
4	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
5	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
6	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	2,39 €	5,80 €	2,66 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	10,85 €
7	0,00 €	0,00 €	0,00 €	7,97 €	18,13 €	20,00 €	18,38 €	11,84 €	2,75 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	79,07 €
8	0,00 €	0,10 €	10,27 €	23,04 €	34,48 €	40,40 €	38,38 €	34,08 €	24,24 €	11,31 €	0,45 €	0,00 €	216,76 €
9	5,86 €	13,94 €	31,97 €	49,82 €	74,89 €	80,56 €	79,76 €	71,51 €	60,70 €	42,40 €	18,42 €	6,96 €	536,81 €
10	39,10 €	50,67 €	75,00 €	95,26 €	125,70 €	131,52 €	131,84 €	129,24 €	115,51 €	89,93 €	50,87 €	44,87 €	1.079,52 €
11	72,61 €	84,85 €	111,18 €	128,27 €	160,66 €	168,04 €	173,13 €	172,95 €	166,45 €	134,36 €	85,79 €	81,18 €	1.539,47 €
12	102,44 €	112,17 €	144,20 €	154,81 €	198,29 €	202,53 €	208,74 €	211,16 €	202,44 €	170,62 €	107,59 €	110,39 €	1.925,39 €
13	119,51 €	129,19 €	159,64 €	168,21 €	212,82 €	222,32 €	238,74 €	236,77 €	224,35 €	182,08 €	118,75 €	128,69 €	2.141,06 €
14	121,36 €	136,61 €	173,36 €	171,46 €	217,86 €	224,29 €	244,75 €	244,08 €	231,74 €	185,67 €	114,59 €	126,16 €	2.191,92 €
15	107,31 €	120,30 €	142,76 €	142,92 €	185,23 €	195,13 €	216,80 €	215,83 €	198,28 €	154,10 €	90,38 €	102,31 €	1.871,35 €
16	83,99 €	101,67 €	122,07 €	128,62 €	163,27 €	177,40 €	194,32 €	191,88 €	175,46 €	128,52 €	74,31 €	81,35 €	1.622,86 €
17	20,08 €	75,02 €	92,04 €	100,41 €	130,31 €	142,01 €	158,24 €	153,24 €	129,58 €	75,02 €	7,74 €	5,35 €	1.089,04 €
18	0,01 €	6,26 €	58,36 €	72,32 €	94,69 €	106,11 €	119,40 €	110,82 €	70,54 €	4,59 €	0,00 €	0,00 €	643,11 €
19	0,00 €	0,00 €	1,18 €	12,25 €	48,17 €	57,58 €	65,59 €	43,77 €	3,41 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	231,95 €
20	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	2,14 €	8,78 €	8,63 €	0,87 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	20,43 €
21	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
22	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
23	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Total Laborables	672,26 €	830,78 €	1.122,04 €	1.255,37 €	1.669,05 €	1.782,47 €	1.899,36 €	1.828,05 €	1.605,45 €	1.178,60 €	668,88 €	687,27 €	15.199,58 €

Como se puede observar, el ahorro a final de año, en los días laborables corresponde a 15.199,58 €. A esto habría que sumarle lo correspondiente a los días festivos que se conoce que tienen la tarifa P6 para finalmente obtener lo siguiente:

Tabla 4-8: Ahorro final generado en días laborables y festivos.

Periodo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
Total Laborables	672,26 €	830,78 €	1.122,04 €	1.255,37 €	1.669,05 €	1.782,47 €	1.899,36 €	1.828,05 €	1.605,45 €	1.178,60 €	668,88 €	687,27 €	15.199,58 €
Total Festivos	258,37 €	320,38 €	470,46 €	526,50 €	596,39 €	592,05 €	630,42 €	605,98 €	531,44 €	419,82 €	278,15 €	263,46 €	5.493,41 €
Total Año	930,63 €	1.151,16 €	1.592,50 €	1.781,86 €	2.265,44 €	2.374,52 €	2.529,78 €	2.434,03 €	2.136,89 €	1.598,42 €	947,03 €	950,73 €	20.692,98 €

El cálculo concluye en que se estima que el ahorro anual dado por la generación fotovoltaica sea de **20.692,98 €** el primer año.

4.3. GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los gastos de explotación juegan un papel crucial en la determinación de la rentabilidad del proyecto. Estos gastos incluyen todos los costes operativos necesarios para mantener la planta en funcionamiento.

Los gastos de operación y mantenimiento, que abarcan desde la limpieza regular de los módulos hasta las reparaciones necesarias para mantener el rendimiento del sistema, constituyen una parte importante de estos costes. En el caso del proyecto en cuestión, estos gastos de operación y mantenimiento se estiman en el 1% de la inversión inicial, lo que equivale a **1.586,49 €** al año.

Además, otro gasto relevante es el correspondiente a la contratación de un seguro, que es imprescindible para proteger la inversión y minimizar los riesgos asociados con posibles daños o fallos del sistema. El coste anual de este seguro se ha estimado en **650 €**.

En resumen, los gastos de explotación totales de este proyecto, que incluyen los gastos de operación y mantenimiento y el coste del seguro, ascienden a **2.236,49 €** al año.

4.4.RENTABILIDAD

En este capítulo, se abordarán los flujos de caja del proyecto, a través de los cuales se puede realizar un seguimiento de la entrada y salida de dinero durante la vida útil del proyecto. Estos flujos proporcionan información sobre la capacidad del proyecto para generar ingresos y cubrir los costes y los gastos operativos.

Además, se evaluará el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, que ofrece una perspectiva de su rentabilidad en términos de valor monetario actual. Este análisis es crucial para entender la ganancia o pérdida que se espera obtener con la inversión.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), el Coste Nivelado de la Energía (LCOE) y el periodo de amortización (payback period) son otras herramientas de evaluación que se utilizarán en este capítulo para obtener una visión completa de la rentabilidad del proyecto.

4.4.1. Flujos de caja

Para proyectar los flujos de caja, primero es necesario establecer varias hipótesis:

- El horizonte temporal de la inversión será de 25 años.
- La inversión inicial del proyecto será de 158.649,30 € antes del primer año.
- La producción de la energía irá decayendo ya que los paneles se degradan con el tiempo. Según el fabricante, la degradación máxima anual es de 0,25% por lo que se tomará este valor.
- La producción anual del primer año será la calculada a lo largo de este documento: 102.298,12 €.
- Sabiendo que el ahorro del primer año es de 20.692,98 €, se obtiene que el precio de la energía generada es de 0,20228 €/kWh el primer año. Este precio se estima que aumente a una tasa del 2,5 %.
- Las gastos de explotación de 2.236 € el primer año, se incrementaran según un IPC del 1,5%.

Con estas hipótesis se calculan los flujos de caja que se muestran a continuación de los primeros 10 años (en los anexos se puede encontrar el cálculo a 25 años):

Tabla 4-9: Proyección de flujos de caja de los primeros 10 años.

Periodo (Año)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio energía (€/kWh)		0,2023	0,2073	0,2125	0,2178	0,2233	0,2289	0,2346	0,2404	0,2465	0,2526
Producción anual (kWh)		102.298	102.042	101.787	101.533	101.279	101.026	100.773	100.521	100.270	100.019
Ahorro Base (€)		20.693	21.157	21.632	22.117	22.614	23.121	23.640	24.170	24.713	25.267
- Operación & Mant. (€)		1.586	1.610	1.634	1.659	1.684	1.709	1.735	1.761	1.787	1.814
- Seguros (€)		650	660	670	680	690	700	711	721	732	743
- Gastos de explotación (€)		2.236	2.270	2.304	2.339	2.374	2.409	2.445	2.482	2.519	2.557
Flujo de caja (€)	(158.649,30)	18.456	18.887	19.328	19.779	20.240	20.712	21.194	21.688	22.193	22.710
FC acumulado (€)	(158.649,30)	(140.193)	(121.306)	(101.978)	(82.199)	(61.959)	(41.247)	(20.053)	1.635	23.828	46.538

4.4.2. Payback period

Este indicador representa el tiempo que se requiere para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto.

Según los cálculos realizados, el período de recuperación de la inversión para este proyecto es de **7,9 años**. Esto significa que se espera que los flujos de caja acumulados del proyecto cubran la inversión inicial de 158.649,30 € en un periodo de casi 8 años.

Para ilustrar esto, se presenta a continuación gráfica con los flujos de caja acumulados:

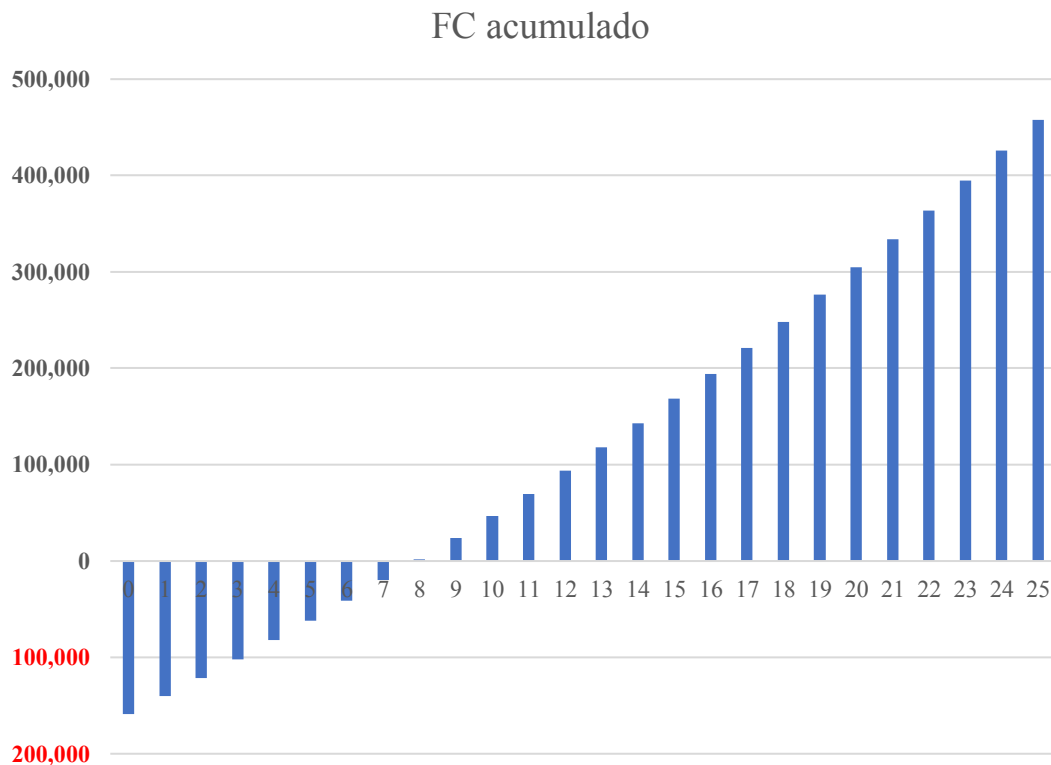


Ilustración 4-3: Proyección de los flujos de caja acumulados.

4.4.3. ROI

El ROI es una métrica financiera ampliamente utilizada para medir la probabilidad de ganar un retorno de una inversión. Se calcula dividiendo la ganancia neta de una inversión por el coste total de la inversión, y se expresa como un porcentaje. El cálculo se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos generados} - \text{Inversión}}{\text{Inversión}} \cdot 100$$

Ecuación 8: Return on investment.

En el caso del proyecto en cuestión, el ROI se ha calculado como **el 288,7%**. Este valor elevado se debe a que se ha considerado un horizonte temporal amplio, que permite una mayor acumulación de flujos de caja a lo largo del tiempo.

4.4.4. VAN

Se procede a la evaluación del Valor Actual Neto (VAN) del proyecto. Este es un indicador financiero esencial que permite determinar la rentabilidad de un proyecto en términos monetarios actuales.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 9: Valor actual neto.

Donde:

- F_t es el flujo de caja del año.
- k es la tasa de descuento.
- I_0 es la inversión inicial.
- t es el año en cuestión.
- n es el horizonte de la inversión.

Para el cálculo del VAN, se ha seleccionado una tasa de descuento del 5%, un valor ligeramente superior al 3,4%, que es el rendimiento actual de los bonos españoles [37]. Se ha seleccionado una tasa de descuento superior para considerar el mayor nivel de riesgo asociado a este tipo de proyectos en comparación con las inversiones en bonos de gobierno.

El valor actual de los flujos de caja futuros de este proyecto, considerando la tasa de descuento del 5%, asciende a **328.152,67 €**. Este valor refleja el valor presente de todos los flujos de efectivo proyectados que se espera que genere el proyecto.

Por otro lado, el Valor Actual Neto (VAN), que es la diferencia entre el valor actual de los flujos de caja y la inversión inicial, resulta en un valor de **169.503,37 €**. Este valor positivo indica que se espera que el proyecto genere un rendimiento superior a la tasa de descuento utilizada, y por lo tanto, se considera una inversión rentable desde el punto de vista financiero.

4.4.5. TIR

La TIR es un indicador de eficiencia de la inversión, y representa la tasa de interés con la que el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión se iguala a cero.

$$VAN = -D_0 + \frac{CF_1}{(1+TIR)^1} + \frac{CF_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Ecuación 10: TIR

Para el proyecto en estudio, la TIR se ha estimado en el 13%. Este valor implica que, con una tasa de descuento del 13%, los ingresos futuros descontados del proyecto igualan exactamente a los costes de inversión iniciales. En otras palabras, se espera que este proyecto genere un rendimiento del 13% sobre la inversión inicial.

Es importante tener en cuenta que la TIR debe ser mayor que la tasa de descuento utilizada para el cálculo del VAN para que la inversión sea considerada rentable. En este caso, la

TIR del 13% es superior a la tasa de descuento utilizada para el cálculo del VAN, que es del 5%, lo que indica que el proyecto es una inversión rentable bajo las suposiciones y estimaciones realizadas.

4.4.6. LCOE

El LCOE representa el coste promedio de producir una unidad de energía durante la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta la inversión inicial, los costes operativos y de mantenimiento, y el valor residual del sistema.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 11: LCOE

Donde:

- I_t es la inversión del año.
- M_t es el coste de mantenimiento y operación del año.
- F_t es el coste de combustible del año. Nulo en fotovoltaica.
- r es tasa de descuento.
- E_t energía producida en el año.

Para este análisis, se ha empleado una tasa de descuento del 4,0% para el cálculo del LCOE, aunque este valor es altamente controvertido ya que influye enormemente en el resultado final y no está establecido. Con esta tasa de descuento, el Valor Actual (VA) de los gastos del proyecto se estima en **113.346,32 €**, mientras que el VA de la energía producida a lo largo de la vida útil del proyecto se estima en **1.558.874,00 kWh**.

A partir de estos datos, el LCOE se calcula dividiendo el VA de los gastos del proyecto por el VA de la energía producida, lo que resulta en un LCOE de **72,71 €/MWh**. Este valor proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto a largo plazo y permite una comparación directa con los costes de otras fuentes de energía.

Este LCOE parece a priori relativamente superior al esperado 40-50 €/MWh propio de la energía fotovoltaica en España. Esto se puede deber a varios factores. El primero, la tasa de descuento, la mayor crítica de esta metodología ya que no hay consenso sobre qué valor emplear [38]. En segundo, la vida útil estimada es de 25 años, aunque en algunas otras instalaciones puede haber sido consideradas mayores o menores. Por último, en el cálculo realizado, no se han tenido en cuenta ayudas estatales ni créditos de emisión CO₂ los cuales pueden resultar en ingresos adicionales.

4.5. APALANCAMIENTO

En este apartado se considera la posibilidad de emplear apalancamiento financiero mediante un crédito para la ejecución del proyecto. El apalancamiento financiero se refiere a la estrategia de utilizar deuda para financiar una inversión, con el fin de potenciar la rentabilidad del inversor.

Si la liquidez de la empresa no es suficiente para cubrir la inversión inicial requerida para el proyecto, se puede recurrir a un crédito. En este caso, se considera un apalancamiento del 70%, es decir, el 70% de la inversión inicial se financiaría mediante deuda. El crédito sería de **111.055 €**, a devolver en un plazo de 15 años, con un coste de la deuda (K_d) del 7,0%. Esto corresponde al tipo de interés de un crédito ICO actual para empresa, aunque al ser de carácter renovable, este tipo podría ser más bajo. Asimismo, se tiene en cuenta un impuesto del 25,0%.

Tabla 4-10: Proyección de flujos de caja de la deuda de los primeros 10 años.

Periodo (Año)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de caja (€)	(158.649,30)	18.456	18.887	19.328	19.779	20.240	20.712	21.194	21.688	22.193	22.710
Pagos de la deuda (€)		7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404
Pagos acumulados (€)		7.404	14.807	22.211	29.615	37.018	44.422	51.825	59.229	66.633	74.036
Ppal. al final (€)	111.055	103.651	96.247	88.844	81.440	74.036	66.633	59.229	51.825	44.422	37.018
Pago real del préstamo (€)	111.055	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)
Intereses (€)		(7.774)	(7.256)	(6.737)	(6.219)	(5.701)	(5.183)	(4.664)	(4.146)	(3.628)	(3.110)
Intereses*T (€)		1.943	1.814	1.684	1.555	1.425	1.296	1.166	1.037	907	777
FC de la deuda (€)	111.055	(13.234)	(12.845)	(12.457)	(12.068)	(11.679)	(11.291)	(10.902)	(10.513)	(10.124)	(9.736)
FC al inversor (€)	(47.595)	5.222	6.042	6.871	7.711	8.561	9.421	10.292	11.175	12.069	12.974
FC acumulado (€)	(47.595)	(42.372)	(36.330)	(29.459)	(21.748)	(13.188)	(3.766)	6.526	17.701	29.770	42.744

Al considerar estos parámetros, se recalcula la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, resultando en una TIR del 20,1% con deuda. Esto indica que, a pesar del coste adicional de los intereses del crédito, la rentabilidad del proyecto mejora significativamente con la incorporación de deuda frente al TIR del 13,0% original.

El flujo de caja acumulado mínimo es de - 47.594,79 €, lo que indica la máxima cantidad de dinero que se debe afrontar durante la vida del proyecto antes de llegar a un saldo positivo.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

5.1. CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

A lo largo de este proyecto, se ha llevado a cabo la implementación de una instalación fotovoltaica en un entorno industrial con el fin de abordar varios desafíos importantes en términos de sostenibilidad, costes operativos y autonomía energética. Podemos afirmar que se han cumplido los objetivos establecidos al inicio del proyecto:

1. **Reducción de la huella de carbono:** Con la instalación de la planta fotovoltaica, la industria ha podido disminuir su dependencia de las fuentes de energía convencionales, lo cual se traduce en una reducción significativa de su huella de carbono. La generación de electricidad a través de los paneles solares es un proceso que no emite gases de efecto invernadero. Por lo tanto, al cubrir una parte importante de las necesidades energéticas de la planta a través de esta energía renovable, la actividad industrial se ha vuelto más respetuosa con el medio ambiente.
2. **Reducción de los costes fijos y variables:** Se ha demostrado la rentabilidad de la instalación fotovoltaica resultando en una reducción de los consumos de energía eléctrica de la nave. Repercutiendo en una reducción en los costes variables y fijos de la empresa.
3. **Aumento de la independencia del mercado energético:** La capacidad de generar electricidad in situ, a través de la energía solar, ha permitido a la industria aumentar su autonomía respecto al mercado energético. Esta independencia protege a la industria de las fluctuaciones y volatilidad de los precios de la energía, proporcionando una mayor previsibilidad y control sobre los costes de operación.

Por tanto, podemos concluir que la implementación de la instalación fotovoltaica ha sido un éxito, habiendo cumplido con los objetivos establecidos.

5.2. CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

A través de la implementación de la instalación fotovoltaica en el entorno industrial, se han hecho contribuciones significativas a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la Organización de las Naciones Unidas:

- **ODS 7. Energía Asequible y no Contaminante:** La instalación ha promovido el uso de energías limpias y accesibles, incentivando la adopción de sistemas de autoconsumo sostenible y propiciando un coste variable competitivo en la industria.
- **ODS 8. Trabajo Decente y Crecimiento Económico:** El incremento de la eficiencia económica derivada de la implementación de esta instalación fortalece la competitividad de la industria, fomentando así el crecimiento económico sostenible.
- **ODS 9. Industria, Innovación e Infraestructura:** Mediante la instalación fotovoltaica, se ha contribuido a la modernización de la infraestructura industrial hacia una generación de electricidad más sostenible e innovadora.
- **ODS 11. Ciudades y Comunidades Sostenibles:** Al no emitir gases contaminantes, la generación de energía fotovoltaica mejora la calidad del aire y contribuye a crear entornos urbanos más sostenibles y saludables.

- **ODS 12. Producción y Consumo Responsable:** La generación de energía solar de bajo impacto ambiental permite una producción más responsable, con una huella de carbono neutra, promoviendo la sostenibilidad en todo el proceso productivo.
- **ODS 13. Acción por el Clima:** El uso de la energía fotovoltaica reduce la emisión de gases de efecto invernadero asociados a la producción de electricidad a partir de fuentes fósiles, contribuyendo de manera directa a la lucha contra el cambio climático.

En conclusión, la implementación de la instalación fotovoltaica ha alineado eficazmente la actividad industrial con los objetivos de desarrollo sostenible, reflejando un compromiso firme con la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental.

5.3. CONCLUSIONES PRINCIPALES

Tras la realización de este estudio y el análisis detallado de la integración de una instalación solar fotovoltaica en una industria, se pueden destacar las siguientes conclusiones principales, divididas entre aquellas que resultan positivas y aquellas que pueden ser percibidas como desafíos o aspectos negativos.

Comenzando con las conclusiones positivas:

- Aunque inicialmente se podría pensar que las condiciones meteorológicas del norte de España no son las más adecuadas para la generación de energía eléctrica a través de la tecnología solar fotovoltaica, la realidad es que la radiación solar en la zona es suficiente para hacer viable el proyecto. Esto ha quedado demostrado por los cálculos de radiación solar global recibidos por los módulos.
- Desde el punto de vista económico-financiero, los indicadores de rentabilidad como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) muestran que la inversión en la instalación solar es rentable a largo plazo. Especialmente significativa es la TIR que, incluso con un apalancamiento del 70%, resulta ser del 20,1% y un 13% sin apalancamiento.
- El estudio de los flujos de caja y el cálculo del *payback period*, revelan que la inversión inicial se recuperaría en aproximadamente 7,9 años, un periodo de tiempo razonable para este tipo de inversiones.

Respecto a los aspectos que pueden percibirse como oportunidades:

- Aunque el proyecto es rentable a largo plazo, la inversión inicial es considerable. En casos de falta de liquidez, es necesario recurrir a un crédito, que introduce costos adicionales por intereses y puede representar una carga financiera para la empresa.
- El mantenimiento de la instalación solar representa un costo anual significativo. Es vital asegurar la ejecución de un plan de mantenimiento preventivo y correctivo adecuado para garantizar el correcto funcionamiento del sistema a lo largo de su vida útil.

En conclusión, este estudio demuestra que, a pesar de los desafíos, la implementación de un sistema solar fotovoltaico en una industria en el norte de España es factible tanto desde el punto de vista técnico como económico, y puede representar una inversión rentable a largo plazo.

5.4. RECOMENDACIONES PARA FUTURO TRABAJOS

Este trabajo ha proporcionado una visión integral de la factibilidad técnica y económica de la implementación de una instalación solar fotovoltaica en una industria. No obstante, a partir de este estudio se vislumbran oportunidades de investigación y desarrollo que podrían profundizarse en futuros trabajos:

- **Paneles con Soporte de Seguimiento Solar:** Una posibilidad para aumentar la eficiencia de la generación solar fotovoltaica es la incorporación de sistemas de seguimiento solar en los soportes de los paneles. Estos sistemas permiten orientar los paneles en función de la posición del sol a lo largo del día, maximizando así la radiación solar recibida. Un análisis de la factibilidad técnica y económica de estos sistemas, y su comparativa con la instalación fija, podría ser objeto de futuros trabajos.
- **Comparativa con Energía Termosolar:** Otra área de interés podría ser la comparación de la tecnología fotovoltaica con la termosolar. Aunque ambas se basan en la utilización de la energía solar, su funcionamiento y características son diferentes. Un análisis comparativo entre ambas tecnologías podría proporcionar una visión más completa del potencial de la energía solar para la generación de electricidad.
- **Ampliación de la instalación fotovoltaica:** Dado el espacio disponible en la cubierta de la industria, se observa la oportunidad de ampliar la instalación fotovoltaica existente en el futuro. Esto podría permitir un mayor aprovechamiento de la energía solar y una mayor reducción de la dependencia de la red energética. Se podría estudiar hasta qué punto es rentable ampliar la instalación, la regulación necesaria y llevar a cabo su diseño.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Repsol, «¿Qué es la energía solar y qué beneficios tiene?,» [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>.
- [2] Energes, 2022. [En línea]. Available: <https://www.energes.net/en/industrial-selfconsumption/>.
- [3] «Expectativas de la energía solar para este 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://nostresol.com/expectativas-de-la-energia-solar-para-este-2023/>.
- [4] «Las baterías a gran escala asociadas a plantas fotovoltaicas serán el modelo más viable para el desarrollo de este tipo de almacenamiento en España,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.fundacionnaturgy.org/las-baterias-a-gran-escala-asociadas-a-plantas-fotovoltaicas-seran-el-modelo-mas-viable-para-el-desarrollo-de-este-tipo-de-almacenamiento-en-espana/>.
- [5] Statista, «Statista,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.statista.com/chart/23807/lithium-ion-battery-prices/>.
- [6] velatia, «2022 eleva la solar española al tercer puesto en potencia instalada,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.velatia.com/es/blog/2022-eleva-la-solar-espanola-al-tercer-puesto-en-potencia-instalada/>.
- [7] «What is the raw material that composes a photovoltaic module?,» [En línea]. Available: <https://ecoprogetti.com/the-structure-of-photovoltaic-module/>.
- [8] D. I. C. N. I. N. B. I. M. P. C. I. S. C. L. I. R. D. I. D. Raggio, «MANUAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA,» Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2019.
- [9] «COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE UN PANEL FOTOVOLTAICO,» Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://tritec-intervento.cl/comportamiento-electrico-de-un-panel-fotovoltaico/>.
- [10] J. A. A. Lorenzo, «¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico?,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>.
- [11] G. Ojeda, «¿Qué inversor solar elegir para tu instalación de placas solares?,» 2022. [En línea]. Available: <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/inversor-solar>.
- [12] M. d. Economía, «REAL DECRETO 1663/2000,» 20 Septiembre 2000. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/09/29/1663/dof/spa/pdf>.
- [13] EFC Solar, «Estructuras para paneles solares. Tipos y características,» [En línea]. Available: <https://www.efcsolar.com/energia-solar-fotovoltaica/estructuras-para-paneles-solares-tipos/>.
- [14] Wikipedia, «Irradiación solar,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Irradiación_solar#:~:text=La%20irradiancia%20solar%20es%20la,m2\)%20en%20unidades%20SI..](https://es.wikipedia.org/wiki/Irradiación_solar#:~:text=La%20irradiancia%20solar%20es%20la,m2)%20en%20unidades%20SI..)
- [15] AEMET, «Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT,» 2006.
- [16] Instituto Geográfico Nacional, «Ministerio de Fomento,» [En línea]. Available: https://www.ign.es/espmap/mapas_clima_bach/pdf/Clima_Mapa_11texto.pdf.

- [17] European Comission, «PVGIS Online Tool,» [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en.
- [18] A. Soria, «Legislación fotovoltaica en España (2021),» 2021. [En línea]. Available: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>.
- [19] E. y. T. Ministerio de Industria, «Instalaciones Generadoras de Baja Tensión,» [En línea]. Available: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf.
- [20] C. Autoconsumo, «QUÉ DEBES SABER ANTES DE CONTRATAR AUTOCONSUMO: LEGALIZACIÓN DE INSTALACIONES,» [En línea]. Available: <https://www.cideautoconsumo.es/legalizacion-instalaciones/>.
- [21] I. Haro, «Selectra-Tarifas de compensación de excedentes para placas solares,» [En línea]. Available: <https://selectra.es/autoconsumo/info/tarifas>.
- [22] C. V. Gutiérrez, «¿Cuál es el número de horas solares anuales en España por provincia?,» 2022. [En línea]. Available: <https://powen.es/numero-horas-solares-en-espana/>.
- [23] «Placa Solar SunPower MAXEON 3 400Wp,» [En línea]. Available: <https://www.teknosolar.com/placa-solar-sunpower-maxeon-3-400wp/>.
- [24] EAVE, «¿Cuál es la eficiencia de los paneles solares?,» 2021. [En línea]. Available: <https://eave.es/blog/cual-es-la-eficiencia-de-los-paneles-solares/#:~:text=Los%20paneles%20solares%20de%20mayor,el%2017%25%20a%2019%25..>
- [25] «Inversor Red SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (SMA) 50kW,» [En línea]. Available: https://atersa.shop/inversor-red-sunny-tripower-core-1-stp-50-40-sma-50kw/#tab-link-downloads_tab.
- [26] «Landis & Gyr E650,» [En línea]. Available: <https://www.metermarket.co.uk/product/landis-gyr-e650-three-phase-mid-lv-smart-meter-cop5-approved>.
- [27] «Estructura Inclínada Soporte Placas Solares regulable 20° – 35° Cubierta Plana 12V,» [En línea]. Available: <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-cva915xl/>.
- [28] N. Muradov, «How to calculate row spacing on a tilted surface?,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/how-calculate-row-spacing-tilted-surface-namig-muradov/>.
- [29] «El clima y el tiempo promedio en todo el año en Bilbao,» [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/39040/Clima-promedio-en-Bilbao-España-durante-todo-el-año>.
- [30] «¿QUÉ SECCIÓN DE CABLE NECESITO EN MI INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA?,» [En línea]. Available: <https://www.tutiendaenergetica.es/blog/calcular-seccion-cable-solar-fotovoltaico.html>.
- [31] B. Bueno, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión 6ª Edición, Marcombo, 2020.
- [32] «Cómo afecta la suciedad a los paneles solares y cómo se debe limpiar,» [En línea]. Available: <https://www.socialenergy.es/blog/mantenimiento-paneles-solares/suciedad-en-paneles->

- solares/#:~:text=En%20este%20caso%2C%20si%20se,en%20relación%20a%20l
a%20muestra..
- [33] «Mantenimiento placas solares: ¿cuál es el coste y la normativa?,» [En línea]. Available: <https://lucera.es/blog/mantenimiento-placas-solares-cual-es-el-coste-y-la-normativa>.
- [34] «What would be the annual maintenance cost for a solar PV system?,» [En línea]. Available: <https://www.itsmysun.com/faqs/what-would-be-the-annual-maintenance-cost-for-a-solar-pv-system/>.
- [35] D. D. Rooij, «Labor Costs for Installing Solar Panels,» [En línea]. Available: <https://sinovoltaics.com/learning-center/consumers/labor-costs-installing-solar-panels/>.
- [36] L. B. Sofía Villasur, «¿Qué es la tarifa 3.0TD? | Julio 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://energia.roams.es/luz/tarifa-3-0-a/>.
- [37] Investing, «Bono español a 10 años,» [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/bono/espana>. [Último acceso: Julio 2023].
- [38] Wikipedia, «Coste nivelado de la energía,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Coste_nivelado_de_la_energía.
- [39] M. Khalid, «Researchgate,» 2020. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-of-a-solar-power-plant_fig2_341937464.
- [40] I. Romero, «ResearchGate,» 2022. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-18-Esquema-unifilar-de-conexion-a-red-segun-disposicion-N97-2019_fig3_350142106.

Capítulo 7. ANEXOS

7.1. Tablas con detalle

Tabla 7-1: Detalle de consumo mensual de todos los años disponibles. En kWh.

Mes	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio mensual
Enero	84.743	52.661	70.080	58.188	73.411	73.361	56.977	83.861	69.160
Febrero	51.697	68.039	61.825	53.198	71.411	67.128	72.664	73.933	64.987
Marzo	73.636	56.817	53.356	62.556	61.157	68.688	72.802	72.319	65.166
Abril	70.312	56.733	59.720	59.371	60.295	79.356	77.327	42.596	63.214
Mayo	65.362	58.221	49.242	49.419	50.110	75.340	67.791	66.186	60.209
Junio	66.145	54.992	50.594	53.942	60.407	66.870	55.127	62.026	58.763
Julio	70.615	57.786	70.199	66.402	67.977	60.439	51.062	62.659	63.392
Agosto	58.010	74.398	69.488	60.589	68.539	54.154	64.117	71.850	65.143
Septiembre	67.200	60.652	55.881	57.218	66.609	63.256	74.030	65.817	63.833
Octubre	52.894	58.695	49.007	52.297	51.698	54.522	55.189	66.164	55.058
Noviembre	60.508	58.371	46.924	51.944	56.010	56.672	62.685	60.855	56.746
Diciembre	74.793	49.815	56.199	61.521	77.594	57.184	70.931	81.428	66.183
Promedio Anual	66.326	58.932	57.710	57.221	63.768	64.747	65.059	67.474	62.655
Total	795.915	707.179	692.515	686.646	765.217	776.970	780.702	809.693	751.855

Tabla 7-2: Proyección completa de flujos de caja.

Periodo (Año)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Precio energía (€/kWh)		0,2023	0,2073	0,2125	0,2178	0,2233	0,2289	0,2346	0,2404	0,2465	0,2526	0,2589	0,2654	0,2720	0,2788	0,2858
Producción anual (kWh)		102.298	102.042	101.787	101.533	101.279	101.026	100.773	100.521	100.270	100.019	99.769	99.520	99.271	99.023	98.775
Ahorro Base (€)		20.693	21.157	21.632	22.117	22.614	23.121	23.640	24.170	24.713	25.267	25.834	26.414	27.006	27.612	28.232
- Operación & Mant. (€)		1.586	1.610	1.634	1.659	1.684	1.709	1.735	1.761	1.787	1.814	1.841	1.869	1.897	1.925	1.954
- Seguros (€)		650	660	670	680	690	700	711	721	732	743	754	766	777	789	801
- Gastos de explotación (€)		2.236	2.270	2.304	2.339	2.374	2.409	2.445	2.482	2.519	2.557	2.596	2.634	2.674	2.714	2.755
Flujo de caja (€)	(158.649,30)	18.456	18.887	19.328	19.779	20.240	20.712	21.194	21.688	22.193	22.710	23.238	23.779	24.332	24.898	25.477
FC acumulado (€)	(158.649,30)	(140.193)	(121.306)	(101.978)	(82.199)	(61.959)	(41.247)	(20.053)	1.635	23.828	46.538	69.776	93.556	117.888	142.786	168.263

Periodo (Año)	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Precio energía (€/kWh)	0,2930	0,3003	0,3078	0,3155	0,3234	0,3315	0,3397	0,3482	0,3569	0,3659
Producción anual (kWh)	98.528	98.282	98.036	97.791	97.547	97.303	97.060	96.817	96.575	96.334
Ahorro Base (€)	28.865	29.513	30.175	30.852	31.544	32.252	32.976	33.716	34.472	35.246
- Operación & Mant. (€)	1.983	2.013	2.043	2.074	2.105	2.137	2.169	2.201	2.234	2.268
- Seguros (€)	813	825	837	850	863	875	889	902	915	929
- Gastos de explotación (€)	2.796	2.838	2.881	2.924	2.968	3.012	3.057	3.103	3.150	3.197
Flujo de caja (€)	26.069	26.675	27.294	27.928	28.577	29.240	29.918	30.612	31.322	32.049
FC acumulado (€)	194.332	221.007	248.301	276.229	304.806	334.046	363.964	394.577	425.899	457.948

Tabla 7-3: Proyección completa de flujos de caja con deuda.

Periodo (Año)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Flujo de caja (€)	(158.649,30)	18.456	18.887	19.328	19.779	20.240	20.712	21.194	21.688	22.193	22.710	23.238	23.779	24.332	24.898	25.477
Pagos de la deuda (€)		7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404
Pagos acumulados (€)		7.404	14.807	22.211	29.615	37.018	44.422	51.825	59.229	66.633	74.036	81.440	88.844	96.247	103.651	111.055
Ppal al final (€)	111.055	103.651	96.247	88.844	81.440	74.036	66.633	59.229	51.825	44.422	37.018	29.615	22.211	14.807	7.404	
Pago real del préstamo (€)	111.055	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)	(7.404)
Intereses (€)		(7.774)	(7.256)	(6.737)	(6.219)	(5.701)	(5.183)	(4.664)	(4.146)	(3.628)	(3.110)	(2.591)	(2.073)	(1.555)	(1.037)	(518)
Intereses*T (€)		1.943	1.814	1.684	1.555	1.425	1.296	1.166	1.037	907	777	648	518	389	259	130
FC de la deuda (€)	111.055	(13.234)	(12.845)	(12.457)	(12.068)	(11.679)	(11.291)	(10.902)	(10.513)	(10.124)	(9.736)	(9.347)	(8.958)	(8.570)	(8.181)	(7.792)
FC al inversor (€)	(47.595)	5.222	6.042	6.871	7.711	8.561	9.421	10.292	11.175	12.069	12.974	13.891	14.821	15.763	16.717	17.685
FC acumulado (€)	(47.595)	(42.372)	(36.330)	(29.459)	(21.748)	(13.188)	(3.766)	6.526	17.701	29.770	42.744	56.635	71.456	87.218	103.935	121.620

7.2. Fichas técnicas

SUNPOWER

FROM MAXEON
SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 3 PANEL SOLAR

380–400 W | Hasta un 22,6% de eficiencia



Idóneo para uso
comercial



Marco plateado,
lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER



La garantía más larga del sector

Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima annual	0,25%



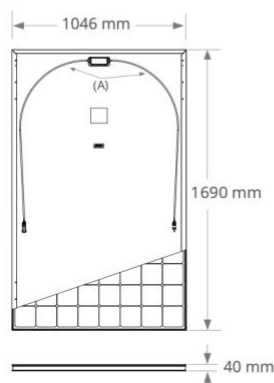
Más información sobre SPR-MAX3-XXX-COM
sunpower.maxeon.com

MAXEON 3 POTENCIA: 380-400 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,6%

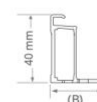
	SPR-MAX3-400-COM	SPR-MAX3-390-COM	SPR-MAX3-380-COM
Potencia nominal (P _{nom}) ²	400 W	390 W	380 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,1%	21,5%
Tensión nominal (V _{mpp})	66,0 V	64,5 V	63,1 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,07 A	6,05 A	6,02 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	75,4 V	75,3 V	75,2 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,57 A	6,55 A	6,54 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% / °C		

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV
Etiqueta Declare IFLE	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ⁴
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ⁵
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxeon Gen 3 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ⁶	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2



Perfil de bastidor



- A. Longitud del cable: 1200 mm +/-10 mm
B. Lado largo: 32 mm
Lado corto: 24 mm



Lea las instrucciones de seguridad e instalación. Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC. La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.

- La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.
- Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOM5, tensión según LACCS FF.
- Calificación antincendios de clase C según IEC 61730.
- Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.
- Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation.
- Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.
- Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Filipinas (células)
Montado en México (módulos)
Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.
©2022 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados.
Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544454 REV A / A4_ES
Fecha de publicación: Marzo 2022

SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-40



STP 50-40



El primer inversor independiente del mundo

Instalación hasta un 60 % más rápida en plantas comerciales fotovoltaicas

inter solar award
2017
WINNER

Económico

- Equipo de fácil montaje e instalación
- Sin necesidad de utilizar fusibles de CC
- Seccionador de CC integrado

Integración completa

- Acceso Wi-Fi integrado con cualquier dispositivo móvil
- 12 entradas de string directas reducen el esfuerzo de trabajo y material
- Protección contra sobretensión CA/CC (opcional)

Instalación rápida

- Rápida conexión a la red con una configuración y una puesta en marcha sencillas del inversor
- Acceso óptimo a las zonas de conexión

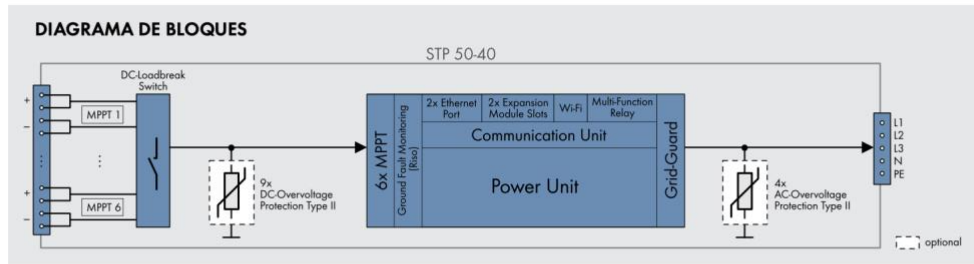
Máximo rendimiento

- Sobredimensionado de hasta el 150 % del generador fotovoltaico
- 6 seguidores del MPP independientes garantizan una generación de energía óptima, también en la sombra

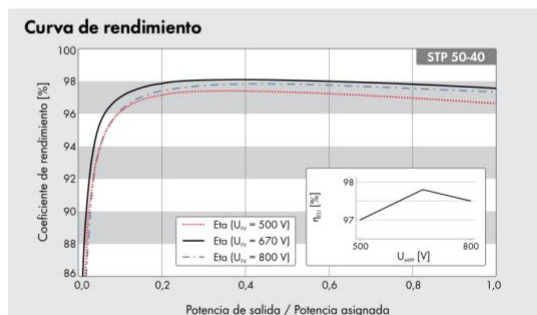
SUNNY TRIPOWER CORE1

Stands on its own

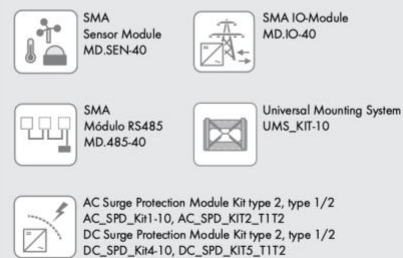
El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo para sistemas descentralizados sobre tejados y espacios abiertos, así como en plazas de aparcamiento cubiertas. El CORE1 es la tercera generación de la familia de productos de éxito Sunny Tripower y revoluciona el mundo de los inversores comerciales con su concepto innovador. Los ingenieros de SMA buscaban combinar un diseño único con un método de instalación innovador para incrementar así claramente la velocidad de instalación y obtener un retorno de la inversión óptimo para todos los grupos destinatarios. Desde la entrega hasta la instalación, pasando por el funcionamiento, el Sunny Tripower CORE1 permite ahorrar grandes costes logísticos, de mano de obra, material y servicio técnico. Desde este momento, las instalaciones fotovoltaicas comerciales pueden convertirse en realidad de forma más rápida y sencilla que antes.



Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1	Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1
Entrada (CC)		Rendimiento	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	75000 Wp STC	Rendimiento máx./europ. Rendimiento	98,1 % / 97,8 %
Tensión de entrada máx.	1000 V	Datos generales	
Rango de tensión del seguidor del MPP/tensión asignada de entrada	De 500 V a 800 V/ 670 V	Dimensiones (ancho x alto x fondo)	621 mm/733 mm/569 mm [24.4 in/28.8 in/22.4 in]
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	Peso	84 kg [185 lb]
Corriente máx. de entrada/por seguidor del MPP	120 A/20 A	Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)
Corriente del cortocircuito máx. por seguidor del MPP/por entrada de string	30A/30A	Emisión sonora (típica)	< 65 dB(A)
Número de entradas de seguidores del MPP independientes/Strings por entrada de seguidores del MPP	6/2	Autoconsumo (nocturno)	4,8 W
Salida (CA)		Topología/Principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	50000 W	Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Potencia máx. aparente de CA	50000 VA	Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V	Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Rango de tensión de CA	De 202 V a 305 V	Equipamiento/Función/Accesorios	
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz/De 44 Hz a 55 Hz 60 Hz/De 54 Hz a 65 Hz	Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne roscado
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V	Patas	●
Corriente de salida máx./Corriente de salida de medición	72,5 A/72,5 A	Indicador led (estado/error/comunicación)	●
Fases de inyección/Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE	Pantalla de cristal líquido (LCD)	○
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo	Interfaz: Ethernet/WLAN/RS485	● [2 entradas] / ● / ○
THD	< 3 %	Interfaz de datos: SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
Dispositivos de protección		Relé multifunción/Ranuras para módulos de amplificación	● / ● [2 entradas]
Dispositivo de desconexión en la entrada	●	OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Vigilante de aislamiento/Monitorización de red	● / ●	Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito a CA con separación galvánica	● / ● / —	Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	Certificadas y autorizaciones (otros a petición)	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II		
Descargador de sobretensión de CC/CA (tipo 2, tipo 1/2)	○		



Accesorios



Electricity Meters IEC/MID
Industrial and Commercial

Landis+Gyr
manage energy better

ZMD402AT/CT, ZFD402AT/CT

E650 Series 3

Technical Data



Building on its tradition of industrial meters, Landis+Gyr has developed the E650 Series 3, the latest generation of ZxD400 meters. These meters feature a new hardware platform, combining modern technology with proven functions.

Date: 30.01.2014

File name: D000030718 E650 ZxD402xT Series 3 Technical Data en p.docx

© Landis+Gyr

D000030718 en p

Revision history

Version	Date	Comments
f	27.01.2011	Updated document template and type designation table entry "045x 4 outputs, additional power supply 100-240 VAC/VDC"
g	28.01.2011	Minor layout update
h	28.01.2011	Template update
m	15.10.2012	Introduction text extended and summary of main features inserted. Immunity conducted disturbances specified. New extension board 326x. ADP1 adapter replaced with ADP2 adapter. Minor formatting and typing error corrections. Index synchronized with German version.
p	30.01.2014	Added extension board 047x.

Although the information contained within this document are presented in good faith and believed to be correct, Landis+Gyr (including its affiliates, agents and employees) disclaim any and all liability for any errors, inaccuracies or incompleteness relating to the product. Landis+Gyr makes no warranty, representation or guarantee regarding the performance, quality, durability or suitability of the products for any particular purpose. To the fullest extent permitted by law Landis+Gyr disclaims (1) any and all liability arising out of the use of the product, (2) any and all liability, including, but without limitation to, special, consequential and indirect damages and losses, and (3) any and all implied warranties, including, but without limitation to, fitness for purpose and merchantability.

The information contained in this document is strictly confidential and is intended for the addressee only. The unauthorised use, disclosure, copying, alteration or distribution of this document or the contents thereof is strictly prohibited and may be unlawful.

All product information are subject to change without notice.

Design

E650 is the most proven platform for industrial and commercial meters with more than 1.5 million meters installed in over 70 countries.

E650 is the result of a century Landis+Gyr experience in metering field combined with high quality requirements.

Range

E650 meters are the answer to a wide range of specific needs: from the reliable commercial meter to the complex measuring device with comprehensive additional functionality for sophisticated data acquisition and flexible tariff control at large industrial customers.

Application

E650 offers high flexibility to connect to different power system distributions from low up to high voltage levels thanks to various voltage and current settings.

Covering most of the energy measurement and calculation use cases, E650 meters record active and reactive energy consumption in all three-phase four-wire and three-phase three-wire networks with powerful recording capabilities.

For instance, 32 energy rate registers can be combined in many different ways through 17 measured quantities, per quadrants or per phases. Those registers can be controlled by various sources (Control inputs, time switch or communication signals). 24 max demand rate registers and 2 lowest power factor registers with time stamp are available as well.

8 operating time registers settable with various control signals could be used in various situations from fraud tentatives up to operation follow up.

All registers can be stored in stored value profiles that allows the storage of 84 values for one year with a weekly reset.

One out of 2 load profiles available can be used to record energy registers, last average demand, average power factor for billing purposes in the case of dynamic tariffs, for instance, with an integration period programmable according to real needs.

E650 has various options to detect fraud attempts from energy calculation modes up to hardware options as DC – strong field detection or integrated terminal cover detection switch with time stamped records in the event logbook and optional local signalisation over a special LED or arrows on the LCD display.

In the Time of Use part the utility can define up to 12 different week/season tables, 100 special days and 12 day tables that are controlled by 16 time switch control signals. Programmable passive tables and emergency settings allow to manage unexpected or future situations without any additional workload.

A comprehensive logbook offers the possibility to record more than 70 different events with time stamp in a circular table of 500 events.

E650 can be used for network monitoring with key average measurement RMS recordings (U, I, P, Q, PF, THD).

Up to 26 channels can be recorded in a second load profile with a different integration period programmable from 1 minute up to 60 minutes which allows an excellent network monitoring.

Most power quality events (over-/ undervoltages, power failures) are logged in dedicated event logs with number of event, timestamp, duration, magnitude and phase allowing an easy calculation of SAIDI (System Average Interruption Duration Index) parameters. Up to 30 events can be recorded for over-/undervoltages and power failures each.

All information (stored data profile, load profiles, logbook, dedicated event log) are stored in non-volatile memory, which prevents any losses of critical data information.

Through a control table, it is possible to combine various signal sources to control signals with Boolean operators.

E650 is able to achieve simple automatism without any additional components.

Such control capabilities could be used not only to control registers but outputs locally or remotely as well.

E650 have extended digitals input and outputs (static and relays) from 3 inputs/2 outputs as basis combined with a variety of option boards offering different capabilities.

Modular communication

AT/CT-type meters are equipped with modular communication units which provide the right choice for the best data channel at all times. "Plug&Play" modules also offer you full freedom of choice for deployment of new communication technologies.

Installation support

An indication of phase voltages, phase angles, rotating field and energy direction supports the installation.

Summary of the main features

	ZMD400	ZFD400
Measured quantities		
Energy (quadrants, ph, direction, reverse stop)	17 ¹⁾	
Summation channels (virtual or digital input)	2 ¹⁾	
Losses (OLA, NLA)	2 ¹⁾	
Losses (I ² , U ²)	2 ¹⁾	
Active energy harmonic distortion	2 ¹⁾	
Rotating field direction	•	
Energy and demand registers		
Energy rates	32	
Total energy	27	
Demand rates	24	
Power factor (combimeters only)	2	
Last average and current demand	2x10	
Memory depth per value (84 values selectable)	53	
Other registers		
Operating time	8	
Diagnostic registers	41	
Tariff module		
Season tables	12	
Week tables	12	
Day tables	12	
Special days (set 26 years ahead)	100	
Time of use control signals	16	
Emergency settings	•	
Active/passive time tables	•	
Control table – 7 different control sources combinations to control 16 control signals		
Communication and digital inputs, TOU; Voltage & PF, demand, current monitoring; Status, missing voltages	•	
Load profiles (integration period from 1 up to 60 minutes)		
Independent load profiles	2 (1 optional)	
Maximum number of captured channels	26	
Data information storage (stored data profile, 2 load profiles, event log, dedicated event logs)		
Non-volatile memory (Flash memory)	•	

¹⁾ Value recordable in dedicated load profile from 1 up to 60 minutes (typical 15 minutes).

	ZMD400	ZFD400
Instantaneous values		
Voltage phase-neutral or phase-ground	● ²⁾	–
Voltage phase-phase	–	● ²⁾ (U1-2, U2-3 only)
Current	(I1, I2, I3, IN) ²⁾	(I1, I3) ²⁾
Frequency	● ²⁾	● ²⁾
Phase angles	● ²⁾	–
Active power (+/-)	(P1, P2, P3, P total) ²⁾	P total ²⁾
Reactive power (+/-)	(Q1, Q2, Q3, Q total) ²⁾	Q total ²⁾
Power factor	PF1, 2, 3, (PF total) ¹⁾	PF total ²⁾
THD of phases current/voltage (absolute)	(Phase 1, 2, 3) ²⁾	(Phase 1, 3) ²⁾
THD of phases current/voltage (percent)	Sum ²⁾	Sum ²⁾
THD of active energy (import/export)	Sum ²⁾	Sum ²⁾
Measurements monitoring with thresholds and records in event log		
Over-/undervoltage phase-neutral	●	–
Over-/undervoltage phase-phase	–	●
Overcurrent (phase and neutral)	●	●
Event logs		
Maximum number of entries time stamped (s)	500	
Dedicated event log with snapshot		
Maximum number of entries time stamped (s)	3x30	
Primary or secondary values	●	
SMS alarm capabilities		
Alarm numbers of digital inputs	1 max.	
Alarms on event (SMS)	●	

¹⁾ Value recordable in dedicated load profile from 1 up to 60 minutes (typical 15 minutes).

²⁾ Value recordable in another load profile from 1 up to 60 minutes (typical 1 minute).

E650 Series 3 ZxD402AT/CT – Technical specifications

General

Voltage

Nominal voltage U_n ZMD402xT	3 x 58/100 V to 69/120 V 3 x 110/190 V to 133/230 V 3 x 220/380 V to 240/415 V
Extended operating voltage range	3 x 58/100 to 240/415 V

Nominal Voltage U_n ZFD402xT	3 x 100 to 120 V 3 x 220 to 240 V
Extended operating voltage range	3 x 100 to 415 V

Voltage range	80 to 115%
---------------	------------

Frequency

Nominal frequency f_n	50 or 60 Hz
Tolerance	$\pm 2\%$

IEC-specific data

Current

Nominal current I_n	0.3 A, 1 A, 2 A, 5 A, 5 1 A
-----------------------	------------------------------

Maximal current I_{max}	
Metrological 0.3 A	1.2 A,
Metrological 1 A	2 A, 10 A
Metrological 2 A, 5 A	200% I_n
Metrological 5 1 A	6 A
Thermal 1 A, 2 A, 5 A, 5 1 A	12 A

Short-circuit current	0.5 s with 20 x I_{max}
-----------------------	---------------------------

Measurement accuracy

ZxD402xT	
Active energy, to IEC 62053-22	class 0.2 S
Reactive energy, to IEC 62053-23	accuracy 0.5%

Measurement behaviour

Starting current ZxD402xT	
According to IEC	0.1% I_n
Typical	0.07% I_n
5 1 A	as 1 A meter
The start-up of the meter is controlled by the starting power and not by the starting current.	

Starting power in M-circuit	single phase
Nominal voltage x starting current	

Starting power in F-circuit	all phases
Nominal voltage x starting current x $\sqrt{3}$	

General

Operating behaviour

Voltage failure (power-down)	
Bridging time	0.5 s
Data storage	after another 0.2 s
Switch off	after approx. 2.5 s

Voltage restoration (power-up)	
Function standby 3 phases	after 2 s
Function standby 1 phase	after 5 s
Detection of energy direction and phase voltage	after 2 to 3 s

Power consumption

Power consumption per phase in voltage circuit	
Phase voltage	58 V 100 V 240 V
Active power (typical)	0.4 W 0.5 W 0.7 W
Apparent power (typical)	0.8 VA 1.0 VA 1.7 VA

Power consumption per phase in current circuit	
Phase current	1 A 5 A 10 A
Active power (typical)	5 mW 0.125 W 0.5 W
Apparent power (typical)	5 mVA 0.125 VA 0.5 VA

Environmental influences

Temperature range	to IEC 62052-11
Metrological	-10 °C to +45 °C
Operation limit	-25 °C to +55 °C
Storage	-40 °C to +85 °C

Temperature coefficient	
Range	-10 °C to +45 °C
Average value (typical)	$\pm 0.008\%$ per K
at $\cos\varphi=1$ (from 0.05 I_b to I_{max})	$\pm 0.01\%$ per K
at $\cos\varphi=0.5$ (from 0.1 I_b to I_{max})	$\pm 0.02\%$ per K

Impermeability to IEC 60529	IP51
-----------------------------	------

Electromagnetic compatibility

Electrostatic discharges	to IEC 61000-4-2
Contact discharge	15 kV

Immunity conducted disturbances	2 to 150 kHz
According to CENELEC	TR 50579

Electromagnetic RF fields	to IEC 61000-4-3
80 MHz to 2 GHz	10 and 30 V/m

Radio interference suppression according to IEC/CISPR 22	class B
--	---------

Fast transient burst test	to IEC 61000-4-4
Current and voltage circuits under load according to IEC 62053-21/23	4 kV
Auxiliary circuits > 40 V	2 kV

Fast transient surge test	to IEC 61000-4-5
Current and voltage circuits	4 kV
Auxiliary circuits > 40 V	1 kV

Insulation strength

Insulation strength	4 kV at 50 Hz during 1 min.
---------------------	-----------------------------

Impulse voltage 1.2/50 μ s	to IEC 62052-11
Current and voltage circuits	8 kV
Auxiliary circuits	6 kV

Protection class II to IEC 62052-11	☐
-------------------------------------	--------------------------

Calendar clock

Calendar type	Gregorian or Persian (Jalaali)
---------------	--------------------------------

Accuracy	< 5 ppm
----------	---------

Backup time (power reserve) meter	
With supercapacitor	> 20 days
Charging time for max. backup time	300 h
With battery (optional)	10 years
Battery type	CR-P2

Display

Characteristics	
Type	LCD liquid crystal display
Digit size in value field	8 mm
Number of digits in value field	up to 8
Digit size in index field	6 mm
Number of digits in index field	up to 8

Inputs and outputs

Control inputs	
Control voltage U_s	100 to 240 V _{AC}
Input current	< 2 mA ohmic at 230 V _{AC}

Output contacts	
Type	solid state relay
Voltage	12 to 240 V _{AC/DC}
Max. current	100 mA
Max. switching frequency (pulse length 20 ms)	25 Hz

Optical test outputs	active and reactive energy
Type	red LED
Number	2
Meter constant	selectable

Relay contacts	on extension board 326x
Type	relay
Voltage	240 V _{AC}
Max. current	8 A
Max. operations with $\cos\phi \sim 1$	100 000 op.

Control inputs	on extension board 326x
Control voltage U_s	12 to 24 V _{DC}
Input current	< 6 mA ohmic at 24 V _{DC}

Communication interface

Optical interface	to IEC 62056-21
Type	serial, asynchronous, half-duplex
Max. transmission rate	9600 bps
Protocols	IEC 62056-21 and dlms

Communication units

Exchangeable communication units for various applications.

Additional power supply (optional)

On extension board 045x	
Nominal voltage range	100 to 240 V _{AC/DC}
Tolerance	80 to 115% U_n
Frequency	50 or 60 Hz
Max. power consumption	6.8 W

On extension board 046x and 326x	
Nominal voltage range	12 to 24 V _{DC}
Tolerance	80 to 115% U_n
Max. power consumption 046x	3.5 W
Max. power consumption 326x	5.5 W

On extension board 047x	
Nominal voltage range	12 to 60 V _{DC}
Tolerance	80 to 115% U_n
Max. power consumption	5.0 W

8/12

Weight and dimensions

Weight approx. 1.5 kg

External dimensions

Width	177 mm
Height (with short terminal cover)	244 mm
Height (with standard terminal cover)	281.5 mm
Height (with extended hook)	305.5 mm
Depth	75 mm

Suspension triangle

Height (with extended hook)	230 mm
Height (suspension eyelet open)	206 mm
Height (suspension eyelet covered)	190 mm
Width	150 mm

Terminal cover

Short	no free space
Standard (opaque, transparent)	40 mm free space
Long (opaque, transparent)	60 mm free space
GSM	60 mm free space
ZxB type 80 mm	80 mm free space
ZxB type 110 mm	110 mm free space
ADP2 adapter	

Material housing

Polycarbonate, partly glass-fibre reinforced

Environmental

RoHS compliant design

Connections

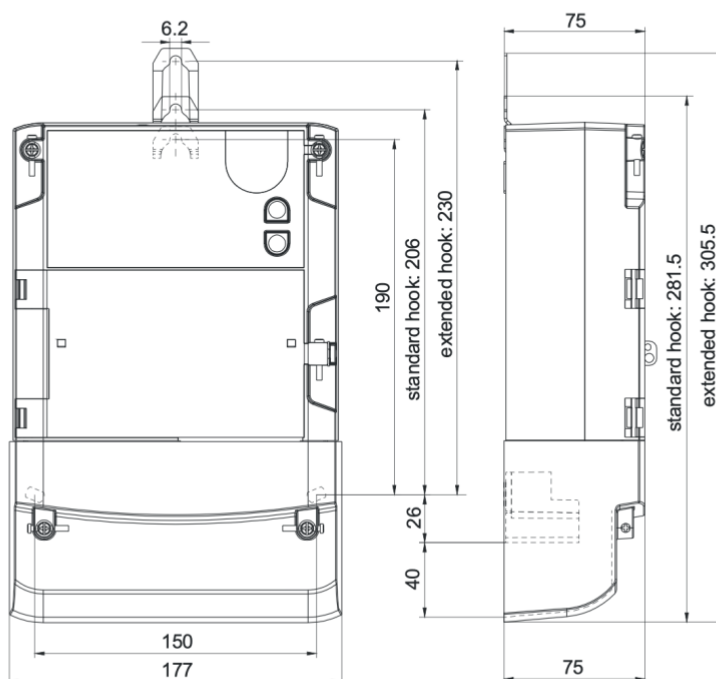
Phase connections

Type	screw type terminals
Diameter	5.2 mm
Recommended conductor cross section	4 to 6 mm ²
Screw head	Pozidrive Combi No. 2
Screw dimensions	M4 x 8
Screw head diameter	≤ 5.8 mm
Tightening torque	< 1.7 Nm

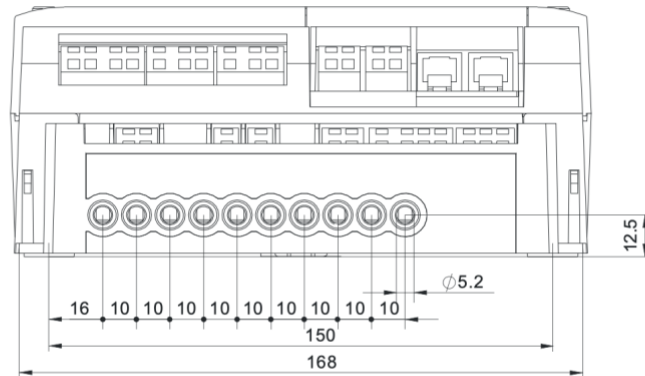
Other connections

Type	screwless spring-type terminal
Max. current of voltage outputs	1 A
Max. voltage of inputs	250 V

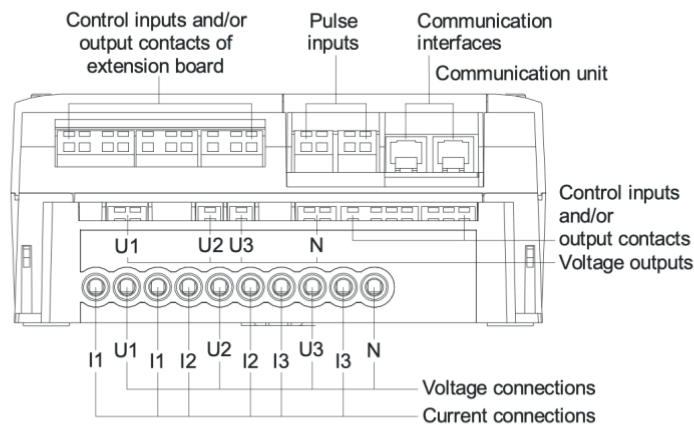
Meter dimensions (standard terminal cover)



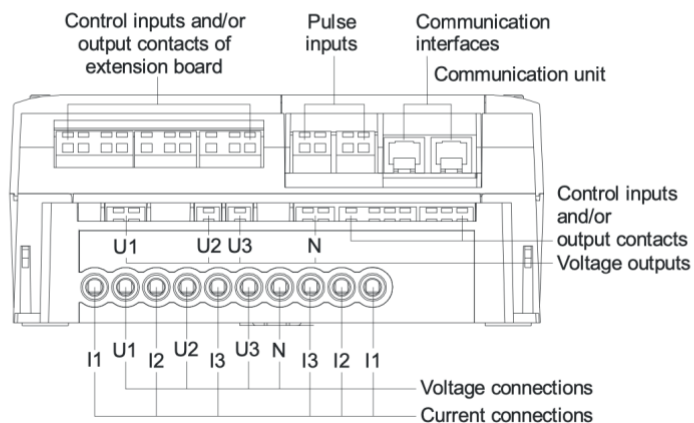
Terminal dimensions



Terminal layout according to DIN



Symmetrical terminal layout (optional, ZMD402 only)



10/12

Type designation	ZMD	4	02	C	T	44	4207	S3
Network type								
ZFD								
ZMD								
Connection type								
4								
Accuracy class								
02								
Measured quantities								
C								
A								
Construction								
T								
Tariffication								
21								
24								
41								
44								
Additional functions								
000x								
060x								
240x								
420x								
326x								
045x								
046x								
047x								
xxx0								
xxx2								
xxx7								
xxx9								
Series 3								

Contact:
Landis+Gyr AG
Theilerstrasse 1
CH-6301 Zug
Switzerland
Phone: +41 41 935 6000
www.landisgyr.com

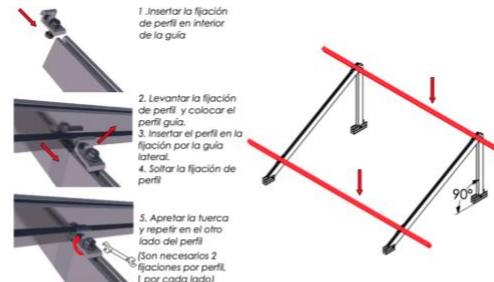


Despliegue del triángulo preensamblado y anclaje al suelo



Apretar de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10 no incluidos.

Montaje del perfil guía sobre el triángulo



Unir los perfiles con las piezas UG1

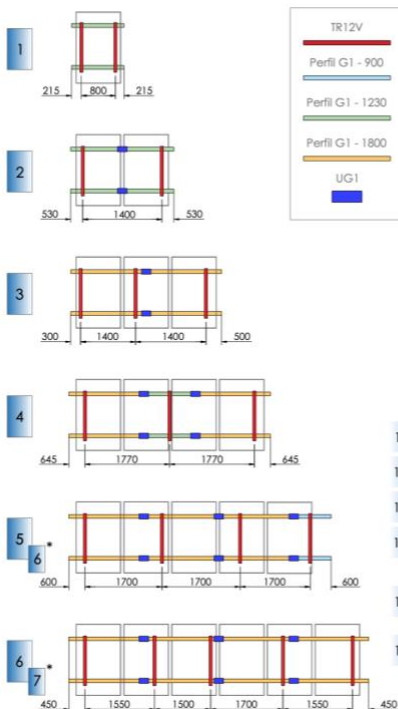


R1-01/21

No reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

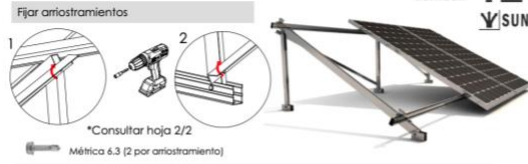
Nota:

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

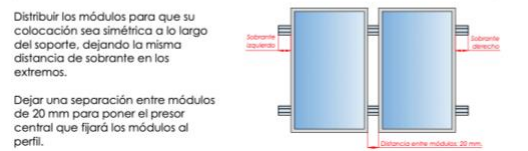


No reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana. Vertical. **12V**
SUNFER



Ubicar los módulos sobre los perfiles



Fijación de los módulos con los presores y colocación de las tapas G1



Fijación central

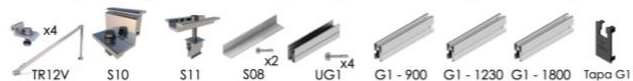
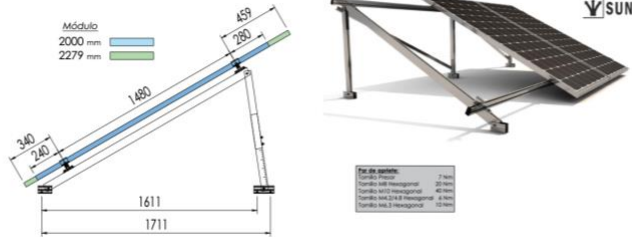


Tamaño máx.

2279x1150



Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana. Vertical. **12V**
SUNFER



	2	4	-	1	-	2	-	4
12V1	2	4	2	1	2	-	4	4
12V2	3	4	4	2	2	-	4	4
12V3	3	4	6	2	4	-	2	4
12V4	4	4	8 + 2	2	6	2	-	6
12V5	5	4	10 + 2	2	6	-	-	8
12V6								

12V5 - Válido para 4 módulos de hasta 1000 mm de ancho (El kit incluye presores para el montaje de 6 módulos)

12V6 - Válido para 7 módulos de hasta 1000 mm de ancho (El kit incluye presores para el montaje de 7 módulos)

Markado

ES19/84524



2/2

