



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Instalación fotovoltaica en una explotación porcina en la
localidad de Esplús (Huesca)

Photovoltaic installation in a pig farm located in the municipality
of Esplús (Huesca)

Autor

Julia Castro Durango

Director/es

José Francisco Sanz Osorio

Titulación

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA – ZARAGOZA

Año 2023 – 2024

Resumen

Este trabajo de final de grado analiza la viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica en la cubierta de una explotación porcina situada en Esplús (Huesca), con el objetivo de reducir el coste de la energía consumida por la empresa y reemplazar las calderas de diésel por bombas de calor, lo que también contribuye a reducir las emisiones de CO₂ y el impacto ambiental.

El análisis comienza transformando el consumo de diésel en energía eléctrica, integrándolo con los consumos eléctricos actuales para determinar el total de energía que debe cubrir la instalación fotovoltaica. El estudio tiene en cuenta la normativa aplicable, lo que lleva a que la instalación pertenezca a la modalidad de autoconsumo con excedentes, y se diseña una instalación que **no supera los 100 kW** de potencia.

Tras evaluar varias combinaciones de modelos y número de placas e inversores en función de su VAN y TIR, se concluye que la mejor opción es instalar un total de **22 placas solares** A-550M ATERSA G de 550 Wp de potencia, junto con **un inversor** S5-GR3P10K, con una potencia nominal de 10 kW. Además, se seleccionan otros componentes esenciales, como las estructuras de soporte y el cableado necesario para garantizar un funcionamiento eficiente de la instalación.

Con todos los componentes definidos, se elabora el presupuesto de la instalación, que asciende a **45.078,78€**. Considerando una vida útil de 15 años, el proyecto presenta un VAN de **33.030,61€** y una TIR del **14,4%**, sin contar con posibles subvenciones o ayudas.

Finalmente, se evalúa la posibilidad de añadir baterías para aumentar la rentabilidad de la instalación. Sin embargo, el cálculo del VAN demuestra que la opción más rentable es incluir 3 baterías de 5,12 kWh y vender los excedentes que no se puedan almacenar a la red. De esta manera la inversión inicial es de **48.183,78€** pero el proyecto sería más rentable.

Abstract

This final degree project analyzes the technical and economic feasibility of a roof photovoltaic installation of a pig farm located in Esplús (Huesca), with the goal of reducing the energy costs consumed by the company and replacing the diesel boilers with heat pumps, which also helps reduce CO₂ emissions and environmental impact.

The analysis starts by converting the diesel consumption into electrical energy, integrating it with the current electrical consumption to determine the total energy that this photovoltaic installation needs to cover. The study takes into account the applicable regulations, which leads to the installation being classified under the self-consumption with surpluses modality, and the system is designed to never exceed 100 kW of power.

After evaluating several combinations of models and the number of panels and inverters based on their NPV and IRR, it is concluded that the best option is to install a total of 33 A-550M ATERSA G solar panels with 550 Wp of power, along with a S5-GR3P10K inverter, with a nominal power of 10 kW. Additionally, other essential components, such as support structures and the necessary wiring, are selected to ensure the efficient operation of the installation.

Once all the components are defined, the budget for the installation is prepared, amounting to €45.078,78. Considering a useful life of 15 years, the project presents an NPV of €33.030,61 and an IRR of 14,4%, excluding potential subsidies or grants.

Finally, the possibility of adding batteries to improve the system's profitability is evaluated. The NPV calculations indicate that the most profitable option is to include three 5,12 kWh batteries and sell surplus energy that cannot be stored to the grid. This adjustment raises the initial investment to €48.183,78, but it enhances the project's profitability.

Índice

Índice de figuras.....	7
Índice de tablas.....	8
Índice de gráficas	9
Objetivo	10
Metodología	10
1. Introducción.....	12
1.1. Energía primaria en España	12
1.2. Energía eléctrica en España	14
1.3. Energía fotovoltaica	15
2. Normativa y subvenciones	19
2.1. Normativa de aplicación	19
2.2. Subvenciones.....	22
3. Antecedentes.....	23
3.1. Ubicación y orientación de la explotación.....	23
3.2. Funcionamiento actual de la explotación.....	24
3.3. Consumo actual de gasoil	24
3.4. Consumo eléctrico actual	25
4. Electrificación de los consumos de la empresa	26
4.1. Transformación a energía eléctrica	26
4.2. Consumo total	28
5. Tarifas eléctricas actuales	30
6. Diseño de la instalación	33
6.1. Orientación de las placas solares.....	33
6.2. Elección módulos fotovoltaicos	34

6.3.	Separación entre paneles para evitar sombras	36
6.4.	Estructura soporte para las placas solares	37
6.5.	Elección inversores	38
7.	Análisis económico	40
7.1.	Inversión inicial	40
7.2.	VAN Y TIR	40
7.3.	Reducción de emisiones de CO ₂	47
8.	Distribución de la instalación.....	48
8.1.	Disposición de las placas solares	48
8.1.1.	Conexión de strings	48
8.1.2.	Distribución de placas en cada string	49
8.1.3.	Dimensionado del cableado	51
9.	Presupuesto	55
10.	Implementación de baterías.....	56
11.	Conclusiones	60
12.	Bibliografía	61
ANEXOS	65

Índice de figuras

Figura 1: Consumo de energía primaria en España en 2023. Fuente: [1].	12
Figura 2: Diagrama Sankey de la energía en España en 2022. Cifras en ktep. Fuente: [3].	13
Figura 3: Distribución porcentual de la generación de energía en España en 2023. Fuente: [4].	14
Figura 4: Componentes del generador fotovoltaico. Fuente: [6].	16
Figura 5: Evolución de la eficiencia alcanzada por cada tipo de célula fotovoltaica. Fuente: [7].	17
Figura 6: Ejemplo de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). Fuente: [8].	17
Figura 7: Ubicación y orientación de las cubiertas.	23
Figura 8: Separación entre paneles para evitar el sombreado. Fuente: [16].	36
Figura 9: Tipos de inclinación de tejado. Fuente: [16].	37
Figura 10: Tipos de estructuras de soporte para placas fotovoltaicas. Fuente: [17].	38
Figura 11: Conexión serie-paralelo y conexión por strings. Fuente: [26].	48
Figura 12: Conexión de los paneles en strings al inversor.	50

Índice de tablas

Tabla 1: Consumo horario actual de calefacción en kWh.....	27
Tabla 2: Consumo horario por cada mes al añadir la calefacción en kWh.	29
Tabla 3: Términos de potencia y energía según la hora, día y mes. Fuente: [12].....	30
Tabla 4: Términos de potencia, energía y venta de excedentes de diversas compañías eléctricas.....	31
Tabla 5: Comparación entre tarifas de distintas compañías eléctricas.	32
Tabla 6: Producción eléctrica variando la inclinación de las placas.	33
Tabla 7: Características de los diversos modelos de placas.....	34
Tabla 8: Muestra de la realización de la hoja de cálculo.	35
Tabla 9: Comparativa de ahorro entre modelos.....	35
Tabla 10: Distancias mínimas y recomendadas para evitar el sombreado. Fuente: [16].	37
Tabla 11: Modelos de inversores y sus características principales. Fuentes: [20], [21].	39
Tabla 12: Número mínimo de módulos según el tipo de inversor.....	39
Tabla 13: Gastos ocasionados por el proyecto.	40
Tabla 14: Muestra de la hoja de cálculo utilizada para calcular el VAN y TIR.....	41
Tabla 15: Cálculo del ahorro anual del proyecto.	42
Tabla 16: VAN y TIR de la instalación óptima a 15 años vista.....	47
Tabla 17: Intensidades admisibles del SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente: [27].	52
Tabla 18: Tabla C.52.1 bis de la UNE-HD 60364-5-52. Fuente: [28].	53
Tabla 19: Presupuesto para la instalación.	55
Tabla 20: Hoja de cálculo donde se muestra el cálculo del ahorro energético al añadir baterías.	57
Tabla 21: Características de dos modelos de baterías distintos. Fuente: [30], [31].	57

Índice de gráficas

Gráfica 1: Consumo mensual de gasoil en litros en 2023.....	25
Gráfica 2: Consumo eléctrico actual.....	25
Gráfica 3: Consumo mensual de diésel en kWh.	27
Gráfica 4: Consumo mensual de las bombas de calor en kWh.	28
Gráfica 5: Consumo eléctrico al añadir el consumo de la calefacción.	28
Gráfica 6: Comparación consumo eléctrico actual con el obtenido al instalar bombas de calor.....	29
Gráfica 7: Producción eléctrica anual variando la inclinación de las placas.....	33
Gráfica 8: VAN y TIR del inversor de 20 kW variando el número de placas e inversores.	43
Gráfica 9: VAN y TIR del inversor de 15 kW variando el número de placas e inversores.	44
Gráfica 10: VAN y TIR del inversor de 10 kW variando el número de placas e inversores.	44
Gráfica 11: Comparación de inversión inicial entre inversores.	45
Gráfica 12: Generación-consumo del día tipo de cada mes.....	46
Gráfica 13: Comparación entre el consumo y la generación fotovoltaica durante un año en kWh.....	46
Gráfica 14: VAN y TIR de la instalación al añadir baterías de 2,4 kWh.....	58
Gráfica 15: VAN y TIR de la instalación al añadir baterías de 5,12 kWh.....	58

Objetivo

El proyecto tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de la optimización energética de una explotación porcina situada en el municipio de Esplús (Huesca), sustituyendo las calderas de diésel por bombas de calor y alimentando la granja mediante una instalación FV sobre cubierta inclinada. De esta forma, además del beneficio económico, se reducirán las emisiones de CO₂ y el impacto ambiental.

La instalación FV tendrá la modalidad de autoconsumo con excedentes, por ello, no debe superar los 100kW de potencia.

Metodología

Para llevar a cabo la instalación fotovoltaica, es fundamental conocer los consumos actuales tanto de gasoil como eléctricos. Estos datos permiten transformar el consumo de diésel en energía eléctrica, integrándolos con los consumos eléctricos existentes para obtener el perfil horario completo de un año. Esto facilita identificar los momentos de mayor demanda diaria y los meses con mayores requerimientos energéticos.

Con esta información, se elabora una hoja de cálculo en Excel donde se comparan diversas tarifas ofrecidas a las PYMES, seleccionando la más adecuada según las condiciones de cada una y los consumos específicos del proyecto.

Una vez determinado el precio de la energía y la potencia, se procede a seleccionar los componentes óptimos de la instalación, realizando un análisis económico, basado en la diferencia entre la generación y el consumo, que incluye flujos de caja y los resultados del VAN y la TIR. Este análisis considera diferentes configuraciones en cuanto al tipo y número de placas solares, así como la potencia y cantidad de inversores necesarios, permitiendo identificar los elementos fundamentales para la instalación.

Tras decidir el modelo y el número de placas e inversores, se confecciona el presupuesto completo, incluyendo todos los elementos que componen el sistema fotovoltaico. Posteriormente, se evalúa la rentabilidad de añadir baterías para almacenar excedentes de energía, comparándola con la opción de no incluir almacenamiento. Este estudio se realiza a través de otra hoja de cálculo que analiza la relación entre consumo y

producción, el almacenamiento en baterías y los excedentes vendidos. Finalmente, se contrastan el VAN y la TIR de dos modelos de baterías frente a la opción de no instalar ninguna.

Para finalizar, se presentan las conclusiones del proyecto, destacando su rentabilidad, la inversión inicial, los componentes seleccionados y las características principales de la instalación.

1. Introducción

1.1. Energía primaria en España

Debido a la alta demanda de combustibles fósiles, como se observa en la Figura 1, juntamente con las bajas reservas de estos en Europa y su difícil sustitución por otro producto energético hacen que la importación sea un hecho necesario para España.

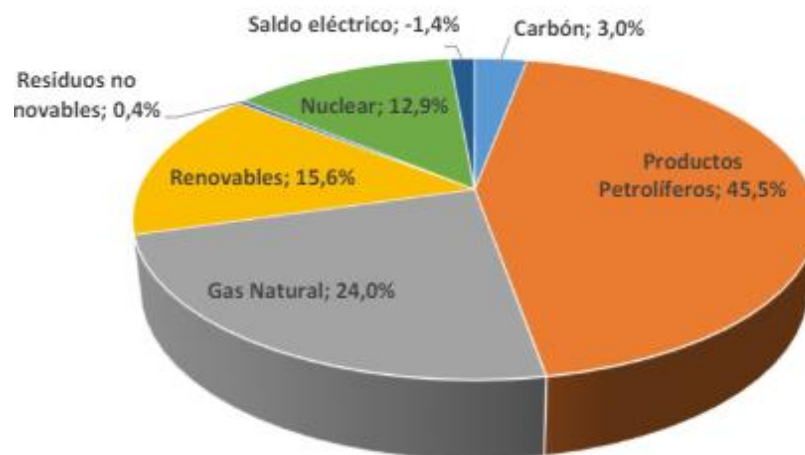


Figura 1: Consumo de energía primaria en España en 2023. Fuente: [1].

España depende energéticamente en un 70,6% de terceros países como Libia, Nigeria, Rusia o Estados Unidos para la importación de productos como petróleo crudo y gas natural licuado. En 2019, un 68% del petróleo crudo provenía de fuera de la Unión Europea seguido de un 11% de gas natural en estado licuado y del mismo porcentaje de productos derivados del petróleo [2].

Esta dependencia se ve condicionada por otros factores como tensiones geopolíticas, la inflación y problemas medioambientales haciendo que fluctúe el coste de la energía además de causar una inestabilidad en el suministro energético y en la sociedad.

Actualmente el problema más acuciante son tanto las confrontaciones políticas como en el caso Argelia-Marruecos, como el conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. La posición adoptada por España y la Unión Europea respectivamente produce que el suministro de productos energéticos no renovables sea inestable debido a las tensiones entre países.

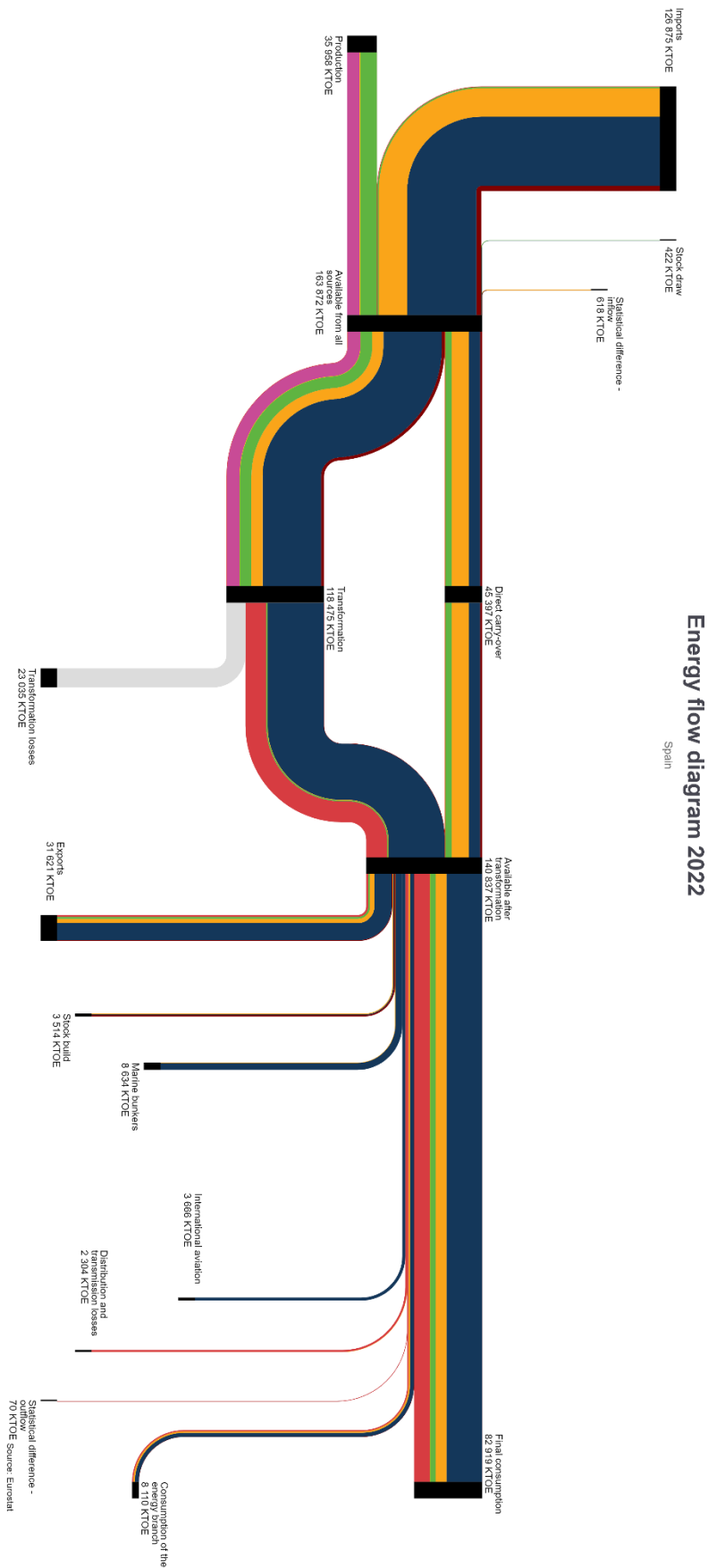


Figura 2: Diagrama Sankey de la energía en España en 2022. Cifras en ktep. Fuente: [3].

1.2. Energía eléctrica en España

La producción anual de renovables en España en 2023 ha superado por primera vez el 50% generando alrededor de 135.000 GWh. Como se muestra en la Figura 3, la mayor fuente generadora de energía renovable con un 23,5% son los generadores eólicos seguidos de las instalaciones fotovoltaicas con un 14% y de las centrales hidráulicas con un 9,5% debido a las fuertes sequías de estos últimos años. [4]

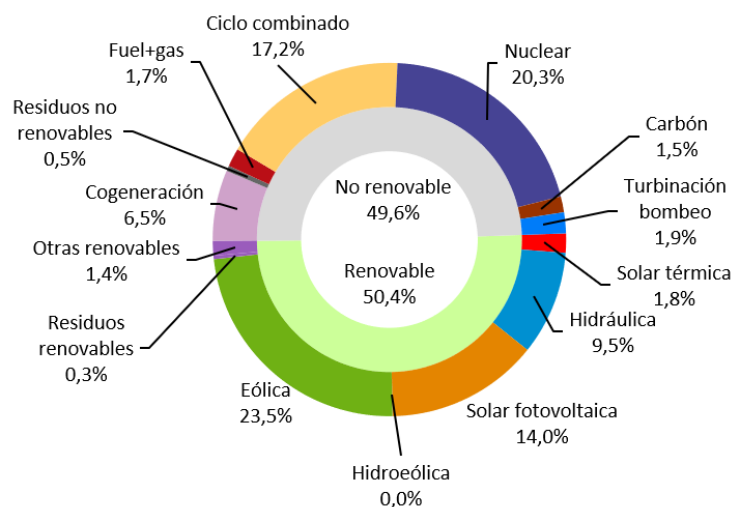


Figura 3: Distribución porcentual de la generación de energía en España en 2023. Fuente: [4].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es la estrategia nacional para lograr los objetivos climáticos y energéticos establecidos por las normativas europeas. Este se centra en la transición ecológica al tiempo que se fomenta la independencia energética y el desarrollo tecnológico.

Los objetivos principales del PNIEC 2023-2030 se basan en objetivos propuestos a nivel europeo para la reducción de emisiones. La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es uno de los puntos clave de este plan para llegar a convertir a España en un país climáticamente neutro antes de 2050, para 2030 se prevé disminuir en un 32% los niveles respecto a 1990 y en un 55% en comparación con 2005. Con estas medidas se consigue que se reduzcan las emisiones totales brutas de GEI a 195,2 MtCO₂eq.

En términos de energías renovables, busca que el 48% del consumo energético final provenga de estas y conseguir alcanzar un 81% de generación eléctrica renovable. Para

lograrlo es necesario la incorporación de una mayor capacidad renovable en España, por ello se propone el aumentar en 105 GW la capacidad añadiendo 76 GW de solar fotovoltaica y 62 GW de eólica.

El plan también apuesta por la mejora de la eficiencia energética, estableciendo un objetivo del 43% de reducción en el consumo de energía primaria, y promueve el desarrollo tecnológico mediante proyectos dedicados al hidrógeno verde y el aumento de su producción. Asimismo, fomenta la movilidad sostenible mediante la incorporación masiva de vehículos eléctricos y el uso de biocarburantes avanzados en el sector del transporte. [5]

Al realizar este proyecto se promueven iniciativas medioambientales tales como la Agenda 2030, el Acuerdo de París, el Pacto Verde Europeo, PNIEC 2023-2030, Objetivos 2050 haciendo que la sociedad sea más sostenible, ayudando a la descarbonización del sistema energético disminuyendo el uso de combustibles fósiles y reduciendo los gases de efecto invernadero producidos por las explotaciones ganaderas.

1.3. Energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica se basa en la conversión de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico, un fenómeno físico que ocurre en los materiales semiconductores, como el silicio, que componen las células fotovoltaicas.

El efecto fotovoltaico consiste en la generación de corriente eléctrica cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, provocando que los fotones (partículas de luz) transfieran su energía a los electrones del material, liberándolos y creando un flujo de electricidad.

En las células fotovoltaicas, se forman uniones p-n (zonas con exceso de huecos o electrones, respectivamente) que generan un campo eléctrico interno. Este campo dirige a los electrones liberados por la luz hacia una dirección específica, produciendo una diferencia de potencial que da lugar a la corriente eléctrica.

Los componentes básicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red incluyen principalmente el generador fotovoltaico, el subsistema de regulación y adaptación de corriente, y elementos adicionales como el cableado y los sistemas de protección.

El generador fotovoltaico es el encargado de convertir la radiación solar en corriente continua. Su componente esencial es la célula fotovoltaica, que al agruparse forma un módulo. Varios módulos conectados entre sí forman un panel. Varios paneles conectados en serie crean una cadena y varias cadenas conectadas en paralelo constituyen el generador fotovoltaico. El rendimiento de los paneles depende de diversos factores, como la radiación solar disponible, la temperatura de funcionamiento, la orientación hacia el Sol y el mantenimiento adecuado, entre otros.

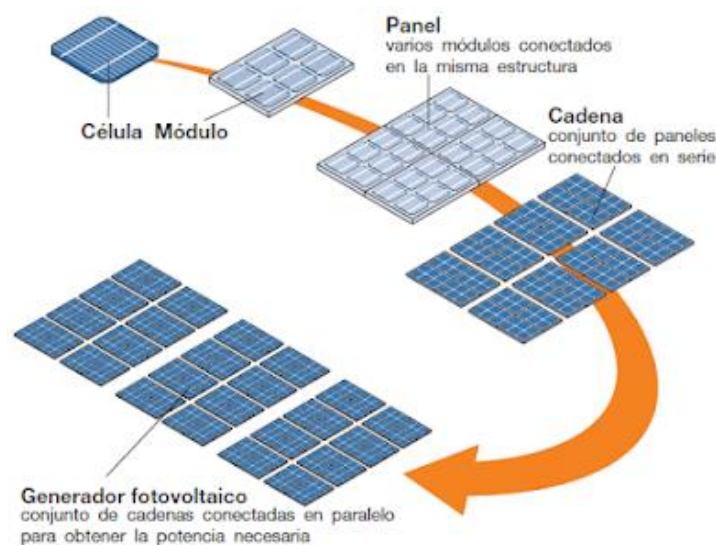


Figura 4: Componentes del generador fotovoltaico. Fuente: [6].

En el ámbito de las células fotovoltaicas, debido al constante desarrollo tecnológico, existen diferentes generaciones de tecnologías. Las células de primera generación son las células monocristalinas, policristalinas y de silicio amorfo. Estas fueron las primeras en salir al mercado y las más empleadas debido a su elevado nivel de comprobación y disponibilidad.

Las células de segunda generación se basan en tecnologías más avanzadas como las células de capa fina, de alto rendimiento, bifaciales y multiunión. Estas requieren mejoras debido a su reciente incorporación al mercado.

Las células de tercera generación son aquellas que están actualmente en etapa de investigación como las células nanoestructuradas las cuales significarían una mejora sustancial en la eficiencia.

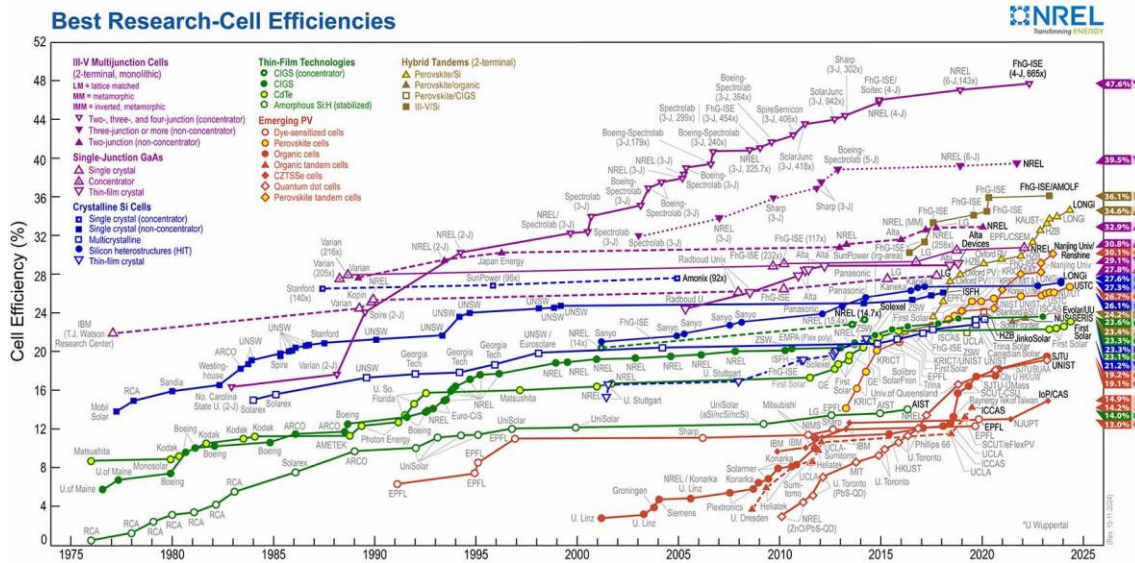


Figura 5: Evolución de la eficiencia alcanzada por cada tipo de célula fotovoltaica. Fuente: [7].

El subsistema de regulación y adaptación de corriente comúnmente llamado inversor, convierte la corriente continua, generada en los paneles solares, en corriente alterna, compatible con la red eléctrica y con los dispositivos eléctricos comunes.

Los inversores fotovoltaicos integran un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que optimiza el rendimiento de los paneles solares ajustando tanto la tensión como la corriente para maximizar la generación eléctrica, incluso al variar las condiciones de radiación solar y temperatura que afectan a las células fotovoltaicas. Además, los inversores incorporan protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones y fallos de conexión garantizando la seguridad del sistema y de los usuarios.

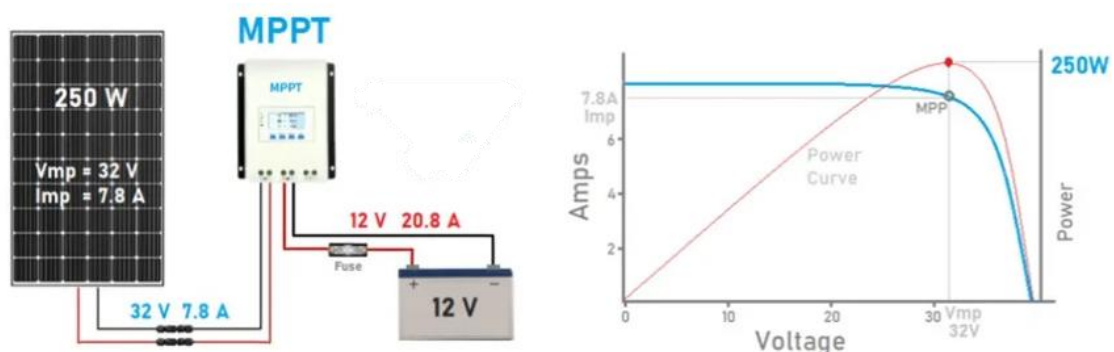


Figura 6: Ejemplo de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). Fuente: [8].

Los inversores *string* son ideales para instalaciones de tamaño mediano y pequeño, conectando cadenas de módulos fotovoltaicos (*strings*) y proporcionando una solución eficiente para sistemas residenciales o comerciales. Estos pueden estar conectados a la red o aislados. Los que se conectan a la red tienen la capacidad tanto de consumir electricidad como de verter los excedentes de la producción de fotovoltaica. También encontramos inversores híbridos los cuales funcionan como los inversores conectados a red con la ventaja de contar con baterías incorporadas para el almacenamiento de los excedentes de la producción.

Finalmente, los microinversores se instalan directamente en cada módulo individual, lo que permite optimizar la producción energética en instalaciones donde existen sombras parciales o diferentes orientaciones de los paneles, maximizando el rendimiento global del sistema.

2. Normativa y subvenciones

2.1. Normativa de aplicación

A continuación, se encuentran todas las normativas aplicables al proyecto.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE núm. 83 de 6 de abril de 2019.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE núm. 242 de 06 de Octubre de 2018.
- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. DOUEL núm. 328 de 21 de Diciembre de 2018.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE núm. 243 de 10 de Octubre de 2015.
- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. BOE núm. 77 de 29 de Marzo de 2014.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. BOE núm. 140 de 10 de Junio de 2014.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 310 de 27 de Diciembre de 2013.

- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE núm. 312 de 30 de Diciembre de 2013.
- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. BOE núm. 276 de 16 de Noviembre de 2011.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE núm. 295 de 08 de Diciembre de 2011.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. BOE núm. 224 de 18 de Septiembre de 2007.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE núm. 224 de 18 de Septiembre de 2002.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE núm. 268 de 08 de Noviembre de 2001.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. BOE núm. 310 de 27 de Diciembre de 2000.

De acuerdo con el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre complementada con el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, se considerarán instalaciones de producción todas las instalaciones de generación que cumplan con los siguientes requisitos:

- i. Tengan una potencia no superior a 100 kW.
- ii. Estén asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
- iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

En el artículo 4 del Real Decreto 244/2019 se clasifican las diversas modalidades de autoconsumo.

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.
- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.

La modalidad de suministro con excedentes se divide en:

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

- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
- v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
- b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Pertenerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

2.2. Subvenciones

El programa de ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética a nivel estatal y autonómico son las siguientes [9]:

- Ayudas al autoconsumo estatales Next Generation gestionadas por la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial financiado por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
- Ayudas al autoconsumo cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).
- Bonificaciones del IBI fijadas por el ayuntamiento.
- Ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética en explotaciones agropecuarias gestionadas por las comunidades autónomas.

3. Antecedentes

3.1. Ubicación y orientación de la explotación

Ubicado en el término municipal de Esplús (Huesca) en el Polígono 11, Parcela 43 cuenta con una superficie de 17,9770 ha, y con una superficie construida de 4.713 m² donde se encuentra la explotación ganadera con capacidad para 4.320 plazas. Su referencia catastral es 22140A011000430000DI.

La explotación consta de 4 naves construidas en 3 fases. Comenzó a edificarse en 2017 y la última nave se construyó en 2021. Las coordenadas geográficas del emplazamiento son las que aparecen a continuación:

- Latitud: 41.791
- Longitud: 0.305

Las cubiertas de la explotación que son de interés para este proyecto, rayadas en verde en la Figura 7, están orientadas según un ángulo de azimuth de 37º hacia el suroeste y tienen unos 1000 m² de superficie cada una. La cubierta tiene una inclinación de 15º.



Figura 7: Ubicación y orientación de las cubiertas.

3.2. Funcionamiento actual de la explotación

En la explotación, el pienso se vierte automáticamente en los comederos mediante sinfines, que monitorizan la cantidad de comida disponible en el corral y la reponen cuando se detecta que está vacío. Asimismo, las ventanas también se regulan de forma automática para conseguir ajustar la temperatura del interior en función de la temperatura ambiente exterior.

Al ingresar a la explotación, los porcinos necesitan una temperatura aproximada de 25°C ya que entran con un peso inferior a 15 kg. A medida que crecen, dejan de necesitar una temperatura tan regulada y viven a temperatura ambiente.

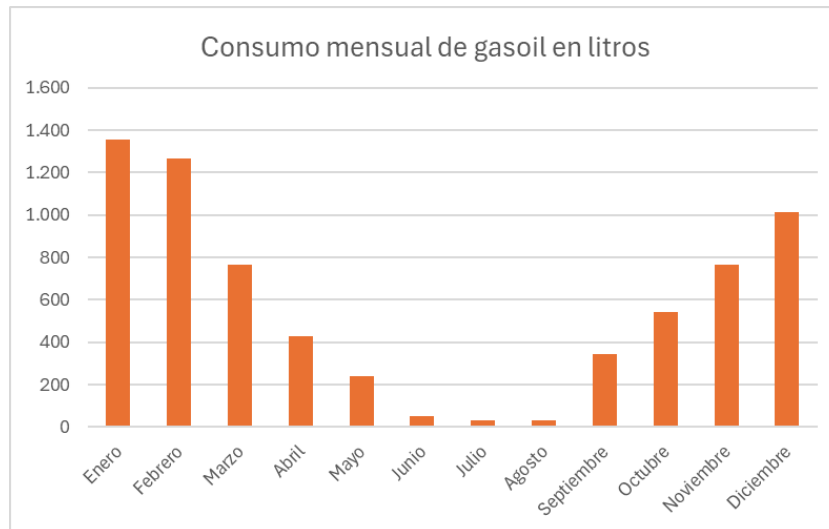
Gracias al aislamiento de los muros, el control de las ventanas y la ventilación primaria de las naves, durante las épocas más calurosas, la temperatura en el interior de las naves se mantiene entre 4 y 6°C por debajo de la temperatura ambiente exterior.

Los climatizadores para épocas con temperaturas elevadas no son una opción recomendable debido a que solo logran reducir la temperatura interior en un máximo de 5°C. Además, para los animales porcinos las corrientes de aire son muy perjudiciales ya que estas pueden afectar su salud, generando estrés y malestar.

3.3. Consumo actual de gasoil

Actualmente en la explotación la calefacción se debe a 4 calderas Rondò 6 ErP BE que consumen gasoil tipo B (Agrodiesel e+10), este tipo de carburante mejora el rendimiento de las calderas reduce costes de limpieza de quemadores y filtros además de tener una temperatura de 55°C haciendo que su arranque en frío se produzca de una manera más sencilla que con otro tipo de combustible. La explotación en 2023 tuvo un consumo anual de 7.596 litros de gasóleo con un coste por litro de 1,166€.

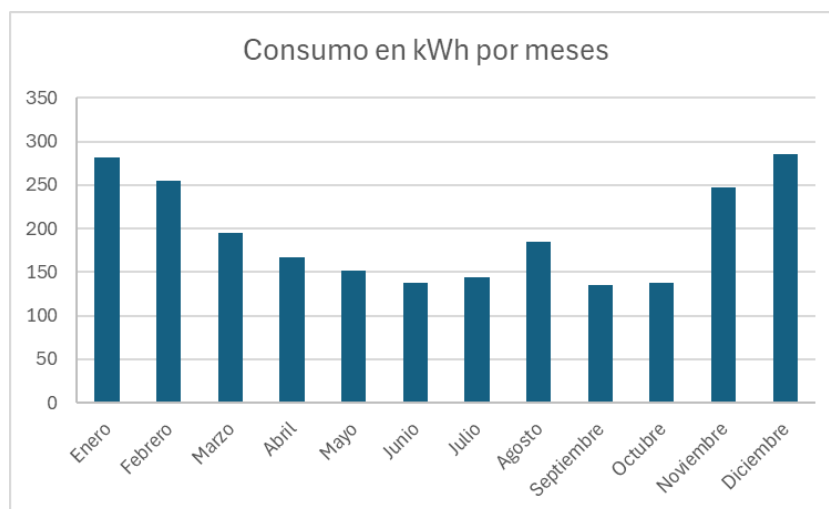
Utilizada en su mayoría entre los meses de octubre y marzo, como se puede observar en la Gráfica 1, debido a la bajada de temperaturas durante esos meses haciendo que sea necesario el uso de la calefacción para mantener una temperatura en el interior de las naves de entre 21-24°C.



Gráfica 1: Consumo mensual de gasoil en litros en 2023.

3.4. Consumo eléctrico actual

Como se ha comentado en el anterior subapartado, la explotación no hace uso de la electricidad para lo que se refiera a calefacción. Hoy en día la electricidad consumida viene dada por el uso de sin fines automáticos a la hora de rellenar las tolvas de los animales en el momento que estas se quedan vacías, por el uso de ventanas que según la temperatura que se requiere dentro de la explotación ascienden y descienden de manera automática y por el uso de la luz en el recinto. Esto hace que obtengamos un consumo anual de 2.322 kWh distribuidos mensualmente como que se encuentran en la Gráfica 2.



Gráfica 2: Consumo eléctrico actual.

4. Electrificación de los consumos de la empresa

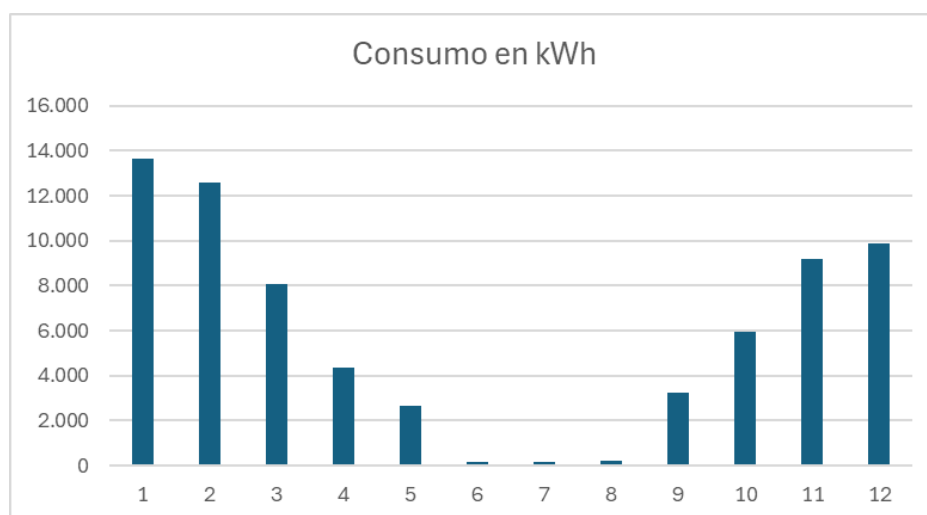
Debido a las ventajas de la caldera eléctrica sobre las de gasóleo como su menor necesidad de mantenimiento, su mayor seguridad ya que no presentan riesgos de fugas ni explosiones o su alta eficiencia energética se considera sustituir las calderas actuales por calderas eléctricas. Además de tener en consideración la eliminación progresiva de las calderas de gasoil en Europa para reducir las emisiones de CO₂.

4.1. Transformación a energía eléctrica

Conociendo los consumos anuales de gasoil y el rendimiento de las calderas, aproximadamente de un 90% [10], se puede estimar mediante la Ecuación 1 la energía producida y consumida que se tendría si se utilizasen calderas eléctricas. Este se calcula mediante el poder calorífico del combustible definido como la cantidad de energía capaz de generar según la cantidad de materia a la hora de la combustión.

Ecuación 1
$$E_{producida} \left(\frac{kWh}{l} \right) = \rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot Poder\ calorífico \left(\frac{kWh}{kg} \right) \cdot 0,9 \cdot 10^{-3}$$

Considerando que la densidad del combustible es de 830 kg/m³ y que el poder calorífico es de 11,944 kWh/kg la energía producida por cada litro de diésel sería de 9,91352 kWh. Una vez conocida la energía producida pasamos todos los consumos de litros a kWh (Gráfica 3) dando como resultado un consumo anual de 67.772 kWh/año.



Gráfica 3: Consumo mensual de diésel en kWh.

Para calcular la potencia de las bombas de calor que se tienen que instalar deberemos tener en cuenta solamente el consumo horario utilizado en la calefacción.

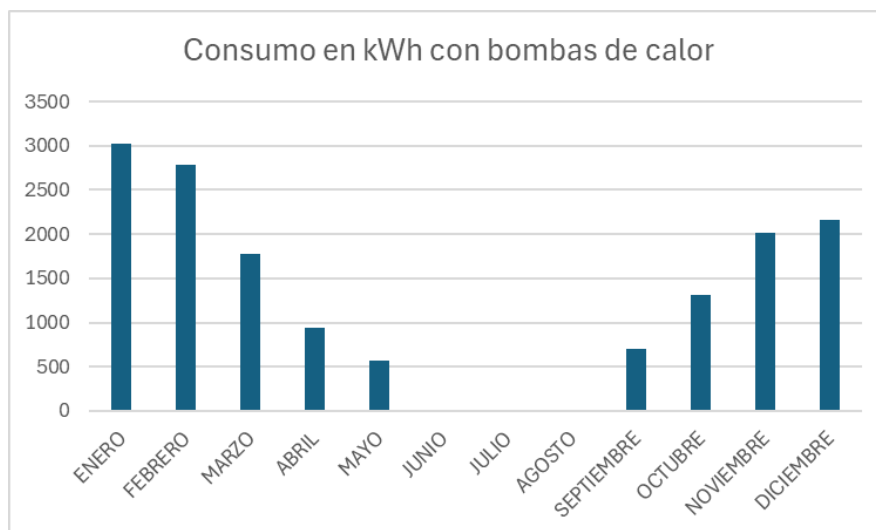
Tabla 1: Consumo horario actual de calefacción en kWh.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hora	Consumo (kWh)											
0:00	19,4	19,8	11,9	6,5	4,3	0,1	0,03	0,03	4,5	8,1	14,5	13,9
1:00	17,5	17,6	10,3	5,6	2,9	0,06	0,01	0,01	4,9	7,3	13,7	13,6
2:00	16,6	18,2	9,9	5,1	4,2	0,06	0,03	0,03	3,6	8,1	13,6	15,1
3:00	17,5	16,8	8,8	4,8	3,3	0,08	0,02	0,02	4,7	7,8	12,7	13,1
4:00	18,6	18,7	10,6	5,9	2,2	0,05	0,04	0,01	3,4	8,5	13,9	14
5:00	18,5	19,3	12,2	6,8	2,5	0,03	0,03	0,03	4,1	8	10,1	13,6
6:00	19,8	20,5	15,2	6,7	2,6	0,05	0,05	0,02	5	7,1	11,1	12,3
7:00	18,7	18,4	11,1	5,4	2,4	0,06	0,03	0,03	3,7	6,2	12,3	14,4
8:00	17,2	17,3	10,1	6,1	4,7	0,06	0,02	0,02	3,5	7,1	11,3	13,3
9:00	21,4	18,9	12,5	5,9	3,6	0,06	0,05	0,05	4,4	8,8	13,3	15,4
10:00	20,3	20,6	12,3	6,7	5	0,01	0,01	0,01	5,2	9,5	11,6	13,3
11:00	18,2	19,1	10,7	5,8	3	0,04	0,04	0,04	4,9	7,6	11,5	10,1
12:00	16,5	17,4	9,7	4,7	2,5	0,02	0,02	0,02	4,8	7,1	13,8	9,5
13:00	18,8	17,8	10,4	5,3	4,2	0,04	0,03	0,03	5,3	8,3	10,4	11,9
14:00	17,3	18,6	11,1	6,9	3,1	0,05	0,01	0,01	4,3	9,2	10	10,1
15:00	16,7	17,9	9,7	5,7	3,1	0,04	0,03	0,03	3,1	7,2	13,9	12,1
16:00	15,5	18,4	10,4	4,8	2,6	0,03	0,02	0,02	4,9	6,2	12,7	14,6
17:00	17,3	17,7	9,3	5,9	4,4	0,02	0,02	0,02	4,2	7,5	10,1	13,4
18:00	18,7	18,1	10,9	6,6	4,5	0,04	0,04	0,01	3,8	7,2	12,3	11,3
19:00	17,3	16,6	9,2	5,5	3,3	0,03	0,03	0,03	3,7	7,9	13,4	14,2
20:00	16,4	17	8,8	4,9	2,8	0,01	0,01	0,01	5	9,1	14,1	12,1
21:00	17,4	18,8	9,2	4,7	3,2	0,02	0,02	0,02	4,2	7,9	12,1	11,5
22:00	18,5	17,4	9,7	5,8	2,8	0,03	0,03	0,03	4,3	6,8	13,2	14,5
23:00	17,8	19,6	10,2	6,7	3,4	0,04	0,02	0,02	4,1	8,8	12,2	12,2
TOTAL DIA	431,9	440,5	254,2	138,8	80,6	1,0	0,64	0,55	103,6	187,3	297,8	309,5
TOTAL MES	13.387	12.333	7.880	4.163	2.499	30	19	17	3.108	5.806	8.935	9.593

Una vez conocidos los consumos, se debe tener en cuenta el COP de la bomba de calor teniendo un valor de 4,43 para el modelo Thermor Áurea+10 [11]. Por lo tanto, para conocer el consumo eléctrico debido a la calefacción se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 2

$$\text{Consumo eléctrico} = \text{Consumo horario actual} / 4,43$$

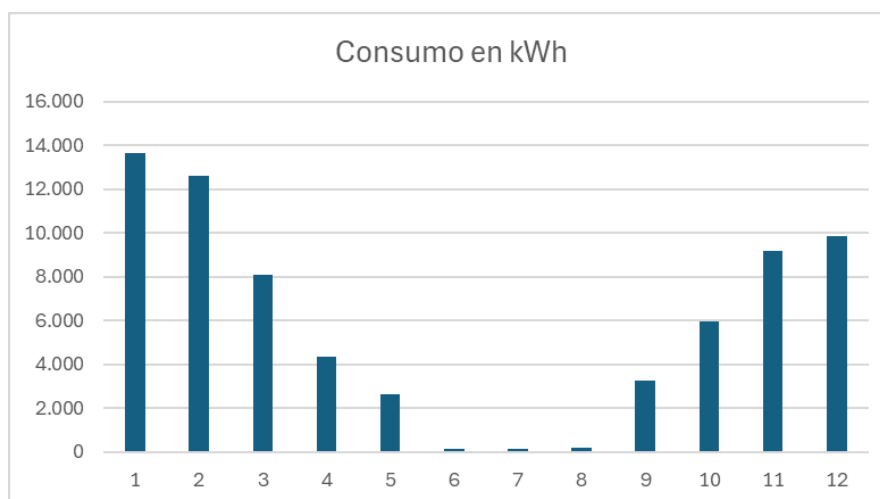


Gráfica 4: Consumo mensual de las bombas de calor en kWh.

El consumo eléctrico por parte de las bombas de calor será de 15.299 kWh.

4.2. Consumo total

Si se añade al consumo eléctrico actual el posible consumo eléctrico de las 8 bombas de calor, Bomba de calor Thermor Áurea+10 [11], necesarias para calentar todas las instalaciones, el consumo eléctrico anual ascendería notablemente hasta los 17.622 kWh.



Gráfica 5: Consumo eléctrico al añadir el consumo de la calefacción.

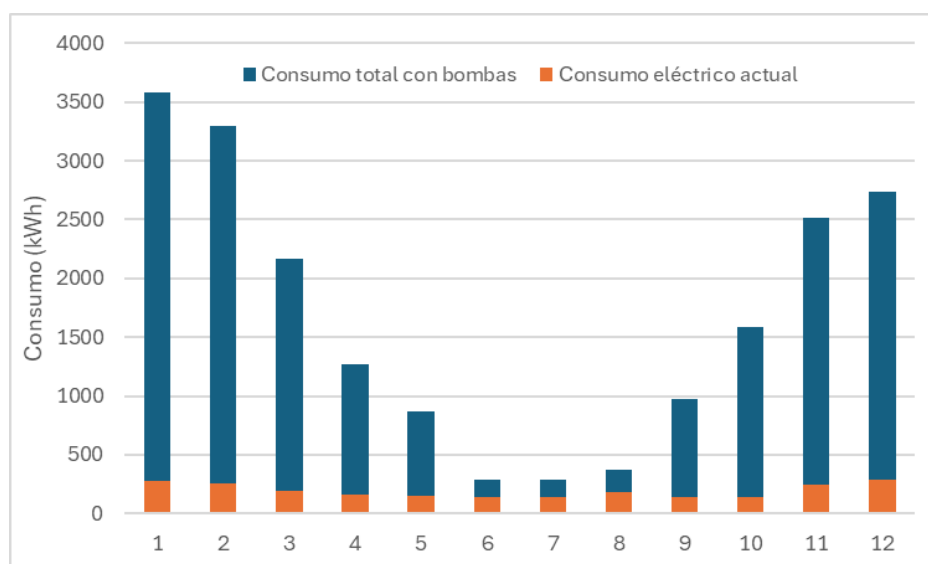
En la Tabla 2 se observa el consumo horario total según el mes del año al añadir el consumo de las bombas al consumo eléctrico actual. En este no existen distinciones entre fines de semana, festivos o días laborables debido a que en las explotaciones ganaderas se trabajan todos los días del año haciendo turnos entre trabajadores durante

las vacaciones, festivos y días no laborables. Los consumos no tienen un orden predecible debido a la parte eléctrica, en la que entran los sin fines y el movimiento de las ventanas.

Tabla 2: Consumo horario por cada mes al añadir la calefacción en kWh.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hora	Consumo (kWh)											
0:00	5,4	4,5	2,7	2,1	1,0	0,26	0,25	0,3	1,0	2,8	3,3	3,1
1:00	4,0	5,0	3,3	1,9	0,9	0,28	0,23	0,4	1,1	1,6	3,1	4,1
2:00	5,7	5,1	2,9	1,7	1,3	0,3	0,27	0,3	1,3	1,8	4,1	3,4
3:00	4,0	5,8	3,0	1,5	0,8	0,26	0,15	0,3	1,4	2,4	3,9	4,0
4:00	4,2	5,2	3,4	2,3	1,3	0,31	0,24	0,2	1,8	1,9	3,1	3,2
5:00	5,2	4,4	2,8	1,5	1,2	0,25	0,19	0,4	1,0	1,8	3,3	3,1
6:00	4,5	5,6	3,4	1,5	1,0	0,13	0,12	0,2	1,1	1,6	2,5	3,8
7:00	4,2	4,2	2,5	1,2	0,8	0,18	0,22	0,4	0,8	1,9	3,8	3,3
8:00	4,9	4,9	2,3	1,4	1,1	0,22	0,16	0,3	1,4	1,6	2,9	3,0
9:00	4,8	4,3	2,8	1,3	0,8	0,13	0,15	0,2	1,0	2,0	3,0	3,5
10:00	4,6	4,7	2,8	1,5	1,1	0,16	0,21	0,3	1,2	2,1	2,6	3,3
11:00	4,1	4,3	2,4	1,3	0,7	0,13	0,18	0,2	1,1	1,8	3,6	3,9
12:00	3,7	3,9	2,2	1,4	1,1	0,14	0,23	0,1	1,1	1,6	3,1	3,1
13:00	4,2	4,0	2,3	1,2	0,9	0,25	0,26	0,2	1,2	1,9	2,3	2,7
14:00	3,9	4,2	2,5	1,6	0,8	0,18	0,28	0,3	1,0	2,1	3,3	3,1
15:00	3,8	4,4	2,2	1,3	0,7	0,13	0,2	0,2	1,2	1,6	3,1	3,2
16:00	3,6	4,2	2,3	1,1	0,9	0,16	0,26	0,1	1,1	2,0	2,9	3,3
17:00	3,9	4,0	2,1	1,3	1,0	0,15	0,17	0,1	1,4	1,9	3,3	3,0
18:00	4,2	4,1	2,5	1,5	1,4	0,19	0,14	0,2	1,2	2,0	2,8	2,6
19:00	4,9	4,4	2,1	1,4	0,8	0,15	0,23	0,3	1,1	1,8	3,0	3,2
20:00	4,7	3,8	2,6	1,9	0,6	0,22	0,18	0,3	1,3	2,1	3,2	3,7
21:00	4,9	4,2	2,7	1,7	0,7	0,16	0,12	0,3	0,9	1,8	2,7	2,6
22:00	4,2	4,9	2,9	1,5	0,9	0,25	0,13	0,1	1,0	2,5	3,0	3,3
23:00	5,0	4,4	3,0	1,9	1,2	0,21	0,21	0,4	1,2	2,0	3,8	3,8
TOTAL DIA	106,6	108,5	63,7	36,9	23,1	4,8	4,8	6,1	27,9	46,7	75,5	79,1
TOTAL MES	3.303	3.039	1.974	1.107	715	145	149	189	837	1.448	2.264	2.452

Al comparar el consumo eléctrico actual con el requerido para la implementación de las bombas de calor (Gráfica 6), se planificará el diseño de una instalación fotovoltaica. Este sistema permitirá reducir los gastos energéticos y complementar la instalación con una fuente de energía renovable.



Gráfica 6: Comparación consumo eléctrico actual con el obtenido al instalar bombas de calor.

5. Tarifas eléctricas actuales

En la actualidad, la compañía contratada es Endesa teniendo una potencia contratada de 13,67 kW. Esta potencia es menor a la que finalmente se tendrá que instalar debido a que actualmente no se cuenta con la potencia exigida por las bombas de calor ni con la necesaria para la instalación fotovoltaica. Por ello se han buscado tarifas con mayores potencias contratadas pensando en la instalación de ambas.

Para asegurar la contratación de la mejor tarifa se debe tener en cuenta que la potencia contratada necesaria ya que el cambio de calderas de gasoil a calderas eléctricas supone un gasto energético con el que actualmente no se cuenta. Debido a que la potencia supera los 15 kW se comparará entre las diferentes tarifas 3.0TD, las cuales cuentan con 6 términos tanto de potencia como de energía [12], de diversas compañías eléctricas.

Tabla 3: Términos de potencia y energía según la hora, día y mes. Fuente: [12].

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

En este caso no se compara entre tarifas de solamente consumo y las que incluyen autogeneración debido a que las tarifas que se encuentran en la Tabla 4 no varían apenas y/o son compatibles entre solo consumo y autogeneración como es el caso de Endesa o Naturgy.

Tabla 4: Términos de potencia, energía y venta de excedentes de diversas compañías eléctricas.

Naturgy	Término de potencia (€/kW*día)	Término de energía (€/kWh)
P1	0,045027	0,164400
P2	0,028180	0,145600
P3	0,014822	0,128900
P4	0,013413	0,117800
P5	0,008338	0,109300
P6	0,006340	0,101800
VENTA EXCEDENTES		0,11
TotalEnergies	Término de potencia (€/kW*día)	Término de energía (€/kWh)
P1	0,052000	0,177197
P2	0,046000	0,177197
P3	0,025000	0,177197
P4	0,024000	0,177197
P5	0,021000	0,177197
P6	0,019000	0,177197
VENTA EXCEDENTES		0,07
Repsol	Término de potencia (€/kW*día)	Término de energía (€/kWh)
P1	0,044241	0,139900
P2	0,031598	0,139900
P3	0,029256	0,139900
P4	0,018739	0,139900
P5	0,009584	0,139900
P6	0,008454	0,139900
VENTA EXCEDENTES		0,1
Endesa	Término de potencia (€/kW*día)	Término de energía (€/kWh)
P1	0,044145	0,137014
P2	0,027252	0,137014
P3	0,013858	0,137014
P4	0,012445	0,137014
P5	0,007357	0,137014
P6	0,005352	0,137014
VENTA EXCEDENTES		0,06

Tabla 5: Comparación entre tarifas de distintas compañías eléctricas.

Empresa	Tarifa	Coste término de potencia	Coste término de energía	Coste total
Naturgy	Plan Fijo Luz	1.589,39	10.441,63	12.031,02
TotalEnergies	Tarifa 3.0TD	2.559,56	12.420,47	14.980,03
Repsol	Ahorro Plus Empresas 3.0TD	1.941,87	9.806,17	11.748,04
Endesa	Solar Simply Empresas 3.0TD	1.511,24	9.603,88	11.115,12

Para calcular el coste anual del término de potencia de cada tarifa, se ha multiplicado la potencia contratada por los 365 días del año y por la suma de todos los términos de potencia aplicables.

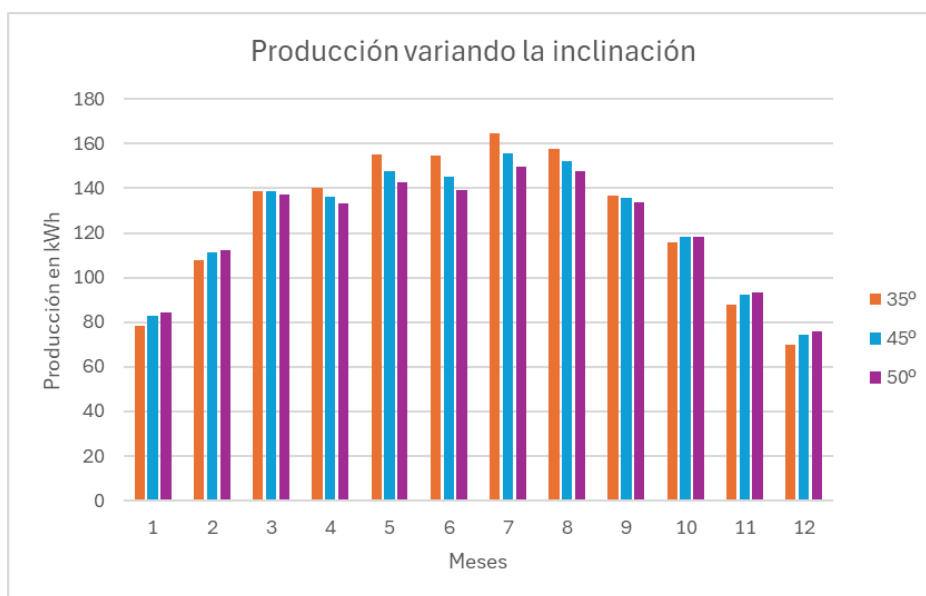
Para el cálculo del coste anual del término de energía, se ha sumado el coste mensual de este término, el cual se ha obtenido multiplicando los días del mes por el tramo de potencia correspondiente a cada hora o tipo de día, diferenciando entre días laborales, fines de semana y festivos, como se muestra en la Tabla 3.

La tarifa más conveniente es la Solar Simply Empresas 3.0TD ofrecida por Endesa ya que es la que menor coste anual ofrece de las 4 compañías. (Tabla 5)

6. Diseño de la instalación

6.1. Orientación de las placas solares

Una vez se conoce el azimut se utiliza la web PVGIS la cual nos ofrece la posibilidad de encontrar la inclinación óptima de las placas dependiendo de la ubicación del emplazamiento y del azimut que tengamos. [13]



Gráfica 7: Producción eléctrica anual variando la inclinación de las placas.

Tabla 6: Producción eléctrica variando la inclinación de las placas.

Producción en kWh por meses	35°	45°	50°
Enero	78,36	82,78	84,16
Febrero	107,69	111,37	112,18
Marzo	138,52	138,59	137,43
Abril	140,32	136,43	133,3
Mayo	155,22	147,83	142,7
Junio	154,51	145,42	139,45
Julio	164,54	155,62	149,72
Agosto	157,8	152,05	147,93
Septiembre	136,97	135,75	133,93
Octubre	115,76	118,28	118,44
Noviembre	87,63	92,13	93,47
Diciembre	70,14	74,44	75,85
TOTAL	1.507,46	1.490,69	1.468,56

Al analizar las producciones anuales de las tres posibles inclinaciones (Tabla 6) se ha decidido elegir la opción con un azimut de 37º y una inclinación de 35º al ser la que maximiza la producción.

6.2. Elección módulos fotovoltaicos

Se van a comparar 4 tipos de módulos distintos buscados en la web ATERSA [14].

Tabla 7: Características de los diversos modelos de placas.

A-500M ATERSA GS		A-455M ATERSA GS	
Precio	114,59 €	Precio	110,23 €
TONC (°C)	45	TONC (°C)	45
Pmax (Wp)	500	Pmax (Wp)	455
Corriente cc (A)	13,93	Corriente cc (A)	11,67
Eficiencia	21,10%	Eficiencia	20,93%
Coef variación (%/°C)	0,048	Coef variación (%/°C)	0,049

A-550M ATERSA GS		A-395M GS ERA PERC	
Precio	118,58 €	Precio	174,42 €
TONC (°C)	45	TONC (°C)	45
Pmax (Wp)	550	Pmax (Wp)	395
Corriente cc (A)	13,12	Corriente cc (A)	10,23
Eficiencia	21,30%	Eficiencia	19,92%
Coef variación (%/°C)	0,048	Coef variación (%/°C)	0,049

Se comparan distintos paneles solares con una potencia instalada de 1 kW mediante la potencia máxima obtenida. Para obtenerla se necesita saber temperatura de trabajo de cada célula la cual únicamente depende de la irradiancia (G), de la temperatura ambiente (T_{amb}) y de la temperatura de la célula (TONC).

Ecuación 3

$$T_{temp} = T_{amb} + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20^{\circ}}{800 \text{ W/m}^2} \cdot G$$

Ecuación 4

$$P_{max} = P_{max \text{ placa}} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \left(\frac{Coef.variación}{100} \cdot (T_{temp} - 25) + 1 \right)$$

Una vez calculadas cada una de las potencias se hace una comparación entre el precio anual de la electricidad sin la instalación fotovoltaica y con ella.

Para poder obtener el ahorro de un año se necesita saber la producción obtenida una vez instalada la fotovoltaica. Para ello con el portal PVGIS y su opción de datos diarios se obtiene la irradiancia y el perfil diario de temperatura. Una vez conocidos, se procede a

realizar una hoja de cálculo donde se saca información relevante como la temperatura de trabajo en el emplazamiento, la energía producida según la potencia instalada, la diferencia entre consumo y generación y el precio de la energía según la hora del mes. Todo el proceso de cálculo se plasma en la Tabla 8.

Tabla 8: Muestra de la realización de la hoja de cálculo.

Potencia (kW) [1]	Energía (kWh) [2]	Consumo-generación (kWh) [3]	Precio energía (€) [4]
Ecuación 4	$[1] \cdot 1 \text{ hora}$	Consumo horario (Tabla 2)- [2]	SI $([3]>0)$; Término energía Endesa· (Tabla 4) · [3]; Venta excedentes Endesa·(Tabla 4) · [3])

Una vez calculado el precio de la energía para todos los meses del año, se suma el precio de la energía de cada día del mes y se multiplica por los días que tiene y se obtiene el coste anual de la electricidad con la instalación fotovoltaica.

Tabla 9: Comparativa de ahorro entre modelos.

MODELO	PRECIO	AHORRO
A-550M ATERSA GS	237,2 €	285,60 €
A-455M ATERSA GS	330,7 €	348,71 €
A-500M ATERSA GS	229,2 €	261,79 €
A-395M GS ERA PERC	523,3 €	305,87 €

De los 4 modelos estudiados se descartan tanto el panel A-395M GS ERA PERC ya que su precio unitario supera al ahorro anual, como el A-455M ATERSA GS debido a que el ahorro que se obtiene de instalar fotovoltaica en comparación con el precio de estos es menor al que nos ofrecen los otros dos paneles. Entre el A-550M ATERSA GS y el A-500M ATERSA GS las diferencias en precio son mínimas, aunque con la de 550 Wp el ahorro es ligeramente mayor como se observa en la Tabla 9. En el ámbito de garantía, ambas opciones cuentan con 12 años de garantía por fallos de fabricación y 25 años por si la pérdida de potencia supera el -0.55% anual [15].

Finalmente se ha decidido optar por el modelo **A-550M ATERSA GS** el cual tiene unas dimensiones de 2279x1134x35mm. [15]

6.3. Separación entre paneles para evitar sombras

Para asegurar el correcto funcionamiento de las placas fotovoltaicas cada fila deberá mantener una distancia mínima respecto a la siguiente, con el fin de evitar sombras entre los paneles como se muestra en la Figura 8. Para que la sombra sea menor, los paneles se dispondrán de forma que el lado más largo quede apoyado en el suelo además de reducir la fuerza con la que incide el viento sobre los paneles fotovoltaicos.

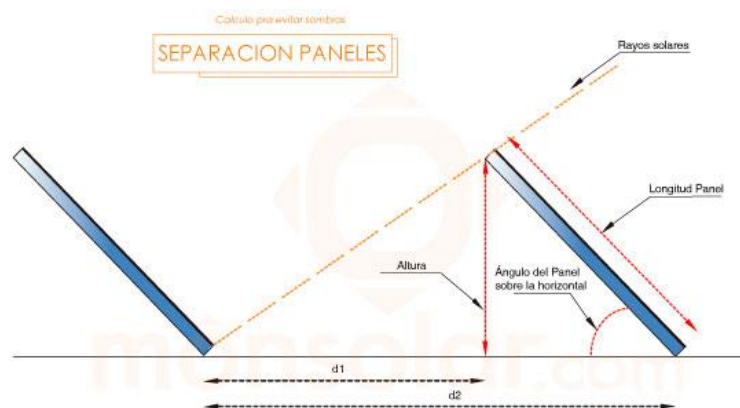


Figura 8: Separación entre paneles para evitar el sombreado. Fuente: [16].

Debido a que nuestro tejado tiene una inclinación de 15° y una orientación suroeste como se ha comentado en el apartado 3.1. Se deberá tener en cuenta el ángulo del tejado, al igual que el óptimo de las placas, siendo este primero del tipo A según la Figura 9.

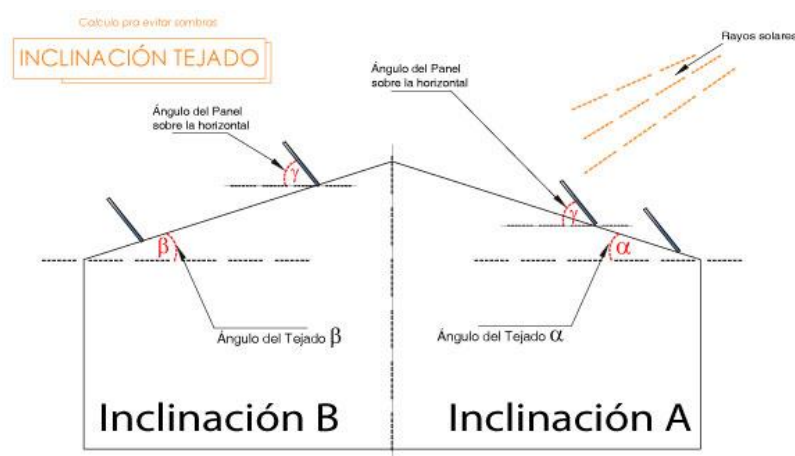


Figura 9: Tipos de inclinación de tejado. Fuente: [16].

Para realizar el cálculo de la separación entre paneles solares para evitar el sombreado se utiliza la herramienta ofrecida por la página web monsolar.com [16] en la cual se introduce la ubicación del emplazamiento, además del ángulo de inclinación del tejado y de las placas solares. Con estos datos se obtienen las distancias mínimas y recomendadas entre paneles. (Tabla 10)

Tabla 10: Distancias mínimas y recomendadas para evitar el sombreado. Fuente: [16].

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Inclinación A	15	41.79	1.134	35	0.487	0.850	1.533	1.916

Una vez calculado, se obtiene que la distancia entre paneles tiene que estar entre 1,533, siendo esta la medida mínima, y 1,916 que es la medida recomendada. Nos fijamos en la distancia d2 ya que es la que nos muestra la distancia que debe existir entre una fila y otra. Ya que la web nos recomienda una distancia de 1,916 metros, será esta la distancia que habrá entre filas de paneles.

6.4. Estructura soporte para las placas solares

Para sujetar los paneles solares se necesitan estructuras que agrupen varios paneles para ello se encuentran 3 tipos de estructuras típicas: bloques de hormigón Solarbloc, estructuras con triángulos y las estructuras coplanares. Los bloques de hormigón se utilizan en cubiertas planas o directamente en el suelo sin necesidad de perforaciones ni cimentaciones. Las estructuras con triángulos están formadas por barras que componen la estructura dotándola de una mayor estabilidad permitiendo anclar máximo 6 paneles

a la misma y fijando esta a la cubierta o mediante cimentación. Por último, las estructuras coplanares son aquellas que permiten aprovechar el máximo espacio de tejado además de ser la que mejor se adapta a la estética; están formadas por perfiles donde se colocan las placas las cuales están de manera paralela a la inclinación de la cubierta. [17]



Figura 10: Tipos de estructuras de soporte para placas fotovoltaicas. Fuente: [17].

Debido a que la inclinación del tejado no es la óptima y se necesita añadir una estructura inclinada no se podrá instalar una estructura coplanar. Además, la explotación tiene una cubierta fabricada con teja árabe por lo que tampoco se podrán utilizar bloques de hormigón Solarbloc como soportes. Por lo tanto, solamente nos queda la opción de instalar una estructura con triángulos y que se ancle con varillas roscadas debido al tipo de material del tejado.

Para este proyecto se ha elegido un sistema con subestructura perpendicular AF-GRID de Solarstem [18] el cual distribuye de forma óptima las cargas de la estructura y permite alcanzar la inclinación deseada independientemente de la orientación de los módulos.

6.5. Elección inversores

Se compara entre 3 tipos de inversores, con una potencia entre 10 y 20 kW y sus diversas características como se observa en la Tabla 11. Para realizar la comparación se necesita saber la cantidad mínima de módulos que son necesarios para que el inversor funcione. Este valor se obtiene de calcular al alza la potencia del inversor dividida entre la potencia del módulo por un rendimiento del 85% obteniendo el número de módulos necesarios (Tabla 12). El instalar un inversor de menor potencia que la instalada en las placas es una práctica habitual debido a que muy pocas horas al año se alcanza el 100% de la potencia de la placa haciendo que no merezca la pena utilizar uno de la misma potencia. [19]

Tabla 11: Modelos de inversores y sus características principales. Fuentes: [20], [21].

Sunny Tripower X 20	
Precio	2864,19 euros
Potencia nominal	20 kW
Máx. potencia entrada	30 kW
Tensión máx. entrada	1000 V
Corriente máx. entrada MPPT	24 A
Corriente máx. cortocircuito MPPT	35 A
Rango tensión MPPT	340-800 V
Nº seguidores MPPT	3

Sunny Tripower X 15	
Precio	2662,06 euros
Potencia nominal	15 kW
Máx. potencia entrada	22,5 kW
Tensión máx. entrada	1000 V
Corriente máx. entrada MPPT	24 A
Corriente máx. cortocircuito MPPT	35 A
Rango tensión MPPT	257-800 V
Nº seguidores MPPT	3

Solis S5-GR3P10K	
Precio	1256,15 euros
Potencia nominal	10 kW
Máx. potencia entrada	15 kW
Tensión máx. entrada	1100 V
Corriente máx. entrada MPPT	16 A
Corriente máx. cortocircuito MPPT	20 A
Rango tensión MPPT	160-1000 V
Nº seguidores MPPT	2

Tabla 12: Número mínimo de módulos según el tipo de inversor.

Inversor	Nº mínimo módulos
Sunny Tripower X 20	43
Sunny Tripower X 15	33
Solis S5-GR3P10K	22

Para llegar a la elección final necesitaremos realizar un estudio económico que nos muestre cuál es la mejor opción en cuanto al tipo de inversor y la cantidad óptima de placas fotovoltaicas e inversores.

7. Análisis económico

7.1. Inversión inicial

Para poder realizar el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se debe conocer la inversión inicial a realizar por la empresa. De todos los gastos generados en ninguno se tendrá en cuenta el IVA ya que este se deduce el primer año y este no es amortizable a nivel contable. Los gastos se amortizan como inmovilizado material, excepto el aumento de potencia ya que es un gasto anual, teniendo un periodo máximo de amortización de 10 años, según la Agencia Tributaria. [22]

Los gastos ocasionados por la instalación fotovoltaica abreviados son los de la Tabla 13, estos se desarrollarán en el apartado 9.

Tabla 13: Gastos ocasionados por el proyecto.

Instalación fotovoltaica
Coste placas solares
Inversores
Estructura soporte
Cableado y otros materiales
Bombas de calor
Thermor Áurea+10
Aumento potencia contratada
Endesa tarifa 3.OTD

7.2. VAN Y TIR

Para conocer el VAN y el TIR del proyecto mirando la rentabilidad de este a 10 años del inicio debemos tener en cuenta factores como la tasa de actualización, la inflación o el aumento del precio de la electricidad al igual que el de la venta de excedentes. Para llegar a saber si el proyecto es económicamente viable y rentable necesitaremos conocer primeramente los flujos de caja y el proceso que se ha implementado para llegar a estos para conseguirlo se ha creado una hoja de cálculo como la mostrada en la Tabla 14.

Tabla 14: Muestra de la hoja de cálculo utilizada para calcular el VAN y TIR.

AÑO	0	1	2
Ahorro [1]	0,00 €	Ahorro eléctrico y de gasoil al instalar la fotovoltaica	[1] del año 1 + 0,5% de [1]
Inversiones [2]	Apartado 7.1 excepto aumento de potencia	-	-
Gastos [3]	-	Mantenimiento + aumento de potencia	[3] del año 1 + 2,7% de [3]
Amortización [4]	-	Porcentaje correspondiente a cada elemento del Apartado 7.1 exceptuando el aumento de potencia	Porcentaje correspondiente a cada elemento del Apartado 7.1 exceptuando el aumento de potencia
BAIT [5]	[1]-[2]-[3]-[4]	[1]-[2]-[3]-[4]	[1]-[2]-[3]-[4]
BAT [6]	[5]	[5]	[5]
Flujos de caja [7]	Si año < 10 años; [6]+[4]; 0	Si año < 10 años; [6]+[4]; 0	Si año < 10 años; [6]+[4]; 0
Flujos de caja acumulados [8]	[7]	[7] del año 0 + [7] del actual	[7] del año 0 + [7] del año 1 + [7] del actual

Los ingresos que se han tenido en cuenta son los que derivan del ahorro de electricidad y gasóleo debido a la implantación de la fotovoltaica en la explotación (Tabla 15) contando con un 0,5% de aumento al año, esto es debido a que, si el mercado sigue la tendencia de estos últimos años, el precio de la electricidad aumentará haciendo que el ahorro en electricidad y combustible sea mayor.

Tabla 15: Cálculo del ahorro anual del proyecto.

Ahorro anual	SIN FV	CON FV	Ahorro
Electricidad	11.215,89 €	$\begin{aligned} & \text{Precio potencia} \\ & * \text{potencia instalada} \\ & + \sum_{i=1}^{12} \text{Precio energía mes } i \end{aligned}$	CON FV - SIN FV
Gasóleo	8.856, 936 €	0 €	8.856, 936 €
AHORRO TOTAL			Ahorro eléctrico + ahorro gasoil

Para calcular el ahorro eléctrico indicado en la Tabla 15, derivado de la instalación fotovoltaica, se ha considerado la potencia instalada junto con el precio asociado a todos los periodos de potencia. A este cálculo se suma el precio de la energía consumida por mes. Dicho precio se determina de forma horaria utilizando un día tipo representativo de cada mes.

Si en una hora determinada la generación fotovoltaica supera el consumo, los excedentes se inyectan a la red eléctrica a un precio de venta de 0,06€/kWh. Por el contrario, si el consumo es mayor que la energía generada por las placas fotovoltaicas es necesario recurrir a la energía de la red aplicando el precio de energía correspondiente a 0,137014€/kWh.

La inversión es la que se comenta en el apartado 7.1 con sus respectivos plazos de amortización. Los gastos que se derivan del proyecto son consecuencia del mantenimiento de la instalación además del coste del aumento de potencia en comparación con la actualmente instalada. A esto se le suma cada año un 2,7% más por la inflación.

El beneficio antes de impuestos (BAT) y el beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT) tienen el mismo valor debido a que en el año 2018 se derogó el impuesto al sol (RD 900/2015) y, por lo tanto, no encontramos ningún impuesto a parte del IVA de la instalación y el permiso de obra. [23]

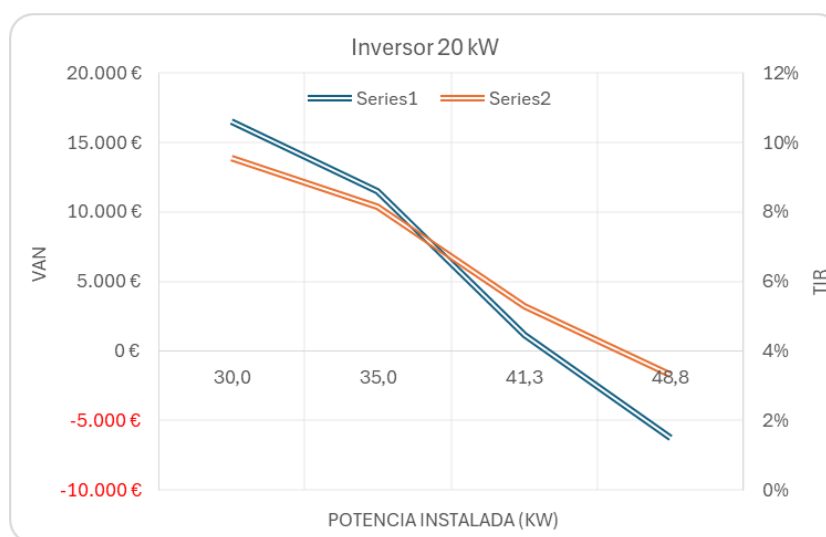
La tasa de retorno es del 5%, una tasa inferior a la que se suele utilizar debido a que el proyecto no está hecho para generar ingresos sino para ahorrar costes de electricidad.

Una vez calculados los flujos de caja se puede calcular el VAN y el TIR mediante la Ecuación 5 y la Ecuación 6 respectivamente.

Ecuación 5
$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n (Flujos\ de\ caja_i)/(1+r)^i$$

Ecuación 6
$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Flujos\ de\ caja_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

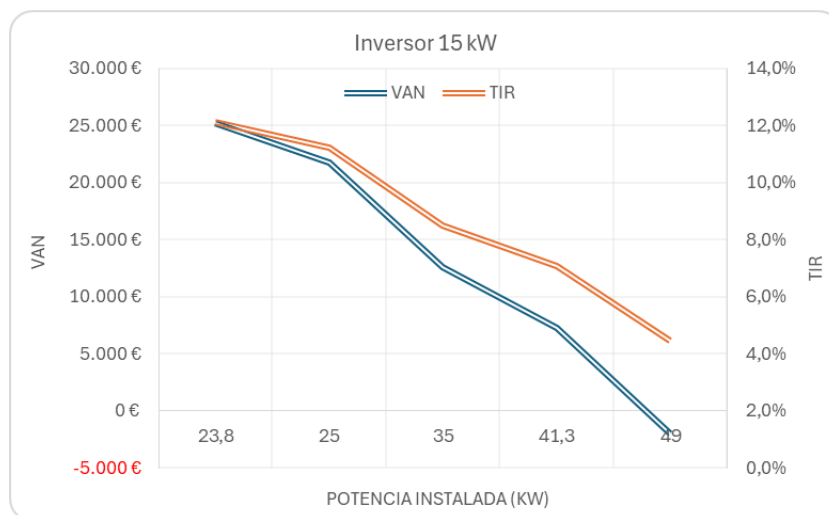
Una vez realizada la hoja de cálculo, al ir cambiando los parámetros de la instalación fotovoltaica como el número de placas o el número de inversores además de la potencia contratada se han obtenido los siguientes resultados.



Potencia instalada	30,0	35,0	41,3	48,8
NUMERO DE MÓDULOS	43	50	60	70
NÚMERO DE INVERSORES	1	1	2	2
VAN	16.502,95 €	11.466,12 €	1.121,64 €	-6.241,14 €
TIR	10%	8,2%	5,3%	3,3%
Inversión inicial	49.731,12 €	50.762,68 €	55.064,55 €	56.552,59 €

Gráfica 8: VAN y TIR del inversor de 20 kW variando el número de placas e inversores.

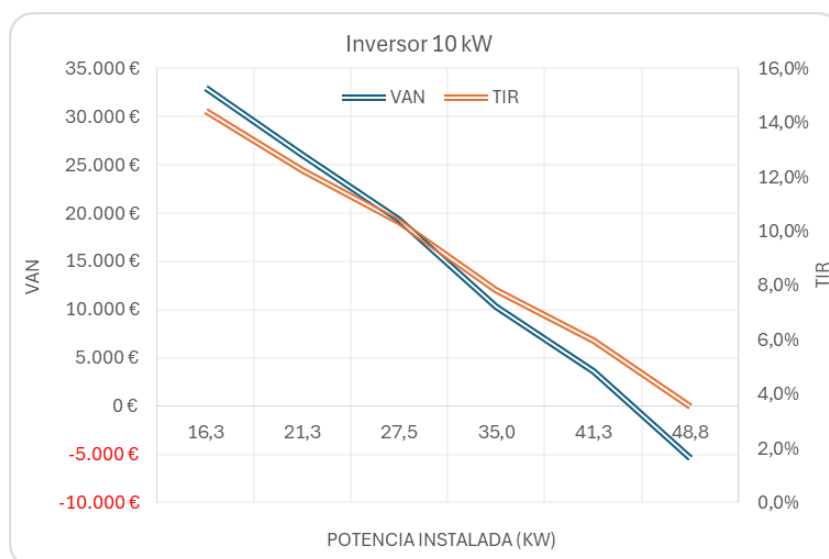
Para el inversor de 20 kW una vez sobrepasados los 50 módulos instalados, con una potencia instalada de 35 kW, se deberá aumentar en una unidad los inversores instalados, esto también ocurre al sobrepasar los 80 módulos, 55 kW de potencia instalada, necesitando tres inversores en lugar de dos.



Potencia instalada	23,8	25	35	41,3	49
NÚMERO DE MÓDULOS	33	40	50	60	70
NÚMERO DE INVERSORES	1	1	2	2	3
VAN	25.156,46 €	21.739,07 €	12.537,63 €	7.237,36 €	-1.964,09 €
TIR	12,1%	11,2%	8,5%	7,1%	4,4%
Inversión inicial	46.786,94 €	46.938,07 €	49.902,37 €	50.154,25 €	53.118,55 €

Gráfica 9: VAN y TIR del inversor de 15 kW variando el número de placas e inversores.

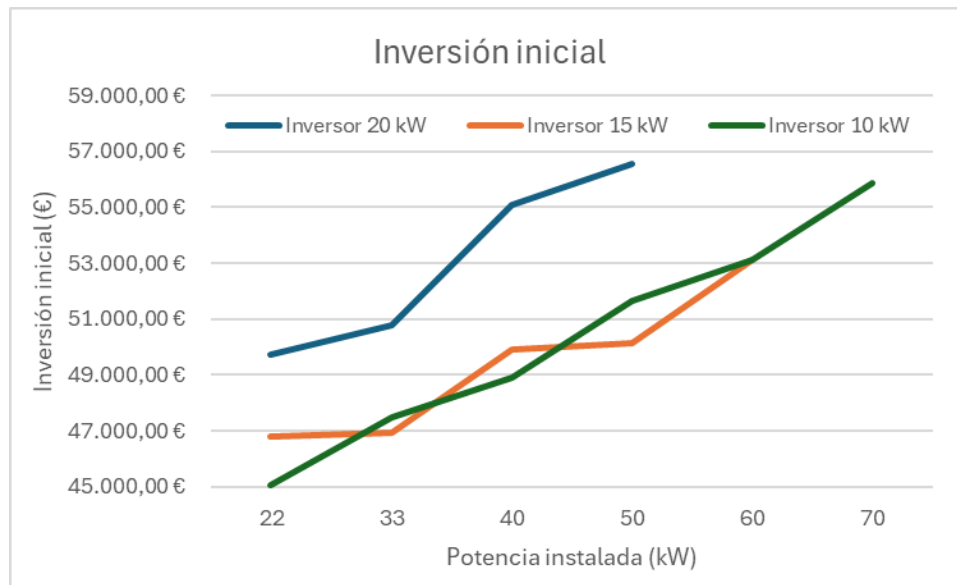
En el caso de los inversores de 15 kW una vez se pasa de 40 y 60 módulos, 25 kW y 41,3 kW de potencia instalada respectivamente, se incrementará el número de inversores en dos y tres respectivamente.



NÚMERO DE MÓDULOS	22	30	40	50	60	70
NÚMERO DE INVERSORES	1	2	2	3	3	4
VAN	33.030,61 €	26.044,35 €	19.267,18 €	10.339,88 €	3.562,71 €	-5.364,60 €
TIR	14,4%	12,3%	10,3%	7,8%	6,0%	3,5%
Inversión inicial	45.078,78 €	47.485,07 €	48.922,75 €	51.666,94 €	53.104,62 €	55.848,81 €

Gráfica 10: VAN y TIR del inversor de 10 kW variando el número de placas e inversores.

Viendo el caso del inversor de potencia nominal de 10 kW se observa que al alcanzar un número de módulos instalados superior a 22, 40, 60 o 80, con una potencia 16,3 kW, 27,5 kW, 41,3 kW y 55 kW respectivamente, se deben instalar dos, tres, cuatro o cinco inversores para que la instalación funcione adecuadamente.



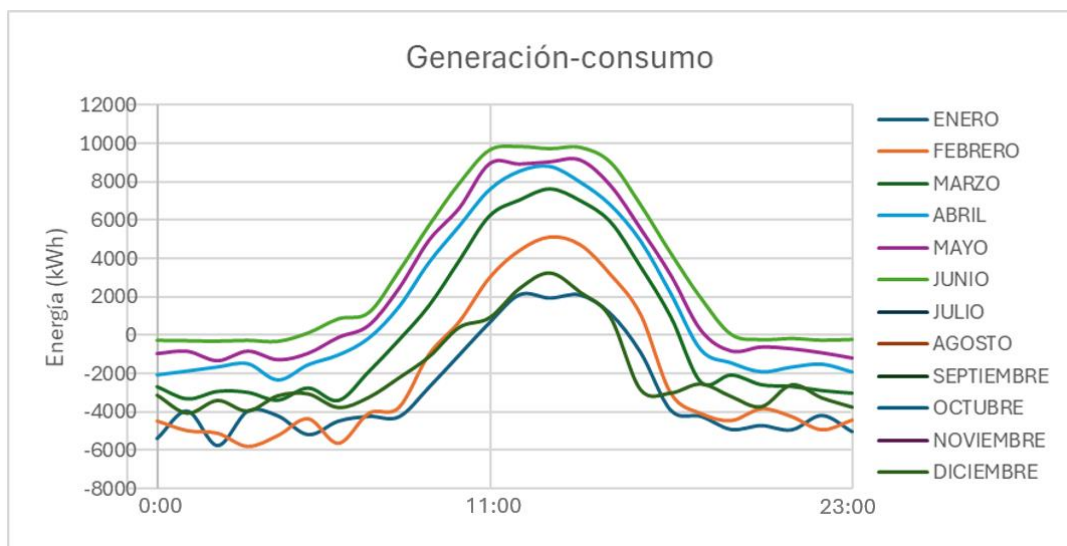
Gráfica 11: Comparación de inversión inicial entre inversores.

Se aprecia que el inversor de 20 kW (Gráfica 8) es el que produce un VAN más bajo, teniendo una inversión inicial mayor, que el resto de los inversores al compararlos en el momento donde se maximiza este parámetro y, por lo tanto, descartamos esta opción.

Al comparar los otros dos inversores vemos que para el inversor de 15kW (Gráfica 9) el número de placas e inversores necesarios para que la instalación sea lo más rentable posible es de 33 placas y 1 inversor con una inversión inicial de 46.786,94€. La otra opción son los inversores de 10 kW (Gráfica 10) haciendo que sea más rentable cuando la inversión inicial es de 45.078,78 € y se instalan 22 placas y 1 inversor.

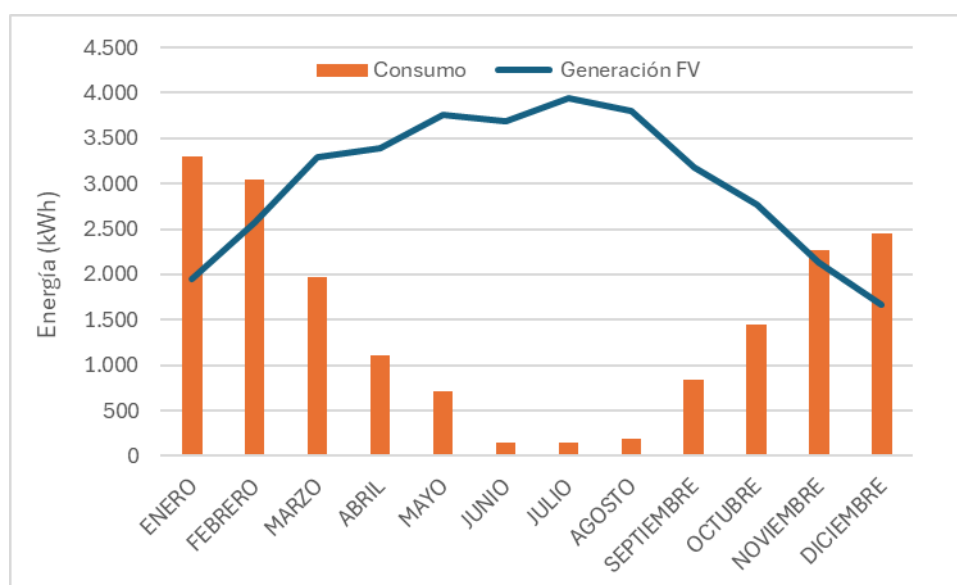
Como se observa, el valor más alto de VAN en conjunto con el TIR se encuentra cuando se instalan **22 placas fotovoltaicas y un inversor de 10 kW** además de tener la menor inversión inicial. Por ello lo óptimo será instalar 12,1 kW en las placas y contratar una potencia de 16,3 kW a la compañía eléctrica.

Una vez elegido tanto el modelo de placa como de inversor además de su cantidad óptima, obtenemos la Gráfica 12 donde se muestra la generación-consumo horaria del día tipo de cada mes.



Gráfica 12: Generación-consumo del día tipo de cada mes.

Como se observa en la Gráfica 13, los meses de mayor consumo energético coinciden con los de menor generación por parte de la instalación fotovoltaica, lo que obliga a recurrir a la red eléctrica. Por el contrario, en los meses con mayor producción fotovoltaica, el consumo energético disminuye, lo que genera excedentes de energía.



Gráfica 13: Comparación entre el consumo y la generación fotovoltaica durante un año en kWh.

Se calcula una rentabilidad del proyecto a 15 años, suponiendo que es esta la vida útil de la instalación llevada a cabo en el proyecto. Con esta duración, se obtienen como resultado los valores que se muestran en la Tabla 16, que confirman que el proyecto sería económicamente viable y rentable.

Tabla 16: VAN y TIR de la instalación óptima a 15 años vista.

Rentabilidad:	
Años:	15
Tasa actualización:	5,00%
VAN:	33.030,61 €
TIR:	14,4%

7.3. Reducción de emisiones de CO₂

Cada litro de gasóleo consumido genera una emisión de 2,79 kg de CO₂/litro [24]. Por lo tanto, al sustituir las calderas de diésel, que consumían 7.596 litros al año, se logra una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de aproximadamente 21,2 toneladas de CO₂.

Además, al disminuir el consumo de energía eléctrica de la red, específicamente en 1.941,5 kWh anuales, se reduce también la huella de carbono asociada. Dado que cada kWh consumido genera una emisión de 0,41 kg CO₂ eq/kWh [25], esta disminución equivale a una reducción adicional de 796,02 kg de CO₂ eq.

En definitiva, la reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero se estima en aproximadamente 22 toneladas de CO₂ eq.

8. Distribución de la instalación

8.1. Disposición de las placas solares

8.1.1. Conexión de strings

Un string es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie, esta conexión permite sumar los voltajes de cada placa manteniendo constante la intensidad.

Existen dos tipos de disposiciones de inversores según las necesidades y características de la instalación:

La conexión serie-paralelo conectado a una sola entrada del inversor se utiliza cuando se requiere equilibrar tanto la tensión como la corriente para adaptarse a las especificaciones del inversor. La conexión serie-paralelo se instala en sistemas de tamaño mediano a grande ya que permite optimizar el uso de grandes áreas disponibles y manejar mayores capacidades de generación.

La disposición de inversores tipo string se aplica cuando todas las placas fotovoltaicas tienen condiciones similares entre sí en términos de sombreado, irradiación solar y orientación. Esta configuración es especialmente eficiente en instalaciones uniformes como es el caso de la instalación, por lo que se ha optado por la disposición tipo string.

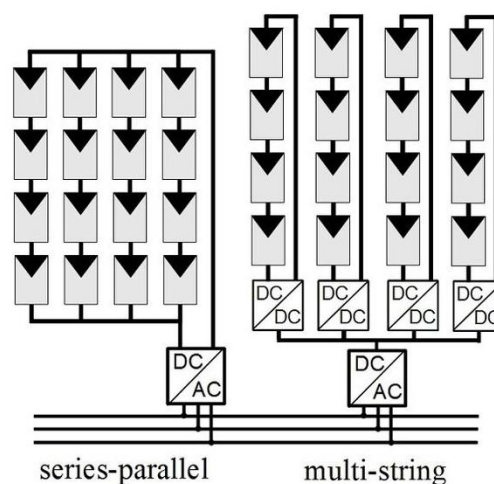


Figura 11: Conexión serie-paralelo y conexión por strings. Fuente: [26].

8.1.2. Distribución de placas en cada string

Una vez obtenido el número óptimo de placas se pasa a distribuir las en varios strings para poder conectarlas al inversor. Esto es debido a que la tensión de entrada del inversor es de 160 V a 1000 V la cual es muy inferior a la tensión resultante de instalar todas las placas en serie.

Primeramente, se calcula el mínimo y máximo número de placas que se pueden instalar en serie mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ecuación 7} \quad V_{mpp\text{módulo}}(70^{\circ}\text{C}) = \frac{\beta}{100} \cdot V_{mpp\text{STC}} \cdot (T_c - T_{\text{STC}}) + V_{mpp\text{STC}}$$

Siendo β el coeficiente de variación de tensión con la diferencia de temperatura ΔT con un valor de $-0,27\%/^{\circ}\text{C}$ [15], $V_{mpp\text{STC}}$ la tensión en máxima potencia y la temperatura T_{STC} la estándar de 25°C . Dando como resultado una tensión del módulo a máxima potencia a una temperatura de referencia de 70°C de valor 36,853 V.

$$\text{Ecuación 8} \quad N_{\min,\text{serie}} = V_{\min,\text{MPPT inv}} / V_{mpp\text{módulo}}(70^{\circ}\text{C})$$

Conociendo que el valor de la tensión mínima de entrada al seguidor MPPT es de 160 V se concluye que se deben tener **5 módulos en serie como mínimo**.

Para calcular el máximo número de placas conectadas en serie se tendrá que obtener primero la tensión en circuito abierto del módulo cuando trabaja a una temperatura baja poniendo -10°C como referencia.

$$\text{Ecuación 9} \quad V_{oc\text{módulo}}(-10^{\circ}\text{C}) = \frac{\beta}{100} \cdot V_{oc\text{STC}} \cdot (T_c - T_{\text{STC}}) + V_{oc\text{STC}}$$

$$\text{Ecuación 10} \quad N_{\max,\text{serie}} = V_{\max\text{ inv DC}} / V_{oc\text{módulo}}(-10^{\circ}\text{C})$$

Conociendo que el valor de la tensión máxima de entrada del inversor es de 1100 V y el valor de la tensión de circuito abierto del módulo es de 49,8 V, se determina que se deben tener **20 módulos en serie como máximo**.

El inversor cuenta con dos seguidores MPPT, cada uno con capacidad para conectar dos strings, lo que da un total de cuatro entradas. En esta instalación, sin embargo, se utilizará un solo string por cada seguidor, conectando 11 módulos en serie a cada uno de ellos.

Una desventaja de esta configuración es la sobrecarga de intensidad que puede producirse; por ello se debe verificar que la corriente de cada string, tanto nominal como de cortocircuito, sea menor a la de entrada al MPPT. La corriente nominal máxima de entrada al MPPT es de 24 A y la de cortocircuito de 35 A.

La corriente nominal de las placas fotovoltaicas es de 13,12 A y la de cortocircuito de 13,98 A. En este caso, al utilizarse solamente uno de los dos strings disponibles por cada seguidor, la corriente nominal máxima de entrada al MPPT y la de cortocircuito será la misma que la de las placas fotovoltaicas. Como estos valores son inferiores a los especificados por el fabricante no se producirá ninguna sobrecarga. Por lo tanto, se instalarán **11 módulos en cada seguidor**, encontrando solamente un string por cada MPPT como se muestra en la Figura 12.

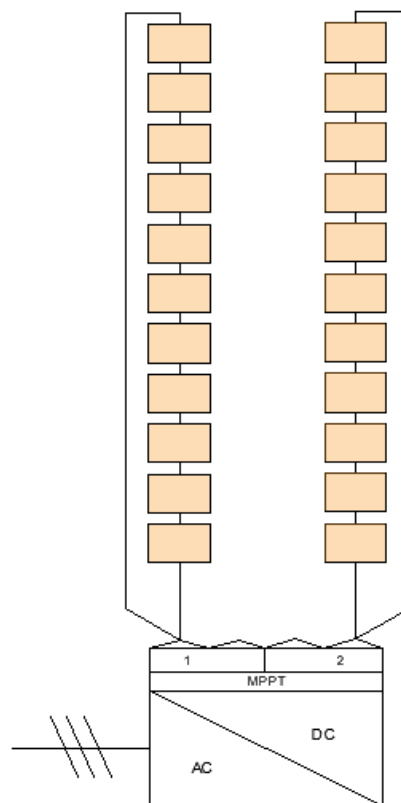


Figura 12: Conexión de los paneles en strings al inversor.

8.1.3. Dimensionado del cableado

Otra parte fundamental del sistema que compone la instalación fotovoltaica es el cableado y las protecciones. Estos elementos son esenciales para garantizar el buen funcionamiento y la durabilidad del sistema.

En este apartado se procederá a dimensionar el cableado por donde circula la corriente continua (tramo que va desde los paneles solares hasta la entrada del inversor) y el cableado de corriente alterna (desde el inversor hasta la red de distribución).

Para la instalación utilizaremos cables unipolares los cuales consisten en un solo conductor rodeado por una capa de aislamiento y son comúnmente utilizados en instalaciones fotovoltaicas. El material escogido es el cobre debido a su buena conductividad y durabilidad con un recubrimiento XLPE.

8.1.3.1. Cableado corriente continua

Para calcular la corriente máxima admisible I_z , se considera la corriente en condiciones estándar de la placa fotovoltaica, $I_{sc}=13,98$ A, aplicando un factor de corrección de 1,25 según la norma UNE-HD 60364-7-712 (apartado B2) para instalaciones fotovoltaicas. Además, se utiliza un factor de corrección por temperatura de 0,75, según la hoja de características del modelo de cable SOLFLEX H1Z2Z2-K.

El valor de I_z lo obtenemos de la siguiente ecuación:

Ecuación 11
$$I_z \geq I_{sc} \cdot 1,25/0,75 = 23,3 \text{ A}$$

Dado que la corriente máxima es de 23,3 A, se determina la sección mínima del cable utilizando la Tabla 17, considerando un único cable en superficie. Como resultado, se obtiene que la sección mínima necesaria es de 1,5 mm².

Tabla 17: Intensidades admisibles del SOLFLEX H1Z2Z2-K. Fuente: [27].

SECCIÓN (mm ²)	INTENSIDADES (A)		
	TIPO DE INSTALACIÓN		
	Un único cable AL AIRE	Un único cable SOBRE SUPERFICIE	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Además, se debe comprobar que la sección calculada cumpla con lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE que especifica que la máxima caída de tensión no puede superar el 1,5%.

La longitud total del cableado (L) se ha calculado considerando el recorrido de ida y vuelta de los cables que conectan las placas solares. Para ello, se incluye la longitud aproximada correspondiente a los cables que unen las placas, que es igual a 54,14 metros. Este valor se obtiene al multiplicar dos veces el producto de los 11 módulos por el ancho de cada placa, de 2,279 metros, y añadir un margen adicional de 2 metros.

A esta longitud se suma una distancia estimada de 18 metros, correspondiente al cable que conecta la cubierta con el inversor situado a nivel del suelo. En total, la longitud de los cables es de 72,14 metros.

El valor de la corriente de máxima potencia de los paneles solares (I_{mp}) es 13,12 A. La conductividad del cobre a 90°C ($\gamma_{90^\circ\text{C}}$), al tratarse de un cable termoestable, es 45,5 m/Ω·mm². La caída de tensión (ΔU) se calcula como el 1,5% de la tensión de máxima potencia del sistema ($V_{mp} = 41,95$ V), que representa el valor máximo permitido.

Para comprobarlo utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 12} \quad S = \frac{L \cdot I_{mp}}{\gamma_{90^\circ\text{C}} \cdot \Delta U} = \frac{72,14 \cdot 13,12}{45,5 \cdot 0,015 \cdot 41,95} = 3,01 \text{ mm}^2$$

Tras analizar las secciones comerciales disponibles, se ha seleccionado una sección de 4 mm². Esta elección se debe a que, al optar por una sección inferior, la caída de tensión superaría el límite admisible.

El cable utilizado en la corriente continua es del tipo **SOLFLEX H1Z2Z2-K 1x4 mm²**.

8.1.3.2. Cableado corriente alterna

La intensidad del circuito se calcula como

$$\text{Ecuación 13} \quad I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{línea}} \cdot \text{desfase}}$$

Siendo P la potencia pico de la instalación, 16,3 kWp, U_{línea} la tensión de la línea tratándose de una instalación trifásica, que es de 400 V, el desfase considerado es igual a 1. Esto da como resultado una intensidad de 23,5 A.

Para el cálculo de la corriente máxima admisible I_z, se considera la corriente anteriormente calculada mayorada en un 25%. De este modo, la corriente máxima será:

$$\text{Ecuación 14} \quad I_z = I \cdot 1,25 = 29,41 \text{ A}$$

Según la tabla C.52.1 bis de la normativa UNE-HD 60364-5-52, en el apartado correspondiente a instalaciones tipo E y F, se establece que la sección mínima del cable para una intensidad máxima admisible de 27,06 A debe ser de 4 mm².

Tabla 18: Tabla C.52.1 bis de la UNE-HD 60364-5-52. Fuente: [28].

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
A1		PVC 3	PVC 2					XLPE 3	XLPE 2									
A2	PVC 3	PVC 2				XLPE 3												
B1				PVC 3	PVC 2						XLPE 3					XLPE 2		
B2				PVC 3	PVC 2					XLPE 3							XLPE 2	
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3				XLPE 2	
E							PVC 3					PVC 2				XLPE 3		XLPE 2
F									PVC 3					PVC 2		XLPE 3	XLPE 2	XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ² Cobre																		
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

Como en el caso del cableado de corriente continua, es necesario verificar que la sección calculada cumple con la especificación del ITC-BT 40, apartado 5 del Reglamento Técnico de Baja Tensión, el cual limita la caída de tensión máxima admitida en el cableado al 1,5%.

Para realizar el cálculo es fundamental conocer la longitud entre el inversor y la caja de protección y medida. En este caso, dado que el inversor está situado al nivel del suelo, en el mismo lugar que la caja de protecciones, la longitud aproximada es de 2 metros. Aplicando la Ecuación 12, se obtiene una sección mínima de $0,69\text{mm}^2$, siendo la sección comercial inmediatamente superior la de $1,5\text{ mm}^2$.

Sin embargo, se ha elegido una sección de 4 mm^2 , ya que es más restrictiva, garantizando el cumplimiento de la normativa y una mayor seguridad. Finalmente, se utiliza un cable del tipo **AFUMEX CLASS 1000 V (AS) 1x4mm²**.

9. Presupuesto

A continuación, se detallan los gastos asociados a la realización de la instalación fotovoltaica y a la sustitución de las calderas de diésel en la explotación.

Tabla 19: Presupuesto para la instalación.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
Descripción	Medición	Ud	Precio unitario	Importe
Panel fotovoltaico A-550M ATERSA GS	22	ud	118,58 €	2.608,76 €
Inversor 10 kW S5-GR3P10K de Solis	1	ud	1.256,15 €	1.256,15 €
Estructura de soporte para 3 paneles AF-GRID de Solarstem	11	ud	68,21 €	750,31 €
Cable CC SOLFLEX H1Z2Z2-K 1x4 mm2	144,3	m	1,68 €	242,38 €
Cable CA AFUMEX CLASS 1000 V (AS) 1x4 mm2	4	m	7,71 €	30,84 €
Cuadro de protecciones	1	ud	1.250,00 €	1.250,00 €
Canalización líneas CC	145	ud	8,23 €	1.193,35 €
Canalización líneas CA	4	ud	9,27 €	37,08 €
SUBTOTAL				7.368,87 €
CAMBIO DE DIÉSEL A BOMBA DE CALOR				
Descripción	Medición	Ud	Precio unitario	Importe
Bombas de calor Thermor Áurea+10	8	ud	4.631,88 €	37.055,04 €
Aumento potencia contratada ENDESA Tarifa 3.0TD	30,00	kW	40,30 €	1.208,99 €
SUBTOTAL				38.264,03 €
TOTAL				45.632,90 €

El coste total de la instalación asciende a **45.632,90€**. El presupuesto incluye los componentes calculados previamente, como las placas solares, el inversor, los cables de corriente continua y alterna, así como la estructura de soporte necesaria. Además, se han añadido otros elementos, como los sistemas de canalización para las líneas de CA y CC, y el cuadro de protecciones.

10. Implementación de baterías

En este apartado evaluaremos la rentabilidad de añadir baterías a nuestra instalación fotovoltaica. La incorporación de estas supone un incremento en la inversión inicial, pero puede reducir significativamente la cantidad de energía comprada a la compañía eléctrica, lo que genera ahorros a largo plazo.

La selección de la tecnología de baterías más adecuada depende del perfil de consumo de la instalación. La tecnología más adecuada para instalaciones de bajo consumo es la de plomo-ácido las cuales se utilizan en sistemas aislados o en sistemas pequeños y medianos de bajo presupuesto. Tienen una vida útil limitada y una eficiencia menor en comparación con otras tecnologías. Para instalaciones de alto consumo se opta por baterías de litio debido a que se obtiene una eficiencia de carga y descarga (DoD) de hasta el 95%, una larga vida útil y un menor mantenimiento. [29]

En el caso de la explotación analizada, que prioriza una instalación con bajo mantenimiento y alta eficiencia, la opción más adecuada es la instalación de baterías de litio de 48V, ya que estas se ajustan perfectamente a las necesidades específicas del proyecto.

A continuación, para comparar la rentabilidad de implementar baterías frente al modelo anterior (sin baterías, donde se compraba energía a la red o se vendían los excedentes), se calcula el VAN y TIR.

Al cálculo realizado en los apartados anteriores se añade a la inversión inicial de la Tabla 13, el importe de las baterías además de tener en cuenta el ahorro anual que generaría el almacenar energía con la instalación fotovoltaica. Esto último se calcula en una hoja de cálculo siguiendo el modelo de la Tabla 20. En esta se calcula la energía almacenada, la energía comprada a la compañía eléctrica y la energía vendida asumiendo que, si al final del día acabamos con excedentes, estos se venden para evitar iteraciones en la hoja de cálculo.

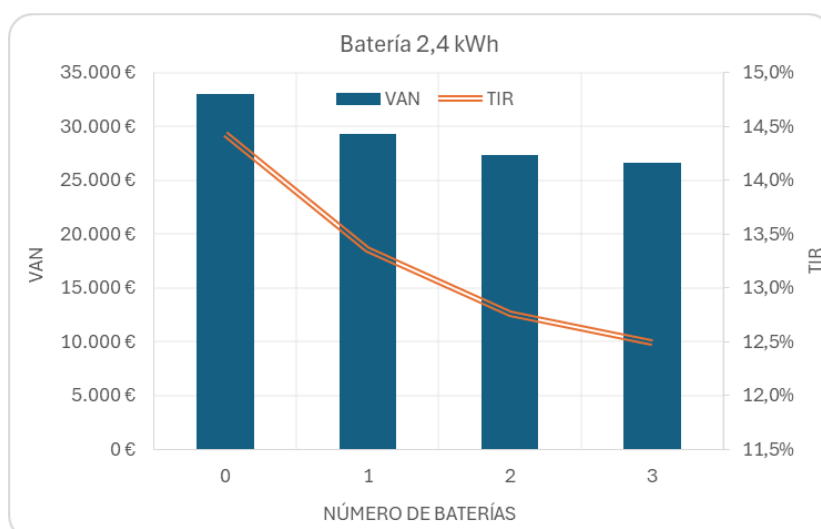
Tabla 20: Hoja de cálculo donde se muestra el cálculo del ahorro energético al añadir baterías.

Hora	Consumo-producción [1]	Almacenado en baterías [2]	Excedentes batería [3]	Energía de red [4]	Precio diario de la energía de red con baterías [5]	Energía vendida [6]
1	0	Energía utilizable	0	0	-	0
2	Si [1]<0 se produce más Si [1]>0 se consume más	=SI([2] de 1-[1])<0;0; SI([2] de 1-[1])> energía utilizable; energía utilizable; ([2] de 1-[1])	=SI([1]>0;0; SI([2]=energía utilizable; ABS([1]+[2]); 0))	=SI([1]-[2] de 1>0; ([1]-[2]);0)	=SI([4]>0; [4]· Precio energía (Tabla 4);0)	=SI([1]-[2] de 1<0; ([1]-[2]);0)

En la Tabla 21 se comparan las características necesarias para dos modelos de baterías de litio.

Tabla 21: Características de dos modelos de baterías distintos. Fuente: [30], [31].

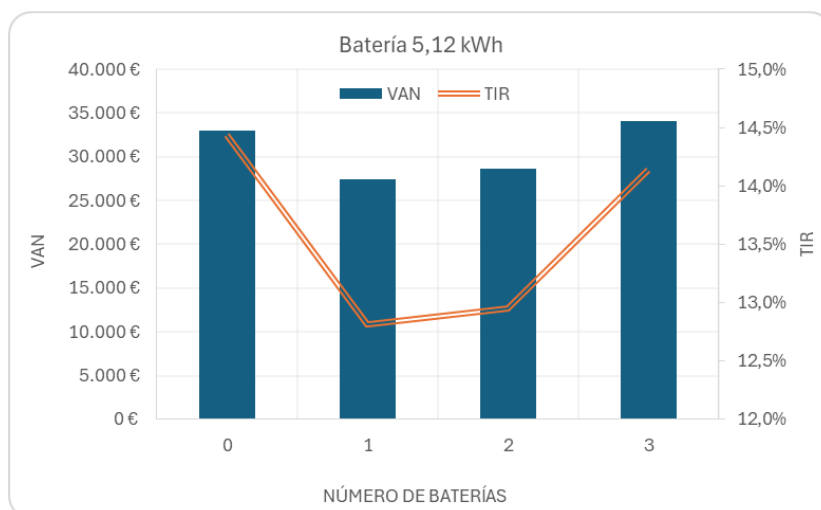
BATERÍAS		
Modelo	LIT4824	DC-L5000/LV
Voltaje nominal	48 V	48 V
Energía total	2,4 kWh	5,12 kWh
Energía utilizable	2,2 kWh	4,9 kWh
Precio sin IVA	615,00 €	1.035,00 €



NÚMERO DE BATERÍAS	0	1	2	3
VAN	33.030,61 €	29.273,61 €	27.337,55 €	26.646,19 €
TIR	14,4%	13,4%	12,8%	12,5%
Inversión inicial	45.078,78 €	45.693,78 €	46.308,78 €	46.923,78 €

Gráfica 14: VAN y TIR de la instalación al añadir baterías de 2,4 kWh.

Añadir baterías de 2,4 kWh no resulta rentable, ya que, como se observa en la Gráfica 14, el VAN y la TIR empeoran en comparación con la opción de no implementar baterías y seguir el modelo descrito en los apartados anteriores, donde los excedentes de energía se venden directamente sin almacenamiento.



NÚMERO DE BATERÍAS	0	1	2	3
VAN	33.030,61 €	27.436,54 €	28.581,23 €	34.064,46 €
TIR	14,4%	12,8%	12,9%	14,1%
Inversión inicial	45.078,78 €	46.113,78 €	47.148,78 €	48.183,78 €

Gráfica 15: VAN y TIR de la instalación al añadir baterías de 5,12 kWh.

Por otro lado, al incluir 3 baterías de 5,12 kWh (Gráfica 15), el VAN aumenta aproximadamente en 1.000€ respecto a la opción de no incluir almacenamiento. Esto indica que, aunque la inversión inicial se incrementa, el proyecto se vuelve más rentable.

En conclusión, desde un punto de vista económico, la opción óptima es **incorporar 3 baterías de almacenamiento de 5,12 kWh**. Teniendo esto en cuenta, el presupuesto se ajustará para incluir el coste de las baterías, que asciende a 3.105€, elevando la **inversión inicial total a 48.183,78€**.

11. Conclusiones

Tras el análisis técnico y económico realizado para la instalación fotovoltaica en la explotación se concluye que se requiere un total de 22 placas solares A-550M ATERSA G de potencia 550 Wp y el inversor S5-GR3P10K, con una potencia nominal de 10 kW para cubrir el consumo estimado. La inversión inicial necesaria para llevar a cabo la instalación es de **26.551,26€**.

En este proyecto debido a la sustitución de las calderas de diésel por bombas de calor se reducen significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, **evitando la emisión de 22 toneladas de CO₂** anuales y contribuyendo con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como el Objetivo 7 el cual promueve el uso de energías renovables y reduce la dependencia de combustibles fósiles, el Objetivo 12 que optimiza los recursos energéticos minimizando el impacto medioambiental y el Objetivo 13 que ayuda a mitigar el cambio climático reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Si se implementan baterías de almacenamiento, las cuales mejoran el ahorro en consumo energético, el cálculo del VAN indica que la opción más rentable es **incluir 3 baterías de 5,12kWh en la instalación** y vender los excedentes que no puedan almacenar las baterías a la red. Esto haría que se incrementase la inversión inicial y pasara a ser de **48.183,78€**.

En conclusión, el proyecto propuesto es rentable proporcionando un alto valor del VAN, además de alinearse con los objetivos de sostenibilidad global al optimizar el consumo energético y reducir el impacto ambiental de la explotación.

12. Bibliografía

- [1] I. B. y. F. Viani, «La dependencia energética de la Unión Europea y de España. Boletín Económico 3/2023».
- [2] Secretaría de Estado de Energía, «Balance energético de España 2021-2022».
- [3] Eurostat, «Energy flow diagrams,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/sankey/energy/sankey.html?geos=ES&year=2022&unit=KTOE&fuels=TOTAL&highlight=_&nodeDisagg=0101000000000&flowDisagg=true&translateX=0&translateY=0&scale=1&language=EN.
- [4] Red Eléctrica, «La demanda de energía eléctrica de España aumenta un 3,8% en diciembre,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/01/la-demanda-de-energia-electrica-de-espana-aumenta-3-8-por-ciento-diciembre#:~:text=Durante%202023%2C%20Espa%C3%B1a%20ha%20registrado,9%25%20respecto%20al%20a%C3%B1o%20previo..>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030),» [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf.
- [6] ABB, «Plantas Fotovoltaicas (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10)».
- [7] NREL, «Best Research-Cell Efficiency Chart,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [8] Highleap Electronic, «Mejore el rendimiento del controlador MPPT con la fabricación de PCB,» [En línea]. Available: <https://hilelectronic.com/es/mppt-controller/>.

- [9] IDAE, «Programa de ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética en explotaciones agropecuarias,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-de-ayudas-para-la-realizacion-de-actuaciones-de-eficiencia>.
- [10] SIME, «Solo ErP-Duetto ErP-Aqua ErP Estelle HE ErP-Estelle HE B Inox ErP Rondo-Estelle ErP Estelle B Inox ErP».
- [11] Thermor, «Bomba de calor Thermor Áurea+10,» [En línea]. Available: https://ahorraclima.es/bombas-calor-calefaccion/bomba-de-calor-thermor-aurea12-3458.html?srsItd=AfmBOori8JBMdMHtpm1plxmxj2os_jrOvkfsJfMRh7OVrF5pcPnC-Oxm.
- [12] EnergiGreen, «Tarifa 3.0TD,» [En línea]. Available: <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>.
- [13] Commission, European, «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [14] ATERSA, «Atersa: Tienda Online de productos fotovoltaicos con Financiación,» [En línea]. Available: <https://atersa.shop/>.
- [15] ATERSA, «Placa Solar Monocristalina 550W ATERSA GS,» [En línea]. Available: <https://atersa.shop/panel-solar-550w-a-550m-atersa-gs-144-medias-celulas/>.
- [16] MONSOLAR, «Calculadora separación entre filas de paneles,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>.
- [17] Cambio energético, «Fijación de paneles solares en cubiertas y tejados,» [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/fijacion-de-paneles-solares-en-cubiertas-y-tejados/>.
- [18] Solarstem, «ic-043-11-sp-soportes-para-placas-solares-solarstem-sistemas-de-montaje».

- [19] Cambio energético, «¿Me interesa sobredimensionar mi campo solar respecto al inversor?,» [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/sobredimensionar-campo-solar/>.
- [20] I. Solis, «S5-GC(25-40)K».
- [21] S. A. Solar Technology, «SUNNY TRIPOWER X 12 / 15 / 20 / 25 - Inteligencia integrada en un diseño preparado para el futuro».
- [22] Agencia Tributaria, «7.5.4.6. Amortización del inmovilizado,» [En línea]. Available: https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/manuales/ejercicio-2018/modelo-100/7-cumplimentacion-irpf/7_5-rendimientos-actividades-economicas/7_5_4-actividades-agricolas-ganaderas-forestales/7_5_4_6-amortizacion-inmovilizado.html.
- [23] «Impuestos Placas Solares: Derogación del Impuesto al Sol,» [En línea]. Available: <https://www.otovo.es/blog/autoconsumo/impuestos-placas-y-energia-solar-autoconsumo/>.
- [24] IDAE, «Consumo y emisiones de CO₂,» [En línea]. Available: <https://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones#:~:text=Por%20cada%20litro%20de%20gasolina,64%20kg%20de%20CO2..>
- [25] CeroCO₂, «Cálculo huella de carbono,» [En línea]. Available: <https://www.ceroco2.org/soluciones-ceroco2/calculo-huella-de-carbono/que-es-la-huella-de-carbono#:~:text=Y%20el%20factor%20de%20emisi%C3%B3n,CO2%20eq%20FkW h%20consumido..>
- [26] K. Lappalainen, A. Mäki y S. Valkealahti, «Effects of the sharpness of shadows on the mismatch losses of PV generators under partial shading conditions caused by moving clouds».

- [27] Miguélez Cables, «Solflex H1Z2Z2-K,» [En línea]. Available: <https://www.miguelez.com/pe/solflex-h1z2z2-k>.
- [28] UNE-HD 60364-5-52, «Tabla C.52.1 bis».
- [29] Otovo, «Guía definitiva sobre baterías solares: tipos, cómo funcionan y mucho más,» [En línea]. Available: <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/baterias-para-placas-solares/>.
- [30] Autosolar, «Batería de Litio Solar 48V 2.4kWh LV TAB,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-de-litio-solar-48v-24kwh-lv-tab>.
- [31] Autosolar, «Batería Litio DC Solar Energy 48V DC-5000/LV,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-litio-dc-solar-energy-48v-dc-5000lv>.

ANEXOS

ANEXO I: HOJAS DE CÁLCULO EXCEL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Latitude (decimal degrees):	41.791												
Longitude (decimal degrees):	0.305												
Radiation database:	PVGIS-SARAH2								numero placas	22			
Results for:	January								potencia real	12100			
Slope of plane (deg.):	35												
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37							550 Wp		13			
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energia		
0:00		0,00	0,00	0,00	4,24	4,20	0,00	0,00	0,00	5379,23251	0,737030163		
1:00		0,00	0,00	0,00	3,83	3,80	0,00	0,00	0,00	3950,3386	0,541251693		
2:00		0,00	0,00	0,00	2,77	2,80	0,00	0,00	0,00	5747,17833	0,787443892		
3:00		0,00	0,00	0,00	2,49	2,50	0,00	0,00	0,00	3950,3386	0,541251693		
4:00		0,00	0,00	0,00	2,26	2,30	0,00	0,00	0,00	4198,6456	0,575273228		
5:00		0,00	0,00	0,00	2,31	2,30	0,00	0,00	0,00	5176,07223	0,709194361		
6:00		0,00	0,00	0,00	2,20	2,20	0,00	0,00	0,00	4469,52596	0,61238763		
7:00		0,00	0,00	0,00	2,26	2,30	0,00	0,00	0,00	4221,21896	0,578366095		
8:00		53,30	17,97	34,18	3,31	5,00	29,00	29,00	638,00	4244,61851	0,581572161		
9:00		177,61	91,66	83,01	5,16	10,70	97,00	97,00	2.134,00	2696,69977	0,369485623		
10:00		296,87	173,39	119,09	7,53	16,80	162,60	162,60	3.577,20	1005,19278	0,137725483		
11:00		396,05	249,09	141,58	8,92	21,30	217,40	217,40	4.782,80	-674,447856	-0,040466871		
12:00		484,65	326,31	152,36	10,30	25,40	266,60	266,60	5.865,20	-2140,59503	-0,128435702		
13:00		512,33	360,44	146,22	11,30	27,30	282,10	282,10	6.206,20	-1962,40767	-0,11774446		
14:00		497,40	356,29	136,30	11,86	27,40	273,90	273,90	6.025,80	-2120,60813	-0,127236488		
15:00		406,64	294,37	109,09	11,93	24,60	223,60	223,60	4.919,20	-1149,44831	-0,068966898		
16:00		225,56	168,65	55,77	11,33	18,40	123,70	123,70	2.721,40	877,471332	0,120225857		
17:00		0,00	0,00	0,00	9,70	9,70	0,00	0,00	0,00	3905,19187	0,535065959		
18:00		0,00	0,00	0,00	8,30	8,30	0,00	0,00	0,00	4221,21896	0,578366095		
19:00		0,00	0,00	0,00	7,36	7,40	0,00	0,00	0,00	4905,19187	0,672079959		
20:00		0,00	0,00	0,00	6,56	6,60	0,00	0,00	0,00	4702,0316	0,644244158		
21:00		0,00	0,00	0,00	5,83	5,80	0,00	0,00	0,00	4927,76524	0,675172826		
22:00		0,00	0,00	0,00	5,20	5,20	0,00	0,00	0,00	4176,07223	0,572180361		
23:00		0,00	0,00	0,00	4,78	4,80	0,00	0,00	0,00	5018,05869	0,687544293		
								1.675,90	36.869,80	69,72	10,17301111		
								51.952,90	1.142.963,80	2.161,46	315,36		
								51,95	1.142,96				

Latitude (decimal degrees):	41.791												
Longitude (decimal degrees):	0.305												
Radiation database:	PVGIS-SARAH2									numero placas	22		
										potencia real	12100		
Results for:	February												
Slope of plane (deg.):	35												
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37								550 Wp		13		
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía	
0:00		0,00	0,00	0,00	4,61	4,60	0,00	0,00	0,00	0,00	4469,52596	0,61238763	
1:00		0,00	0,00	0,00	4,10	4,10	0,00	0,00	0,00	0,00	4972,91196	0,68135856	
2:00		0,00	0,00	0,00	3,65	3,70	0,00	0,00	0,00	0,00	5108,35214	0,699915761	
3:00		0,00	0,00	0,00	3,27	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	5792,32506	0,793629625	
4:00		0,00	0,00	0,00	2,94	2,90	0,00	0,00	0,00	0,00	5221,21896	0,715380095	
5:00		0,00	0,00	0,00	2,68	2,70	0,00	0,00	0,00	0,00	4356,65914	0,596923296	
6:00		0,00	0,00	0,00	2,49	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00	5627,5395	0,771051698	
7:00		6,71	0,00	6,57	2,50	2,70	3,70	3,70		81,40	4072,09887	0,557934555	
8:00		94,79	38,31	53,85	3,62	6,60	51,70	51,70		1.137,40	3767,79187	0,516240236	
9:00		271,59	163,20	103,27	6,30	14,80	148,60	148,60		3.269,20	997,165688	0,13662566	
10:00		442,62	299,75	135,74	8,51	22,30	243,10	243,10		5.348,20	-698,087133	-0,041885228	
11:00		602,16	434,73	158,75	10,27	29,10	331,80	331,80		7.299,60	-2988,08758	-0,179285255	
12:00		686,50	511,34	166,16	11,65	33,10	379,00	379,00		8.338,00	-4410,23476	-0,264614086	
13:00		749,88	570,32	170,61	12,60	36,00	414,60	414,60		9.121,20	-5103,14131	-0,306188479	
14:00		731,37	560,30	163,25	13,17	36,00	404,40	404,40		8.896,80	-4698,1544	-0,281889264	
15:00		625,02	475,63	143,64	13,34	32,90	345,10	345,10		7.592,20	-3151,56795	-0,189094077	
16:00		430,93	322,15	105,69	13,01	26,50	237,20	237,20		5.218,40	-1064,90113	-0,063894068	
17:00		80,64	59,91	20,33	11,94	14,50	44,10	44,10		970,20	3025,28533	0,414506444	
18:00		0,00	0,00	0,00	10,17	10,20	0,00	0,00		0,00	4085,77878	0,559808894	
19:00		0,00	0,00	0,00	8,96	9,00	0,00	0,00		0,00	4447,17833	0,609325692	
20:00		0,00	0,00	0,00	7,89	7,90	0,00	0,00		0,00	3837,47178	0,525787359	
21:00		0,00	0,00	0,00	6,91	6,90	0,00	0,00		0,00	4243,79233	0,581458962	
22:00		0,00	0,00	0,00	6,07	6,10	0,00	0,00		0,00	4927,76524	0,675172826	
23:00		0,00	0,00	0,00	5,31	5,30	0,00	0,00		0,00	4424,37923	0,606201896	
										2.603,30	57.272,60	51,26	8,72685873
										72.892,40	1.603.632,80	1.435,37	244,35
										72.8924	1603.6328		

Latitude (decimal degrees):	41.791													
Longitude (decimal degrees):	0,305													
Radiation database:	PVGIS-SARAH2									numero placas	22			
										potencia real	12100			
Results for:	March													
Slope of plane (deg.):	35													
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37													
									550 Wp		13			
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía		
0:00		0,00	0,00	0,00	7,73	7,70	0,00	0,00	0,00	0,00	2686,23025	0,368051151		
1:00		0,00	0,00	0,00	7,12	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	3325,05643	0,455579282		
2:00		0,00	0,00	0,00	6,59	6,60	0,00	0,00	0,00	0,00	2934,76298	0,402103615		
3:00		0,00	0,00	0,00	6,11	6,10	0,00	0,00	0,00	0,00	2986,45598	0,40918628		
4:00		0,00	0,00	0,00	5,72	5,70	0,00	0,00	0,00	0,00	3392,77652	0,464857883		
5:00		0,00	0,00	0,00	5,39	5,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2753,95034	0,377329752		
6:00		2,05	0,00	2,01	5,14	5,20	1,10	1,10	24,20	3406,95124	0,466800017			
7:00		50,33	0,00	49,29	5,89	7,50	27,40	27,40	602,80	1902,84334	0,260716178			
8:00		169,11	74,88	89,24	8,38	13,70	92,50	92,50	2.035,00	244,909707	0,033556059			
9:00		362,51	225,66	129,12	10,86	22,20	199,10	199,10	4.380,20	-1558,52957	-0,093511774			
10:00		551,06	381,45	159,68	12,80	30,00	303,80	303,80	6.683,60	-3907,0763	-0,234424578			
11:00		711,69	516,95	183,28	14,44	36,70	393,60	393,60	8.659,20	-6243,85011	-0,374631007			
12:00		760,48	538,35	210,80	15,72	39,50	421,20	421,20	9.266,40	-7076,78375	-0,424607025			
13:00		835,07	626,38	197,38	16,61	42,70	463,20	463,20	10.000,00	-7652,3702	-0,459142212			
14:00		782,75	574,72	198,24	17,13	41,60	433,90	433,90	9.545,80	-7040,15666	-0,4224094			
15:00		666,98	482,48	176,94	17,22	38,10	369,10	369,10	8.120,20	-5930,58375	-0,355835025			
16:00		488,48	342,87	140,80	16,90	32,20	269,60	269,60	5.931,20	-3583,5702	-0,215014212			
17:00		253,52	170,72	80,88	16,09	24,00	139,40	139,40	3.066,80	-967,477201	-0,058048632			
18:00		0,28	0,00	0,27	14,45	14,50	0,20	0,20	4,40	2456,09661	0,336519621			
19:00		0,00	0,00	0,00	12,74	12,70	0,00	0,00	0,00	2076,74944	0,284543747			
20:00		0,00	0,00	0,00	11,43	11,40	0,00	0,00	0,00	2586,45598	0,35438068			
21:00		0,00	0,00	0,00	10,34	10,30	0,00	0,00	0,00	2676,74944	0,366752147			
22:00		0,00	0,00	0,00	9,42	9,40	0,00	0,00	0,00	2889,61625	0,395917881			
23:00		0,00	0,00	0,00	8,60	8,60	0,00	0,00	0,00	3024,8307	0,414444153			
										3.114,10	68.319,80	-4,62	2,753114582	
										87.194,80	2.117.913,80	-143,09	85,35	
										87,1948	2117,9138			

Latitude (decimal degrees):	41.791													
Longitude (decimal degrees):	0,305													
Radiation database:	PVGIS-SARAH2									numero placas	22			
										potencia real	12100			
Results for:	April													
Slope of plane (deg.):	35													
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37													
										550 Wp	13			
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía		
0:00		0,00	0,00	0,00	10,99	11,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2067,26862	0,283244743		
1:00		0,00	0,00	0,00	10,36	10,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2067,26862	0,283244743		
2:00		0,00	0,00	0,00	9,75	9,80	0,00	0,00	0,00	0,00	1864,10835	0,255408942		
3:00		0,00	0,00	0,00	9,23	9,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1651,24153	0,226243208		
4:00		0,00	0,00	0,00	8,81	8,80	0,00	0,00	0,00	0,00	1483,52144	0,203263207		
5:00		0,00	0,00	0,00	8,45	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2331,82844	0,319493142		
6:00		40,47	0,00	39,63	8,56	9,80	22,10	22,10	486,20	1026,21535	0,14060587			
7:00		88,40	1,20	84,41	10,81	13,60	48,40	48,40	1.064,80	154,161625	0,021122301			
8:00		236,75	109,87	119,91	13,17	20,60	129,90	129,90	2.857,80	-1480,82483	-0,08884949			
9:00		423,76	252,31	161,81	15,08	28,30	233,40	233,40	5.134,80	-3802,97156	-0,228178293			
10:00		593,31	392,28	189,38	16,79	35,30	327,90	327,90	7.213,80	-5701,38465	-0,342083079			
11:00		730,08	505,23	211,95	18,22	41,00	404,60	404,60	8.901,20	-7591,94492	-0,455516695			
12:00		812,15	579,85	219,09	19,36	44,70	450,90	450,90	9.919,80	-8558,85192	-0,513531115			
13:00		842,20	607,41	222,04	20,15	46,50	468,00	468,00	10.000,00	-8803,61174	-0,528216704			
14:00		781,19	550,93	219,18	20,58	45,00	433,80	433,80	9.543,60	-7986,03792	-0,479162275			
15:00		662,80	458,59	195,43	20,57	41,30	367,40	367,40	8.082,80	-6796,11828	-0,407767097			
16:00		493,14	327,13	159,98	20,22	35,60	272,60	272,60	5.997,20	-4913,67856	-0,294820713			
17:00		289,05	180,26	105,63	19,46	28,50	159,20	159,20	3.502,40	-2170,57156	-0,130234293			
18:00		59,91	33,94	25,40	18,13	20,00	32,90	32,90	723,80	766,041986	0,104958477			
19:00		0,00	0,00	0,00	16,20	16,20	0,00	0,00	0,00	1441,53499	0,197510475			
20:00		0,00	0,00	0,00	14,70	14,70	0,00	0,00	0,00	1906,09481	0,261161674			
21:00		0,00	0,00	0,00	13,54	13,50	0,00	0,00	0,00	1660,94808	0,22757314			
22:00		0,00	0,00	0,00	12,61	12,60	0,00	0,00	0,00	1509,25508	0,206789075			
23:00		0,00	0,00	0,00	11,78	11,80	0,00	0,00	0,00	1912,41535	0,262027677			
										3.351,10	73.428,20	-36,50	-0,548642882	
										93.830,80	2.202.846,00	-1.094,89	-16,46	
										93,8308	2202,846			

Latitude (decimal degrees):	41.791													
Longitude (decimal degrees):	0,305													
Radiation database:	PVGIS-SARAH2									numero placas	22			
										potencia real	12100			
Results for:	May													
Slope of plane (deg.):	35													
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37													
										550 Wp	13			
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía		
0:00		0,00	0,00	0,00	14,95	15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	970,654628	0,132993273		
1:00		0,00	0,00	0,00	14,26	14,30	0,00	0,00	0,00	0,00	854,62754	0,117095938		
2:00		0,00	0,00	0,00	13,66	13,70	0,00	0,00	0,00	0,00	1348,08126	0,184706006		
3:00		0,00	0,00	0,00	13,13	13,10	0,00	0,00	0,00	0,00	844,920993	0,115766005		
4:00		0,00	0,00	0,00	12,65	12,70	0,00	0,00	0,00	0,00	1296,614	0,17765427		
5:00		17,43	0,00	17,07	12,27	12,80	9,50	9,50	209,00	955,334086	0,130894144			
6:00		71,51	0,00	70,03	13,41	15,60	39,20	39,20	862,40	124,507449	0,017059264			
7:00		111,28	15,38	90,05	15,80	19,30	61,00	61,00	1.342,00	-500,239278	-0,030014357			
8:00		288,39	146,52	132,97	17,73	26,70	158,70	158,70	3.491,40	-2430,45192	-0,145827115			
9:00		474,96	298,26	165,20	19,59	34,40	262,40	262,40	5.772,80	-4960,15892	-0,297609535			
10:00		636,98	433,93	189,76	21,29	41,20	353,10	353,10	7.768,20	-6639,53183	-0,39837191			
11:00		787,80	563,00	210,01	22,78	47,40	437,90	437,90	9.633,80	-8956,5991	-0,537395946			
12:00		879,58	647,86	216,50	23,96	51,40	489,90	489,90	10.000,00	-8935,66591	-0,536139955			
13:00		872,81	641,57	217,11	24,79	52,10	486,30	486,30	10.000,00	-9051,91874	-0,543115124			
14:00		812,08	589,18	210,50	25,22	50,60	452,10	452,10	9.946,20	-9146,42573	-0,548785544			
15:00		696,92	491,85	194,98	25,23	47,00	387,40	387,40	8.522,80	-7823,02573	-0,469381544			
16:00		528,42	355,87	165,26	24,88	41,40	292,90	292,90	6.443,80	-5556,89255	-0,333413553			
17:00		338,61	211,18	123,01	24,10	34,70	187,10	187,10	4.116,20	-3122,97201	-0,187378321			
18:00		136,37	73,68	61,01	22,82	27,10	75,10	75,10	1.652,20	-236,398646	-0,014183919			
19:00		0,36	0,00	0,36	20,96	21,00	0,20	0,20	4,40	840,520993	0,115163143			
20:00		0,00	0,00	0,00	19,19	19,20	0,00	0,00	0,00	632,054176	0,086600271			
21:00		0,00	0,00	0,00	17,86	17,90	0,00	0,00	0,00	722,34763	0,098971738			
22:00		0,00	0,00	0,00	16,78	16,80	0,00	0,00	0,00	932,054176	0,127704471			
23:00		0,00	0,00	0,00	15,89	15,90	0,00	0,00	0,00	1206,74944	0,165341567			
										3.692,80	79.765,20	-56,63	-2,571666731	
										103.398,40	2.472.721,20	-1.755,59	-79,72	
										103,3984	2472,7212			

Latitude (decimal degrees):	41.791											
Longitude (decimal degrees):	0,305											
Radiation database:	PVGIS-SARAH2											
									numero placas	22		
									potencia real	12100		
Results for:	June											
Slope of plane (deg.):	35											
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37							550 Wp		13		
time(UTC)		G(i)	G _b (i)	G _d (i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía		Consumo- generacion	Precio energía
0:00		0,00	0,00	0,00	19,54	19,50	0,00	0,00	0,00		260	0,03562364
1:00		0,00	0,00	0,00	18,84	18,80	0,00	0,00	0,00		280	0,03836392
2:00		0,00	0,00	0,00	18,20	18,20	0,00	0,00	0,00		300	0,0411042
3:00		0,00	0,00	0,00	17,61	17,60	0,00	0,00	0,00		260	0,03562364
4:00		0,00	0,00	0,00	17,08	17,10	0,00	0,00	0,00		310	0,04247434
5:00		31,81	0,00	31,16	16,75	17,70	17,40	17,40	382,80		-132,8	-0,007968
6:00		82,65	0,00	80,94	18,18	20,80	45,40	45,40	998,80		-868,8	-0,052128
7:00		113,00	16,52	89,97	20,36	23,90	62,10	62,10	1.366,20		-1186,2	-0,071172
8:00		294,41	154,63	130,12	22,25	31,50	162,40	162,40	3.572,80		-3352,8	-0,201168
9:00		482,47	307,83	162,41	24,13	39,20	267,20	267,20	5.878,40		-5748,4	-0,344904
10:00		662,84	465,72	182,71	25,89	46,60	368,30	368,30	8.102,60		-7942,6	-0,476556
11:00		799,80	583,49	200,73	27,43	52,40	445,70	445,70	9.805,40		-9675,4	-0,580524
12:00		902,11	676,01	209,94	28,69	56,90	503,80	503,80	10.000,00		-9860	-0,5916
13:00		916,25	683,60	217,30	29,59	58,20	512,00	512,00	10.000,00		-9750	-0,585
14:00		860,02	633,48	212,91	30,10	57,00	480,30	480,30	10.000,00		-9820	-0,5892
15:00		747,54	532,32	203,91	30,18	53,50	416,80	416,80	9.169,60		-9039,6	-0,542376
16:00		570,15	386,17	175,70	29,83	47,60	317,00	317,00	6.974,00		-6814	-0,40884
17:00		364,39	226,01	133,25	28,99	40,40	201,90	201,90	4.441,80		-4291,8	-0,257508
18:00		175,14	92,83	79,90	27,80	33,30	96,70	96,70	2.127,40		-1937,4	-0,116244
19:00		16,92	5,61	11,04	26,11	26,60	9,30	9,30	204,60		-54,6	-0,003276
20:00		0,00	0,00	0,00	24,17	24,20	0,00	0,00	0,00		220	0,03014308
21:00		0,00	0,00	0,00	22,67	22,70	0,00	0,00	0,00		160	0,02192224
22:00		0,00	0,00	0,00	21,50	21,50	0,00	0,00	0,00		250	0,0342535
23:00		0,00	0,00	0,00	20,54	20,50	0,00	0,00	0,00		210	0,02877294
								3.906,30	83.024,40		-78,22	-4,5201825
								109.376,40	2.490.732,00		-2.346,73	-135,61
								109.3764	2490.732			

Latitude (decimal degrees):	41.791											
Longitude (decimal degrees):	0,305											
Radiation database:	PVGIS-SARAH2								numero placas	22		
									potencia real	12100		
Results for:	July											
Slope of plane (deg.):	35											
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37							550 Wp		13		
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía	
0:00		0,00	0,00	0,00	22,84	22,80	0,00	0,00	0,00	250	0,0342535	
1:00		0,00	0,00	0,00	22,13	22,10	0,00	0,00	0,00	230	0,03151322	
2:00		0,00	0,00	0,00	21,50	21,50	0,00	0,00	0,00	270	0,03699378	
3:00		0,00	0,00	0,00	20,91	20,90	0,00	0,00	0,00	150	0,0205521	
4:00		0,00	0,00	0,00	20,40	20,40	0,00	0,00	0,00	240	0,03288336	
5:00		19,52	0,00	19,11	19,97	20,60	10,70	10,70	235,40	-45,4	-0,002724	
6:00		71,91	0,00	70,42	20,88	23,10	39,50	39,50	869,00	-749	-0,04494	
7:00		93,56	4,51	83,76	22,83	25,80	51,50	51,50	1.133,00	-913	-0,05478	
8:00		273,98	153,87	110,56	24,66	33,20	151,30	151,30	3.328,60	-3168,6	-0,190116	
9:00		473,79	321,94	139,61	26,56	41,40	262,60	262,60	5.777,20	-5627,2	-0,337632	
10:00		665,23	486,34	164,42	28,46	49,20	370,10	370,10	8.142,20	-7932,2	-0,475932	
11:00		822,05	630,94	175,18	30,22	55,90	458,80	458,80	10.000,00	-9820	-0,5892	
12:00		927,15	725,26	185,46	31,71	60,70	518,70	518,70	10.000,00	-9770	-0,5862	
13:00		958,86	754,48	188,57	32,83	62,80	536,90	536,90	10.000,00	-9740	-0,5844	
14:00		923,74	720,30	189,13	33,48	62,30	517,20	517,20	10.000,00	-9720	-0,5832	
15:00		808,26	617,12	179,30	33,65	58,90	451,80	451,80	9.939,60	-9739,6	-0,584376	
16:00		644,23	471,87	163,40	33,30	53,40	359,20	359,20	7.902,40	-7642,4	-0,458544	
17:00		427,80	290,85	131,28	32,45	45,80	237,60	237,60	5.227,20	-5057,2	-0,303432	
18:00		209,01	124,59	81,78	31,18	37,70	115,70	115,70	2.545,40	-2405,4	-0,144324	
19:00		15,59	5,93	9,43	29,45	29,90	8,60	8,60	189,20	40,8	0,005590171	
20:00		0,00	0,00	0,00	27,46	27,50	0,00	0,00	0,00	180	0,02466252	
21:00		0,00	0,00	0,00	25,90	25,90	0,00	0,00	0,00	120	0,01644168	
22:00		0,00	0,00	0,00	24,68	24,70	0,00	0,00	0,00	130	0,01781182	
23:00		0,00	0,00	0,00	23,71	23,70	0,00	0,00	0,00	210	0,02877294	
								4.090,20	85.289,20	-80,51	-4,690324909	
								114.525,60	2.643.965,20	-2.495,79	-145,40	
								114.5256	2643.9652			

Latitude (decimal degrees):	41.791													
Longitude (decimal degrees):	0,305													
Radiation database:	PVGIS-SARAH2									numero placas	22			
										potencia real	12100			
Results for:	August													
Slope of plane (deg.):	35													
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37													
									550 Wp		13			
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía		
0:00		0,00	0,00	0,00	22,27	22,30	0,00	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042		
1:00		0,00	0,00	0,00	21,63	21,60	0,00	0,00	0,00	0,00	400	0,0548056		
2:00		0,00	0,00	0,00	21,06	21,10	0,00	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042		
3:00		0,00	0,00	0,00	20,55	20,60	0,00	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042		
4:00		0,00	0,00	0,00	20,09	20,10	0,00	0,00	0,00	0,00	200	0,0274028		
5:00		0,00	0,00	0,00	19,69	19,70	0,00	0,00	0,00	0,00	400	0,0548056		
6:00		50,60	0,00	49,55	19,87	21,50	27,80	27,80	611,60	-411,6	-0,024696			
7:00		95,90	0,00	93,91	21,72	24,70	52,70	52,70	1.159,40	-759,4	-0,045564			
8:00		251,60	134,81	108,60	23,58	31,40	138,80	138,80	3.053,60	-2753,6	-0,165216			
9:00		458,90	306,54	141,26	25,46	39,80	254,20	254,20	5.592,40	-5392,4	-0,323544			
10:00		654,17	474,93	165,87	27,33	47,80	363,70	363,70	8.001,40	-7701,4	-0,462084			
11:00		813,88	616,76	182,31	29,06	54,50	454,00	454,00	9.988,00	-9788	-0,58728			
12:00		918,59	716,38	186,93	30,52	59,20	513,50	513,50	10.000,00	-9900	-0,594			
13:00		950,72	744,49	191,57	31,60	61,30	532,00	532,00	10.000,00	-9800	-0,588			
14:00		898,03	694,36	190,73	32,26	60,30	502,30	502,30	10.000,00	-9700	-0,582			
15:00		776,59	586,72	179,41	32,38	56,60	433,60	433,60	9.539,20	-9339,2	-0,560352			
16:00		593,99	432,94	153,63	32,00	50,60	330,70	330,70	7.275,40	-7175,4	-0,430524			
17:00		377,72	256,69	116,74	31,12	42,90	209,50	209,50	4.609,00	-4509	-0,27054			
18:00		137,24	82,34	53,52	29,78	34,10	75,80	75,80	1.667,60	-1467,6	-0,088056			
19:00		0,02	0,00	0,02	27,92	27,90	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042			
20:00		0,00	0,00	0,00	26,18	26,20	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042			
21:00		0,00	0,00	0,00	24,82	24,80	0,00	0,00	0,00	300	0,0411042			
22:00		0,00	0,00	0,00	23,75	23,80	0,00	0,00	0,00	100	0,0137014			
23:00		0,00	0,00	0,00	22,90	22,90	0,00	0,00	0,00	400	0,0548056			
									3.888,60	81.497,60	-75,40	-4,2697098		
									120.546,60	2.526.425,60	-2.337,33	-132,36		
									120,5466	2526,4256				

[illegible]

Latitude (decimal degrees):	41.791											
Longitude (decimal degrees):	0,305											
Radiation database:	PVGIS-SARAH2								numero placas	22		
									potencia real	12100		
Results for:	October											
Slope of plane (deg.):	35											
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37							550 Wp		13		
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía	
0:00		0,00	0,00	0,00	14,13	14,10	0,00	0,00	0,00	2828,44244	0,387536212	
1:00		0,00	0,00	0,00	13,64	13,60	0,00	0,00	0,00	1647,85553	0,225779278	
2:00		0,00	0,00	0,00	13,21	13,20	0,00	0,00	0,00	1828,44244	0,250522212	
3:00		0,00	0,00	0,00	12,82	12,80	0,00	0,00	0,00	2360,72235	0,323452012	
4:00		0,00	0,00	0,00	12,53	12,50	0,00	0,00	0,00	1918,73589	0,262893679	
5:00		0,00	0,00	0,00	12,26	12,30	0,00	0,00	0,00	1805,86907	0,247429345	
6:00		0,00	0,00	0,00	12,02	12,00	0,00	0,00	0,00	1602,7088	0,219593544	
7:00		47,38	0,00	46,40	12,48	14,00	25,90	25,90	569,80	1329,74853	0,182194165	
8:00		188,84	90,65	93,87	14,48	20,40	103,60	103,60	2.279,20	-676,491196	-0,040589472	
9:00		350,18	204,71	139,02	16,50	27,40	192,80	192,80	4.241,60	-2255,14402	-0,135308641	
10:00		524,25	351,54	164,27	18,26	34,60	289,70	289,70	6.373,40	-4228,93047	-0,253735828	
11:00		658,15	464,61	183,96	19,78	40,30	364,60	364,60	8.021,20	-6205,62438	-0,372337463	
12:00		729,59	530,99	188,91	20,99	43,80	404,90	404,90	8.907,80	-7305,0912	-0,438305472	
13:00		738,37	541,94	187,46	21,82	44,90	410,00	410,00	9.020,00	-7146,41084	-0,42878465	
14:00		681,47	498,63	175,42	22,27	43,60	378,20	378,20	8.320,40	-6243,65056	-0,374619034	
15:00		540,01	383,90	150,99	22,29	39,20	299,00	299,00	6.578,00	-4952,71783	-0,29716307	
16:00		325,31	223,04	99,85	21,82	32,00	179,50	179,50	3.949,00	-1949,45147	-0,116967088	
17:00		24,54	16,00	8,38	20,64	21,40	13,50	13,50	297,00	1596,00226	0,218674653	
18:00		0,00	0,00	0,00	18,99	19,00	0,00	0,00	0,00	2025,28217	0,277492011	
19:00		0,00	0,00	0,00	17,80	17,80	0,00	0,00	0,00	1783,29571	0,244336479	
20:00		0,00	0,00	0,00	16,76	16,80	0,00	0,00	0,00	2054,17607	0,28145088	
21:00		0,00	0,00	0,00	15,92	15,90	0,00	0,00	0,00	1783,29571	0,244336479	
22:00		0,00	0,00	0,00	15,16	15,20	0,00	0,00	0,00	2534,98871	0,347328944	
23:00		0,00	0,00	0,00	14,51	14,50	0,00	0,00	0,00	1986,45598	0,27217228	
								2.661,70	58.557,40	-11,88	1,527381455	
								82.512,70	1.815.279,40	-368,20	47,35	
								82.5127	1815.2794			

[illegible]

Latitude (decimal degrees):	41.791											
Longitude (decimal degrees):	0,305											
Radiation database:	PVGIS-SARAH2								numero placas	22		
Results for:	December								potencia real	12100		
Slope of plane (deg.):	35											
Azimuth (orientation) of plane (deg.):	37							550 Wp		13		
time(UTC)		G(i)	Gb(i)	Gd(i)	T2m	Tc_emp	Potencia	Energía	Energía	Consumo- generacion	Precio energía	
0:00		0,00	0,00	0,00	3,90	3,90	0,00	0,00	0,00	3137,69752	0,43	
1:00		0,00	0,00	0,00	3,52	3,50	0,00	0,00	0,00	4069,97743	0,56	
2:00		0,00	0,00	0,00	3,23	3,20	0,00	0,00	0,00	3408,57788	0,47	
3:00		0,00	0,00	0,00	3,01	3,00	0,00	0,00	0,00	3957,11061	0,54	
4:00		0,00	0,00	0,00	2,82	2,80	0,00	0,00	0,00	3160,27088	0,43	
5:00		0,00	0,00	0,00	2,69	2,70	0,00	0,00	0,00	3069,97743	0,42	
6:00		0,00	0,00	0,00	2,58	2,60	0,00	0,00	0,00	3776,5237	0,52	
7:00		0,00	0,00	0,00	2,59	2,60	0,00	0,00	0,00	3250,56433	0,45	
8:00		63,94	25,38	37,40	2,83	4,80	34,80	34,80	765,60	2236,65734	0,31	
9:00		194,88	106,21	85,71	4,70	10,80	106,50	106,50	2.343,00	1133,29797	0,16	
10:00		306,71	185,76	116,71	6,97	16,60	168,00	168,00	3.696,00	-393,742664	-0,02	
11:00		395,06	255,68	134,34	8,66	21,00	216,90	216,90	4.771,80	-891,890293	-0,05	
12:00		459,80	312,36	142,12	9,96	24,30	252,80	252,80	5.561,60	-2417,13047	-0,15	
13:00		487,78	341,27	141,47	10,86	26,10	268,40	268,40	5.904,80	-3218,56975	-0,19	
14:00		438,08	309,12	125,06	11,32	25,00	240,90	240,90	5.299,80	-2219,89029	-0,13	
15:00		343,09	243,70	97,07	11,24	22,00	188,40	188,40	4.144,80	-913,423025	-0,05	
16:00		36,96	28,16	8,63	10,38	11,50	20,20	20,20	444,40	2851,31106	0,39	
17:00		0,00	0,00	0,00	8,88	8,90	0,00	0,00	0,00	3024,8307	0,41	
18:00		0,00	0,00	0,00	7,73	7,70	0,00	0,00	0,00	2550,79007	0,35	
19:00		0,00	0,00	0,00	6,92	6,90	0,00	0,00	0,00	3205,41761	0,44	
20:00		0,00	0,00	0,00	6,14	6,10	0,00	0,00	0,00	3731,37698	0,51	
21:00		0,00	0,00	0,00	5,45	5,50	0,00	0,00	0,00	2595,93679	0,36	
22:00		0,00	0,00	0,00	4,84	4,80	0,00	0,00	0,00	3273,1377	0,45	
23:00		0,00	0,00	0,00	4,30	4,30	0,00	0,00	0,00	3753,95034	0,51	
								1.496,90	32.931,80	46,13	7,10	
								46.403,90	1.020.885,80	1.430,12	219,95	
								46.4039	1.020.89			

Ahorro anual	SIN FV	kW instalados	CON FV	AHORRO	
Eléctrico	1.129,13	16,3	1.019	8.967,28 €	0,5%
Gasoil	8856,936				
GASTOS					
Mantenimiento	510,16 €			Inflación	2,7%

Ingresos variable:		8.967,28 €	9.012,11 €	9.057,17 €	9.102,46 €	9.147,97 €	9.193,71 €
Gastos variable:		531,03 €	545,26 €	559,87 €	574,87 €	590,28 €	606,10 €
Año:	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro:	0,00 €	8.967,28 €	9.012,11 €	9.057,17 €	9.102,46 €	9.147,97 €	9.193,71 €
Inversiones:	26.551,26 €						
Gastos:		1.185,90 €	1.200,13 €	1.214,74 €	1.229,74 €	1.245,15 €	1.260,97 €
Amortizacion:		2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €
BAIT:	-26.551,26 €	5.191,74 €	5.222,35 €	5.252,79 €	5.283,07 €	5.313,18 €	5.343,10 €
BAT:	-26.551,26 €	5.191,74 €	5.222,35 €	5.252,79 €	5.283,07 €	5.313,18 €	5.343,10 €
Flujos de caja:	-26.551,26 €	7.781,38 €	7.811,98 €	7.842,43 €	7.872,71 €	7.902,82 €	7.932,74 €
		7.781,38 €					
Flujos de caja acumulados:	-26.551,26 €	-18.769,88 €	-10.957,90 €	-3.115,47 €	4.757,25 €	12.660,07 €	20.592,81 €
VAN	-25.286,92 €	-18.228,98 €	-11.480,69 €	-5.028,70 €	1.139,78 €	7.036,98 €	12.674,63 €

9.239,68 €	9.285,88 €	9.332,31 €	9.378,97 €	9.425,86 €	9.472,99 €	9.520,36 €	9.567,96 €	9.615,80 €
622,34 €	639,02 €	656,15 €	673,73 €	691,79 €	710,33 €	729,37 €	748,91 €	768,98 €
7	8	9	10	11	12	13	14	15
9.239,68 €	9.285,88 €	9.332,31 €	9.378,97 €	9.425,86 €	9.472,99 €	9.520,36 €	9.567,96 €	9.615,80 €
1.277,21 €	1.293,89 €	1.311,02 €	1.328,60 €	1.346,66 €	1.365,20 €	1.384,24 €	1.403,78 €	1.423,85 €
2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €	2.589,64 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
5.372,83 €	5.402,35 €	5.431,65 €	5.460,73 €	8.079,20 €	8.107,79 €	8.136,12 €	8.164,18 €	8.191,94 €
5.372,83 €	5.402,35 €	5.431,65 €	5.460,73 €	8.079,20 €	8.107,79 €	8.136,12 €	8.164,18 €	8.191,94 €
7.962,47 €	7.991,98 €	8.021,29 €	8.050,36 €	8.079,20 €	8.107,79 €	8.136,12 €	8.164,18 €	8.191,94 €
28.555,27 €	36.547,26 €	44.568,55 €	52.618,91 €	60.698,11 €	68.805,91 €	76.942,03 €	85.106,20 €	93.298,15 €
18.063,94 €	23.215,65 €	28.140,02 €	32.846,90 €	37.345,71 €	41.645,44 €	45.754,74 €	49.681,84 €	53.434,67 €

ANEXO III: FICHA TÉCNICA DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA



A-550M GS

Mono PERC 144 Medias células
520-550 Wp

atersa



Alta **eficiencia** de **21.3%**



Excelente **rendimiento** con
baja irradiancia



Alta **resistencia** PID



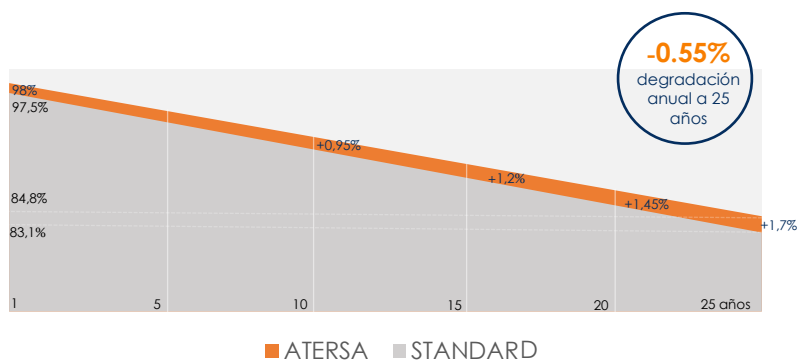
Doble control de **calidad**



Mayor **potencia** a 25 años



GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO



Garantía de producto
ATERSA-España



Garantía lineal de
rendimiento



IEC 61215
IEC 61730
IEC 61701



ER-0096/1995-014/00



GA-2000/0294-014/00



SST-0164/2007



HCO-2015/0011



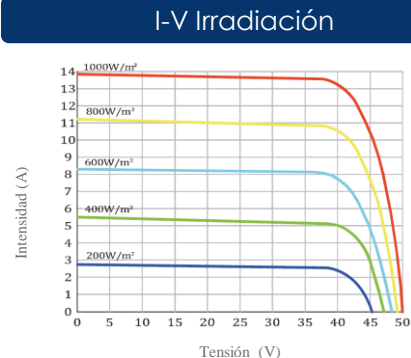
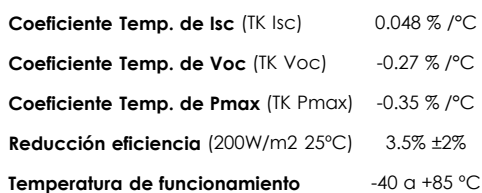
A-535M GS 144 A-540M GS 144 A-545M GS 144 A-550M GS 144

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: $\pm 3\%$ (Pmp); $\pm 3\%$ (Voc, Vmp); $\pm 4\%$ (Isc, Imp).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
Clasificación protección eléctrica: CLASS II
Clasificación seguridad al fuego: CLASS C

Materiales de construcción

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x35 mm	Cubierta frontal (material/tipo/espesor)*	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Peso (± 0.5 kg)	27.2 kg	Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB(10BB)/ 182x91 mm
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa (*)	Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa (**)	Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s	Cable (longitud/sección) / Conector	1400 mm. / 4 mm²/ Compatible MC4
(*) Utilizando 8 taladros de fijación.		(*) Con capa anti-reflectante	
(**) Utilizando los 4 taladros de fijación interiores.			

Embalaje

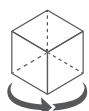


S5-GR3P(3-20)K

Solis Three Phase Inverters

>> Models:

S5-GR3P3K	S5-GR3P10K
S5-GR3P4K	S5-GR3P12K
S5-GR3P5K	S5-GR3P13K
S5-GR3P6K	S5-GR3P15K
S5-GR3P8K	S5-GR3P17K
S5-GR3P9K	S5-GR3P20K



360° View



Efficient

- Max. efficiency 98.7%
- String current up to **16A**
- Wide voltage range and low startup voltage

Smart

- Supports export power control
- Supports RS485, WiFi, GPRS
- Scan to register on SolisCloud, supports remote upgrade and control

Safe

- IP66
- AFCI protection, proactively reduces fire risk
- Automatic voltage stabilization technology in weak grid conditions

Economic

- Compact design, simple installation and maintenance
- > 150% DC/AC ratio
- Supports high power modules for lower installation costs

DATASHEET

S5-GR3P(3-20)K

Models

3K	4K	5K	6K	8K	9K	10K	12K	13K	15K	17K	20K
----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Input DC

Recommended max. PV power	4.5 kW	6 kW	7.5 kW	9 kW	12 kW	13.5 kW	15 kW	18 kW	19.5 kW	22.5 kW	25.5 kW	30 kW
Max. input voltage	1100 V											
Rated voltage	600 V											
Start-up voltage	180 V											
MPPT voltage range	160-1000 V											
Max. input current	16 A / 16 A						32 A / 32 A					
Max. short circuit current	20 A / 20 A						40 A / 40 A					
MPPT number/Max. input strings number	2/2						2/4					

Output AC

Rated output power	3 kW	4 kW	5 kW	6 kW	8 kW	9 kW	10 kW	12 kW	13 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. apparent output power	3.3 kVA	4.4 kVA	5.5 kVA	6.6 kVA	8.8 kVA	9.9 kVA	11 kVA	13.2 kVA	14.3 kVA	16.5 kVA	18.7 kVA	22 kVA
Max. output power	3.3 kW	4.4 kW	5.5 kW	6.6 kW	8.8 kW	9.9 kW	11 kW	13.2 kW	14.3 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated grid voltage	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V											
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz											
Rated grid output current	4.6 A / 4.3 A	6.1 A / 5.8 A	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	13.7 A / 13.0 A	15.2 A / 14.4 A	18.2 A / 17.3 A	19.8 A / 18.8 A	22.8 A / 21.7 A	25.8 A / 24.6 A	30.4 A / 28.9 A
Max. output current	4.7 A	6.4 A	7.9 A	9.5 A	12.7 A	14.3 A	15.9 A	19.1 A	20.7 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)											
THDi	<2%											

Efficiency

Max. efficiency	98.3%				98.5%			98.6%			98.7%	
EU efficiency	97.7%				97.9%			98.0%			98.1%	

Protection

DC reverse-polarity protection	Yes											
Short circuit protection	Yes											
Output over current protection	Yes											
Surge protection	Yes											
Grid monitoring	Yes											
Anti-islanding protection	Yes											
Temperature protection	Yes											
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)	Yes ⁽¹⁾											
Integrated DC switch	Optional											

General Data

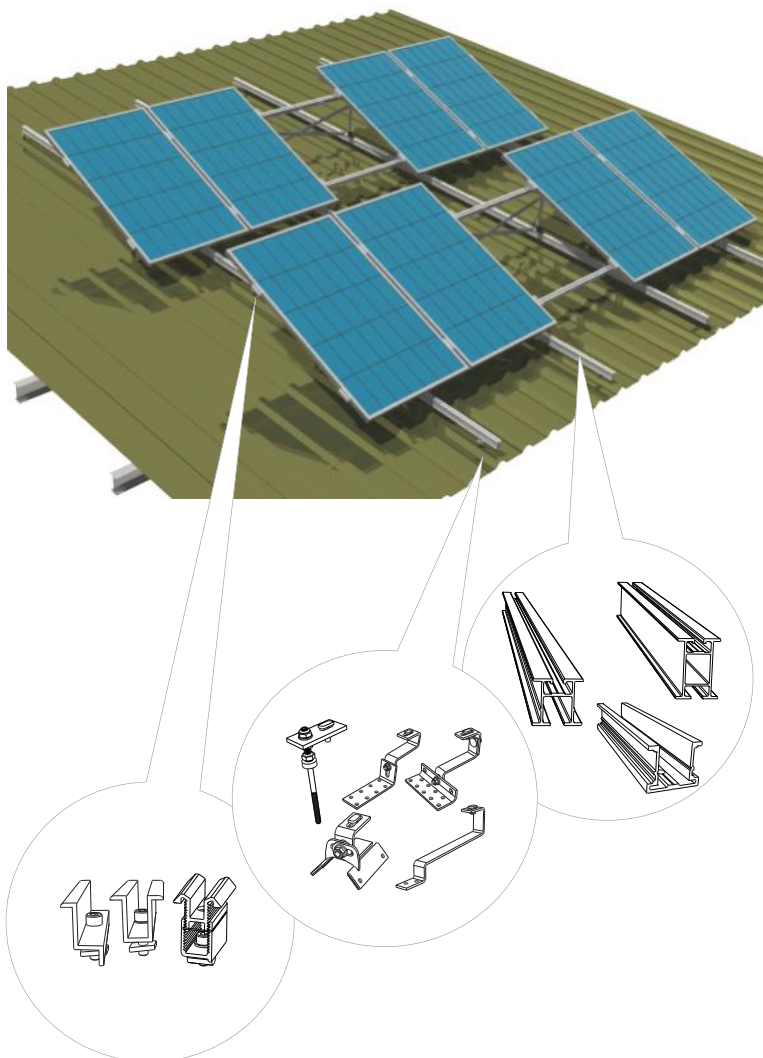
Dimensions (W*H*D)	310*563*219 mm		
Weight	17.8 kg	18.8 kg	20 kg
Topology	Transformerless		
Self-consumption (night)	<1 W		
Operating ambient temperature range	-25 ~ +60°C		
Relative humidity	0-100%		
Ingress protection	IP66		
Cooling concept	Natural convection	Intelligent redundant fan-cooling	
Max. operation altitude	4000 m		
Grid connection standard	G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VFR:2019, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530		
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4		

Features

DC connection	MC4 connector											
AC connection	Quick connection plug											
Display	LCD											
Communication	RS485, Optional: Wi-Fi, GPRS											

(1) Activation required.

AF-GRID AF-GRID2

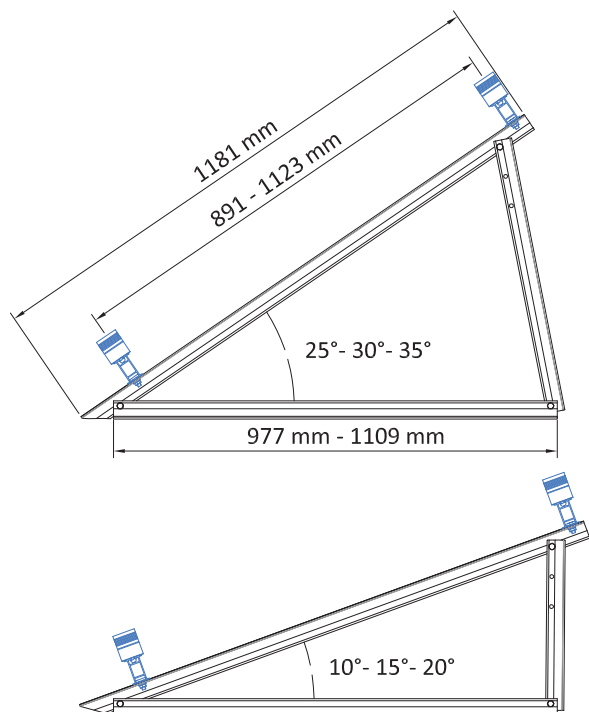


- Sistema con subestructura perpendicular a las filas.
- Distribución óptima de las cargas en toda la estructura, en algunos casos se puede reducir los puntos de anclaje respecto a otros sistemas.
- El sistema **AF-GRID** es el aconsejado para cubiertas orientadas Norte-Sur, con independencia de la posición del módulo. (fijado a correas).
- En cubiertas orientas Este-Oeste y los módulos en horizontal a menos de 15°, se puede montar el sistema **AF-GRID2** (sin perfiles portantes y fijado a cubierta).



Soportes

Soporte triangular estándar 1181mm 10° -35°

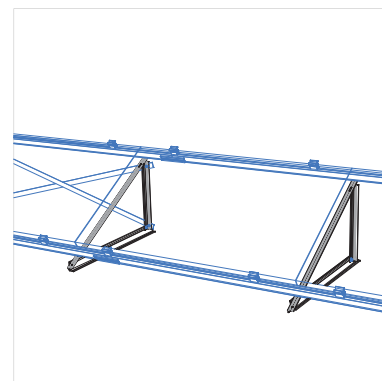
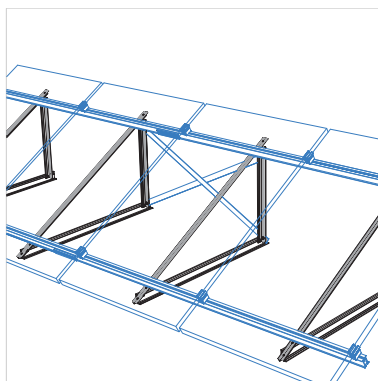
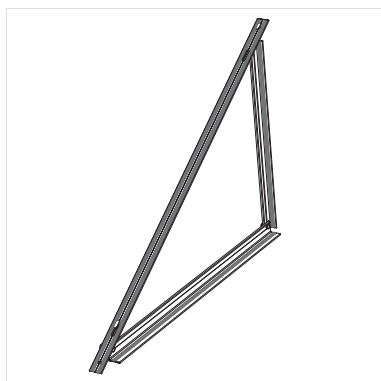


- Dos versiones estándar de soporte: soporte de 20° y soporte de 35°.
- Pata posterior marcada y taladrada para poderse cortar a inclinaciones intermedias, bajo pedido se pueden servir cortadas.
- Diseño de perfiles ASYM para conseguir mayor eficiencia con el menor peso.
- Fabricados completamente en aluminio de alta calidad 6082-T6.
- Tornillería de acero inoxidable A2-70
- Aplicación que facilita el cálculo de los elementos necesarios en función de la cantidad de módulos⁽¹⁾ a instalar y su ubicación.

(1) Medidas máximas de los módulos 1.65x1m.



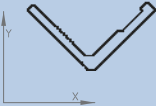
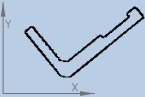
Referencia	Denominación
1.07.0014-10	Soporte triangular estándar 10º dintel 1181mm
1.07.0014-15	Soporte triangular estándar 15º dintel 1181mm
1.07.0014-20	Soporte triangular estándar 10º,15º o 20º dintel 1181mm
1.07.0014-25	Soporte triangular estándar 25º dintel 1181mm
1.07.0014-30	Soporte triangular estándar 30º dintel 1181mm
1.07.0014-35	Soporte triangular estándar 25º,30º o 35º dintel 1181mm



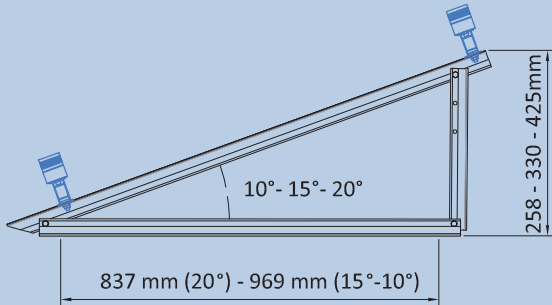
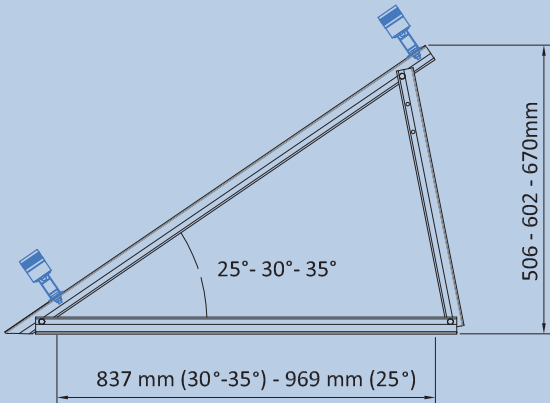
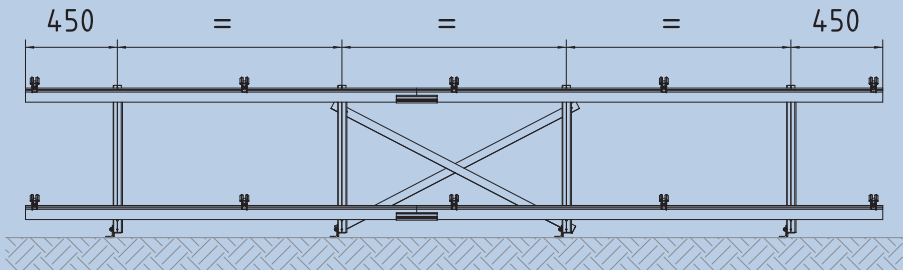
Soportes

Soporte triangular estándar 1181mm 10° -35°

		F _{y0,2} (N/mm ²)	F _u (N/mm ²)	E (N/mm ²)	G (N/mm ²)	v	ρ (Kg/m ³)
Perfilería, Aluminio EN AW- 6082-T6		250	290	70.000	27.000	0,3	2.700
Tornillería M8, Acero Inoxidable A2-70	18	450	700				

PROPIEDADES MECÁNICAS		AREA (cm ²)	I _x (cm ⁴)	I _y (cm ⁴)	W _x (cm ³)	W _y (cm ³)	A _{Vy} (cm ²)
		3,15	1,89	7,29	1,18	2,66	1,44
		2.61	0,68	4,52	0,45	1,97	0,87

DISTANCIAS DE MONTAJE



1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

1.1. Designación técnica

H1Z2Z2-K

1.2. Tensión nominal

- 1,5 kV en C.C (conductor-conductor o conductor-tierra)
- La máxima tensión de trabajo permitida en sistemas de corriente continua, no debe superar 1,8 kV.
- Uo/U (Um): 0,6/1 (1,2) kV en C.A.

1.3. Temperatura máxima de servicio

- En servicio permanente 120°C¹
- En cortocircuito 250°C

1.4. Tensión de ensayo

- 6,5 kV en C.A (5 minutos) o
- 15 kV en C. Continua (5 minutos).

1.5. Comportamiento frente al fuego. Normativa

- No propagador de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Baja emisión de gases tóxicos. Libre de halógenos: UNE EN 60754-1, IEC 60754-1 (HCl <0,5 %).
- Baja opacidad de humos: UNE EN 61034-2, IEC 61034-2. (Transmitancia lumínica superior al 60 %).
- Bajo índice de acidez de los gases de combustión: UNE EN 60754-2, IEC 60754-2 (pH≥4,3 y conductividad de los gases < 100 µS/cm).

1.6. Otras características técnicas

- Resistentes a la intemperie y a los rayos UV según anexo E de la norma EN 50618.
- Ensayo endurancia térmica según EN 60216-1 y EN 60216-2.
- Resistencia de la cubierta a soluciones ácidas (N-Oxalic acid) y alcalinas (N-Sodium Hydroxide) según norma EN 60811-404.

¹ Están diseñados para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90°C, pero pueden trabajar un periodo máximo de 20.000 h (2,28 años) a una temperatura máxima en el conductor de 120°C y una temperatura ambiente máxima de 90°C.

2. DESCRIPCIÓN CONSTRUCTIVA

2.1 Construcción

Construido según la norma EN 50618². Son siempre cables unipolares.

• Conductor.

Conductor formado por hilos de cobre recocido estañado.
Conductor flexible, clase 5 según UNE EN 60228³ / IEC 60228.
Apto para uso móvil.

• Aislamiento.

Compuesto elastómero reticulado de baja emisión de humos y gases corrosivos según tabla B.1 del anexo B de la norma EN 50618.

• Cubierta exterior

Compuesto elastómero reticulado de baja emisión de humos y gases corrosivos según tabla B.1 del anexo B de la norma EN 50618.

- Conductor de cobre estañado Flexible clase 5 (apto uso móvil)

- Aislamiento poliolefina termoestable

- Cubierta poliolefina termoestable

2.2. Diseño

2.3. Marcado

AENOR <HAR> MIGUELEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K 1x5 mm² (MM/AA) EN 50618 XXX MES

Siendo:

- S : sección nominal en mm²
- MM/AA : Fecha de fabricación Mes / Año

² EN 50618.- Electric cables for photovoltaic systems ³ UNE EN 60228.- Conductores de cables aislados.

3. APLICACIONES

3.1. Tipo de instalación

Móvil o fija.

3.2. Guía de utilización

Se recomiendan para instalaciones fijas o móviles de energía solar fotovoltaica, en interior o exterior de forma permanente.

Ideal para seguidores fotovoltaicos, muy comunes en huertos solares, que precisan flexibilidad y aptitud para servicio móvil.

Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase II.

La vida útil esperada para un uso normal, siempre y cuando se respeten las condiciones de instalación indicadas, es de al menos 25 años.

Usos concretos: Instalación entre placas/paneles fotovoltaicos, la instalación entre paneles fotovoltaicos y la caja de conexiones, o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor de corriente continua a alterna (cuando no existe caja de conexiones).

3.3. Métodos adecuados de instalación ⁴

- En montaje superficial, ya sea directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, o sobre abrazaderas, escalera o bandeja de cables.

- Pueden ser instalados dentro de equipos como cableado interno.

En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, la distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso está distancia debe sobrepasar los 80 cm. Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.

- Utilización a la intemperie permanente, condición AN3
- Apto para presencia de vibraciones, condición AH3
- Resistencia a los impactos, condición AG2
- Resistencia a sustancias corrosivas o contaminantes, condición AF3
- Presencia de agua, condición AD7

- Rango de temperatura ambiente para cable instalado: • Temp. Min: -40°C / Temp. Máx.: +90°C

- Máxima temperatura para el almacenamiento del cable: + 40°C

- Mínima temperatura para las tareas de tendido e instalación del cable: - 25°C

⁴ Deberán respetarse los sistemas de instalación establecidos en la reglamentación y normativa que le afecte en cada caso particular.



AENOR<HAR>
Cable Certificado
por AENOR
Según norma EN 50618 (s = de 1,5 a 50 mm²)

H1Z2Z2-K
Solflex

Radio mínimo de curvatura:

Durante su instalación, se respetará un radio de curvatura mínimo

	PARA UN DIÁMETRO DEL CABLE (mm)			
	D≤8	8<D≤12	12<D≤20	D>20
Instalación fija	3D	3D	4D	4D
Libre movimiento	4D	4D	5D	6D
A la entrada de un aparato o de un equipo móvil sin esfuerzo mecánico sobre el cable	4D	4D	5D	6D

Factor de corrección para temperaturas diferentes a 60 °C	TEMPERATURA AMBIENTE	FACTOR DE CORRECCIÓN
	hasta 60 ° C	1
	70 ° C	0,92
	80 ° C	0,84
	90 ° C	0,75

Intensidades máximas admisibles:

INTENSIDADES (A)			
SECCIÓN (mm ²)	TIPO DE INSTALACIÓN		
	Un único cable AL AIRE	Un único cable SOBRE SUPERFICIE	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

*Para T° ambiente de 60°C y T° máx. en el conductor de 120°C.
El periodo de tiempo máximo esperado para uso a la T° máx. de 120°C y una T° ambiente de 90°C se limita a 20.000 h.
Para instalación de cables agrupados, deben aplicarse los factores de reducción de la intensidad admisible de acuerdo con la tabla B.52.17 de la norma IEC 60364-5-52. El documento HD 60364-7-712 apartado 712.523.101 indica que para el diseño de los cables sometidos al calentamiento directo de la parte inferior de los módulos fotovoltaicos, la T° ambiente a tener en cuenta para su dimensionamiento se debe considerar que sea como mínimo igual a 70°C.

4. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Sección Nominal mm ²	Espesor Aislamiento mm	Espesor Cubierta mm	Ø Exterior mm	Peso kg/km	Resistencia eléctrica máxima a 20°C en C.C Ω / km
1 X 1,5	0,7	0,8	4,5	28	13,7
1 X 2,5	0,7	0,8	5,1	39	8,21
1 X 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09
1 X 6	0,7	0,8	6,3	73	3,39
1 X 10	0,7	0,8	7,3	115	1,95
1 X 16	0,7	0,9	8,6	172	1,24
1 X 25	0,9	1	10,6	257	0,795
1 X 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565
1 X 50	1	1,2	13,4	498	0,393
1 X 70	1,1	1,2	15,1	687	0,277
1 X 95	1,1	1,3	16,8	891	0,21
1 X 120	1,2	1,3	18,8	1132	0,164
1 X 150	1,4	1,4	21,2	1413	0,132
1 X 185	1,6	1,6	24,2	1740	0,108
1 X 240	1,7	1,7	26,8	2284	0,0817

Los valores de peso y diámetro exterior indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.

NOTA: Certificación AENOR <HAR> para cables SOLFLEX H1Z2Z2-K (s= de 1,5 a 50 mm²).

5. COLORES

El color de la cubierta será preferentemente negro o rojo.



Miguélez
CABLES

Solflex H1Z2Z2-K

**Seguridad y
Fiabilidad**



En muchas ocasiones, las instalaciones solares fotovoltaicas, tanto fijas como móviles, presentan unas particularidades y condiciones ambientales externas que generan la necesidad de utilizar cables con diseños específicos y prestaciones concretas de temperatura de servicio, tensión asignada, flexibilidad, durabilidad térmica, comportamiento en caso de incendio y de resistencia a la intemperie. También es indispensable que los cables presenten aptitud frente a rangos de temperatura ambiente extremos, condiciones de humedad constante y posibles acciones químicas.

Al ser el cableado eléctrico uno de los puntos clave en las instalaciones solares fotovoltaicas, la correcta selección del cable a utilizar será indispensable para conseguir la mayor optimización en el rendimiento de las mismas.

MIGUÉLEZ pone a disposición de sus clientes la gama de cables **SOLFLEX H1Z2Z2-K** como solución segura y fiable para este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas.

El cable **SOLFLEX H1Z2Z2-K** se compone de una amplia gama de formaciones unipolares flexibles de alto rendimiento, con una tensión asignada de hasta 1,8 kV en corriente continua.

Están especialmente diseñados para:

- La instalación entre placas/paneles fotovoltaicos
- La instalación entre paneles fotovoltaicos y caja de conexión o directamente al inversor (CC-CA) cuando no existe caja de conexiones.



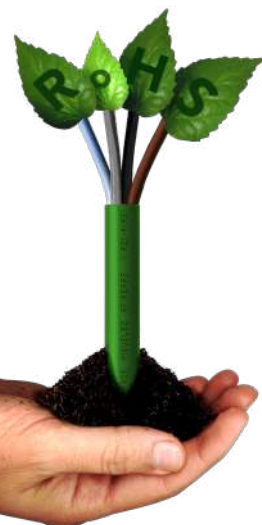
Los cables **SOLFLEX H1Z2Z2-K** ofrecen unas condiciones de flexibilidad y durabilidad térmica únicas en el mercado y gracias a su especial diseño pueden ser instalados con plenas garantías a la intemperie.

Así mismo, pueden utilizarse tanto en instalaciones fijas o móviles, interiores como exteriores, enterrados bajo tubo, sobre tejados u en otro tipo de integraciones arquitectónicas.

Las características de los cables MIGUÉLEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K están certificadas¹ por AENOR según norma EN 50618.

Las especificaciones para estos cables de circuitos eléctricos de sistemas fotovoltaicos se han establecido teniendo en cuenta las severas condiciones de la instalación y con la premisa de que su vida útil, con una adecuada instalación y mantenimiento, debe ser de al menos 25 años.

¹ Certificación para cables SOLFLEX H1Z2Z2-K (s= de 1,5 a 50 mm²)



UNA AMPLIA GAMA PARA EL CABLEADO DE INSTALACIONES GENERADORAS FOTOVOLTAICAS.

Las energías renovables están experimentando un fuerte crecimiento en todo el mundo debido al continuo aumento de los precios de la energía y a la necesidad cada vez más inminente de utilizar sistemas de energía más respetuosos con el medio ambiente. Además, el fuerte desarrollo tecnológico y la gran reducción en los costes que está experimentando la tecnología fotovoltaica, está consiguiendo que los usuarios consideren cada vez más este tipo de fuente de energía como una alternativa interesante ante otro tipo de fuentes "no renovables".

MIGUÉLEZ posee una amplia gama de soluciones para el cableado de baja tensión en instalaciones fotovoltaicas (PV), ya sea para:

- La interconexión de los paneles y demás circuitos de corriente continua
- La distribución en corriente alterna desde el inversor (CC-CA).
- Las redes de tierra y conexiones equipotenciales

Así mismo, y como muestra del compromiso medioambiental por parte de MIGUÉLEZ, todos nuestros cables cumplen la directiva RoHS (Restriction of Hazardous Substances) y REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and restriction of Chemicals).

Miguélez
CABLES

SEDE CENTRAL
Avda. Párroco Pablo Díez, 157
24010 León, España
+34 987 845 100
miguelez@miguelez.com
www.miguelez.com

MIGUÉLEZ ANDINA, S.R.L.
Avda. Eucaliptos s/n Parcela N° 6,
Sub Lote B-2, Lote N° 1
Urb. Santa Genoveva, Lurín,
Lima (Perú)
Telf.+51 1 713-2100
Fax.+51 1 536-2348
miguelezpe@miguelez.com
www.miguelez.com

MIGUÉLEZ PANAMÁ S.R.L.
Parque Industrial Milla 8,
Galera 2
Vía Transistmica, Las Cumbres
Ciudad de Panamá (Panamá)
Telf.+507 280-1500
Fax.+507 280-1505
miguelezpa@miguelez.com
www.miguelez.com

MIGUÉLEZ CHILE Ltda.
Avda. Los Maitenes Poniente, 1260
Parque de Negocios Enea
Pudahuel - Santiago de Chile (Chile)
Telf.+56 2 2364 4500
miguelezcl@miguelez.com
www.miguelez.com

MIGUÉLEZ USA CORP.
9990 N.W. 14th Street,
Suites 101 & 102
Doral, FL 33172 (USA)
Tel.+1 305 418-8760
Fax.+1 305 418-8763
miguelezusa@miguelez.com
www.miguelez.com

REPÚBLICA DOMINICANA
Representante Comercial:
Lic. Carlos R. Pou
Tel.+1 809 682-6014
carpco.int@gmail.com
www.miguelez.com

Miguélez
CABLES

Solflex H1Z2Z2-K

MIGUÉLEZ SOLFLEX H1Z2Z2-K 1x6mm²



AENOR<HAR>
Cable Certificado
por AENOR
Según la norma EN 50618 (+/- de 1,5 a 50 mm²)



AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070 C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50399
 EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-2
 EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de
 Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 NFC 20454
 DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS
 EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
 EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
 EN 50399



MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

BATERÍA DE LITO DC-L5000/LV

DC Solar Energy

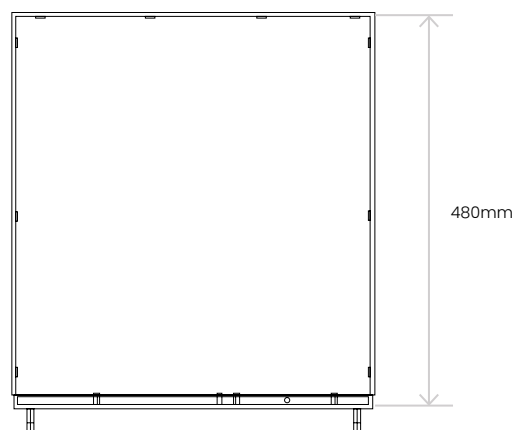
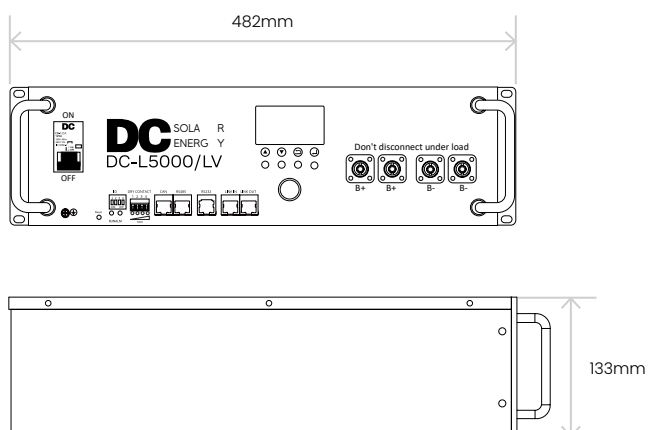
La batería **DC-L5000/LV** ofrece un alto rendimiento y almacenamiento con celdas LFP de tipo prismáticas de 100A, con 16 celdas en serie. Incluye una pantalla LCD con un menú de información sobre voltaje, corriente de carga y descarga. Además, permite la comunicación y configuración con diversos inversores debido a su diseño multiprotocolo.

La Batería de Litio **DC-5000/LV** ofrece:

- > **Conctato Seco**, configurable desde el menú de configuración, en función del SOC, facilitando el arranque de generadores y la gestión de cargas.
- > **Ajuste automático del SOC**, ajusta automáticamente al alcanzar un voltaje de carga de 56.5V y una corriente de 1.5A, compensando el desbalance natural de las baterías de litio por su uso.
- > **Ajuste manual del SOC**, a través del menú de configuración, según modelo y versión del firmware de baterías.
- > **Medir corrientes de descarga**, es capaz de medir corrientes de hasta 0,3A con precisa resolución. Ideal para mantener las celdas del pack de baterías balanceadas.
- > **Conexión en paralelo**, permite conectar hasta 16 módulos sin utilizar un HUB de comunicación externo.



DIMENSIONES



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tipo de batería	Litio LiFePO4
Energía total	5,12 kWh
Energía utilizable (DC)	4,9kWh
Potencia nominal de carga/descarga	3kW / 5kW
Potencia máxima (solo descarga)	6,4kW por 3s
Voltaje de operación	43,2V – 57,6V
Voltaje nominal	51,2V ± 0,20V
Voltaje de carga recomendado	56,5V ± 0,20V
Voltaje de carga máxima	57,0 ± 0,20V Vol
Voltaje de descarga recomendado	45 ± 0,20V
Voltaje máximo de descarga	43,5 ± 0,20V
Corriente de carga recomendado	25A
Corriente de carga nominal	50A
Corriente de descarga nominal	100A
Corrientes de descarga máxima	160A por 3s
Peso	43,6kg
Dimensiones (mm)	480x133x482mm
DOD máximo recomendado	80% @ 25°C, 0.2C >6000 ciclos
Condición de uso	Interior
Temperatura operación de Carga	de -3 ~ 65°C
Temperatura operación de Descarga	de -23 ~ 65°C
Temperatura de almacenamiento	de -20 ~ 45°C
Humedad relativa en condiciones estándares	15% ~ 90% RH
Material/Color del embalaje	Metálico - SPCC Acero laminado/Negro
Instalación	Montaje vertical en pared / Montaje horizontal en suelo
Grado de protección	IP 35
Máximo nº de conexiones	Paralelo 16uds / Serie (no admite)
Número de celdas / Resistencia interna	16S / 15mΩ
Comunicación / Interfaz de usuario	CAN / RS485 / Pantalla LCD
Garantía / Tiempo de vida	7 años / 15 años @ Temperatura ambiente

ANEXO IV: HOJAS DE CÁLCULO EXCEL DE LA INSTALACIÓN IMPLEMENTANDO BATERÍAS

ENERO			capacidad 95% batería	14,7	
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
5,38	0	0	5,379232506	0,737030163	0,737030163
3,95	0	0	3,9503386	0,541251693	0,541251693
5,75	0	0	5,74717833	0,787443892	0,787443892
3,95	0	0	3,9503386	0,541251693	0,541251693
4,20	0	0	4,198645598	0,575273228	0,575273228
5,18	0	0	5,176072235	0,709194361	0,709194361
4,47	0	0	4,469525959	0,61238763	0,61238763
4,22	0	0	4,221218962	0,578366095	0,578366095
4,24	0	0	4,24461851	0,581572161	0,581572161
2,70	0	0	2,696699774	0,369485623	0,369485623
1,01	0	0	1,005192777	0,137725483	0,137725483
-0,67	0,674447856	0	0	-	0
-2,14	2,815042889	0	0	-	0
-1,96	4,777450564	0	0	-	0
-2,12	6,898058691	0	0	-	0
-1,15	8,047506998	0	0	-	0
0,88	7,170035666	0	0	-	0
3,91	3,264843792	0	0	-	0
4,22	0	0	0,956375169	0,131036787	0,131036787
4,91	0	0	4,905191874	0,672079959	0,672079959
4,70	0	0	4,702031603	0,644244158	0,644244158
4,93	0	0	4,927765237	0,675172826	0,675172826
4,18	0	0	4,176072235	0,572180361	0,572180361
5,02	0	0	5,018058691	0,687544293	0,687544293
0,07	0	0	0,069724557	0,00955324	0,00955324

FEBRERO					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
4,47	0	0	4,469525959	0,61238763	0,61238763
4,97	0	0	4,972911964	0,68135856	0,68135856
5,11	0	0	5,108352144	0,699915761	0,699915761
5,79	0	0	5,792325056	0,793629625	0,793629625
5,22	0	0	5,221218962	0,715380095	0,715380095
4,36	0	0	4,356659142	0,596923296	0,596923296
5,63	0	0	5,627539503	0,771051698	0,771051698
4,07	0	0	4,072098871	0,557934555	0,557934555
3,77	0	0	3,767791874	0,516240236	0,516240236
1,00	0	0	0,997165688	0,13662566	0,13662566
-0,70	0,698087133	0	0	-	0
-2,99	3,686174718	0	0	-	0
-4,41	8,096409481	0	0	-	0
-5,10	13,19955079	0	0	-	0
-4,70	14,7	10,0018456	0	-	-0,600110736
-3,15	14,7	11,54843205	0	-	-0,692905923
-1,06	14,7	13,63509887	0	-	-0,818105932
3,03	11,67471467	0	0	-	0
4,09	7,588935892	0	0	-	0
4,45	3,141757562	0	1,305420767	-	0
3,84	0	0	3,837471783	0,095322588	0,095322588
4,24	0	0	4,243792325	0,581458962	0,581458962
4,93	0	0	4,927765237	0,675172826	0,675172826
4,42	0	0	4,424379233	0,606201896	0,606201896
0,05	0	0	0,051263066	0,007023758	0,007023758

MARZO					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
2,69	0	0	0,368051151	0,368051151	0,368051151
3,33	0	0	0,455579282	0,455579282	0,455579282
2,93	0	0	0,402103615	0,402103615	0,402103615
2,99	0	0	0,40918628	0,40918628	0,40918628
3,39	0	0	0,464857883	0,464857883	0,464857883
2,75	0	0	0,377329752	0,377329752	0,377329752
3,41	0	0	0,466800017	0,466800017	0,466800017
1,90	0	0	0,260716178	0,260716178	0,260716178
0,24	0	0	0,033556059	0,033556059	0,033556059
-1,56	1,558529571	0	0	-	0
-3,91	5,465605869	0	0	-	0
-6,24	11,70945598	0	0	-	0
-7,08	14,7	7,623216253	0	-	-0,457392975
-7,65	14,7	7,047629797	0	-	-0,422857788
-7,04	14,7	7,659843341	0	-	-0,4595906
-5,93	14,7	8,769416253	0	-	-0,526164975
-3,58	14,7	11,1164298	0	-	-0,666985788
-0,97	14,7	13,7325228	0	-	-0,823951368
2,46	12,24390339	0	0	-	0
2,08	10,16715395	0	0	-	0
2,59	7,580697968	0	0	-	0
2,68	4,903948533	0	0	-	0
2,89	2,01433228	0	0,119926158	-	0
3,02	0	0	0,414444153	0,13845243	0,13845243
0,00	0,004615963	0	0	-	-0,000276958

ABRIL					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
2,07	0	0	0,283244743	0,283244743	0,283244743
1,86	0	0	0,255408942	0,255408942	0,255408942
1,65	0	0	0,226243208	0,226243208	0,226243208
1,48	0	0	0,203263207	0,203263207	0,203263207
2,33	0	0	0,319493142	0,319493142	0,319493142
1,53	0	0	0,210314944	0,210314944	0,210314944
1,03	0	0	0,14060587	0,14060587	0,14060587
0,15	0	0	0,021122301	0,021122301	0,021122301
-1,48	1,480824831	0	0	-	0
-3,80	5,283796388	0	0	-	0
-5,70	10,98518104	0	0	-	0
-7,59	14,7	7,108055079	0	-	-0,426483305
-8,56	14,7	6,141148081	0	-	-0,368468885
-8,80	14,7	5,896388262	0	-	-0,353783296
-7,99	14,7	6,713962077	0	-	-0,402837725
-6,80	14,7	7,903881716	0	-	-0,474232903
-4,91	14,7	9,786321445	0	-	-0,587179287
-2,17	14,7	12,52942844	0	-	-0,751765707
0,77	13,93395801	0	0	-	0
1,44	12,49242302	0	0	-	0
1,91	10,58632822	0	0	-	0
1,66	8,925380135	0	0	-	0
1,51	7,416125056	0	0	-	0
1,91	5,503709707	0	0	-	0
-0,04	5,540206078	0	0	-	0

MAYO						
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías	
0,97	0	0	0,132993273	0,132993273	0,132993273	
0,85	0	0	0,117095938	0,117095938	0,117095938	
1,35	0	0	0,184706006	0,184706006	0,184706006	
0,84	0	0	0,115766005	0,115766005	0,115766005	
1,30	0	0	0,17765427	0,17765427	0,17765427	
0,96	0	0	0,130894144	0,130894144	0,130894144	
0,12	0	0	0,017059264	0,017059264	0,017059264	
-0,50	0,500239278	0	0	-	0	
-2,43	2,930691196	0	0	-	0	
-4,96	7,890850113	0	0	-	0	
-6,64	14,53038194	0	0	-	0	
-8,96	14,7	5,743400903	0	-	-0,344604054	
-8,94	14,7	5,764334086	0	-	-0,345860045	
-9,05	14,7	5,648081264	0	-	-0,338884876	
-9,15	14,7	5,553574266	0	-	-0,333214456	
-7,82	14,7	6,876974266	0	-	-0,412618456	
-5,56	14,7	9,143107449	0	-	-0,548586447	
-3,12	14,7	11,57702799	0	-	-0,694621679	
-0,24	14,7	14,46360135	0	-	-0,867816081	
0,84	13,85947901	0	0	-	0	
0,63	13,22742483	0	0	-	0	
0,72	12,5050772	0	0	-	0	
0,93	11,57302302	0	0	-	0	
1,21	10,36627359	0	0	-	0	
-0,06	10,4229054	0	0	-	-0,625374324	

JUNIO					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
0,26	0	0	0,03562364	0,03562364	0,03562364
0,28	0	0	0,03836392	0,03836392	0,03836392
0,30	0	0	0,0411042	0,0411042	0,0411042
0,26	0	0	0,03562364	0,03562364	0,03562364
0,31	0	0	0,04247434	0,04247434	0,04247434
-0,13	0,1328	0	0	-	0
-0,87	1,0016	0	0	-	0
-1,19	2,1878	0	0	-	0
-3,35	5,5406	0	0	-	0
-5,75	11,289	0	0	-	0
-7,94	14,7	6,7574	0	-	-0,405444
-9,68	14,7	5,0246	0	-	-0,301476
-9,86	14,7	4,84	0	-	-0,2904
-9,75	14,7	4,95	0	-	-0,297
-9,82	14,7	4,88	0	-	-0,2928
-9,04	14,7	5,6604	0	-	-0,339624
-6,81	14,7	7,886	0	-	-0,47316
-4,29	14,7	10,4082	0	-	-0,624492
-1,94	14,7	12,7626	0	-	-0,765756
-0,05	14,7	14,6454	0	-	-0,878724
0,22	14,48	0	0	-	0
0,16	14,32	0	0	-	0
0,25	14,07	0	0	-	0
0,21	13,86	0	0	-	0
-0,08	13,9382244	0	0	-	-0,836293464

JULIO					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
0,25	0	0	0,0342535	0,0342535	0,0342535
0,23	0	0	0,03151322	0,03151322	0,03151322
0,27	0	0	0,03699378	0,03699378	0,03699378
0,15	0	0	0,0205521	0,0205521	0,0205521
0,24	0	0	0,03288336	0,03288336	0,03288336
-0,05	0,0454	0	0	-	0
-0,75	0,7944	0	0	-	0
-0,91	1,7074	0	0	-	0
-3,17	4,876	0	0	-	0
-5,63	10,5032	0	0	-	0
-7,93	14,7	6,7678	0	-	-0,406068
-9,82	14,7	4,88	0	-	-0,2928
-9,77	14,7	4,93	0	-	-0,2958
-9,74	14,7	4,96	0	-	-0,2976
-9,72	14,7	4,98	0	-	-0,2988
-9,74	14,7	4,9604	0	-	-0,297624
-7,64	14,7	7,0576	0	-	-0,423456
-5,06	14,7	9,6428	0	-	-0,578568
-2,41	14,7	12,2946	0	-	-0,737676
0,04	14,6592	0	0	-	0
0,18	14,4792	0	0	-	0
0,12	14,3592	0	0	-	0
0,13	14,2292	0	0	-	0
0,21	14,0192	0	0	-	0
-0,08	14,0997092	0	0	-	-0,845982552

AGOSTO					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
0,30	0	0	0,0411042	0,0411042	0,0411042
0,40	0	0	0,0548056	0,0548056	0,0548056
0,30	0	0	0,0411042	0,0411042	0,0411042
0,30	0	0	0,0411042	0,0411042	0,0411042
0,20	0	0	0,0274028	0,0274028	0,0274028
0,40	0	0	0,0548056	0,0548056	0,0548056
-0,41	0,4116	0	0	-	0
-0,76	1,171	0	0	-	0
-2,75	3,9246	0	0	-	0
-5,39	9,317	0	0	-	0
-7,70	14,7	6,9986	0	-	-0,419916
-9,79	14,7	4,912	0	-	-0,29472
-9,90	14,7	4,8	0	-	-0,288
-9,80	14,7	4,9	0	-	-0,294
-9,70	14,7	5	0	-	-0,3
-9,34	14,7	5,3608	0	-	-0,321648
-7,18	14,7	7,5246	0	-	-0,451476
-4,51	14,7	10,191	0	-	-0,61146
-1,47	14,7	13,2324	0	-	-0,793944
0,30	14,4	0	0	-	0
0,30	14,1	0	0	-	0
0,30	13,8	0	0	-	0
0,10	13,7	0	0	-	0
0,40	13,3	0	0	-	0
-0,08	13,3753976	0	0	-	-0,802523856

SEPTIEMBRE					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
1,02	0	0	0,139179007	0,139179007	0,139179007
1,11	0	0	0,151550474	0,151550474	0,151550474
1,31	0	0	0,179850205	0,179850205	0,179850205
1,36	0	0	0,18646894	0,18646894	0,18646894
1,77	0	0	0,242171472	0,242171472	0,242171472
0,96	0	0	0,130859195	0,130859195	0,130859195
0,85	0	0	0,116060198	0,116060198	0,116060198
-0,10	0,095385553	0	0	-	0
-1,46	1,556578781	0	0	-	0
-4,26	5,81475079	0	0	-	0
-6,43	12,24853589	0	0	-	0
-8,36	14,7	6,337294808	0	-	-0,380237688
-8,92	14,7	5,783521445	0	-	-0,347011287
-8,80	14,7	5,896388262	0	-	-0,353783296
-8,81	14,7	5,891654628	0	-	-0,353499278
-7,07	14,7	7,625574266	0	-	-0,457534456
-4,78	14,7	9,916694808	0	-	-0,595001688
-1,51	14,7	13,18908126	0	-	-0,791344876
1,09	13,60821219	0	0	-	0
1,14	12,47299774	0	0	-	0
1,33	11,14432957	0	0	-	0
0,95	10,19624831	0	0	-	0
0,97	9,225593679	0	0	-	0
1,23	8,000085779	0	0	-	0
-0,05	8,045529064	0	0	-	-0,482731744

OCTUBRE					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
2,83	0	0	0,387536212	0,387536212	0,387536212
1,65	0	0	0,225779278	0,225779278	0,225779278
1,83	0	0	0,250522212	0,250522212	0,250522212
2,36	0	0	0,323452012	0,323452012	0,323452012
1,92	0	0	0,262893679	0,262893679	0,262893679
1,81	0	0	0,247429345	0,247429345	0,247429345
1,60	0	0	0,219593544	0,219593544	0,219593544
1,33	0	0	0,182194165	0,182194165	0,182194165
-0,68	0,676491196	0	0	-	0
-2,26	2,931635214	0	0	-	0
-4,23	7,160565688	0	0	-	0
-6,21	13,36619007	0	0	-	0
-7,31	14,7	7,394908804	0	-	-0,443694528
-7,15	14,7	7,553589165	0	-	-0,45321535
-6,24	14,7	8,456349436	0	-	-0,507380966
-4,95	14,7	9,747282167	0	-	-0,58483693
-1,95	14,7	12,75054853	0	-	-0,765032912
1,60	13,10399774	0	0	-	0
2,03	11,07871558	0	0	-	0
1,78	9,295419865	0	0	-	0
2,05	7,241243792	0	0	-	0
1,78	5,457948081	0	0	-	0
2,53	2,922959368	0	0	-	0
1,99	0,936503386	0	0,143858205	-	0
-0,01	0,948380876	0	0	-	-0,056902853

NOVIEMBRE					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
3,27	0	0	0,448465688	0,448465688	0,448465688
3,09	0	0	0,423722754	0,423722754	0,423722754
4,07	0	0	0,557643887	0,557643887	0,557643887
3,87	0	0	0,529808086	0,529808086	0,529808086
3,14	0	0	0,429908488	0,429908488	0,429908488
3,28	0	0	0,449393549	0,449393549	0,449393549
2,51	0	0	0,343308217	0,343308217	0,343308217
3,65	0	0	0,499953632	0,499953632	0,499953632
1,38	0	0	0,188940945	0,188940945	0,188940945
-0,22	0,216342664	0	0	-	0
-2,36	2,572032506	0	0	-	0
-2,78	5,356095711	0	0	-	0
-4,09	9,448171558	0	0	-	0
-4,87	14,31654176	0	0	-	0
-3,07	14,7	11,62573634	0	-	-0,697544181
-1,78	14,7	12,92069752	0	-	-0,775241851
1,04	13,65698284	0	0	-	0
3,28	10,37707314	0	0	-	0
2,78	7,600549436	0	0	-	0
3,02	4,575718736	0	0	-	0
3,18	1,392874492	0	0,245250916	-	0
2,73	0	0	0,374236885	0,183393579	0,183393579
2,98	0	0	0,40825842	0,40825842	0,40825842
3,75	0	0	0,514343752	0,514343752	0,514343752
0,03	0	0	0,004364674	0,004364674	0,004364674

DICIEMBRE					
Consumo-producción	Almacenado en baterías	Excedentes batería	Energía de red	Coste RED	Coste RED con baterías
3,14	0	0	0,429908488	0,429908488	0,429908488
4,07	0	0	0,557643887	0,557643887	0,557643887
3,41	0	0	0,467022889	0,467022889	0,467022889
3,96	0	0	0,542179553	0,542179553	0,542179553
3,16	0	0	0,433001354	0,433001354	0,433001354
3,07	0	0	0,420629887	0,420629887	0,420629887
3,78	0	0	0,517436619	0,517436619	0,517436619
3,25	0	0	0,445372822	0,445372822	0,445372822
2,24	0	0	0,306453368	0,306453368	0,306453368
1,13	0	0	0,155277688	0,155277688	0,155277688
-0,39	0,393742664	0	0	-	0
-0,89	1,285632957	0	0	-	0
-2,42	3,702763431	0	0	-	0
-3,22	6,921333183	0	0	-	0
-2,22	9,141223476	0	0	-	0
-0,91	10,0546465	0	0	-	0
2,85	7,20333544	0	0	-	0
3,02	4,17850474	0	0	-	0
2,55	1,627714673	0	0,126474252	-	0
3,21	0	0	0,439187088	0,21616739	0,21616739
3,73	0	0	0,511250885	0,511250885	0,511250885
2,60	0	0	0,355679684	0,355679684	0,355679684
3,27	0	0	0,448465688	0,448465688	0,448465688
3,75	0	0	0,514343752	0,514343752	0,514343752
0,05	0	0	0,006320834	0,006320834	0,006320834

Instalación fotovoltaica	
Coste placas solares	2.608,76 €
Inversores	1.256,15 €
Estructura soporte	750,31 €
Cableado	273,22 €
Otros materiales	2.480,43 €
Batería 4,9 kW	3.105,00 €
	10.473,87 €

Ahorro anual	SIN FV	kW instalados	CON FV	AHORRO	
Eléctrico	1.129,13	16,3	561	9.425,21 €	0,5%
Gasoil	8856,936				
GASTOS					
Mantenimiento	593,13 €			Inflación	2,7%

Ingresos variable:		9.425,21 €	9.472,34 €	9.519,70 €	9.567,30 €	9.615,13 €	9.663,21 €	9.711,53 €
Gastos variable:		593,13 €	609,02 €	625,34 €	642,10 €	659,31 €	676,98 €	695,12 €
Año:	0	1	2	3	4	5	6	7
Ahorro:	0,00 €	9.425,21 €	9.472,34 €	9.519,70 €	9.567,30 €	9.615,13 €	9.663,21 €	9.711,53 €
Inversiones:	29.656,26 €							
Gastos:		1.248,00 €	1.263,89 €	1.280,21 €	1.296,97 €	1.314,18 €	1.331,85 €	1.349,99 €
Amortización:		2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €
BAIT:	-29.656,26 €	5.277,08 €	5.308,31 €	5.339,35 €	5.370,19 €	5.400,81 €	5.431,22 €	5.461,39 €
BAT:	-29.656,26 €	5.277,08 €	5.308,31 €	5.339,35 €	5.370,19 €	5.400,81 €	5.431,22 €	5.461,39 €
Flujos de caja:	-29.656,26 €	8.177,22 €	8.208,45 €	8.239,49 €	8.270,33 €	8.300,95 €	8.331,36 €	8.361,53 €
		8.177,22 €						
Flujos de caja acumulados:	-29.656,26 €	-21.479,05 €	-13.270,60 €	-5.031,12 €	3.239,21 €	11.540,16 €	19.871,52 €	28.233,05 €
VAN	-28.244,06 €	-20.827,09 €	-13.736,32 €	-6.957,68 €	-477,66 €	5.716,64 €	11.637,58 €	17.297,00 €

9.760,08 €	9.808,88 €	9.857,93 €	9.907,22 €	9.956,75 €	10.006,54 €	10.056,57 €	10.106,85 €
713,75 €	732,88 €	752,52 €	772,69 €	793,40 €	814,66 €	836,49 €	858,91 €
8	9	10	11	12	13	14	15
9.760,08 €	9.808,88 €	9.857,93 €	9.907,22 €	9.956,75 €	10.006,54 €	10.056,57 €	10.106,85 €
1.368,62 €	1.387,75 €	1.407,39 €	1.427,56 €	1.448,27 €	1.469,53 €	1.491,36 €	1.513,78 €
2.900,14 €	2.900,14 €	2.900,14 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
5.491,32 €	5.520,99 €	5.550,40 €	8.479,66 €	8.508,49 €	8.537,01 €	8.565,21 €	8.593,07 €
5.491,32 €	5.520,99 €	5.550,40 €	8.479,66 €	8.508,49 €	8.537,01 €	8.565,21 €	8.593,07 €
8.391,46 €	8.421,13 €	8.450,54 €	8.479,66 €	8.508,49 €	8.537,01 €	8.565,21 €	8.593,07 €
36.624,51 €	45.045,65 €	53.496,18 €	61.975,84 €	70.484,33 €	79.021,33 €	87.586,54 €	96.179,61 €
22.706,21 €	27.876,05 €	32.816,90 €	37.538,69 €	42.050,93 €	46.362,70 €	50.482,71 €	54.419,29 €