



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Viabilidad económica y análisis del
impacto medioambiental de una
instalación fotovoltaica. Aplicación a un
caso práctico.

Autor:

García Gómez, Iván

Tutores:

Eduardo Pedro Parra Gonzalo

Vanesa Fernández Cavero

Valladolid, abril de 2025.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mi familia y a mi gente cercana que me han apoyado y animado cuando lo he necesitado. También a mis tutores, Vanesa y Eduardo, por dedicarme su tiempo, su ayuda y paciencia en todo momento. Por último, a la Universidad de Valladolid, sus profesores y compañeros durante estos años y a la empresa en la que hice las prácticas junto con los colegas que me brindaron ayuda desinteresadamente y me permitieron realizar este trabajo, el cual no habría sido posible sin ninguna de las personas mencionadas.

Resumen y Palabras Clave

Este trabajo de fin de grado se centra en el estudio de la viabilidad económica, energética y ecológica de la instalación fotovoltaica ejecutada en una planta de producción del polígono industrial de Burgos.

Para ello, se hallarán los balances de dinero, energía y emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida útil de la instalación, proporcionando los flujos económicos, energéticos y ecológicos que se dan durante la fabricación, transporte, montaje, mantenimiento y eliminación de los componentes. Se expondrán los tiempos de amortización económica, energética y ecológica, así como las conclusiones sobre la viabilidad final.

El contenido del documento se divide en: 1. Introducción 2. Descripción de la planta 3. Estudio de viabilidades 4. Conclusiones y reflexiones.

Para finalizar, añado que, así como se dice que se necesita dinero para hacer dinero, también se necesita energía para hacer energía. Esta idea resume la esencia de este trabajo.

PALABRAS CLAVE: fotovoltaica, autoconsumo, amortización, ciclo de vida, energía gris.

Abstract and Keywords

This bachelor's degree final project focuses on the study of the economic, energetic, and ecological feasibility of the photovoltaic installation implemented in a production plant in the industrial park of Burgos.

To do this, the balances of money, energy, and greenhouse gas emissions during the useful life cycle of the installation will be determined, providing the economic, energy, and ecological flows that exist during the manufacturing, transportation, assembly, maintenance, and removal of the components. The economic, energy, and ecological payback times will be presented, as well as the conclusions on the final feasibility.

The content of this document is divided into: 1. Introduction 2. Description of the plant 3. Viability study 4. Conclusions and reflections.

To conclude the introduction, I add that, as it is said that money is needed to make money, energy is also needed to make energy. This idea summarizes the essence of this work.

KEY WORDS: photovoltaic, self-consumption, amortization, life cycle, gray energy

ÍNDICE

1. Introducción	13
2. Objetivos.....	15
3. Procedimiento a seguir	17
4. Estado del arte.....	19
4.1. Evolución de la energía fotovoltaica en España	19
4.2 Distribución geográfica de las instalaciones fotovoltaicas	21
5. Marco Teórico	25
6. Desarrollo del trabajo.....	33
6.1 Parámetros	33
6.2 Cubierta.....	34
6.3 Funcionamiento de la instalación	36
6.4 Generación de la instalación (PVGIS)	36
6.5 Amortización económica.....	41
6.5.1 Coste de la instalación:	41
6.5.2 Ahorro Económico	43
6.5.3 Resultados.....	45
6.6 Amortización Energética (EPBT)	46
6.6.1 Energía gris en Fabricación.....	46
6.6.1.1 Los paneles:.....	46
Vidrio	48
Polímero (TPT)	50
Polímero (EVA).....	52
Aluminio	52
Cobre	55
Plata	56
Otros.....	57
Silicio.....	58
Presupuesto Energético:.....	61
6.6.1.2 Los inversores:.....	64
6.6.1.3 Cableado y canalización.....	67
Cableado.....	67
Canalización con tubos de protección.....	70
6.6.1.4 Estructuras de sujeción.....	73
Guías	73

Sopores	76
Rejiband.....	77
6.6.2 Energía gris en Transporte	79
Paneles	80
Inversores.....	82
Cableado y Canalización.....	83
Cableado.....	83
Canalización	86
Estructuras de sujeción.....	86
Guías.....	86
Estructuras	87
Rejiband.....	87
Total	88
6.6.3 Energía gris en Montaje, Mantenimiento y Eliminación	89
6.6.3.1 Montaje	89
6.6.3.2 Mantenimiento.....	90
6.6.3.3 Eliminación.....	92
6.6.4 Ahorro energético.....	97
6.6.5 Resultados.....	98
6.7 Amortización Ecológica	99
6.7.1 Emisiones en Fabricación	99
6.7.2 Emisiones en Transporte.....	100
Paneles	100
Inversores.....	100
Cableado y canalización	101
Estructuras de sujeción	101
6.7.3 Emisiones en Montaje, Mantenimiento y Eliminación.....	102
6.7.4 Ahorro de emisiones	103
6.7.4 Resultados.....	108
Limitaciones	109
7. Conclusiones.....	111
8. Líneas a futuro	113
Bibliografía	119
Anexos	126
Anexo I: Legislación.....	126

Anexo II: Fichas Técnicas paneles solares JA SOLAR	128
Ficha Técnica paneles solares JA SOLAR	128
Ficha Técnica inversores Huawei.....	131
Ficha Técnica Estructura de Sujeción (Novotegra, 2021).....	133
Anexo III: Tabla de energía utilizada en la producción de paneles.....	135

Índice de figuras

Ilustración 1 Gráfico del porcentaje de energía generada en España renovable en 2024 (Red Eléctrica de España, 2024a)	19
Ilustración 2 Gráfico de la evolución de la potencia fotovoltaica en España (2016-2020) (Red Eléctrica de España, 2025)	20
Ilustración 3 Gráfico de la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España (2020-2025) (Red Eléctrica de España, 2025).....	20
Ilustración 4 Gráfico de la evolución de la potencia eólica en España (2020-2025) (Red Eléctrica de España, 2025).....	21
Ilustración 5 Distribución geográfica de las instalaciones fotovoltaicas a 31.12.2023 (Red Eléctrica de España, 2023).....	21
Ilustración 6 Gráfico de potencia fotovoltaica instalada en España por CCAA (Statista, 2024).....	22
Ilustración 7 Evolución del porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2020-2024) (Red Eléctrica de España, 2024d)	23
Ilustración 8 Porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2020) (Red Eléctrica de España, 2024d)	23
Ilustración 9 Porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2024) (Red Eléctrica de España, 2024d)	24
Ilustración 10 Esquema del efecto fotoeléctrico (Área Tecnología, 2020).....	25
Ilustración 11 Ejemplo de instalación residencial (EcoInventos, 2022).....	26
Ilustración 12 Ejemplo de instalación comercial (Cubierta Solar, 2021)	26
Ilustración 13 Ejemplo de instalación industrial (Sicma21, 2023).....	26
Ilustración 14 Ejemplo de instalación agrivoltaica (Enel Green Power, 2022)	27
Ilustración 15 Ejemplo de instalación en terreno baldío (Smart Spain, 2023)	27
Ilustración 16 Ejemplo de instalación en azotea (Eseficiencia, 2019).....	27
Ilustración 17 Ejemplo de parque solar (Esenergia, 2022).....	28
Ilustración 18 Ejemplo de instalación flotante (Esenergia, 2023).....	28
Ilustración 19 Esquema de los tipos de conexión en instalaciones fotovoltaicas (Endef, 2020).....	28
Ilustración 20 Esquema de conexión de una instalación aislada (Endef, 2020).....	29
Ilustración 21 Esquema de conexión de una instalación conectada a red (Endef, 2020).....	29
Ilustración 22 Esquema de conexión de una instalación híbrida (Instalaciones Eficientes, 2022)	30
Ilustración 23 Esquema del funcionamiento eléctrico de una instalación de autoconsumo (Genera SL, 2017)	31
Ilustración 24 Simulación en 3D de la distribución de los paneles en software especializado (Simulación 3D, 2022)	34
Ilustración 25 Planta de la simulación de distribución de los paneles con estudio de sombras (Simulación 3D, 2022).....	35
Ilustración 26 Interfaz de PVGIS para la introducción de datos (PVGIS, 2024).....	37
Ilustración 27 Datos de cubierta suroeste introducidos en PVGIS (PVGIS, 2024).....	37
Ilustración 28 Resultados simulación cubierta suroeste (PVGIS, 2024).....	38
Ilustración 29 Datos de cubierta noreste introducidos en PVGIS (PVGIS, 2024)	38
Ilustración 30 Resultados simulación cubierta noreste (PVGIS, 2024).....	39
Ilustración 31 Gráfico del balance económico de la instalación durante su vida útil (elaboración propia, 2025)	45

Ilustración 32 Paneles JA SOLAR instalados por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)	47
Ilustración 33 Gráfico: UCS	48
Ilustración 34 Proceso de transformación de la arena de sílice en paneles fotovoltaicos (elaboración propia, 2024)	58
Ilustración 35 Fotografía de inversores Huawei instalados por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)	64
Ilustración 36 Fotografía de cableado y rejiband en la cubierta de la nave por operario. (Operario, 2023)	67
Ilustración 37 Plano del recorrido de los tubos de protección de cableado CC, desde los paneles hasta los inversores (Francisco Benavides Pastor, 2022)	70
Ilustración 38 Fotografía de las guías instaladas por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)	73
Ilustración 39 Guías de Novotegra (Novotegra, 2025)	74
Ilustración 40 Fotografía de soporte instalado por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)	76
Ilustración 41 Distribución de la Energía Gris de Fabricación de la instalación	78
Ilustración 42 Modo de embalaje y transporte de los paneles solares de JA SOLAR (Operario, 2023)	80
Ilustración 43 Gráfico Distribución Energía Gris de Transporte en la instalación	88
Ilustración 44 Gráfico Distribución Energía Gris de Mantenimiento de la instalación	92
Ilustración 45 Distribución de la Energía Gris de la instalación	96
Ilustración 46 Gráfico de la Amortización Económica	98
Ilustración 47 Gráfico de factor de emisión de CO2 equivalente de la generación eléctrica en España (2020-2024) (ree, 2025)	103
Ilustración 48 Gráfico de emisiones reducidas por la instalación durante su ciclo de vida (elaboración propia, 2025)	105
Ilustración 49 Gráfico del balance ecológico de la instalación durante su vida útil caso 1 (elaboración propia, 2025)	106
Ilustración 50 Gráfico del balance ecológico de la instalación durante su vida útil caso 2 (elaboración propia, 2025)	107
Ilustración 51 Gráfico de Amortización Ecológica	108

Índice de tablas

Tabla 1 Componentes y energía gris de fabricación de un inversor	66
Tabla 2 Número de conductores en los tubos de protección	71
Tabla 3 Diámetros normalizados de tubos de protección	72
Tabla 4 Energía gris de los tubos de protección.....	72
Tabla 5 Capacidades de bobina para cableado (Miguélez Cables, 2024)	84

1. Introducción

Durante los últimos años, la actividad fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial debido a los avances tecnológicos, la disminución de los costos, la conciencia ambiental y las políticas gubernamentales favorables, como ha sido la simplificación de los trámites administrativos y la permisión del autoconsumo colectivo, así como el cambio del "impuesto al sol" que gravaba el uso de energía fotovoltaica por subvenciones.

Dentro del campo de la energía solar fotovoltaica, la aplicación que mayor expansión ha experimentado ha sido la de los sistemas de conexión a la red eléctrica. La extensión a gran escala experimentada por este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica la cual permite, por un lado, optimizar diseño y funcionamiento para que sea económicamente productivo, y por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, respetando en todo momento la integración de los sistemas en el entorno arquitectónico y ambiental. Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Además, el mantenimiento es mínimo y presenta una simplicidad enorme y facilidad de instalación. La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una fuente de energía importante y está desempeñando un papel crucial en la transición hacia una generación energética más limpia y sostenible.

2. Objetivos

El objetivo principal del trabajo es analizar la instalación fotovoltaica realizada en la nave de una empresa del polígono industrial de Burgos, con un total de 713,92 kWp (Kilovatios pico) instalados (formada por 1552 paneles JA SOLAR JAM 72S20-460/MR), desde el punto de vista tanto de la rentabilidad económica como del ahorro energético y ecológico (emisiones de CO₂ equivalentes). Por lo tanto, la instalación será rentable en cada uno de estos aspectos si los tiempos de amortización son coherentes con la inversión realizada y con el tiempo de vida de esta.

Dicha instalación tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y reducir la cantidad de energía importada de la red del complejo industrial. La instalación diseñada sigue el modelo de autoconsumo sin excedentes, en la cual toda la energía generada va a suponerse utilizada por el complejo industrial, siendo necesario a mayores importar energía eléctrica de la red.

3. Procedimiento a seguir

Para abordar el análisis de la instalación se dividirá su desarrollo en tres estudios paralelos: el estudio de la amortización económica, el estudio de la amortización energética y el estudio de la amortización ecológica.

Amortización económica:

Para analizar la rentabilidad desde el punto de vista económico, hay que tener en cuenta el tiempo de amortización de la instalación, así como el tiempo de vida útil de la misma. Para lograr este análisis se deben estudiar los costes de la instalación a realizar, los costes de la energía eléctrica en España, así como la generación del sistema fotovoltaico.

Para ello se han proporcionado tanto el presupuesto de la empresa instaladora, como las subvenciones otorgadas por la Junta de Castilla y León. También se pone a disposición la previsión de generación eléctrica anual de la instalación, gracias a la simulación con el software PVGIS, así como el ahorro en la factura cada mes teniendo en cuenta el precio de la electricidad a lo largo del tiempo.

Amortización energética (EPBT):

En el análisis de la viabilidad energética se debe estudiar el EPBT (“Energy Payback Time”), es decir, el tiempo en el que la instalación fotovoltaica consigue contrarrestar con su generación la “energía gris” de la misma. El concepto de “energía gris” (también conocida como energía incorporada), representa la cantidad total de energía utilizada a lo largo del ciclo de vida de un producto para su **fabricación, transporte, instalación, mantenimiento y eliminación**.

Para calcular la energía gris de la instalación, se han proporcionado datos sobre la energía utilizada en cada fase del ciclo de vida de esta, desde la fabricación de los componentes hasta su eliminación final. Después se comparará el valor de energía gris total hallado con la generación eléctrica anual obtenida en PVGIS y se calculará el tiempo de amortización energética o EPBT.

Amortización ecológica:

De forma análoga se estudiará el tiempo de **amortización ecológica**, en el que la instalación ahorra con su limpia generación eléctrica las emisiones de gases de efecto invernadero, GEI, causadas durante su ciclo de vida. Se procederá de manera similar al apartado anterior, calculando las emisiones producidas en la fabricación, transporte, instalación, mantenimiento y eliminación, para después comparar estos datos con la emisión que generaría la importación de esa energía al ser producida en España.

4. Estado del arte

En este apartado se analizará cómo se han desarrollado las soluciones fotovoltaicas a lo largo de los años y en las diferentes comunidades españolas.

4.1. Evolución de la energía fotovoltaica en España

En los últimos años, la generación de energía a partir de fuentes renovables se está impulsando de manera firme, creciendo un 15,1 % solo en 2023 y así llegando a suponer el 50,3% de la producción eléctrica total de España. En 2024, la cantidad de energía fotovoltaica generada subió un 18,9% con respecto a 2023. Además, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables ha sido superior a la generación a partir de fuentes no renovables en todos los meses menos en diciembre, llegando a representar el 64,3% de la energía total generada en España en el mes de marzo.

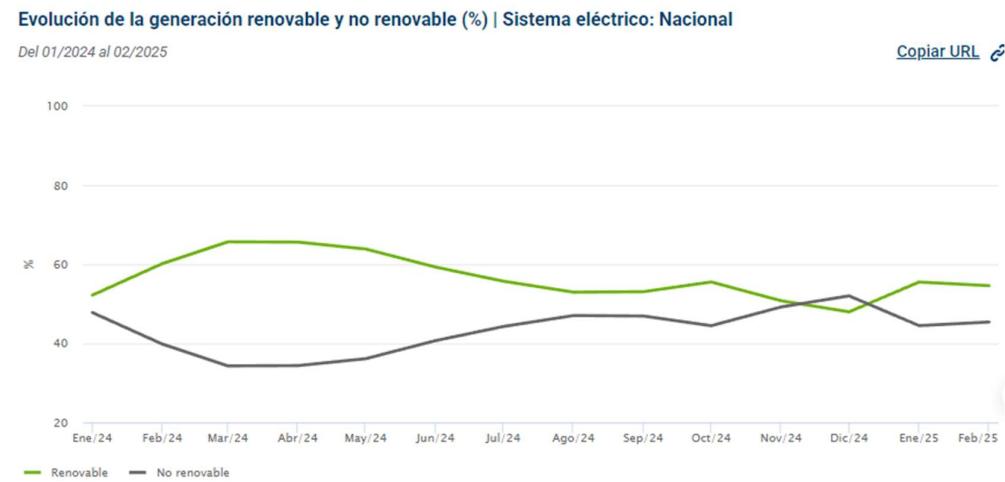


Ilustración 1 Gráfico del porcentaje de energía generada en España renovable en 2024 (Red Eléctrica de España, 2024a)

Dentro de la generación eléctrica renovable, la solar fotovoltaica sigue siendo la tecnología que mayor crecimiento experimenta, con una potencia instalada de 33031 MW en marzo de 2025. Esta capacidad se vio incrementada durante el año 2022 en un 28,0 %, lo cual significó 6144 MW más instalados en todo el país. Es el récord de MW instalados en un año en territorio español, superando a los 6003 MW instalados en 2023 (ver ilustraciones 2 y 3).

Cabe destacar que las instalaciones que no vierten a la red, como lo son las instalaciones aisladas y las que no tienen excedentes (como es el caso de la instalación a estudiar), no contribuyen a aumentar estos datos, ya que las estadísticas de la Red Eléctrica de España (REE) computan exclusivamente las

instalaciones conectadas a la red, que son las que contribuyen directamente al sistema eléctrico nacional.

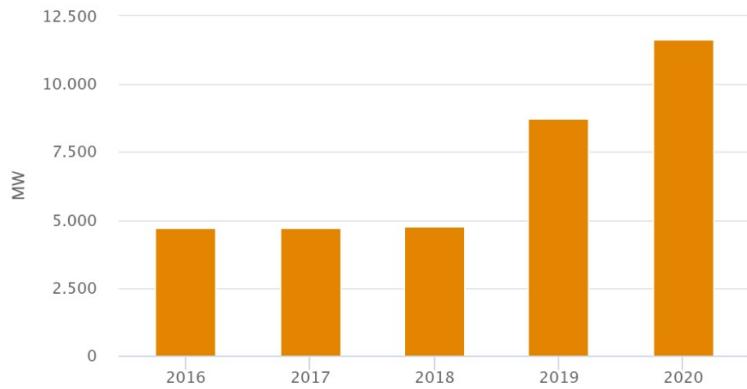


Ilustración 2 Gráfico de la evolución de la potencia fotovoltaica en España (2016-2020) (Red Eléctrica de España, 2025)

Se observa claramente la tendencia alcista de esta tecnología. Es destacable como hasta 2018 la energía fotovoltaica en España parecía estar estancada, siendo la potencia total instalada en el país de menos de 5000 MWp. Sin embargo, de 2019 en adelante sufrió un gran crecimiento, coincidiendo con el fin del llamado “impuesto al sol” que estuvo vigente en España entre 2015 y 2018.

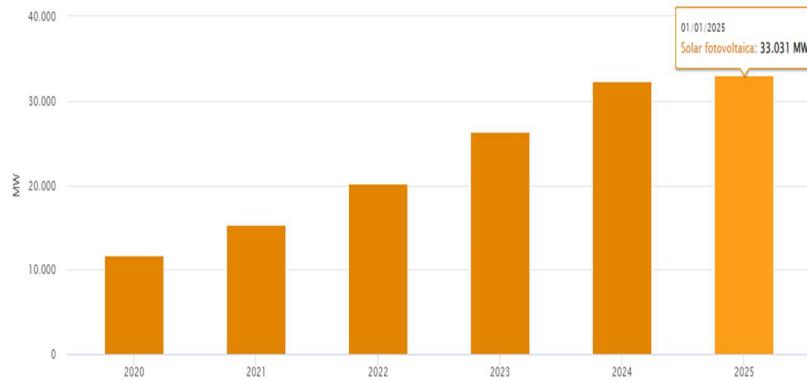


Ilustración 3 Gráfico de la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España (2020-2025) (Red Eléctrica de España, 2025)

Estos últimos años no ha parado de crecer más y más, teniendo ya un volumen de 33031 MW, superior al de la generación eólica (que cuenta con 32199 MW), que hasta hace unos años parecía la única alternativa renovable.

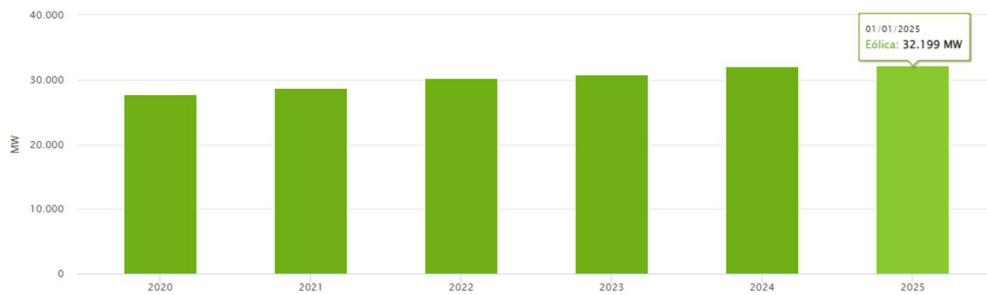


Ilustración 4 Gráfico de la evolución de la potencia eólica en España (2020-2025) (Red Eléctrica de España, 2025)

Se puede observar que la energía eólica sigue creciendo, pero no a un ritmo tan rápido como lo está haciendo la fotovoltaica.

4.2 Distribución geográfica de las instalaciones fotovoltaicas

La distribución de las instalaciones fotovoltaicas en España no es uniforme, ni mucho menos, debido a diversos factores (ver ilustraciones 5 y 6).

Distribución geográfica peninsular de las instalaciones de energía solar fotovoltaica a 31.12.2023

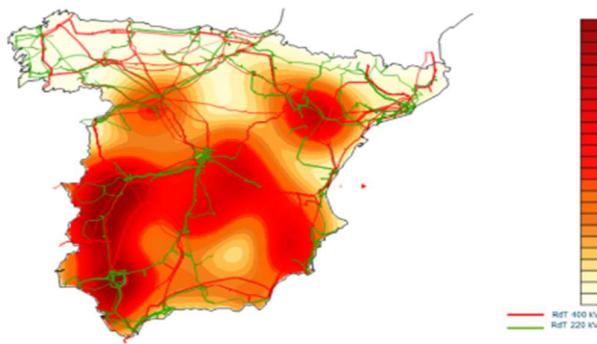


Ilustración 5 Distribución geográfica de las instalaciones fotovoltaicas a 31.12.2023 (Red Eléctrica de España, 2023)

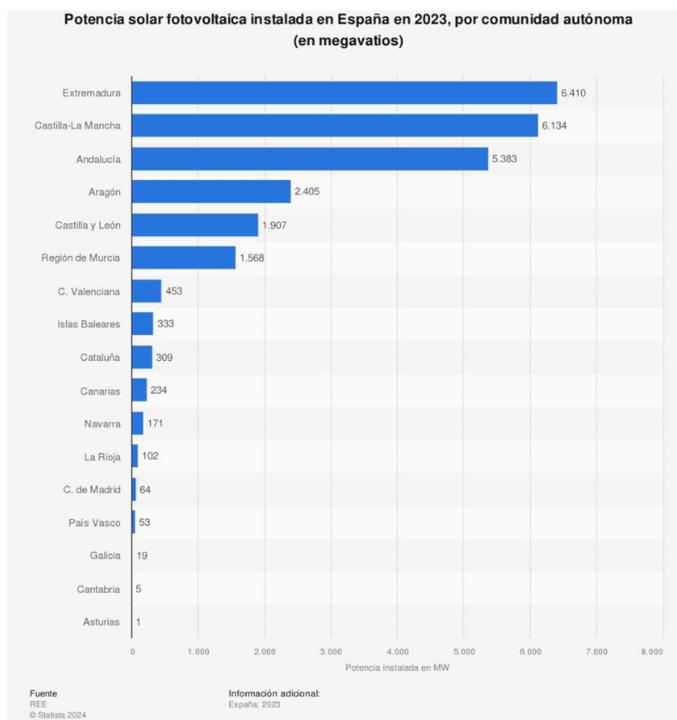


Ilustración 6 Gráfico de potencia fotovoltaica instalada en España por CCAA (Statista, 2024)

Como se puede apreciar tanto en el mapa peninsular como en la gráfica, resultan factores clave para el desarrollo de esta tecnología la presencia de un clima favorable con gran porcentaje de días soleados al año, así como la existencia de amplios terrenos, donde instalar huertos solares, o entornos rurales (cuyos habitantes pueden instalar paneles en sus tejados personales). De esta forma se puede observar en el gráfico, aunque no en el mapa, que tanto en las islas baleares como en las islas canarias el desarrollo de la energía fotovoltaica es alto en comparación a su superficie, ya que son zonas con un clima más soleado que la España peninsular. Además, al estar aisladas, las soluciones y ventajas de las instalaciones fotovoltaicas hacen que esta forma de generación eléctrica esté aumentando considerablemente.

De esta manera, son notablemente las comunidades con más potencia solar fotovoltaica instalada Extremadura (6410 MW), Castilla-La Mancha (6134 MW) y Andalucía (5383 MW), seguidas por Aragón (2405 MW), Castilla y León (1907 MW) y Murcia (1568 MW). Únicamente las tres primeras comunidades suman más del 70 % de la potencia fotovoltaica instalada en España. Opuestamente resaltan las comunidades de la región cantábrica, todas ellas por debajo del 0,5 % respecto al total del territorio español. (Red Eléctrica de España, 2023)

Para poner estos datos en perspectiva y visualizar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica durante estos últimos años, se ha generado un gráfico en el que se observa de qué fuentes proviene la energía eléctrica generada en España (Ilustración 7).

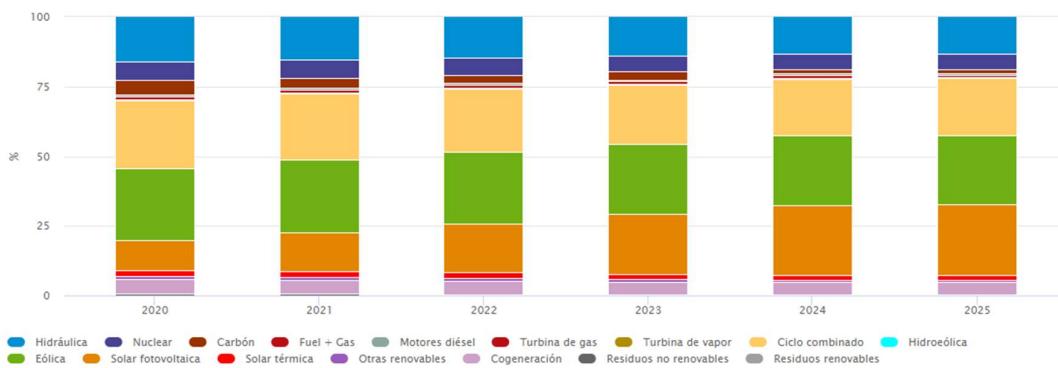


Ilustración 7 Evolución del porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2020-2024) (Red Eléctrica de España, 2024d)

En las siguientes imágenes, se observa más exactamente la diferencia en la potencia fotovoltaica instalada desde 2020 hasta 2024. (ver ilustraciones 8 y 9)

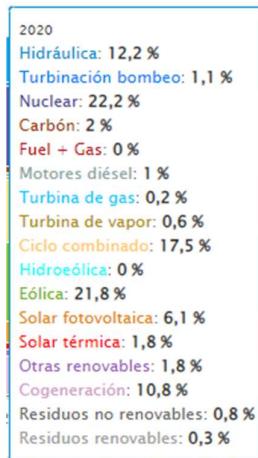


Ilustración 8 Porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2020) (Red Eléctrica de España, 2024d)

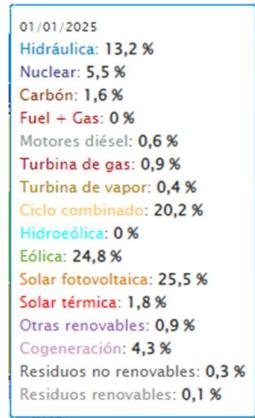


Ilustración 9 Porcentaje de potencia instalada de cada fuente de energía en España (2024) (Red Eléctrica de España, 2024d)

Como se observa, la energía fotovoltaica ha pasado de representar un 6,1% de la energía eléctrica total generada en 2020 a un 18,4% en 2024. Es decir, se ha triplicado la importancia de esta energía en solamente 4 años. Además, en 2024, durante los meses más soleados, llegó a aportar hasta el 23,9% del mix eléctrico, superando a otras fuentes de energía como la eólica y el gas. (Red Eléctrica de España, 2024d)

5. Marco Teórico

La energía solar fotovoltaica es generada al transformar la luz solar en electricidad utilizando métodos basadas en el efecto fotoeléctrico.

Este fenómeno implica que un metal emite electrones al incidir una luz sobre él.

Se trata pues, de un tipo de energía renovable, que no agota recursos y que no contamina, y puede ser producida en instalaciones que van desde pequeños generadores para autoconsumo hasta las grandes plantas fotovoltaicas.

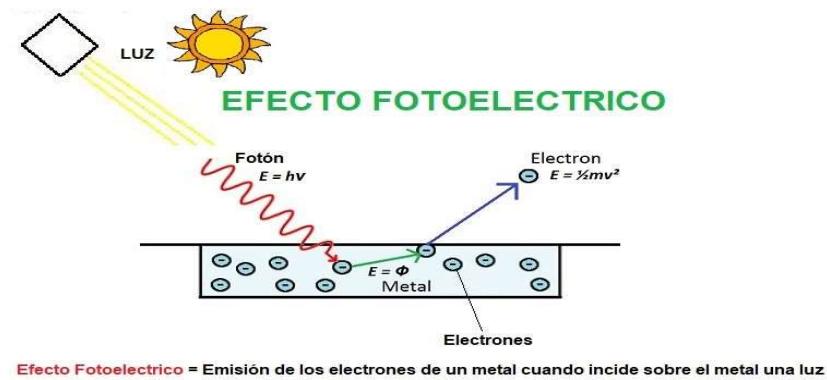


Ilustración 10 Esquema del efecto fotoeléctrico (Área Tecnología, 2020)

Los fotones de la radiación solar inciden sobre el panel formado por material es un semiconductor (silicio) provocando el llamado “efecto fotoeléctrico”, por el que el semiconductor emite electrones creando así una corriente continua. Esta corriente se lleva hasta el inversor donde va a transformarse en corriente alterna, lista para su transporte y uso.

Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Existen multitud de clasificaciones y grupos de instalaciones atendiendo a las necesidades, las condiciones y el diseño específicos para el correcto funcionamiento de estas. Las aplicaciones son numerosas, existiendo así variaciones en la configuración eléctrica, la estructura o el tipo de terreno en el que se instalan. Según estos criterios, los tipos de instalación más comunes son los siguientes:

- Atendiendo al lugar de instalación:

1. **Instalaciones Residenciales:** Son sistemas fotovoltaicos instalados en viviendas particulares para cubrir parte o la totalidad de sus necesidades energéticas.



Ilustración 11 Ejemplo de instalación residencial (EcoInventos, 2022)

2. **Instalaciones Comerciales:** Destinadas a suministrar energía a comercios, oficinas, restaurantes y otros establecimientos comerciales. Pueden variar en tamaño desde pequeños sistemas de techo hasta instalaciones más grandes en terrenos o estacionamientos.



Ilustración 12 Ejemplo de instalación comercial (Cubierta Solar, 2021)

3. **Instalaciones Industriales:** Son sistemas fotovoltaicos diseñados para abastecer las necesidades energéticas de naves industriales, fábricas y grandes empresas. Estas instalaciones pueden ser en techos, terrenos o integradas en la propia infraestructura industrial. Este es el caso de la nave industrial que se estudia en este trabajo.



Ilustración 13 Ejemplo de instalación industrial (Sicma21, 2023)

4. **Instalaciones Agrivoltaicas:** Se establecen en terrenos agrícolas para suministrar energía a granjas y explotaciones agrícolas. Además de la generación eléctrica, estas instalaciones pueden proporcionar sombra a los cultivos y ayudar a reducir la evaporación del agua. Esta doble función puede mejorar la productividad agrícola mientras se genera energía sostenible.



Ilustración 14 Ejemplo de instalación agrivoltaica (Enel Green Power, 2022)

5. **Instalaciones en Suelos Rurales o Terrenos Baldíos:** Están ubicadas en terrenos rurales o áreas no utilizadas, como parcelas baldías o vertederos en desuso. Estas instalaciones contribuyen a la regeneración de terrenos degradados y proporcionan una fuente de ingresos adicional para los propietarios.



Ilustración 15 Ejemplo de instalación en terreno baldío (Smart Spain, 2023)

6. **Instalaciones en Azoteas y Fachadas Urbanas:** Se instalan en edificios urbanos, aprovechando espacios como azoteas, fachadas solares y cubiertas de aparcamientos. Estas instalaciones contribuyen a la generación distribuida de energía y pueden ayudar a descentralizar la producción energética en áreas urbanas densamente pobladas.



Ilustración 16 Ejemplo de instalación en azotea (Eseficiencia, 2019)

7. **Instalaciones en Parques Solares y Plantas Fotovoltaicas:** Son grandes instalaciones fotovoltaicas diseñadas para la generación masiva de energía. Pueden ocupar grandes extensiones de terreno y contribuir significativamente a la producción de energía renovable a nivel nacional.



Ilustración 17 Ejemplo de parque solar (Esenergia, 2022)

8. **Instalaciones Flotantes:** Están construidas sobre masas de agua, como lagos, embalses o estanques. Son particularmente apropiadas en lugares donde la tierra es escasa o costosa. Además, ayudan a reducir la evaporación del agua y hacen que la eficiencia de los paneles solares sea mayor al estar siendo continuamente refrigerados por el agua.



Ilustración 18 Ejemplo de instalación flotante (Esenergia, 2023)

- Atendiendo al criterio de conexión energética: Básicamente se pueden dividir entre instalaciones aisladas y conectadas a la red. (Ilustración 19)

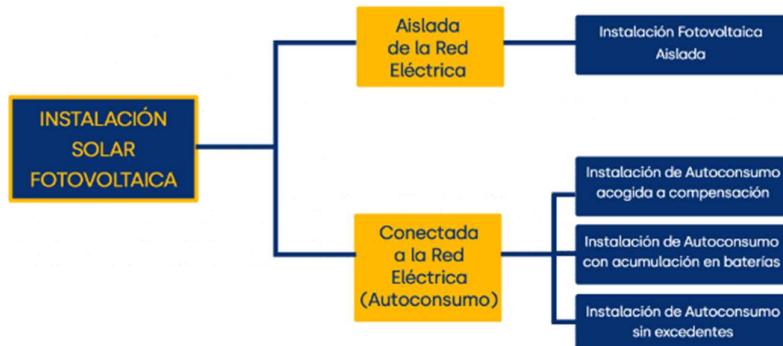


Ilustración 19 Esquema de los tipos de conexión en instalaciones fotovoltaicas (Endef, 2020)

1. **Instalaciones Aisladas (Off-Grid):** Estas instalaciones no están conectadas a la red eléctrica y son autónomas. La energía generada al no poder ser vertida a la red suele ser almacenada en baterías para su uso posterior, lo que permite el suministro de energía en lugares remotos donde no hay acceso a la red eléctrica. Además, en ocasiones están apoyadas por un grupo electrógeno adicional (generador eléctrico movido a través de un motor de combustión interna).

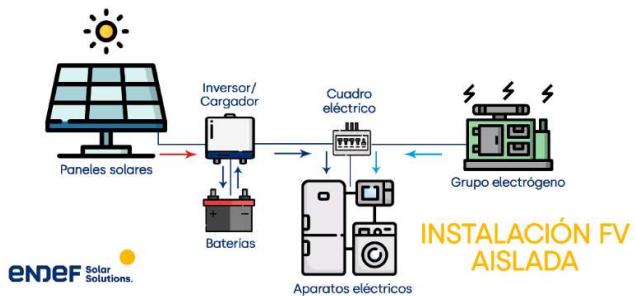


Ilustración 20 Esquema de conexión de una instalación aislada (Endef, 2020)

2. **Instalaciones Conectadas a Red (Grid-Tied):** Conectadas directamente a la red eléctrica. La energía que producen los paneles solares se utiliza para alimentar la demanda eléctrica de la instalación y cualquier exceso se vierte a la red, a menudo generando créditos de energía que pueden ser utilizados cuando la demanda supera la producción solar, como durante la noche, aunque también pueden contar con baterías.

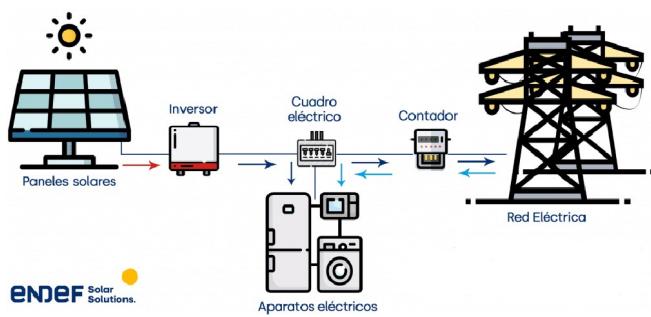


Ilustración 21 Esquema de conexión de una instalación conectada a red (Endef, 2020)

Adicionalmente, pueden añadirse baterías ya sea una instalación conectada o no a la red para guardar la energía eléctrica generada a fin de ser utilizada en otros momentos en que la demanda eléctrica sea mayor que la generación. Añadir las baterías a la instalación representa un aumento considerable en el precio final. Además, se debe tener en cuenta el tiempo de vida de la batería y por tanto la amortización de esta, que es algo menor que el de los paneles solares (15 años frente a 25-30) aunque generalmente es tiempo más que suficiente para ser amortizadas.

- **Otros tipos de instalaciones:** Teniendo en cuenta más aspectos, existen más variedades de instalaciones fotovoltaicas no encasilladas en las clasificaciones anteriores, entre ellas:
- **Instalaciones Híbridas:** Combinan sistemas fotovoltaicos con otras fuentes de energía, aerogeneradores, generadores hidráulicos o incluso diésel, pero generalmente se utilizan energías renovables. Su funcionamiento es similar al de una instalación fotovoltaica simple, aunque es un poco más complicado al integrar varias fuentes según necesidades, horas, etc. Son especialmente prácticas en regiones donde la disponibilidad solar varía significativamente a lo largo del día o del año o en áreas con recursos energéticos limitados. En contraposición se encuentran las instalaciones puramente fotovoltaicas, que son las más comunes.

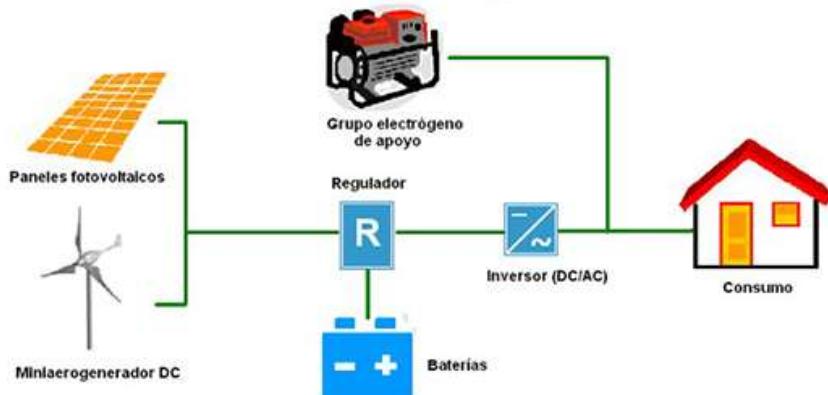


Ilustración 22 Esquema de conexión de una instalación híbrida (Instalaciones Eficientes, 2022)

- **Instalaciones de Autoconsumo:** Están diseñadas para abastecer de energía a un edificio o una instalación específica. La energía generada se utiliza directamente en el lugar de generación, reduciendo así la dependencia de la red eléctrica y los costos asociados. En contraposición se encuentran las instalaciones dedicadas a la generación de energía con el fin de ser inyectada en su totalidad a la red eléctrica y transportada para el consumo de los clientes, como lo son las grandes centrales y parques solares, así como las instalaciones fotovoltaicas a gran escala para venta de energía a terceros. Estas últimas se conocen como "plantas fotovoltaicas comerciales" y se construyen con el propósito principal de vender la electricidad generada a empresas, industrias, municipios u otras entidades que la necesiten. A diferencia de los parques solares que pueden estar diseñados para alimentar directamente a la red eléctrica, estas instalaciones pueden tener acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) con compradores específicos, donde se comprometen a comprar la energía

a un precio acordado. Estas plantas fotovoltaicas comerciales pueden variar en tamaño, desde unos pocos megavatios hasta cientos de megavatios, y pueden estar ubicadas en terrenos rurales, terrenos baldíos o incluso en áreas urbanas con espacio adecuado. Representan una parte importante del panorama energético renovable y contribuyen significativamente a la generación de energía limpia y sostenible a gran escala.

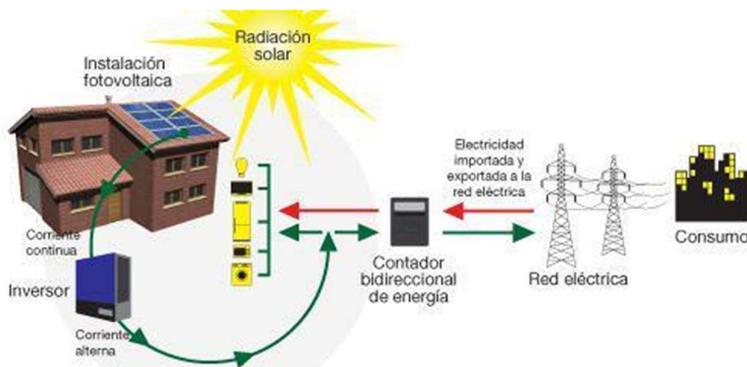


Ilustración 23 Esquema del funcionamiento eléctrico de una instalación de autoconsumo (Genera SL, 2017)

Dentro del autoconsumo, el Real Decreto 244/2019, en el capítulo II artículo 4, establece en España la clasificación de modalidades de autoconsumo (ver Anexo II).

6. Desarrollo del trabajo

6.1 Parámetros

Primeramente, se presentan de forma general los parámetros de la instalación.

La instalación fotovoltaica realizada consiste en 1552 paneles solares. Los paneles solares instalados son de Silicio Monocristalino, de la marca JA SOLAR con una potencia de 460 Wp, siendo la potencia pico total instalada de 713,92 kWp, es decir, la potencia generada en Condiciones Estándar de Prueba (STC, por sus siglas en inglés). Estas condiciones son:

- Irradiancia solar de 1000 W/m²: Esta es la cantidad de radiación solar que incide sobre el panel. Representa un día soleado y despejado al mediodía, incidiendo los rayos de sol perpendicularmente sobre el panel.
- Temperatura de célula de 25°C: La temperatura de la célula solar durante la operación debe ser de 25°C. En la práctica, las células suelen calentarse mucho más, lo que reduce la eficiencia y la potencia generada.
- Masa de aire (AM) 1.5: Esta es una medida de la cantidad de atmósfera que la luz solar debe atravesar para llegar a la superficie de la Tierra. Un AM de 1.5 representa el ángulo del sol en el cielo, aproximadamente a 48.2° sobre el horizonte, condiciones típicas de latitudes medias.

Esta potencia pico nunca será alcanzada, debido a que las placas solares serán instaladas en ambas aguas de la cubierta (en ambas pendientes), por lo que dependiendo del momento del día a unas les incidirá de manera más directa el sol y a otras menos, y viceversa. La corriente continua generada se llevará a los inversores, en total 7 inversores con una potencia máxima de 100 KW, siendo en total la potencia máxima que pueden invertir de 700 KW. Como se ha explicado anteriormente, con esta potencia es más que suficiente, ya que es imposible en la realidad que todos los paneles estén funcionando a pleno rendimiento debido a su disposición, orientación e inclinación.

El principio de funcionamiento de un generador fotovoltaico es el de una fuente de corriente de intensidad variable con las condiciones ambientales (irradiación, temperatura y condiciones atmosféricas. A efectos del cálculo, se tomará como punto de operación del generador fotovoltaico, el correspondiente al punto de potencia en condiciones estándar (1000 W/m²; 25°C; AM 1.5).

6.2 Cubierta

A continuación, se presentará el lugar de instalación de los paneles. Se trata de la cubierta de la nave industrial de la empresa, situada en el polígono industrial de Burgos. Esta cubierta tiene una superficie útil de unos 20000 m².

Se calcula la superficie necesaria para instalar los paneles:

Serán instalados 1552 paneles solares de manera coplanar a la cubierta de la nave. Los 1552 paneles se dividirán en 89 grupos o “strings”, que son grupos de paneles conectados en serie.

Cada panel JA SOLAR JAM72S20-460/MR tiene unas dimensiones de 2112x1052x35 (ver anexo), por lo que la superficie de cada uno es de $2,112 \times 1,052 = 2,2218$ m².

Por lo tanto, la superficie total que ocuparían los módulos es de $2,2218 \times 1552 = 3448,23$ m². Lo cual representará aproximadamente el 17% de la superficie total de la cubierta.

La cubierta es de material metálico, y presenta una pendiente de 6° a dos aguas. La orientación es suroeste-noreste, con un azimut de 65°, es decir, el ángulo que forma medido desde el norte. La cara noreste tendrá mayor generación eléctrica durante la mañana mientras que la cara suroeste aumentará su producción por la tarde. En cuanto a rendimiento por la incidencia del sol, serán ligeramente más productivas las placas dispuestas en la cara este, aunque solamente un 5% más aproximadamente. Por este motivo, y debido también a las necesidades energéticas de la empresa en el horario de mañana, el reparto de los paneles en la cubierta será de 1185 paneles (545.1 kWp) en la vertiente este (azimut 65°) y de 367 paneles (168.82 kWp) en la vertiente oeste (azimut -115°). (Ilustración 24)



Ilustración 24 Simulación en 3D de la distribución de los paneles en software especializado (Simulación 3D, 2022)

Además, la selección de esta distribución concreta no es aleatoria, sino que esta disposición de los paneles solares en la cubierta está pensada para minimizar el riesgo de sombras que pudieran incidir sobre estos, evitando así pérdidas en la generación (Ilustración 25).

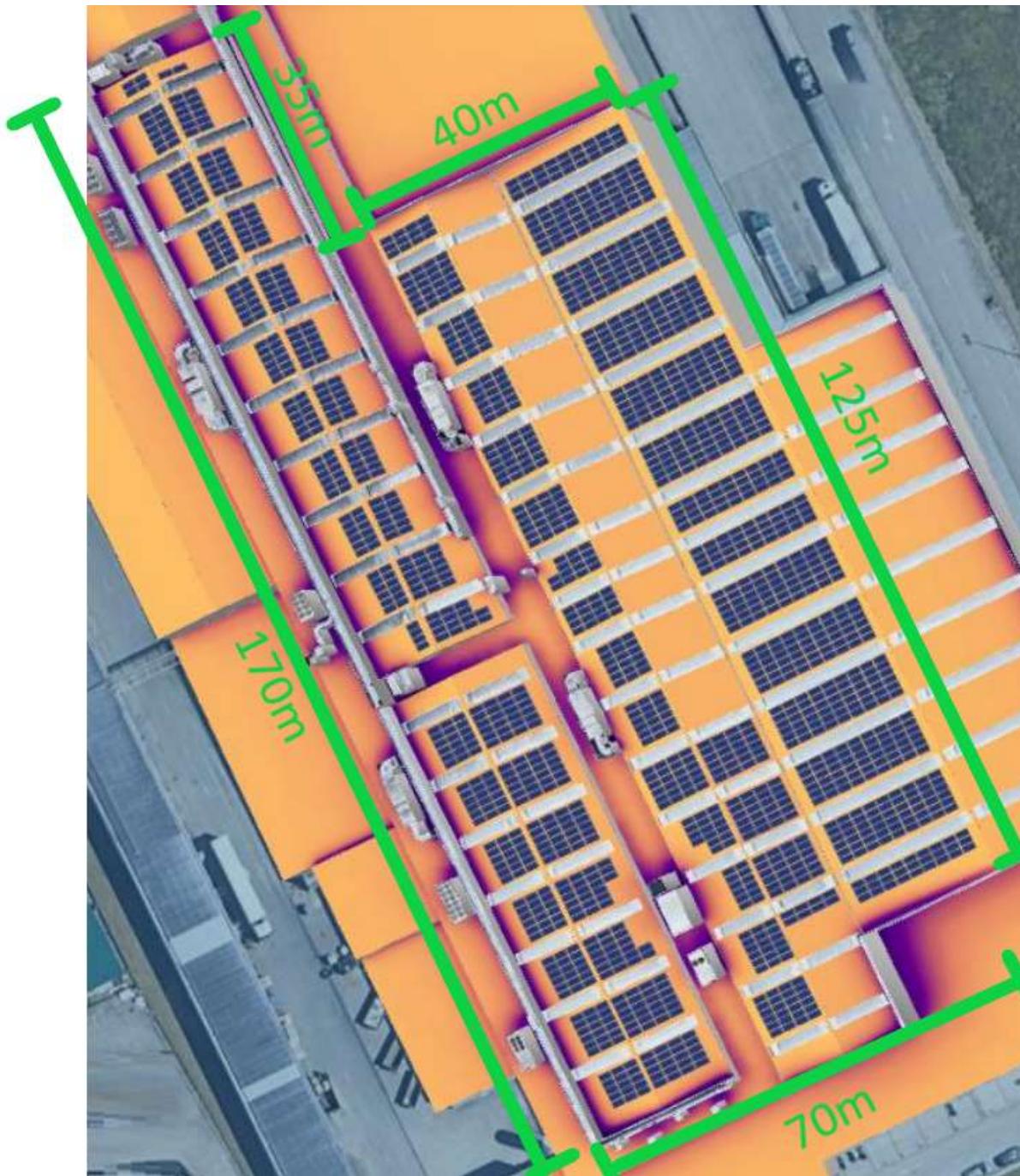


Ilustración 25 Planta de la simulación de distribución de los paneles con estudio de sombras (Simulación 3D, 2022)

6.3 Funcionamiento de la instalación

El funcionamiento de la instalación se basa en la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, con la cual utilizarán toda la energía producida por los paneles solares, tomando la energía restante necesaria de la red eléctrica, pero sin poder verter nada a esta. Por tanto, si en algún momento la generación de la instalación sobrepasase las altas demandas de la planta de producción, los excedentes eléctricos no serían inyectados a la red eléctrica, si no que podrán ser desviados a los establecimientos aledaños, como un restaurante y otros locales. Este escenario se considerará remoto, debido a la desmesurada demanda energética de la nave industrial, por lo que se supondrá que toda la energía generada será utilizada en la planta, tomando además energía de la red para suplir las necesidades eléctricas.

En esencia, la instalación fotovoltaica tendrá como objetivo reducir lo máximo posible las facturas eléctricas de la fábrica.

6.4 Generación de la instalación (PVGIS)

Como se ha comentado anteriormente, se van a analizar tanto la amortización económica como la amortización energética (EPTB) y ecológica de la instalación.

La cantidad de electricidad generada por la instalación variará a lo largo del año, siendo los meses más soleados los que mayor producción se consiga.

Programa PVGIS:

Para conocer en profundidad y con exactitud la evolución de la generación a lo largo del año se hará uso de un programa especializado en radiación solar y energía fotovoltaica desarrollado por la comisión europea llamado PVGIS. (PVGIS, 2024)

Este software es de libre acceso y contiene una base de datos con gran cantidad de información respecto a la irradiación solar en Europa, Asia y África. Además, PVGIS tiene en cuenta las **Condiciones Estándar de Prueba (STC)**, pero en lugar de limitarse a las condiciones ideales (1000 W/m², 25 °C, masa de aire 1.5), ajusta los cálculos basándose en condiciones **reales** de irradiancia y temperatura para cada ubicación específica.

De esta manera, ofrece una estimación más realista de la producción fotovoltaica, proporcionando datos más útiles para estimaciones prácticas.

Mediante esta herramienta se han simulado las condiciones de la instalación introduciendo los datos de localización de la instalación (latitud y longitud), tecnología de paneles, potencia pico total instalada, azimut (orientación con

respecto al norte) y pendiente de la cubierta. De esta manera se ha calculado la energía generada por el campo fotovoltaico (ver ilustraciones 26, 27, 28, 29 y 30).

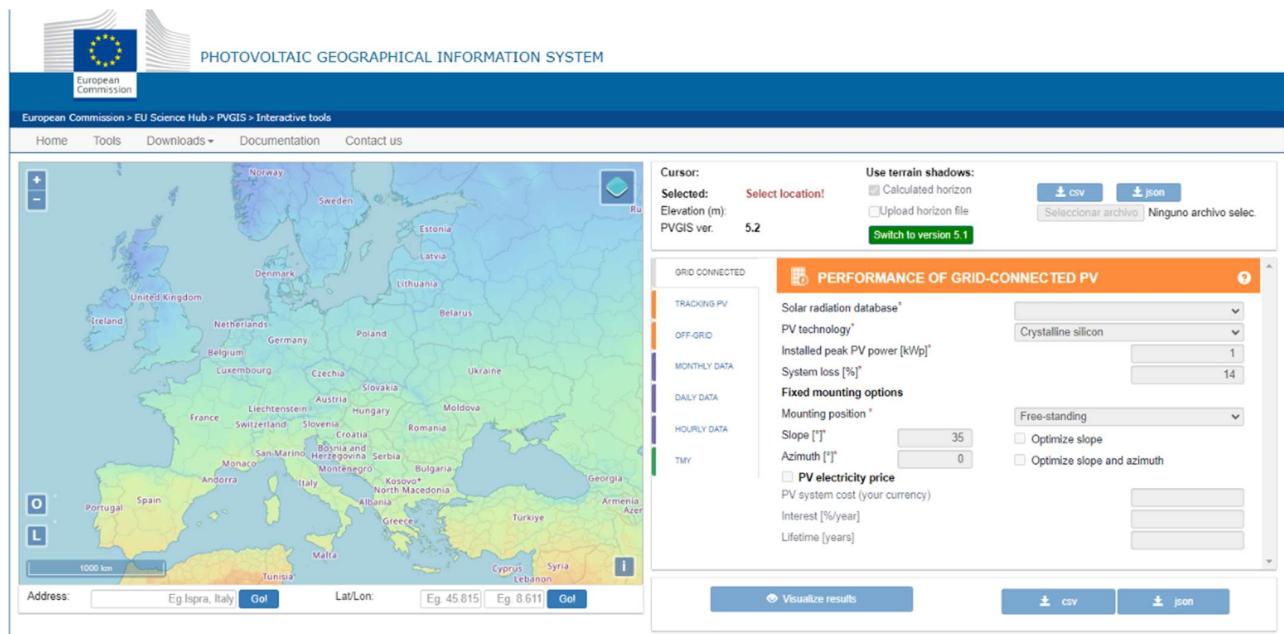


Ilustración 26 Interfaz de PVGIS para la introducción de datos (PVGIS, 2024)

En este caso al estar los paneles instalados a dos aguas (con dos diferentes azimuts) se tienen que hacer dos estudios diferentes, uno para cada azimut.

Cubierta suroeste: En esta cubierta, cuyo azimut es -115, se han instalado 367 paneles (168.82 kWp) (ver ilustraciones 27 y 28).

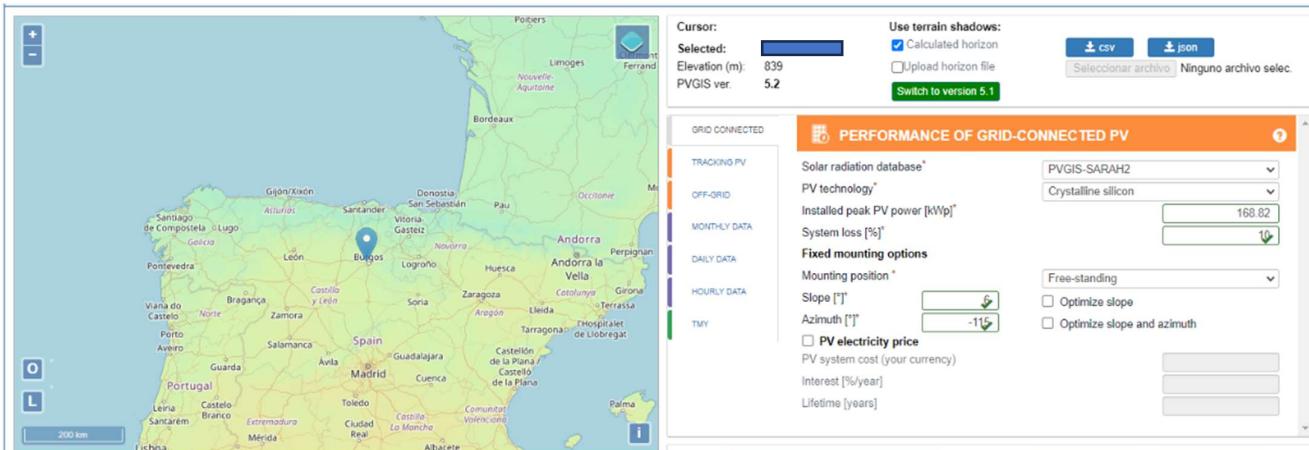


Ilustración 27 Datos de cubierta suroeste introducidos en PVGIS (PVGIS, 2024)

Los resultados de producción para estas condiciones dadas son:

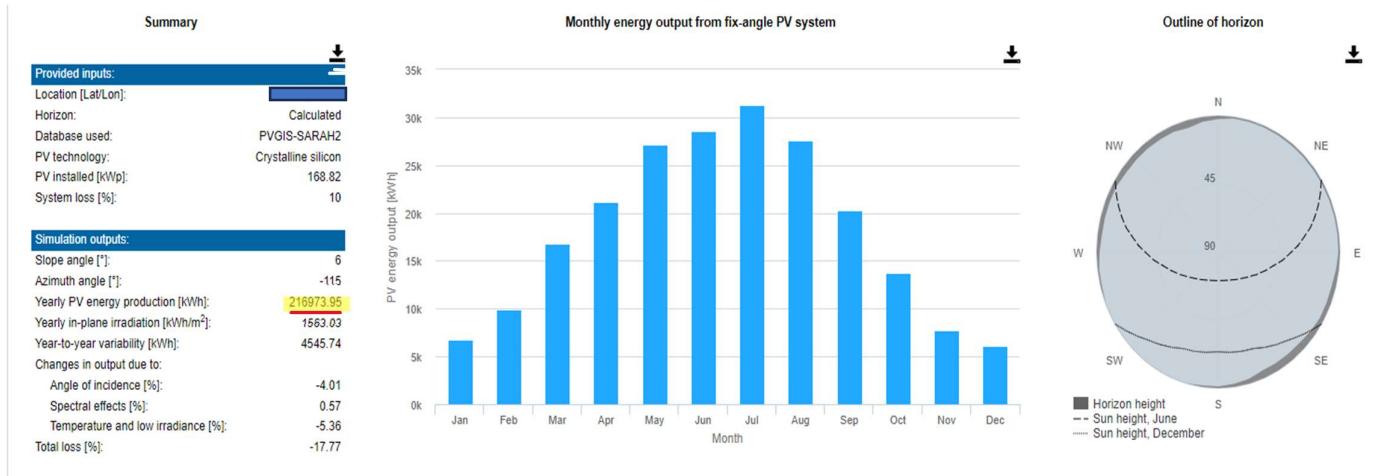


Ilustración 28 Resultados simulación cubierta suroeste (PVGIS, 2024)

Se observa que la producción anual de estos paneles es de **216973.95 kWh**.

Cubierta noreste: En esta cubierta, cuyo azimut es 65, se han instalado 1185 paneles (545,10 KWp) (ver ilustraciones 29 y 30).

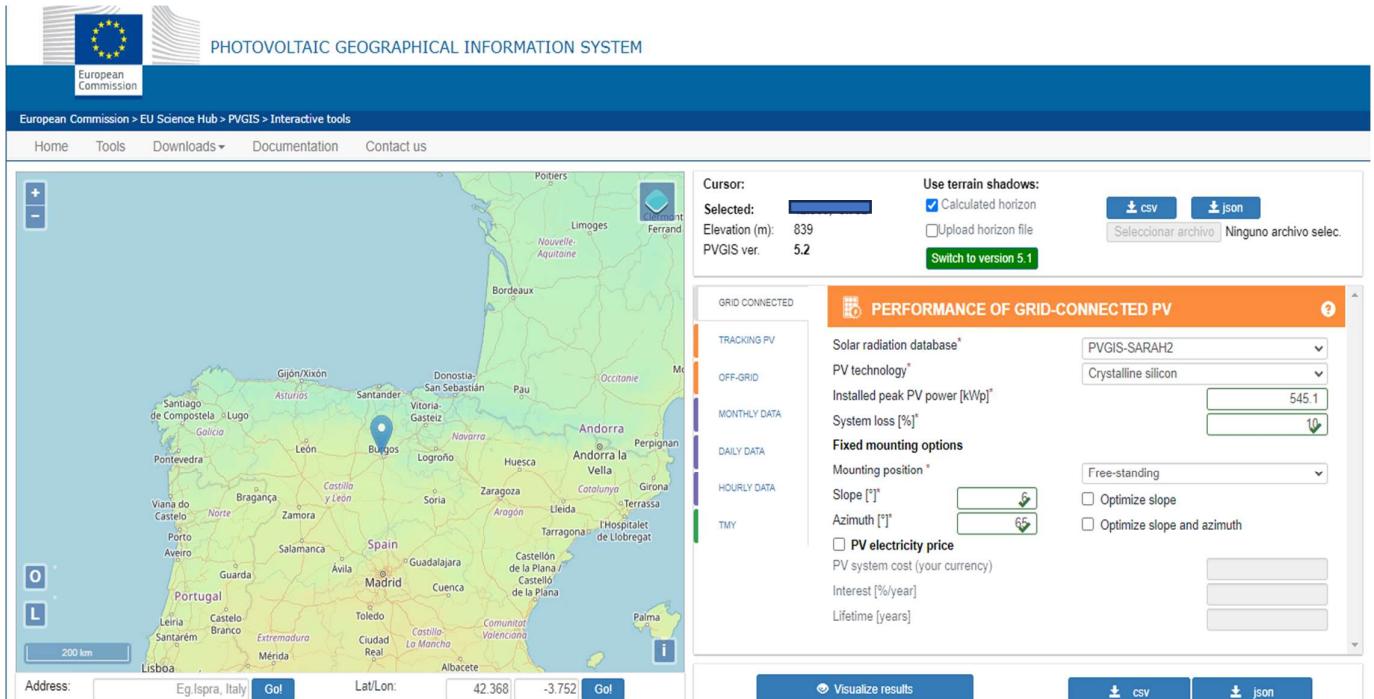


Ilustración 29 Datos de cubierta noreste introducidos en PVGIS (PVGIS, 2024)

Los resultados de producción para estos paneles son los siguientes:

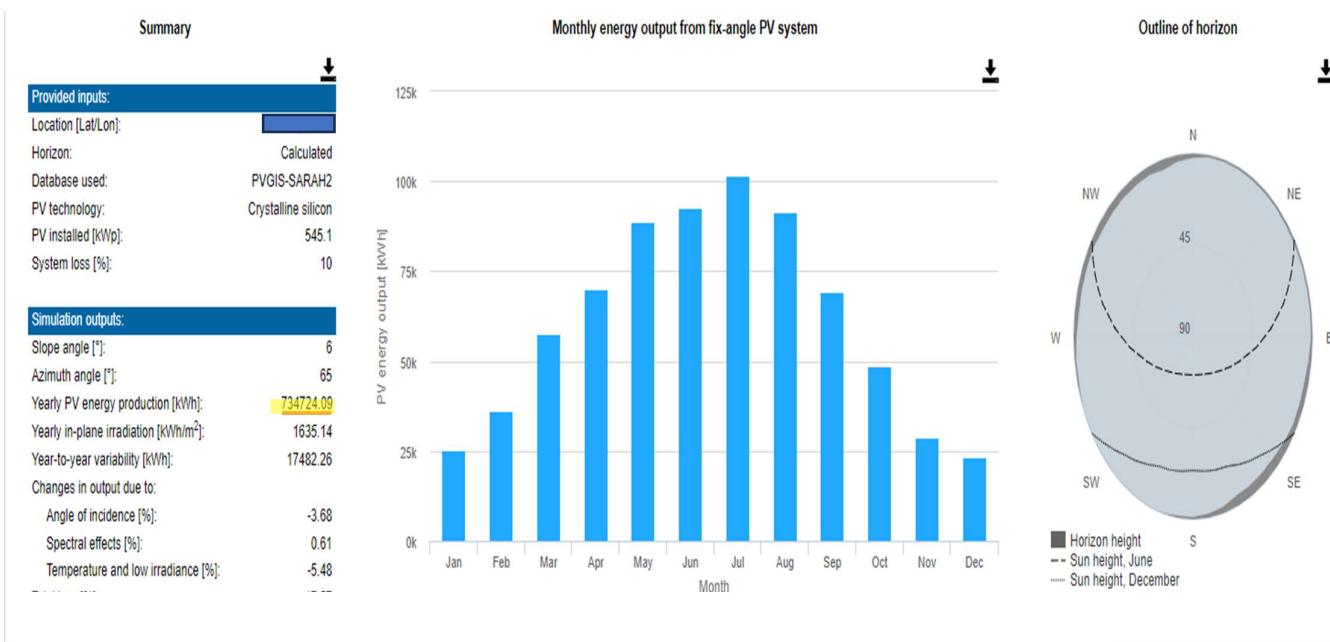


Ilustración 30 Resultados simulación cubierta noreste (PVGIS, 2024)

En este caso se observa que la producción anual es de **734724.09 kWh**.

La energía total producida por el conjunto de la instalación anualmente será entonces:

$$216973,95 + 734724,09 = 951698,04 \text{ kWh anuales.}$$

Pérdida de rendimiento: Sin embargo, este dato es un valor ideal debido a que este programa no tiene en cuenta que las instalaciones fotovoltaicas presentan pérdidas de eficiencia con el paso de los años. Esto se debe a la degradación de los paneles en la que intervienen diversos factores, entre ellos:

- **Exposición a los rayos UV:** La radiación ultravioleta provoca una pérdida de potencia durante los primeros meses de exposición del panel a la luz, disminuyendo la energía generada entre un 2% y un 3%. También afecta a los materiales protectores, como el vidrio y los encapsulantes.
- **Ciclos térmicos:** Los cambios diarios de temperatura, calentando los paneles durante el día y enfriándolos por la noche, pueden generar microfracturas en las celdas solares.
- **Humedad y agua:** En ambientes húmedos, la infiltración de agua puede dañar los componentes eléctricos internos, especialmente si los sellos y encapsulantes pierden efectividad con el tiempo.

- **Corrosión:** La corrosión, especialmente en las conexiones metálicas de los paneles, puede reducir la eficiencia de las celdas y generar fallas prematuras en los paneles.
- **La degradación inducida por potencial o PID (Potencial Induced Degradation):** Este fenómeno ocurre cuando las diferencias de voltaje entre las celdas solares y el marco del panel causan pérdidas de eficiencia en los módulos.
- **Suciedad y contaminación:** La acumulación de polvo, suciedad y otros contaminantes en la superficie de los paneles puede bloquear la luz solar y disminuir la producción de energía.
- **Degradación total:** Con todos estos factores, según el estudio realizado por “Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems”, la tasa promedio de degradación anual es de 0.5%-1%.

En el caso de los paneles JA SOLAR JAM72S20-460/MR, tienen la garantía de salida de potencia lineal de 25 años, transcurridos los cuales la eficiencia de los paneles será como mínimo del 85%. Al ser lineal, se calcula que la eficiencia que pierde anualmente es del 0,54% aproximadamente. (Anexo I)

Teniendo todo lo anterior en cuenta, el primer año realmente generará unos 932664 kWh, y a partir de entonces perderá unos 0,54% del total anualmente, es decir, $951698,04 \times 0,0054 = 5155 \text{ kWh/año}$.

La generación anual será cada año 5155 kWh menor que el anterior. De esta manera, el segundo año generará 927509 kWh, el tercero 922354 kWh, el cuarto 917199 kWh y así sucesivamente.

Estos valores son aproximados y el valor real de producción podrá fluctuar tanto por arriba como por abajo, pero es una buena aproximación con la que se puede estimar el ahorro energético anual.

6.5 Amortización económica

En primer lugar, se va a estudiar la amortización económica. Para esto se debe comparar el dinero utilizado en la inversión de hacer la instalación con el dinero ahorrado a lo largo del tiempo en las facturas de electricidad.

6.5.1 Coste de la instalación:

Para calcular el dinero invertido hay que saber el presupuesto de la empresa instaladora y a este valor extraerle el dinero de las subvenciones.

El presupuesto de la empresa instaladora para esta obra ha sido de 548130 EUR entre suministro de equipos, estructura y materiales; ejecución de obra; ingeniería, tramitación y legalización y dirección facultativa y coordinador de seguridad y salud.

Por otra parte, la empresa cliente recibió una subvención de la Junta de Castilla y León por la instalación de los paneles solares de unos 80000 EUR, lo que representa un 14,6% del coste total. De esta forma, el coste neto para la empresa cliente es de unos 468000 EUR.

A este valor hay que añadirle el costo del seguro, de aproximadamente el 0,3% del valor de la instalación al año, es decir, $548130 \times 0,003 = 1644$ EUR. Este costo incluye el mantenimiento de todos los componentes a lo largo del tiempo de vida.

Sin embargo, la empresa cliente tendrá dos gastos puntuales importantes a mayores, a lo largo de la vida de la instalación, los cuales son:

Recambio de inversores

A los 15 años aproximadamente, ya que es la vida útil de estos. Cada inversor puede costar alrededor de 6500 EUR, contando envío e instalación. Al ser 7 inversores, el precio total rondaría los 45000 EUR, aunque es posible que dentro de 15 años este componente haya cambiado, así como su precio.

Eliminación

Es posible que la empresa propietaria de la instalación, al finalizar su vida útil, no quiera deshacerse de ella, sino llevar a cabo un “Revamping Fotovoltaico”, que consiste en renovar y actualizar la instalación fotovoltaica para extender su vida útil y mejorar su rendimiento. Además, al realizarse 25 años después de la instalación inicial, se puede aprovechar para reemplazar componentes obsoletos o dañados por otros más eficientes y modernos, lo cual incluiría la evaluación del estado actual de la instalación, el rediseño de las estructuras y la implementación de nuevas tecnologías.

En este trabajo, al no conocer las futuras soluciones tecnológicas, se supone que la instalación será desmontada al finalizar su ciclo de vida. En este caso, las opciones son:

- Reutilización: Los componentes que aún están en buen estado, como el cableado, una parte de los paneles, inversores, estructuras de soporte, etc. pueden ser reutilizados en nuevas instalaciones. Esto ayuda a reducir costos y minimizar el impacto ambiental.
- Reciclaje: Los materiales que no pueden ser reutilizados directamente pueden ser reciclados. Por ejemplo, el silicio de los módulos solares no reutilizables puede ser recuperado y utilizado para fabricar nuevos lingotes de silicio. Otros materiales como el vidrio, el aluminio y los plásticos también pueden ser reciclados.

Implementar estas prácticas de economía circular en la industria fotovoltaica alarga el ciclo de vida de los productos, reduciendo la generación de residuos.

Este gasto se verá reducido gracias a la compensación por reciclaje de componentes y materiales. Es posible que dentro de 25 años la tasación de los materiales por parte de la empresa de reciclaje y reutilización sea diferente a la actual. Tomando como referencia otros proyectos de desmontaje de plantas fotovoltaicas como (AUDEMA, 2019) (ingnova PROYECTOS, 2021), (SUNPOWER INVEST S.L., 2020), (AZIGRENE ENERGIZA, 2021), se puede observar que los precios de desmontaje de los distintos componentes varían mucho dependiendo de la empresa instaladora, por lo que se tomará un valor medio de entre estos. De esta manera:

Desmontaje de paneles: 2,4 €/panel × 1552 paneles = 3724,8 €

Desmontaje estructuras: 0,08 €/kg × 2646 kg = 211,68 €

Desmontaje red eléctrica: 1552 paneles × $\frac{20000 \text{ €}}{59696 \text{ paneles}} = 519,97 \text{ €}$

Desmontaje inversores: 45 €

Total: 3724,8 € + 211,68 € + 519,97 € + 45 € ≈ 4500€

El desmontaje de la instalación tendrá un coste total de unos 4500 €.

Por otra parte, con el reciclado de los materiales y componentes recuperados tras el desmontaje, la empresa obtendrá un ingreso que se estima también a partir de los otros proyectos. En estos proyectos, tomando como referencia del tamaño de la instalación el número de paneles que la componen, se observa que la recuperación económica es de entre 4,12 € y 6,78 € por panel instalado para el total de componentes de la instalación. Es decir, para la instalación de 1552 paneles se estima una recuperación de entre 6394 € y 10523 €.

Tomando una media de 8458 €, se observa que es mayor este valor que el coste de desmantelamiento, resultando en un beneficio neto para la empresa de $8458 \text{ €} - 4500 \text{ €} = 3958 \text{ €}$.

En los proyectos que se han tomado como referencia, el valor recuperado es menor que el valor de desmontaje, debido a que, al ser instalaciones en campo, han necesitado demoler los centros de transformación, las cimentaciones de hormigón, desmontar las estructuras de los paneles, excavar las zanjas para eliminar el cableado subterráneo y llevar a cabo el proceso de restauración y revegetación de los suelos. Todos estos gastos en los que han incurrido no retornan ningún beneficio económico al ser materiales no reciclables como el hormigón.

6.5.2 Ahorro Económico

Como se ha observado, la instalación genera casi 1 GWh anual. Para saber el dinero ahorrado con esta generación en las facturas de la empresa, se necesita saber el precio pagado por la misma durante el periodo de uso de la instalación, es decir, se tomará como referencia el segundo semestre de 2023 y el año 2024. En este periodo, el precio del kWh para la empresa ha sufrido notables fluctuaciones, variando entre los 0,10 €/kWh y los 0,15 €/kWh. Si bien hubo picos más altos en los momentos de mayor inestabilidad del mercado, especialmente en 2023, la tendencia general ha sido una ligera disminución y estabilización. Por lo tanto, la media del precio en este periodo está entre los 0,11 €/kWh y 0,12 €/kWh. Para ponernos en el caso más desfavorable para el cálculo del ahorro, se tomará 0,11 €/kWh como precio medio por kWh.

Con todo esto, se calcula el ahorro anual:

$$932664 \text{ kWh} \times 0,11 \text{ €/kWh} = 102593 \text{ €} \text{ ahorrados el primer año.}$$

Como hemos visto en el apartado 6.4 “Generación de la instalación” (pág.33), la generación anual será cada año unos 5155 kWh menor que el anterior, lo que equivale a:

$$5155 \text{ kWh} \times 0,11 \text{ €/kWh} = 567 \text{ €}$$

Por tanto, los años posteriores, debido a la pérdida de eficiencia, se ahorrarán cada vez 102026 €, 101459 €, 100892 €, etc.. Durante los 25 años de la garantía, suponiendo que el precio del kWh tenga una media de 0,11 €/kWh, se dejarían de ahorrar en total unos 406719 € respecto al caso ideal sin pérdidas.

Además, a estos valores hay que restarles los 1644 € anuales del seguro, por lo que, el ahorro neto año a año es de: 100949 €, 100382 €, 99815 €, 99248 €, etc..

Tiempo de Amortización:

Como se ha calculado, la instalación ahorra a la empresa unos 100000 € anuales. Sabiendo que la inversión inicial de la empresa en la instalación es de 468000€, se calcula el tiempo de amortización de la misma restando el dinero ahorrado cada año al gasto total:

$468000 \text{ €} - 100949 \text{ €} = 367051 \text{ €}$ quedan por amortizar al acabar el primer año.

$367051 \text{ €} - 100382 \text{ €} = 266669 \text{ €}$ quedan por amortizar al acabar el segundo año.

$266669 \text{ €} - 99815 \text{ €} = 166854 \text{ €}$ quedan por amortizar al acabar el tercer año.

$166854 \text{ €} - 99248 \text{ €} = 67606 \text{ €}$ quedan por amortizar al acabar el año cuarto año.

El dinero ahorrado durante el quinto año es $99248 \text{ €} - 567 \text{ €} = 98681 \text{ €}$. Esta cifra es mayor que los 67606 € que quedan por amortizar al acabar el cuarto año, lo que significa que la instalación se amortizará durante el quinto año. Es decir, el tiempo de amortización será de entre 4 y 5 años. Para calcular en qué mes del quinto año aproximadamente será amortizada, se divide el dinero que queda por amortizar tras el cuarto año entre el dinero ahorrado el quinto año:

$$\frac{67606 \text{ €}}{98681 \text{ €}} \approx 0,685$$

En unos 4,685 años o 4 años y 8 meses aproximadamente, la instalación será amortizada económicamente.

Una vez más, este dato calculado es una aproximación que puede variar tanto como por arriba como por abajo.

6.5.3 Resultados

En unos cuatro años y ocho meses la instalación será económicamente amortizada. Por tanto, a partir de ese momento, todo el ahorro obtenido de la instalación sería beneficio neto para la empresa. Podría decirse en consecuencia, que esta instalación resulta económicamente rentable, ya que, aunque la inversión inicial es alta, el tiempo de vida útil de la instalación es de unos 25 años, más de 5 veces mayor que su tiempo de amortización económica. De hecho, las ganancias netas previstas durante los 25 primeros años de la instalación son de: $1844568 \text{ €} - 468000 \text{ €} = 1376568 \text{ €}$ (Ilustración 31)

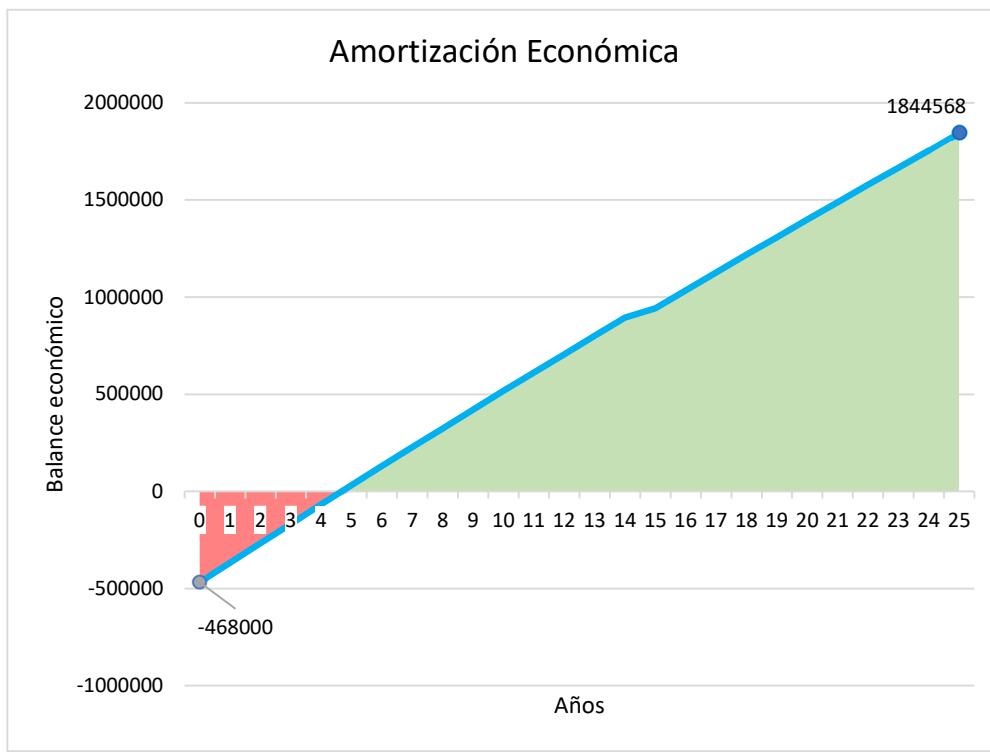


Ilustración 31 Gráfico del balance económico de la instalación durante su vida útil (elaboración propia, 2025)

6.6 Amortización Energética (EPBT)

A continuación, se va a estudiar la rentabilidad energética, teniendo en cuenta el tiempo de amortización de la energía o EPBT, por sus siglas en inglés (Energy Payback Time). Para ello, y análogamente a la amortización económica, se debe comparar la energía gris de la instalación, es decir, la utilizada en la fabricación y transporte de todos los componentes de la instalación, con la energía generada por esta.

6.6.1 Energía gris en Fabricación

Para calcular la energía utilizada en la fabricación de los componentes, se tendrá en cuenta el material de cada uno y el proceso de producción de cada uno de ellos, así como el ensamblaje final. Las energías grises de fabricación de cada componente se dividen básicamente en las energías de producción de las materias primas y las energías de transformación de estas. Las energías de fabricación de los materiales utilizados han sido obtenidas de diferentes estudios y páginas web, como:

- (AEA, 2019)
- (Australian Greenhouse Office, 2005)
- (CSIRO, 2013)
- (University of Bath, 2025)
- (JEE, 2022)
- (Wikipedia, 2024)

Hay que tener en cuenta que estas energías de fabricación se verían reducidas considerablemente si los materiales utilizados fuesen total o parcialmente reciclados.

Componentes de la instalación:

Primeramente, se concretará una lista de los componentes de la instalación. En este caso, se evaluarán los que más energía utilizan para su producción que son:

6.6.1.1 Los paneles:

Son 1552 paneles solares JA SOLAR JAM 72S20-460/MR (ver anexo) con unas dimensiones de 2112 × 1052 × 35 mm y un peso total de 24,5 kg. Tienen una potencia pico, es decir, la potencia que generan en las condiciones estándar (1000 W/m²; 25°C; AM 1.5), de 460 Wp cada uno. En total, la potencia pico de la instalación es de 713,92 kWp. Son paneles monocristalinos, esto es, están

hechos de un único cristal de silicio puro, lo que hace que tengan una eficiencia y una vida útil mayor que los paneles policristalinos, aunque también hace que aumente su precio y su energía de fabricación.



Ilustración 32 Paneles JA SOLAR instalados por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)

La energía utilizada para la fabricación de los paneles es por mucho la mayor de todos los componentes y mucho mayor también que la de transporte. Se estima que se utilizan entre 500 y 700 kWh/m², dependiendo de la tecnología que se utilice para ello, lo que suele representar entre el 40 % y el 70 % de la energía gris total de las instalaciones fotovoltaicas. Esto es debido a que se requieren diferentes procesos muy intensivos en energía, como el proceso de purificación del silicio y la producción de las células entre otros. Por este motivo, se estudiará con profundidad el consumo energético que conlleva su fabricación.

Para calcular la energía total utilizada en la fabricación de los paneles solares de JA SOLAR utilizados de una manera más exacta, se estudiará el proceso de fabricación de estos de una manera más amplia, analizando la energía utilizada en la producción de cada materia prima, así como cada una de las etapas de fabricación y transformación de estas.

En cuanto a las materias primas, un panel solar de silicio cristalino típico está compuesto por aproximadamente un 76% de vidrio, un 10% de polímero plástico, un 8% de aluminio, un 5% de silicio, un 1% de cobre y menos del 0.1% de plata y otros metales (ilustración 33).

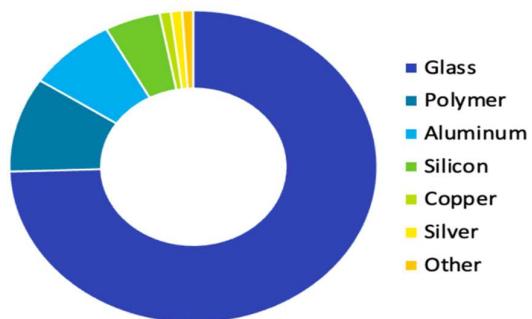


Ilustración 33 Gráfico: UCS

Por lo tanto, habrá que tener en cuenta la producción de cada uno de los materiales y su posterior transformación antes de ser ensamblados en el panel.

Vidrio

En primer lugar, se analizará la energía utilizada en la fabricación del vidrio del panel.

El vidrio de los paneles solares (VISHAKHA, 2025) está diseñado para proteger las celdas fotovoltaicas de silicio, maximizando a la vez la cantidad de luz que llega al panel fotovoltaico. Sus principales características y ventajas son:

Protección

El vidrio solar protege a las células solares de elementos externos como el polvo, la lluvia y el granizo, la erosión del vapor de agua, bloqueando el oxígeno para evitar la oxidación y teniendo un buen aislamiento al mismo tiempo que permite que la luz solar penetre.

Eficiencia

El revestimiento antirreflejo del vidrio ayuda a reducir la pérdida de luz solar debido a la reflexión, lo que maximiza la absorción de la luz solar mejorando así la eficiencia de los paneles solares. Además, bloquea los rayos ultravioletas e infrarrojos nocivos, garantizando que solo la parte beneficiosa del espectro solar llegue a las células solares.

Mantenimiento

Debido a sus propiedades autolimpiantes y antisuciedad, el vidrio solar se considera la opción más conveniente para la aplicación de paneles solares, ya que requiere poco mantenimiento y una limpieza mínima. Solo es necesario realizar una limpieza anual para que los paneles solares mantengan un buen estado.

Estos vidrios solares se fabrican lo más delgados (3,2 mm de ancho) y ligeros posible para reducir el peso total del panel solar, lo que facilita su instalación y transporte. Aun así, el panel de vidrio es de lejos el componente más masivo del panel representando aproximadamente el 75% del peso total.

Proceso de fabricación de vidrio solar

La fabricación de vidrio solar implica varios pasos que comienzan con la selección de materias primas, que suelen incluir arena de sílice, carbonato de sodio y piedra caliza. Estos materiales se funden en un horno y luego se transforman en láminas planas de vidrio mediante el proceso de flotación o laminado.

Una vez formadas las láminas de vidrio, se tratan con revestimientos antirreflejos y se templan para que sean más resistentes. Como se ha visto, también se aplican revestimientos antisuciedad para reducir las necesidades de mantenimiento. El vidrio solar terminado se corta y se dimensiona para adaptarse al panel.

Se utilizará únicamente para cubrir la parte frontal del panel, para lo cual se utiliza una placa de 2,092 m x 1,032 m x 3,2 mm. La superficie es de unos 2,16 m² y el volumen de 0,00691 m³. La densidad del vidrio templado es de 2,500 kg/m³, por lo que el cristal tendrá una masa de 17,27 kg (aproximadamente el 70% del peso total del panel).

Para estimar la energía gris del vidrio especial de los paneles solares, se desglosan las energías de cada etapa del proceso de producción:

1. Extracción de Materias Primas

- Energía estimada: 0,5 – 1 kWh/ton = 0,0005 – 0,001 kWh/kg
- Energía consumida: 17,27 kg × (0,0005 – 0,001) kWh/kg = 0,0086 – 0,0173 kWh

2. Fusión en Horno de Vidrio

- Energía estimada: 2,7 – 3,9 kWh/kg.
- Energía consumida: 17,27 kg × (2,7 – 3,9) kWh/kg = 46,63 – 67,35 kWh

3. Proceso de Flotado (Vidrio Plano)

- Energía estimada: 0,200 – 0,400 kWh/kg.
- Energía consumida: 17,27 kg × (0,2 – 0,4) kWh/kg = 3,45 – 6,91 kWh

4. Templado del Vidrio

- Energía estimada: 0,05 – 0,1 kWh/kg.
- Energía consumida: $17,27 \text{ kg} \times (0,05 - 0,1) \text{ kWh/kg} = 0,864 - 1,73 \text{ kWh}$

5. Acabados

- Energía optimizada: 0,01 – 0,02 kWh/kg.
- Energía consumida: $17,27 \text{ kg} \times (0,01 - 0,02) \text{ kWh/kg} = 0,173 - 0,345 \text{ kWh}$

Límite inferior:

$$0,00864 + 46,63 + 3,45 + 0,864 + 0,173 = 51,13 \text{ kWh}$$

Límite superior:

$$0,0173 + 67,35 + 6,91 + 1,73 + 0,345 = 76,35 \text{ kWh}$$

Polímero (TPT)

El panel trasero o “backsheet” de TPT tiene como objetivo proteger el panel mecánicamente, así como evitar que la humedad penetre en el panel causando corrosión. Además, protege de la degradación causada por la continua exposición solar.

El procedimiento de producción del backsheet de TPT es el siguiente:

1. Producción de Tedlar (Fluoropolímero de PVF)

- **Materia prima:** El Tedlar es una lámina de fluoruro de polivinilo (PVF), un polímero basado en fluorocarbono. Se obtiene principalmente a partir de monómeros como el cloruro de vinilideno (VDC).
- **Polimerización y producción del PVF:** La síntesis del PVF implica la polimerización del monómero de VDC en una reacción química que requiere aporte de calor.
- **Extrusión y laminación:** El PVF se extruye en láminas y se lama para obtener la capa de Tedlar.
- En estos procesos se estima que la energía consumida es de entre **22.22 y 27.78 kWh/kg** debido a la alta temperatura y los procesos de purificación.

2. Producción de PET (Poliéster)

- **Síntesis de PET:** El PET se produce mediante una reacción de esterificación entre el ácido tereftálico y el etilenglicol que requiere aporte de calor.
- **Extrusión y laminación del PET:** Después de la síntesis, el PET se funde y se extruye en láminas.
La producción de PET se estima que consume entre **20.82 y 22.22 kWh/kg**.

3. Ensamblaje de las Capas de TPT

- **Laminación en tres capas:** El TPT se compone de una capa de Tedlar, una de PET y otra capa de Tedlar. El proceso de laminación para combinar estas tres capas requiere calor y presión, lo que añade entre **4.17 y 5.56 kWh/m²** de consumo energético.

4. Tratamiento de Calidad y Corte

- Una vez laminado el TPT, el material se somete a pruebas de calidad y luego se corta según las dimensiones requeridas. Estos procesos adicionales requieren menos energía, aproximadamente **1.39 y 2.22 kWh/m²** en total.

5. Estimación Total de Energía

Considerando un área de **2,092 m × 1,032 m** (aproximadamente 2.16 m^2) y una masa de 0.8 kg para las capas de Tedlar y 0.4 para la capa de PET:

- **Tedlar:** $22.22 - 27.78 \text{ kWh/kg} \times 0.8 = 17.78 - 22.22 \text{ kWh}$
- **PET:** $20.82 - 22.22 \text{ kWh/kg} \times 0.4 = 8.33 - 8.89 \text{ kWh}$
- **Laminación del TPT:** $4.17 - 5.56 \text{ kWh/m}^2 \times 2.16 \text{ m}^2 = 9.01 - 12.01 \text{ kWh}$
- **Corte y tratamiento final:** $1.39 - 2.22 \text{ kWh/m}^2 \times 2.16 \text{ m}^2 = 3.00 - 4.79 \text{ kWh}$

La energía total aproximada es de entre **38.12 kWh** y **47.91 kWh** para el backsheet de un panel.

Este cálculo es una estimación general, y la energía exacta dependerá de factores como el proceso de fabricación, las tecnologías específicas de cada fábrica y la eficiencia de los sistemas.

Polímero (EVA)

El etileno-vinil-acetato (EVA) es un polímero utilizado en los paneles como encapsulante. Se utilizan dos capas de EVA totalmente transparente para permitir el paso de la luz por completo. Su función es la de encapsular y adherir las células al vidrio y a la capa posterior de TPT, sellando y aislando las células solares.

La energía estimada necesaria para la síntesis y procesamiento de la capa encapsulante de EVA se desglosa de la siguiente manera:

1. Síntesis de EVA: La producción de EVA a partir de etileno y acetato de vinilo suele requerir de **18 a 22 kWh/kg**.
2. Extrusión y procesamiento: Posteriormente, el EVA pasa por procesos de extrusión y moldeado para convertirlo en las hojas encapsulantes que protegen las células solares. Esto agrega aproximadamente 3 a 5 kWh/kg adicionales.

Energía total: Sumando ambos procesos, el consumo energético aproximado es de 21 a 27 kWh/kg de EVA procesado.

Dado que un panel solar de este tipo generalmente necesita entre 0.4 y 0.5 kg de EVA, la energía total para este material estaría en el rango de **8.4 kWh a 13.5 kWh** para el encapsulante EVA en un panel de 460 Wp.

También son empleados otros polímeros en la fabricación del panel, concretamente en la caja de conexiones y en los sellantes.

En la caja de conexiones, la cantidad de material utilizado es pequeña en comparación con el backsheet o la capa de EVA. Además, el proceso de fabricación suele implicar molduras y ensamblaje con un consumo energético relativamente bajo en comparación con los procesos de extrusión, laminación y curado necesarios para producir el EVA y el TPT.

En el caso de los materiales sellantes (silicona o poliuretano), estos son aplicados en cantidades muy bajas por lo que no representan un consumo energético considerable.

Por lo tanto, aunque la caja de conexiones y los sellantes son componentes importantes, su impacto en el balance energético total de la fabricación del panel es pequeño y se considera despreciable frente a la energía necesaria para producir el backsheet de TPT y el encapsulante de EVA.

Aluminio

El marco del panel está hecho de aluminio 6063-T5, comúnmente utilizado en este tipo de aplicaciones. El proceso de fabricación del marco incluye varios

pasos con diferentes niveles de consumo energético, especialmente debido a las altas temperaturas y energía eléctrica necesarias en la producción y conformado del aluminio. A continuación, se detalla el procedimiento:

1. Extracción de bauxita:

- Energía: Aproximadamente 0,5 - 1 kWh por kg de bauxita extraída.
- Este valor incluye la energía para la minería, trituración y transporte inicial.

2. Proceso Bayer (refinación de bauxita a alúmina):

- Energía: 7 - 10 kWh por kg de alúmina producida.
- Este proceso incluye la trituración, disolución en sosa cáustica, filtración, precipitación y calcinación.

3. Proceso Hall-Héroult (reducción de alúmina a aluminio):

- Energía: 15,37 kWh por kg de aluminio producido. (Mazin Obaidat, 2018)
- Este es el paso más intensivo en energía, involucrando la electrólisis a altas temperaturas.

4. Fundición y moldeo:

- Energía: 1 - 2 kWh por kg de aluminio.
- Incluye la energía para fundir el aluminio y moldearlo en formas utilizables.

5. Extrusión (para perfiles de aluminio):

- Energía: 1 - 1.5 kWh por kg de aluminio extruido.
- Incluye el calentamiento del tocho y el proceso de extrusión.

6. Anodizado:

- Energía: 0.1 - 0.4 kWh por kg de aluminio anodizado.
- Este proceso es necesario para mejorar las propiedades superficiales del aluminio.

7. Corte del perfil extruido:

- Longitud total: 6328 mm
- Número de cortes: 4 (para los 4 lados)
- Energía estimada: 0,1 – 0,3 kWh por metro lineal de corte

Energía total: $6,328 \text{ m} \times 0,2 \text{ kWh/m} + 4 \text{ cortes} \times 0,05 \text{ kWh/corte} \approx 1,47 \text{ kWh}$

8. Perforación de agujeros:

- Número total de agujeros: 30
- Grosor a perforar: 1,5 mm
- Área de los agujeros: $60 - 109 \text{ mm}^2$
- Energía estimada: 0,05 – 0,1 kWh por agujero

Energía total: $30 \text{ agujeros} \times 0,075 \text{ kWh/agujero} \approx 2,25 \text{ kWh}$

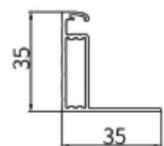
9. Formado del marco:

- Doblado 90° para las 4 esquinas.

Energía total estimada: 0,75 kWh por marco

En estas tres últimas etapas la energía utilizada es de $1,47 + 2,25 + 0,75 = 4,47 \text{ kWh}$

La energía total para producción del marco será de 4,47 kWh + Entre 24,97 y 30,27 kWh por kg de aluminio anodizado. Se calcula la masa total del marco, teniendo en cuenta el perfil dado en el Anexo II:



Área del perfil $\approx 153 \text{ mm}^2$

Ancho del perfil = 1,5 mm

$$\text{Perímetro total} = \frac{2112 + 2112 - 35}{2} \times 2 + \frac{1052 + 1052 - 35}{2} \times 2 = 6258 \text{ mm}$$

$$\text{Área agujeros} = 8 \times 109 + 4 \times 60 + 10 \times 55 + 8 \times 24 = 1854 \text{ mm}^2$$

$$\text{Volumen agujeros} = \text{Área agujeros} \times 1,5 = 2781 \text{ mm}^3$$

$$\text{Volumen} = \text{Área del perfil} \times \text{Perímetro total} - \text{Volumen agujeros} = 153 \text{ mm}^2 \times 6258 \text{ mm} - 2781 \text{ mm}^3 = 954693 \text{ mm}^3 = 9,54693 \times 10^{-4} \text{ m}^3$$

$$\text{Densidad aluminio} = 2700 \text{ kg/m}^3$$

Masa total marco = $2700 \text{ kg/m}^3 \times 9,54693 \times 10^{-4} \text{ m}^3 = 2,578 \text{ kg}$

Por lo tanto, la energía total es:

Mínima: $2,578 \text{ kg} \times 24,97 \text{ kWh/kg} + 4.47 \text{ kWh} = 68,84 \text{ kWh}$

Máxima: $2,578 \text{ kg} \times 30,27 \text{ kWh/kg} + 4.47 \text{ kWh} = 82,51 \text{ kWh}$

Se necesitan entre 68,84 y 82,51 kWh para la fabricación del marco de aluminio del panel. Esta variación refleja las diferencias en la eficiencia de los procesos y las tecnologías utilizadas en diferentes instalaciones, así como la utilización de diferentes aleaciones de aluminio de la serie 6000.

Es importante notar que la mayor parte del consumo energético se concentra en el proceso Hall-Héroult. 39,62 kWh en total, aproximadamente el 50% de la energía total.

En algunos casos, también se utiliza aluminio en otros elementos menores, como en partes de las cajas de conexiones o en componentes de fijación internos para montar el panel en estructuras. Sin embargo, estas cantidades suelen ser pequeñas en comparación con el marco y no agregan un consumo energético significativo en el balance general de la fabricación del panel.

Cobre

El cobre se usa típicamente en el sistema de interconexión de las celdas y en las cajas de conexión para los cables y conectores que conducen la electricidad generada hacia el exterior del panel. Vamos a desglosar el consumo energético de la producción y procesamiento del cobre considerando:

1. Extracción y Refinado del Cobre:

La energía para producir cobre refinado desde el mineral suele oscilar entre 25 y 30 kWh por kilogramo, dependiendo del grado del mineral y la tecnología de procesamiento empleada.

2. Proceso de Manufactura de Componentes:

- Laminado y Cortado: Para el cobre laminado y cortado en tiras y conectores se necesitan entre 5 y 7 kWh adicionales por kilogramo.
- Fabricación y Soldadura de Conexiones: Se añaden de 2 a 4 kWh/kg adicionales para los procesos de soldadura y fabricación de las conexiones internas.

Estimación Total de Energía

1. Extracción y refinado del cobre: Se requieren entre 0,2 y 0,5 kg de cobre para el sistema de interconexión y caja de conexiones, por lo que el consumo energético estaría entre 5 y 15 kWh.
2. Transformación y ensamblaje: Aproximadamente entre 1,5 y 2,5 kWh adicionales en total para las cantidades usadas en el panel.

Esto da una energía total estimada de fabricación del cobre de **entre 6,5 y 17,5 kWh**.

Plata

La plata en los paneles solares se utiliza en pequeñas cantidades en las pastas de contacto de las celdas fotovoltaicas, que facilitan la recolección y el flujo de la corriente generada. La energía involucrada en la producción de plata tiene distintos procesos, desde la extracción del mineral hasta la refinación y aplicación en la pasta de contacto. Vamos a desglosar la energía para esta parte del panel:

Procesos y Energía Involucrada

1. Extracción y Refinado de la Plata:
 - La extracción y refinado de la plata consume entre 90 y 150 kWh por kilogramo de plata debido a la baja concentración de plata en los minerales.
2. Transformación en Pasta Conductiva:
 - La plata refinada se convierte en una pasta conductiva para imprimir sobre las celdas, consumiendo aproximadamente 10-15 kWh/kg adicionales.
3. Aplicación y Procesamiento:
 - La serigrafía de la pasta de plata en las celdas solares y el tratamiento térmico consumen entre 5 y 10 kWh/kg.

Estimación de Energía Total

En total, si consideramos que el panel de JA Solar de 460 Wp utiliza aproximadamente 0,05 g de plata por celda (en general, un panel podría contener entre 10 y 15 g de plata en total), el cálculo sería:

1. Extracción y refinado: Para 10 g, entre 0,9 y 1,5 kWh.
2. Transformación en pasta y aplicación: Para 10 g, entre 0,15 y 0,25 kWh.
Esto da una energía total estimada de entre 1,05 y 1,75 kWh para la cantidad de plata usada en el panel, desde la extracción hasta la aplicación en la celda.

Otros

La energía gris de estos materiales adicionales suele ser bastante menor en comparación con la de los materiales principales. En conjunto, se estima que añaden de 1% a 3% extra a la energía total de fabricación del panel. Este bajo porcentaje se debe a la ínfima cantidad de estos materiales que es utilizada en el proceso y al hecho de que algunos, como el estaño o los materiales de soldadura, se usan en capas muy finas o en aleaciones, mientras que otros, como los materiales de embalaje, no están presentes en el producto final. Por lo tanto, la energía gris aportada por estos al total del panel será descrita muy someramente.

Ejemplos estimados de energía gris:

- Soldaduras de estaño y plomo: La cantidad utilizada es mínima y la energía gris es del orden de 100 kWh/kg, resultando en un impacto total bajo.
- Níquel o titanio: Se dan en recubrimientos utilizando capas finas, por lo que suelen representar menos de 1 kWh.
- Embalaje y materiales adicionales de instalación: La energía gris podría añadir aproximadamente entre 5 y 10 kWh extra.

Dado que el impacto de energía gris acumulado de estos componentes es bajo, en muchos análisis se considera que la energía gris adicional de estos materiales está dentro del margen de error.

Silicio

Por último, se analizará la energía utilizada en la producción y transformación del silicio en la fabricación de las células fotovoltaicas y el posterior ensamblaje de estas con el resto de los componentes para obtener el panel fotovoltaico final. Las células solares son el componente cuya fabricación supone el mayor aporte de energía gris del total del panel, representando aproximadamente el 50% de esta. Por este motivo, se profundizará más en el análisis de sus procesos de fabricación. En este apartado, los datos que aparecen sobre energías de producción e insumos están recogidos en el Anexo III.

El proceso de ensamblaje por parte de JA SOLAR se detalla en el video <https://www.youtube.com/watch?v=riv2dTzWPCA> entre el minuto 2:45 y el 24:45.

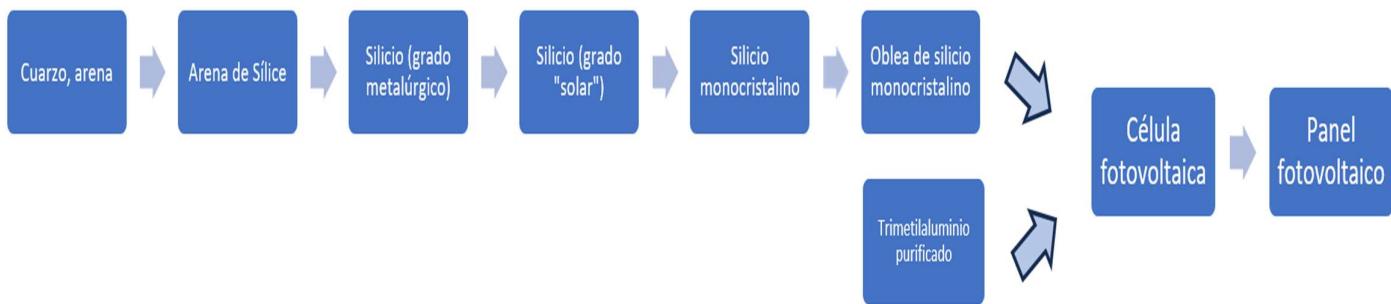


Ilustración 34 Proceso de transformación de la arena de sílice en paneles fotovoltaicos (elaboración propia, 2024)

- 1) En primer lugar, se obtiene la **arena de sílice (SiO_2)** a partir de cuarzo o arenas con alto contenido en sílice. La energía necesaria para la extracción, transporte y procesamiento para prepararla como materia prima es de 262000 kWh en forma de electricidad y 5139000 kWh en forma de calor para la obtención de 92500 toneladas de arena de sílice. En total, la energía gris del proceso es de **5401000 kWh para 925000 t** de arena de sílice.
- 2) Esta arena de sílice se transforma en **silicio de grado metalúrgico** mediante la reducción carbotérmica del SiO_2 en un horno a aproximadamente 2000 °C. Esta operación utiliza 11 kWh en forma de electricidad y 6,42 kWh en forma de calor por kg de silicio de grado metalúrgico obtenido. En total, la energía gris del proceso es de **17,42 kWh por kg** de silicio de grado metalúrgico.
- 3) El silicio metalúrgico obtenido tiene una pureza del 98-99%, lo que es adecuado para aplicaciones metalúrgicas, pero no suficiente para la

fabricación de células solares. Por tanto, este silicio metalúrgico se purifica obteniendo **silicio de grado solar** mediante un proceso de purificación química. Este silicio tiene una pureza del 99.9999% o 6N (6 “nines” en inglés), adecuada para aplicaciones fotovoltaicas. Este proceso de purificación es energéticamente muy intenso, ya que utiliza 72 kWh en forma de electricidad y 19,44 kWh en forma de calor, haciendo un total de **91,44 kWh por kg** de silicio de grado solar fabricado.

Adicionalmente, existe el silicio de grado electrónico, el cual tiene una pureza extremadamente alta (99.999999% o 9N). Para lograr purificar el silicio hasta este grado se lleva a cabo un proceso llamado “técnica de zona flotante”. Como su nombre indica, este silicio es utilizado en aplicaciones electrónicas más críticas como los microchips y otros componentes semiconductores de alta precisión, donde se necesita un silicio más exigente en cuanto a pureza. Este proceso generalmente no es utilizado en la fabricación de paneles solares debido a su alto costo en comparación con otros que aportan una pureza menor, aunque más que suficiente para aplicaciones fotovoltaicas.

- 4) A continuación, se lleva a cabo el llamado **método Siemens**, por el que el silicio de grado solar reacciona con gases como el silano (SiH_4) o el triclorosilano (SiCl_4) a altas temperaturas (1100-1175 °C) transformándose en **polisilicio**. Este polysilicio está formado por múltiples cristales de silicio, lo que significa que tiene una estructura relativamente desordenada. Esto puede causar defectos en la red cristalina que afectan la eficiencia del material. Por este motivo, el polysilicio se somete a su vez a un proceso llamado **método Czochralski**, por el cual se funde a unos 1400 °C en un crisol para posteriormente introducir una varilla de silicio monocristalina llamada “semilla” a la que el silicio se adhiere. Después, se eleva y se gira esa semilla para que el silicio adherido se vaya solidificando en torno a la ella formando un cilindro de **silicio monocristalino** uniforme. Esta estructura monocristalina obtenida es más eficiente en aplicaciones solares que el silicio policristalino debido a su mayor pureza y mejores propiedades electrónicas.
Toda esta transformación desde el silicio de grado solar hasta el lingote de silicio monocristalino es intensa energéticamente, necesitando **38,4 kWh por kg** de silicio monocristalino.

- 5) El lingote elaborado se corta con una sierra circular de diamante, obteniendo **obleas de silicio monocristalino** cuyas dimensiones suelen rondar entre 156 y 182 mm de largo y de ancho y de 180 a 200 micrómetros (0,18 a 0,2 mm) de grosor. Después de cortarlas, las obleas

- son pulidas a fin de eliminar las marcas de sierra. Esta operación utiliza 2,35 kWh en forma de electricidad y 0,5 kWh en forma de calor, haciendo un total de **2,85 kWh por metro cuadrado** de oblea producida.
- 6) Por otra parte, se produce el **trimetilaluminio (TMA)** purificado. El TMA es un compuesto orgánico metálico con fórmula $Al_2(CH_3)_6$ que se emplea para mejorar el rendimiento de las células fotovoltaicas. El proceso de obtención de este, como se puede deducir de su nombre y de su fórmula, implica una reacción en la que el aluminio, en su estado elemental, se combina con metano para formar el compuesto trimetilaluminio. Posteriormente, para la fabricación de células solares, se elimina cualquier impureza que pueda afectar la calidad del TMA, utilizando técnicas especializadas de purificación. Entre el proceso de síntesis y de purificación, son utilizados **5,57 kWh para la producción de 18 kg** de TMA purificado.
- 7) El TMA obtenido se utiliza en el proceso de pasivación de las obleas monocrystalinas, obteniendo así las **células fotovoltaicas** que componen los paneles utilizados. con las obleas proporcionando una capa protectora y pasivante que reduce las pérdidas de energía, permitiendo que la célula convierta la luz solar en electricidad de manera más eficiente. Estas células fotovoltaicas están listas y acondicionadas para la conversión eficiente de la radiación solar en energía eléctrica. Este proceso utiliza 6,03 kWh en forma de electricidad y 0,986 kWh en forma de calor, haciendo un total de **7,02 kWh por metro cuadrado** de célula fotovoltaica obtenido.
- 8) Por último, se realiza el ensamblaje de los **paneles solares**.
Primeramente, las células fotovoltaicas se interconectan eléctricamente mediante cintas conductoras de cobre llamadas "busbars" que permiten el flujo de corriente entre las células. Cada célula se conecta en serie a la siguiente, formando cadenas.
Una vez colocadas y alineadas, las células fotovoltaicas se sueldan a las busbars, asegurando así una conexión eléctrica eficiente y estable entre las células.
Después, las células se sellan entre dos capas de material encapsulante (normalmente EVA, etileno-vinil-acetato) para protegerlas de daños mecánicos y ambientales.
Debajo de este encapsulado se coloca una lámina posterior o backsheet, de material polimérico, que cierra la estructura protegiendo el panel de la humedad y otros agentes externos al mismo tiempo que permite la disipación de calor.

En la parte frontal se instala una capa de vidrio templado de alta transparencia. Este vidrio está reforzado para resistir impactos y cambios climáticos, permitiendo que la luz solar pase a través de él.

El conjunto de células, encapsulante, vidrio, y hoja trasera pasa por una máquina de laminado al vacío, que comprime todas las capas y las une a través de calor y presión. Esto asegura que las células estén protegidas de manera efectiva y que no haya burbujas o espacios que puedan afectar el rendimiento.

Posteriormente se coloca un marco de aluminio alrededor del panel, lo que proporciona rigidez estructural y facilita su manejo e instalación en sistemas de soporte.

Finalmente, se instala el cableado y la caja de conexiones en la parte trasera del panel. Esta caja contiene los diodos de derivación y los terminales de conexión, que permiten que la corriente generada por las células fluya hacia el sistema de recolección de energía o inversor. Este proceso de ensamblaje utiliza una energía de 3,32 kWh por metro cuadrado de panel solar.

Con esto, el panel solar estaría acabado, pero antes del embalaje y envío se realiza una inspección de calidad, tanto visual como con pruebas eléctricas para asegurar que el panel no presenta defectos y para verificar los parámetros eléctricos de este.

Este es un proceso cuidadosamente diseñado para maximizar la eficiencia y la durabilidad del panel.

Cabe destacar que JA SOLAR cubre internamente toda la producción de sus paneles, desde la fundición del silicio hasta el empaquetado final de los módulos. «Es importante que el fabricante tenga la verticalización del proceso productivo y es lo que tenemos en JA Solar. Fabricamos desde los lingotes, obleas, celdas y módulos, hasta plantas solares en nuestra fabrica», introdujo Victor Soares, gerente técnico de JA SOLAR para Latinoamérica.

Presupuesto Energético:

Para calcular la energía total utilizada en la fabricación de un panel solar de JA SOLAR, se suman las cantidades de energía utilizadas en cada proceso multiplicándolas por el factor correspondiente a la cantidad de cada componente necesaria. Para saber estas cantidades se empezará desde el final del proceso hasta el principio, es decir, se comienza por el panel solar final, ya que se conoce que cada panel solar tiene un área de 2,2218 m². De esta manera:

- **Ensamblaje de paneles solares:** Se utiliza una energía de 3,32 kWh por cada metro cuadrado de panel solar, por lo que para ensamblar un panel solar se necesitan

$$3,32 \text{ kWh/m}^2 \times 2,2218 \text{ m}^2 = \mathbf{7,3764 \text{ kWh}}$$

Además, se necesitan como insumo $0,9 \times 2,2218 = 2 \text{ m}^2$ de células fotovoltaicas.
- **Fabricación de células fotovoltaicas:** Se utiliza una energía de 7,02 kWh por cada metro cuadrado de célula fotovoltaica, por lo que para la fabricación de un panel se necesitan

$$7,02 \text{ kWh/m}^2 \times 2 \text{ m}^2 = \mathbf{14,04 \text{ kWh}}$$

Además, se necesitan como insumo $1,02 \times 2 = 2,04 \text{ m}^2$ de obleas de silicio monocristalino y $0,000288 \times 2 = 0,000576 \text{ kg}$ de trimetilaluminio.
- **Síntesis de Trimetilaluminio (TMA):** Se utilizan 5,57 kWh para la producción de 18 kg de TMA. En la fabricación de un panel se necesitan

$$\frac{5,57 \text{ kWh}}{18 \text{ kg de TMA}} \times 0,000576 \text{ kg de TMA} = \mathbf{0,000178 \text{ kWh}}$$
- **Fabricación de obleas de silicio monocristalino:** Se utilizan 2,85 kWh por cada metro cuadrado de oblea producida. En la fabricación de un panel se necesitan

$$2,85 \text{ kWh/m}^2 \times 2,04 \text{ m}^2 = \mathbf{5,814 \text{ kWh}}$$

Además, se necesitan como insumo $0,595 \times 2,04 = 1,2138 \text{ kg}$ de silicio monocristalino.
- **Obtención de silicio monocristalino:** Se utilizan 38,4 kWh por kg de silicio monocristalino. En la fabricación de un panel se necesitan

$$38,4 \text{ kWh/kg} \times 1,2138 \text{ kg} = \mathbf{46,61 \text{ kWh}}$$

Además, se necesitan como insumo $1,03 \times 1,2138 = 1,25 \text{ kg}$ de silicio de grado solar.
- **Fabricación de silicio de grado solar:** Se utilizan 91,44 kWh por kg de silicio de grado solar, por lo que en la fabricación de un panel se necesitan

$$91,44 \text{ kWh/kg} \times 1,25 \text{ kg} = \mathbf{114,3 \text{ kWh}}$$

Además, se necesitan como insumo $1,25 \times 1,26 = 1,575 \text{ kg}$ de silicio de grado metalúrgico.

- **Obtención de silicio de grado metalúrgico:** Se utilizan 17,42 kWh por kg de silicio de grado metalúrgico obtenido. Para la fabricación de un panel se necesitan

$$17,42 \text{ kWh/kg} \times 1,575 \text{ kg} = 27,437 \text{ kWh}$$

Además, se necesitan como insumo $1,575 \times 2,70 = 4,2525 \text{ kg}$ de arena de sílice (SiO_2).

- **Obtención de arena de sílice:** Se utilizan 5401000 kWh para la obtención de 92500 toneladas de arena de sílice. Para la fabricación de un panel se necesitan

$$\frac{5401000 \text{ kWh}}{92500000 \text{ kg de TMA}} \times 4.2525 \text{ kg de } \text{SiO}_2 = 0.2483 \text{ kWh}$$

Sumando la energía utilizada en cada proceso se obtiene la energía utilizada en la producción de los paneles de células y el ensamblaje de los demás componentes:

$$7.3764 + 14.04 + 0.000178 + 5.814 + 46.61 + 114.3 + 27.437 + 0.2483 = 215.83 \text{ kWh}$$

A este dato se le agregan todos los valores de energías de fabricación de los componentes calculados anteriormente.

Vidrio: 51,13 – 76,35 kWh

Polímero (TPT): 38,12 – 47,91 kWh

Polímero (EVA): 8,4 – 13,5 kWh

Aluminio: 68,84 – 82,51 kWh

Cobre: 6,5 – 17,5 kWh

Plata: 1,5 kWh

Silicio: 215,83 kWh

Energía gris total: 390,32 – 455,10 kWh.

La energía gris total de los paneles JA SOLAR JAM 72S20-460/MR es de entre 390,32 y 455,10 kWh por panel.

Determinar con precisión la energía utilizada en la fabricación de paneles solares en la planta de JA Solar en Shanghái es complejo debido a la falta de datos públicos específicos. Sin embargo, basándonos en estudios de la industria y considerando que JA Solar es un fabricante líder con instalaciones modernas, podemos proporcionar una estimación más acotada. Para paneles

solares monocristalinos, las estimaciones de energía gris suelen oscilar entre **700 y 1,400 kWh por kilovatio pico (kWp)** instalado dependiendo de las tecnologías de fabricación y de la eficiencia de los procesos. Por lo tanto, para los paneles utilizados, la energía gris estaría entre $700 \times 0,46 = 322 \text{ kWh}$ y $1400 \times 0,46 = 644 \text{ kWh}$.

Dado que JA Solar es un líder en este sector y es reconocido por su tecnología avanzada y eficiencia en producción, es razonable suponer que sus procesos se sitúan en el rango inferior de esta escala.

Se calcula a la energía gris de los 1552 paneles que contiene la instalación,

Mínima: 1552 paneles x 390,32 kWh/panel $\approx 605777 \text{ kWh}$

Máxima: 1552 paneles x 455,10 kWh/panel $\approx 706315 \text{ kWh}$

La energía gris total de fabricación de los paneles está entre 605777 y 706315 kWh.

6.6.1.2 Los inversores:

En total han sido instalados 7 inversores, los cuales son un HUAWEI modelo HUAWEI SUN200-100KTL-M1 de 100,00 kWp de potencia nominal.



Ilustración 35 Fotografía de inversores Huawei instalados por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)

Para estimar la energía gris del inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1, los cálculos se basarán en las tablas A10 y A14 del anexo. En la tabla A10 se desglosan los materiales que componen un inversor relacionando el peso de cada uno para una potencia de inversor definida (2.7 MW ac). En la tabla A14 se muestra el proceso de ajuste a la potencia determinada (en este caso 100 kWp) mediante el modelo escalado que permite hacer una estimación de la composición del inversor adaptándose desde equipos más grandes a sistemas más pequeños. Este método adapta las cantidades de materiales y la energía de fabricación en función de la potencia nominal de los inversores, suponiendo una relación lineal entre el tamaño y los materiales.

Los insumos para la fabricación del inversor de 2.7 MW ac son:

Aluminio: 80 kg

Cable de categoría 5: 940 m

Cable de tres conductores: 61 m

Capacitores: 55 kg

Cobre: 430 kg

Inductor: 650 kg

Tablero de circuitos impresos (PCB): 3 kg

Plástico reforzado con fibra de vidrio: 30 kg

Acero reforzado: 1200 kg

Transformador de alta tensión: 3.7 kg

Hormigón: 1.1 m³*

*En este caso, no se utilizan losas de hormigón para la base de los inversores.

En vez de esta infraestructura de soporte, los inversores se ubican en una pared de la nave mediante soportes metálicos.

En primer lugar, se convierten las cantidades de los cables de metros a kilogramos.

Cable de categoría 5:

- Longitud total en el inversor de 2.7 MW_{ac}: 940 m
- Peso típico por metro de cable de categoría 5: 30 – 50 g/m
- Peso total = $940 \times (30 - 50) \text{ g/m} = 28,2 - 47,0 \text{ kg}$

Cable de tres conductores:

- Longitud total en el inversor de 2.7MWac: 61 m.
- Peso típico por metro de cable de tres conductores: 500–600 g/m
- Peso total = $61 \text{ m} \times (500 - 600) \text{ g/m} = 30,5 - 36,6 \text{ kg}$.

El método de escalado supone una relación directa en las cantidades utilizadas para inversores de diferente potencia. Los inversores HUAWEI SUN200-100KTL-M1 tienen una potencia de 100 kWp, por lo que las cantidades necesarias para su fabricación se calculan multiplicando las cantidades iniciales por $100000/2700000 = 0,037$, es decir, dividiéndolas por 27. De esta manera, nos quedan los datos de la tabla 1.

Componente	Cantidad Total (kg) (2.7 Mw)	Cantidad escalada (kg) (100 kW)	Energía Gris Típica (kWh/kg ó kWh/m)		Energía Gris Total (kWh)	
			Mínimo típico	Máximo típico	Mínimo	Máximo
Aluminio	80,00	2,96	70,00	100,00	207,41	296,30
Cable de Categoría 5	28,2–47,0	1,04 - 1,74	20,00	30,00	20,80	52,20
ble de tres conducto	30,5 – 36,6	1,13 - 1,36	30,00	50,00	33,90	69,50
Capacitores	55,00	2,04	600,00	1000,00	1222,22	2037,04
Cátodo de Cobre	430,00	15,93	30,00	50,00	477,78	796,30
Inductor	650,00	24,07	50,00	70,00	1203,70	1685,19
de circuitos impres	3,00	0,11	1200,00	1500,00	133,33	166,67
reforzado con fibra	30,00	1,11	20,00	25,00	22,22	27,78
Acero reforzado	1200,00	44,44	20,00	25,00	888,89	1111,11
transformador de alta te	100,00	3,70	50,00	70,00	185,19	259,26
Circuito integrado	0,20	0,01	1000,00	1500,00	7,41	11,11
Aceite lubricante	1,00	0,04	10,00	15,00	0,37	0,56
Transistor	0,30	0,01	700,00	1000,00	7,78	11,11
Ventilador	0,20	0,01	50,00	80,00	0,37	0,59
Soporte		8,00	20,00	25,00	160,00	200,00
Total		102,43	-	-	4571,37	6724,70

Tabla 1 Componentes y energía gris de fabricación de un inversor (elaboración propia, 2025)

Se ha supuesto que el peso de la ménsula soporte sería de 8 kg para un inversor de 94,43 kg, ya que suele representar entre el 5% y el 10% del peso total del equipo. Según la ficha técnica en el Anexo II, el conjunto inversor + soporte tiene un peso de 90 kg, por lo que haremos una segunda conversión para ajustar el peso de los materiales a la realidad. De esta manera:

$$\text{Energía gris total mínima} = \frac{4571,37 \text{ kWh}}{102,43 \text{ kg}} \times 90 \text{ kg} \approx \mathbf{4017 \text{ kWh}}$$

$$\text{Energía gris total máxima} = \frac{6724,70 \text{ kWh}}{102,43 \text{ kg}} \times 90 \text{ kg} \approx \mathbf{5909 \text{ kWh}}$$

La energía gris del conjunto de 7 inversores es de entre 24992 y 41361 kWh.

6.6.1.3 Cableado y canalización

Cableado

La instalación cuenta con 2 tipos de cableado: el cableado de CC, es decir, el que lleva la corriente continua desde los paneles hasta el inversor y el cableado de CA, que lleva la corriente alterna desde el inversor hasta los Cuadros Generales de Baja Tensión (CGBT) de la nave.



Ilustración 36 Fotografía de cableado y rejiband en la cubierta de la nave por operario. (Operario, 2023)

Cableado CC: El cableado CC lleva la corriente continua generada por los paneles en la cubierta hasta los inversores, que se encuentran en una sala en el interior de la nave. Su recorrido es muy largo, ya que entre todos los cables de CC suman una longitud de 15874 metros. Tiene una sección de 6 mm², referida al cobre, para poder conducir la intensidad necesaria, siguiendo la norma ITCBT-07 (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002). El cable utilizado es **TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K** (Top Cable, 2024). Para calcular la energía gris de los cables CC se sumarán la energía gris del cobre y del aislamiento.

Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible). Tiene 6 mm² de sección, teniendo un diámetro de 2,76 mm aproximadamente.

Aislamiento: Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF, Low Smoke Halogen Free). Rodea el cable con un espesor de 1,6 mm. $R_{int} \approx 1,38 \text{ mm}$; $R_{ext} \approx 2,98 \text{ mm}$.

Cubierta: Goma libre de halógenos de color negro o rojo. Rodea el aislamiento con un espesor de 1,2 mm. $R_{int} \approx 2,98 \text{ mm}$; $R_{ext} \approx 4,18 \text{ mm}$.

Para calcular la energía gris del cable, es necesario conocer la masa de este. Aunque la ficha técnica no proporciona este dato directamente, es posible estimarlo basándonos en las medidas y los materiales de sus componentes.

Masa de cobre:

- Área de la sección: 6 mm^2
- Longitud: 15874 metros
- Volumen = Área × Longitud = $6 \text{ mm}^2 \times 15874000 \text{ mm} = 95244000 \text{ mm}^3 = 95244 \text{ cm}^3$
- Densidad del cobre: 8.96 g/cm^3
- Masa = Volumen × Densidad = $95244 \text{ cm}^3 \times 8.96 \text{ g/cm}^3 \approx 853386 \text{ g} \approx 853 \text{ kg}$

Masa del aislamiento:

- Área de la sección: $\pi \times (R_{ext}^2 - R_{int}^2) \approx 21,9 \text{ mm}^2$
- Longitud: 15874 metros
- Volumen = Área × Longitud $\approx 21,9 \text{ mm}^2 \times 15874000 \text{ mm} \approx 347618367 \text{ mm}^3 \approx 347618 \text{ cm}^3$
- Densidad goma LSHF: 1.2 g/cm^3
- Masa del aislamiento = Volumen × Densidad $\approx 347618 \text{ cm}^3 \times 1,2 \text{ g/cm}^3 \approx 417142 \text{ g} \approx 417 \text{ kg}$

Masa de la cubierta:

- Área de la sección: $\pi \times (R_{ext}^2 - R_{int}^2) \approx 27 \text{ mm}^2$
- Longitud: 15874 metros
- Volumen = Área × Longitud $\approx 27 \text{ mm}^2 \times 15874000 \text{ mm} = 428598000 \text{ mm}^3 = 428598 \text{ cm}^3$
- Densidad goma LSHF: 1.2 g/cm^3
- Masa de la cubierta = Volumen × Densidad $\approx 428598 \text{ cm}^3 \times 1,2 \text{ g/cm}^3 = 514317,6 \text{ g} \approx 514 \text{ kg}$

$$\text{Masa total} = 853 \text{ kg} + 417 \text{ kg} + 514 \text{ kg} = 1784 \text{ kg}$$

Esta masa total concuerda con los valores típicos de la industria que suelen tener una masa de alrededor de 0,1 kg por metro de cable ($15874 \times 0,1 \approx 1587 \text{ kg}$)

Cálculo de la energía gris:

1. Energía gris del cobre:

- Energía gris del cobre $\approx 11,67 \text{ kWh/kg}$
- Energía gris total $\approx 853 \text{ kg} \times 11,67 \text{ kWh/kg} \approx 9952 \text{ kWh}$

2. Energía gris del aislamiento y la cubierta (goma LSHF):

- Energía gris de la goma LSHF: $5,56 \text{ kWh/kg}$
- Energía gris del aislamiento y la cubierta $\approx (417 \text{ kg} + 514 \text{ kg}) \times 5,56 \text{ kWh/kg} \approx 5172 \text{ kWh}$

Energía gris total $\approx 9952 \text{ kWh} + 5172 \text{ kWh} = 15124 \text{ kWh}$

La energía gris total estimada de la fabricación del cable CC TOPSOLAR PV ZZ-F/H1Z2Z2-K de 6 mm^2 es de aproximadamente **15124 kWh**.

Cableado AC

El cableado AC por su parte lleva la corriente alterna desde los inversores hasta el cuadro general. Los inversores están ubicados intencionadamente en una sala cercana al cuadro general a fin de facilitar la instalación y utilizar los menos recursos posibles. La distancia máxima entre inversor y el CGBT es de 20 metros, por lo que la distancia total de cable AC utilizada es de 140 metros en el total de la instalación.

El cable utilizado será un conductor de cobre tipo RZ1/RV y de $0,6/1 \text{ kV}$, aislamiento XLPE y libre de halógenos de **95 mm^2** para las fases y **50 mm^2** para el neutro.

El cable de 95 mm^2 pesa 1029 kg/km y el de 50 mm^2 pesa 587 kg/km (Cablesrct, 2025)

por lo que el peso total del cable AC es de:

Peso del cable de 95 mm^2 (fases): $1029 \text{ kg/km} \times 20 \text{ m} \times 1 \text{ km}/1000 \text{ m} = 20,58 \text{ kg}$ Hay tres fases, por lo que: $20,58 \text{ kg} \times 3 = 61,74 \text{ kg}$

Peso del cable de 50 mm^2 (neutro): $587 \text{ kg/km} \times 20 \text{ m} \times 1 \text{ km}/1000 \text{ m} = 11,74 \text{ kg}$

Peso total: $61,74 \text{ kg} + 11,74 \text{ kg} = 73,48 \text{ kg}$

Hay 7 inversores, por lo que el peso total de cableado AC es de $73,48 \times 7 = 514,36 \text{ kg}$.

Para calcular la energía gris de esta cantidad de cable AC se tomarán los datos de energía gris del cableado CC, y se trasladarán sus respectivos cálculos a

estos, suponiendo que la relación conductor-aislante en masa se mantiene relativamente constante independientemente del grosor del cable.

De esta manera, 1784 kg de cable CC aportan una energía gris de 15124 kWh, por lo que 514,36 kg de cable AC aportan una energía gris de:

$$\text{Energía gris cableado AC} = 514,36 \text{ kg} \times \frac{15124 \text{ kWh}}{1784 \text{ kg}} \approx 4361 \text{ kWh}$$

Canalización con tubos de protección

Una vez los cables de CC salen de los paneles, se juntan para ser llevados hasta los inversores mediante canalización con tubos de protección. Son tubos aislantes rígidos normales, curvables en caliente de PVC, cuyo diámetro y número de conductores de cada uno han sido determinados en las tablas de Instrucción Técnica ITC-BT-21. (Ministerio de Industria, 2003)

Los valores de los diámetros interiores y exteriores de los tubos se obtienen de la tabla 2. De cada string de paneles salen dos cables de CC, uno positivo y uno negativo. Hay 89 strings, por lo que hay 178 cables CC y 7 inversores, por lo que los tubos organizarán los cables de los strings para llevarlos hasta los inversores de la manera más equitativa y eficiente posible (Ilustración 37).

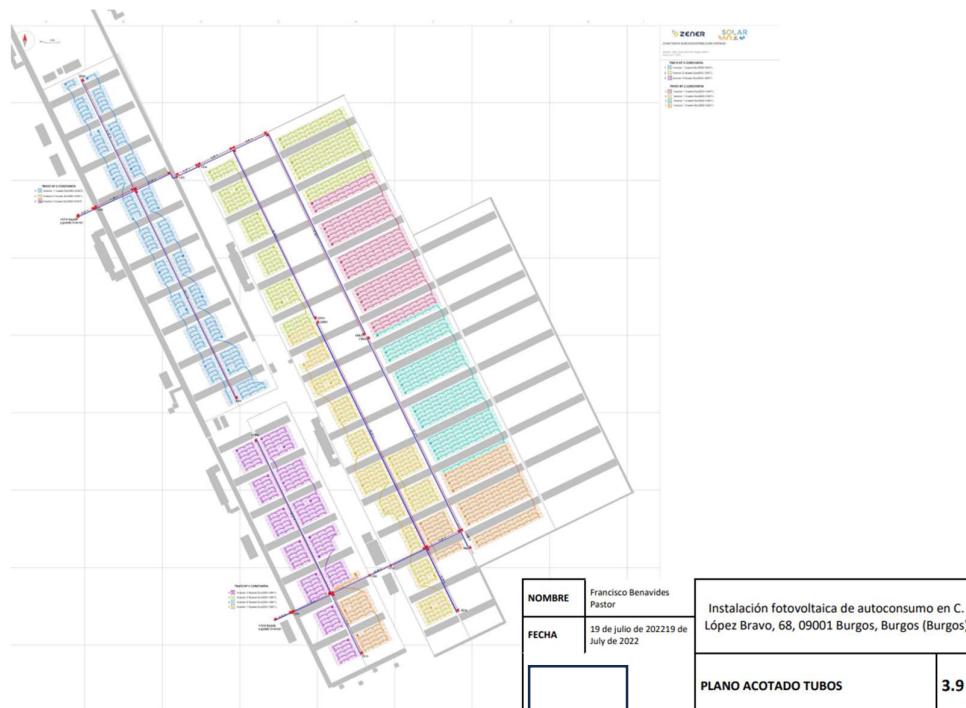


Ilustración 37 Plano del recorrido de los tubos de protección de cableado CC, desde los paneles hasta los inversores (Francisco Benavides Pastor, 2022)

Los tubos de cableado de la ilustración presentan una estructura escalonada. Esto es, los tubos que recogen los cables de los strings son más finos al contener menos cables. Sin embargo, a medida que avanzan, se van uniendo con otros tubos. Esto hace que sea necesario incrementar su diámetro, según la Instrucción Técnica, para poder canalizar un mayor número de cables. En función del número de conductores de CC que llevan, se necesitan 13 tipos distintos de tubos de protección, que se recogen en la Tabla 2.

Tipo de tubo	Numero de Strings	Numero de Conductores CC	Longitud de tubo total (m)
1	9	18	63,99
2	6	12	80,43
3	18	36	67,6
4	10	20	65,04
5	12	24	55,72
6	3	6	18,26
7	11	22	44,41
8	5	10	17,49
9	24	48	30,38
10	54	108	33,26
11	21	42	9,99
12	34	68	30,99
13	50	100	33,18

Tabla 2 Número de conductores en los tubos de protección (elaboración propia, 2025)

Se observa que todos los tubos tienen más de 5 conductores, por lo que teniendo en cuenta los criterios de la Instrucción Técnica, su sección interior debe ser como mínimo 2,5 veces la sección ocupada por los conductores. Como se ha mencionado en el cálculo de la energía gris de los conductores, el radio exterior de los conductores CC es de unos 4,18 mm por lo que tienen una sección de $\pi \times 4,18^2 = 54,89 \text{ mm}^2$. Como cada tubo lleva un número de conductores, según la Instrucción Técnica, sus secciones también deben ser diferentes de tal forma que para calcular las secciones mínimas se ha de realizar este cálculo:

- **Tubo 1:** 18 conectores → Sección necesaria: $2,5 \times 18 \times 54,89 \approx 2470 \text{ mm}^2$

El diámetro interior mínimo del tubo 1 será:

$$DI_{\min} = \sqrt{\frac{A_{\min}}{\pi}} \times 2 \approx 56,08 \text{ mm}$$

Para los tubos de canalización eléctrica, el diámetro de 56,08 mm no existe como medida comercial (UNE, 2022), por lo que se elige el siguiente diámetro estándar disponible en el mercado (63 mm) (MundoRiego, 2025)

correspondiente a un diámetro interior de 60,6 mm. Realizando este procedimiento para todos los tubos se obtiene la Tabla 3.

Tipo de tubo	Numero de Strings	Numero de Conductores CC	Longitud de tubo total (m)	sección necesaria (mm ²)	Diámetro interior necesario (mm)	Diámetro exterior normalizado (mm)	Espesor (mm)	Diámetro interior (mm)
1	9	18	63,99	2470	56,08	63	1,2	60,6
2	6	12	80,43	1647	45,79	50	1,2	47,6
3	18	36	67,6	4940	79,31	90	1,2	87,6
4	10	20	65,04	2745	59,11	63	1,2	60,6
5	12	24	55,72	3293	64,76	90	1,2	87,6
6	3	6	18,26	823	32,38	40	1,2	37,6
7	11	22	44,41	3019	62,00	90	1,2	87,6
8	5	10	17,49	1372	41,80	50	1,2	47,6
9	24	48	30,38	6587	91,58	110	1,2	107,6
10	54	108	33,26	14821	137,37	160	1,6	156,8
11	21	42	9,99	5764	85,66	90	1,2	87,6
12	34	68	30,99	9331	109,00	125	1,3	122,4
13	50	100	33,18	13723	132,18	140	1,5	137

Tabla 3 Diámetros normalizados de tubos de protección (elaboración propia, 2025)

Para calcular la energía gris, se necesita calcular el volumen total de PVC rígido (densidad 1,4 g/cm³) a sintetizar y posteriormente extruir. La energía gris de síntesis del PVC es de 53 MJ/kg, lo que equivale a 14,72 kWh/kg (JEE, 2022), mientras que la energía gris de extrusión de los tubos está en torno a 2 kWh/kg, bastante menos que la energía de síntesis. Con estos datos se confecciona la Tabla 4.

Tipo de tubo	Numero de Strings	Numero de Conductores CC	Longitud de tubo total (m)	sección necesaria (mm ²)	Diámetro interior necesario (mm)	Diámetro exterior normalizado (mm)	Espesor (mm)	Diámetro interior (mm)	Sección (mm ²)	Volumen (cm ³)	Masa (kg)	Energía gris síntesis PVC (KWh/kg)	Energía gris extrusión (KWh/kg)	Energía gris total (KWh)
1	9	18	63,99	2470	56,08	63	1,2	60,6	232,98	14908	20,87	14,72	2	348,98
2	6	12	80,43	1647	45,79	50	1,2	47,6	183,97	14797	20,72			346,36
3	18	36	67,6	4940	79,31	90	1,2	87,6	334,77	22630	31,68			529,73
4	10	20	65,04	2745	59,11	63	1,2	60,6	232,98	15153	21,21			354,70
5	12	24	55,72	3293	64,76	90	1,2	87,6	334,77	18653	26,11			436,64
6	3	6	18,26	823	32,38	40	1,2	37,6	146,27	2671	3,74			62,52
7	11	22	44,41	3019	62,00	90	1,2	87,6	334,77	14867	20,81			348,01
8	5	10	17,49	1372	4180	50	1,2	47,6	183,97	3218	4,50			75,32
9	24	48	30,38	6587	9158	10	1,2	107,6	410,17	12461	17,45			291,68
10	54	108	33,26	14821	137,37	160	1,6	156,8	796,21	26482	37,07			619,89
11	21	42	9,99	5764	85,66	90	1,2	87,6	334,77	3344	4,68			78,28
12	34	68	30,99	9331	109,00	125	1,3	122,4	505,20	15656	21,92			366,48
13	50	100	33,18	13723	132,18	140	1,5	137	652,67	21655	30,32			506,91
									Total	186496	261,09			4365,50

Tabla 4 Energía gris de los tubos de protección (elaboración propia, 2025)

Como se observa, la energía gris total de fabricación de los tubos de PVC es de **4365,5 kWh**. Este valor es una estimación aproximada con los datos accesibles.

La energía gris total de fabricación del cableado más tubos de protección es de:

$$15124 \text{ kWh} + 4361 \text{ kWh} + 4365,5 \text{ kWh} \approx 23851 \text{ kWh}$$

6.6.1.4 Estructuras de sujeción

Se introducen aquí todas las estructuras a mayores, como lo son las vías que anclan los paneles a la cubierta o los soportes utilizados para llevar el cableado.

Guías

Estas estructuras metálicas (Novotegra, 2025) tienen como función fijar los paneles a la cubierta mediante un sistema de pinzas (Anexo II). Sus dimensiones son escogidas según la Norma MV-103 (BOE, 1973) para soportar cargas externas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve y seísmos. El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permite las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.



Ilustración 38 Fotografía de las guías instaladas por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)

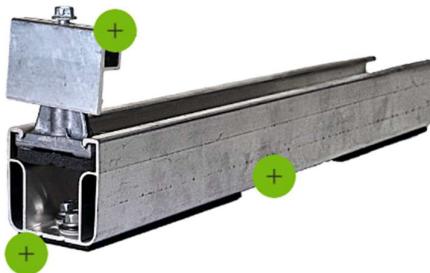


Ilustración 39 Guías de Novotegra (Novotegra, 2025)

Cada una de las guías consta de 3 componentes, riel, pinza y tornillos de sujeción con arandela. Se estiman a continuación las energías grises de cada uno.

Riel

El riel tiene las siguientes características:

- Dimensiones del perfil: 47 x 52 mm.
- Longitud del riel: 385 mm.
- Peso: 0,35 kg
- Material: Aluminio anodizado
- Densidad del aluminio anodizado: 2,7 g/cm³.
- Energía gris del aluminio anodizado: aprox. 420 MJ/kg ≈ 117 kWh/kg
- Grosor de pared: 2 mm

Cálculo de la energía gris:

$$\text{Energía gris} = \text{Peso} \times \text{Energía gris específica} = 0,35 \text{ kg} \times 117 \text{ kWh/kg} \approx \mathbf{40,83 \text{ kWh}}$$

Además, el riel consta de 60 perforaciones circulares de radio 3 mm a lo largo de su longitud para poder ajustar la posición de la pinza, de manera que a la energía de fabricación calculada hay que añadirle la energía de perforación.

1. Área de la perforación:

$$\text{Área} = \pi \times r^2 \approx 28.27 \text{ mm}^2$$

2. Volumen de material perdido por perforación:

Volumen = Área del agujero × Ancho de la pared = $28.27 \text{ mm}^2 \times 2 \text{ mm} = 56.54 \text{ mm}^3 \approx 0.0565 \text{ cm}^3$

4. Volumen total de las 60 perforaciones:

$$V_{\text{total}} = 0.0565 \text{ cm}^3 \times 60 \approx 3.39 \text{ cm}^3$$

5. Masa del material perdido:

$$M_{\text{perdida}} = 3.39 \text{ cm}^3 \times 2.7 \text{ g/cm}^3 \approx 9.15 \text{ g} = 0.00915 \text{ kg}$$

Se estima que la energía consumida en la perforación del aluminio es de aproximadamente 0,2 kWh por kg de material perforado, dependiendo de la eficiencia de la maquinaria y de las condiciones del proceso.

- Energía gris = $0,00915 \text{ kg} \times 0,2 \text{ kWh/kg} = 0.00183 \text{ kWh}$

La energía gris total de fabricación del riel es de aproximadamente **40,83 kWh**. Como se observa, la energía de perforación es despreciable en comparación con la de extrusión del perfil de aluminio.

Pinza

La pinza tiene las siguientes características:

- Dimensiones: 5,2 x 3,3 x 1,0 cm
- Peso: 0,051 kg
- Material: Aluminio anodizado
- Energía gris del aluminio anodizado: 117 kWh/kg.

Cálculo de la energía gris:

$$\text{Energía gris} = 0,051 \text{ kg} \times 117 \text{ kWh/kg} = 5,95 \text{ kWh}$$

Tornillos de fijación E16

Los tornillos tienen las siguientes características:

Diámetro: 6mm (M6)

Longitud: 25 mm

Material: Acero inoxidable

Peso: 7 g

Cantidad: 2 tornillos por pinza

Energía gris del acero inoxidable: 15,75 kWh/kg.

Cálculo de la energía gris:

$$\text{Energía gris} = 2 \times 0,007 \text{ kg} \times 15,75 \text{ kWh/kg} = \mathbf{0,22 \text{ kWh}}$$

Energía gris total

La energía gris por cada riel es de: $40,83 + 5,95 + 0,22 = \mathbf{47 \text{ kWh}}$

Se utilizan 2 rieles por cada panel, por lo que en la instalación hay $1552 \times 2 = 3104$ rieles.

La energía total de los rieles es de $47 \text{ kWh} \times 3104 = \mathbf{145888 \text{ kWh}}$

Sopores



Ilustración 40 Fotografía de soporte instalado por operario de la empresa instaladora (Operario, 2023)

Estos soportes están diseñados para sostener las bandejas donde se coloca el cableado eléctrico en tramos con altibajos.

Están hechos de acero galvanizado, para resistir condiciones ambientales que puedan presentarse en la intemperie o en áreas industriales.

En total hay 4 soportes, cuyas dimensiones son 5 metros de largo por 2 metros de alto y 50 cm de ancho, siendo la longitud de perfil en cada soporte es de unos 24 metros. El perfil es cuadrado de lado 100 mm y espesor de 5 mm.

- Área del perfil: El área de la sección del perfil se puede calcular como:

$$A = 1002 - (100 - 2 \times 5) 2 = 10000 - 8100 = 1900 \text{ mm}^2 = 1,9 \text{ cm}^2$$
- Volumen: Se multiplica el área de la sección por la longitud total del perfil:

$$V = A \times L = 1,9 \text{ cm}^2 \times 2400 \text{ cm} = 4560 \text{ cm}^3$$
- Masa: Tomando la densidad aproximada del acero de $7,85 \text{ g/cm}^3$

$$\text{Masa} = \text{Volumen} \times \text{densidad} = 4560 \text{ cm}^3 \times 7,85 \text{ g/cm}^3 = 35856 \text{ g} \approx 35,86 \text{ kg}$$
- Energía de fabricación: La energía de fabricación incluye:
 - o Producción de acero: $20,1 \text{ MJ/kg} \approx 5,56 \text{ kWh/kg}$
 - o Galvanizado: Alrededor de $5 \text{ MJ/kg} \approx 1,39 \text{ kWh/kg}$
 - o Energía total por kg: $5,56 + 1,39 = 6,95 \text{ kWh/kg}$

Energía total:

$$\text{Energía} = \text{Masa} \times (\text{Energía de producción} + \text{Energía de galvanizado}) = \\ 35,86 \text{ kg} \times 6,95 \text{ kWh/kg} \approx 249 \text{ kWh}$$

En la instalación hay 4 estructuras soporte, así como tornillos de sujeción, por lo que la energía total será de unos **1000 kWh**.

Rejiband

Como se ha visto, la canalización de los cables presenta una ruta determinada, por lo que los tubos de protección deben ir fijados de alguna manera a la cubierta. Para esto se utiliza el Rejiband (Pemsa, 2022), un sistema de bandejas portacables compuestas por varillas de acero electrosoldadas en forma de rejilla. Este sistema permite una instalación segura y organizada del cableado a lo largo de grandes distancias, protegiendo los cables y facilitando su mantenimiento. Se utilizará para cubrir la ruta que siguen los tubos de cableado por la cubierta, por lo que la longitud total de Rejiband es de 518,74 metros. Las medidas transversales son 100 mm de alto y 300 mm de ancho, con un peso de 2,342 kg/m. El tipo de acero utilizado es galvanizado en caliente (GC), para garantizar la durabilidad a la intemperie, que tiene una energía gris de 6,95 kWh/kg como se ha visto en apartados anteriores. Por lo tanto, la energía consumida para el acero de un metro de Rejiband es de:

$$\text{Energía por metro} = 2,342 \text{ kg/m} \times 6,95 \text{ kWh/kg} \approx 16,28 \text{ kWh/m}$$

La energía utilizada para los 518,74 metros es de:

$$\text{Energía} = 16,28 \text{ kWh/m} \times 518,74 \text{ m} = \mathbf{8443,5 \text{ kWh}}$$

A esta energía hay que añadirle la energía del proceso de electrosoldado de las varillas entre sí, el cual se realiza en múltiples puntos a la vez. En cada ciclo de soldadura, se aporta un pulso de corriente capaz de soldar hasta 30 puntos simultáneamente en máquinas industriales.

Hay 120 puntos de soldadura por cada metro, por lo que se necesitarían 4 ciclos por cada metro de Rejiband producido.

El consumo total de energía por metro de Rejiband es de entre 0,5 y 2,0 kWh/m, dependiendo de la eficiencia de las máquinas y del proceso utilizado.

En cualquier caso, esta energía es bastante menor que la energía de producción de las varillas de acero, por lo que se estima que la energía total ronda los **9000 kWh**.

- Resumen de energías grises de fabricación:

Paneles: entre 605777 y 706315 kWh – promedio 656046 kWh

Inversores: entre 24992 y 41361 kWh – promedio 33177 kWh

Cableado y Canalización: 23851 kWh

Estructuras de sujeción: $145888 + 9000 + 1000 \text{ kWh} = 155888 \text{ kWh}$

$656046 \text{ kWh} + 33177 \text{ kWh} + 23851 \text{ kWh} + 155888 \text{ kWh} = 868962 \text{ kWh}$

La energía total utilizada en la fabricación de los componentes de la instalación es de **868962 kWh**.



Ilustración 41 Distribución de la Energía Gris de Fabricación de la instalación (elaboración propia, 2025)

6.6.2 Energía gris en Transporte

Para calcular la energía utilizada en el transporte de los componentes, primero debe conocerse que cada uno se ha fabricado en un sitio distinto por lo que deben viajar más o menos hasta llegar al lugar de instalación. Los paneles de JA SOLAR y los inversores de Huawei son importados desde China, así como muchos de los materiales que componen este tipo de instalaciones.

El transporte incluye la energía utilizada para mover los componentes de la instalación (paneles solares, inversores, estructuras de montaje, cables, etc.) desde la fábrica hasta el sitio de instalación, mediante barco, camión u otro medio, pero no incluye la energía de vuelta de los vehículos de transporte, ya que las empresas logísticas aprovechan el viaje de retorno para transportar otras mercancías.

Para calcular la energía utilizada en el transporte se necesita conocer la ruta y la distancia entre la fábrica y el sitio de montaje; el medio de transporte (camión, barco, tren, etc.) utilizado y la energía que estos utilizan, así como el peso total de los materiales a transportar. Para calcular estas energías a partir de los datos necesarios, se utilizará el software online facilitado por Ecotransit (Ecotransit, 2025), el cual proporciona las rutas y el consumo energético correspondiente según los lugares de partida y llegada y el tipo de vehículo introducidos.

Para el transporte se han utilizado básicamente dos tipos de transporte:

- Transporte marítimo: se lleva a cabo mediante buques de carga, que transportan las mercancías en contenedores de 40 pies (iContainers, 2024). Tienen unas dimensiones interiores de 12,025 metros de largo x 2,352 metros de ancho x 2,393 metros de alto, con una capacidad de 22 palés europeos cada uno. Las dimensiones estándar del palé europeo (EUR 1) son 1200 mm x 800 mm, con un peso de unos 25 kg. (Mecalux, 2025).
- Transporte terrestre: se utilizan camiones articulados (tráiler estándar, 40 t). Estos camiones (Rotomshop, 2025) tienen una masa que puede variar en torno a las 9 toneladas (DSV, 2025). Tienen unas dimensiones de longitud interna de 13,62 m, anchura de 2,46 m y altura de 2,70 m, teniendo una capacidad de transporte de 33 palés europeos cada uno.

Paneles

Los paneles son fabricados en Shanghai. Son llevados hasta el puerto de Shanghai y desde allí se transportan en un buque de carga hasta el puerto de Valencia, atravesando el Mar de China Oriental, el Océano Índico, el Canal de Suez y el Mar Mediterráneo, recorriendo unos 18860 km. Para transportar los paneles desde el puerto de Valencia hasta el polígono industrial de Burgos donde serán instalados, se utilizan camiones de gran capacidad (como los camiones de remolque o camiones con chasis), ya que no hay una conexión directa de ferrocarril entre Valencia y Burgos. Esta ruta por carretera tiene un recorrido de 593,5 km.

En la ficha técnica de los paneles (Anexo II) se notifica que la configuración de empaquetamiento es de 31 paneles por palet y 22 pallets por contenedor de 40 pies, es decir, se transportan $31 \times 22 = 682$ paneles por contenedor. Teniendo en cuenta que la instalación consta de 1552 paneles, se necesitarán $1552/682 \approx 2,276$ contenedores. Es decir, se llenarán 2 contenedores de 40 pies y los paneles restantes se tratará de llenar con otros productos de JA SOLAR (destinadas a otras instalaciones) o si la empresa no tiene más productos para enviar, podría compartir el contenedor con otra carga (Less than Container Load, LCL), reduciendo costos al compartir el transporte con otro envío.



Ilustración 42 Modo de embalaje y transporte de los paneles solares de JA SOLAR (Operario, 2023)

Los paneles tienen un peso de 24,5 kg cada uno, mientras que los pallets pesan unos 25 kg. Los contenedores, por su parte, pesan 3750 kg.

$$\text{Peso paneles} = 1552 \times 24,5 = 38024 \text{ kg}$$

$$\text{Peso palets} = 1552/31 \times 25 \approx 1252 \text{ kg}$$

$$\text{Peso contenedores} = 2,276 \times 3750 \approx 8535 \text{ kg}$$

$$\text{Peso total} = 38024 + 1252 + 8535 = 47811 \text{ kg} = \mathbf{47,811 \text{ t}}$$

A este peso total, habría que añadirle el peso proporcional del barco. En este tipo de buques, la carga o peso muerto suele ser entre 2 y 3 veces mayor que el peso del barco, por lo que se supone que el barco tiene una masa del 40% de la del peso muerto. Es decir, al peso total de la carga hay que sumarle el 40% correspondiente al buque, quedando entonces: $47,811 \times 1,4 \approx \mathbf{67 \text{ toneladas}}$.

Introduciendo estos valores en el software, la energía utilizada para el transporte de los paneles hasta el puerto de Valencia es de:

Energía ruta marítima: 15237 kWh

Una vez en el puerto de Valencia, los paneles se sacan del contenedor y se introducen en los camiones articulados. Como cada palé lleva 31 paneles, cada camión es capaz de transportar $33 \times 31 = 1023$ paneles. En total hay 1552 paneles, por lo que se necesitarán 1,52 camiones. Conocidos estos valores, se calculan los pesos.

$$\text{Peso paneles} = 1552 \times 24,5 = 38024 \text{ kg}$$

$$\text{Peso palets} = 1552/31 \times 25 \approx 1252 \text{ kg}$$

$$\text{Peso camiones} \approx 1,22 \times 9000 \text{ kg} = 10980 \text{ kg}$$

$$\text{Peso total} = 38024 + 1252 + 10980 = 50256 \text{ kg} \approx \mathbf{50 \text{ toneladas}}$$

Análogamente al cálculo de la energía gris de la ruta marítima, se utilizará el software mencionado para hallar la energía utilizada en el transporte terrestre desde el puerto de Valencia hasta el polígono industrial de Burgos.

Energía ruta terrestre: 10452 kWh

Como se puede observar, la energía utilizada en el transporte terrestre es comparable a la marítima pese a ser una distancia y un peso menores, al ser el transporte por carretera mucho más intensivo en energía. La energía total utilizada en el transporte de los paneles es de **25689 kWh**.

Inversores

Los inversores de Huawei presentan una ruta similar a la de los paneles ya que también son fabricados en China y transportados mediante barcos, pero en vez de ser fabricados en la ciudad de Shanghai, son fabricados en la ciudad de Shenzhen (con una distancia marítima de 15345 km hasta Valencia). Se utilizará por tanto el mismo método de cálculo cambiando los parámetros correspondientes:

En este caso, la ficha técnica no describe el método de paletización y transporte de los inversores. Para calcular el número de palets y contenedores necesarios hay que tener en cuenta las dimensiones del inversor:

Los inversores tienen un peso de 90 kg cada uno y unas dimensiones de 1035 x 700 x 365 mm. No son apilables como los paneles, por lo que solo cabe un inversor por cada palet. Esto se debe a que los inversores son más pesados, voluminosos y frágiles que los paneles, aparte de tener una forma más irregular. Por lo tanto, su apilamiento supone más complicaciones y un potencial peligro, siendo necesarios 7 palets para transportar los 7 inversores. Cada palet pesa 25 kg y caben 22 palets por contenedor de 40 pies, por lo que se estarían utilizando $7/22 \approx 0,32$ contenedores para transportar los 7 inversores. Se calcula el peso total de transporte marítimo:

Peso de los inversores: $7 \times 90 = 630$ kg

Peso de los palets: $22 \times 7 = 154$ kg

Peso de los contenedores: $0,32 \times 3750 \approx 2731$ kg

Peso total: $630 + 154 + 2731 = 3515$ kg = 3,515 t

Igual que con los paneles, a este peso habría que añadirle el peso proporcional del barco, sumándole al peso total de la carga el 40% correspondiente al buque, quedando entonces: $3,515 \times 1,4 = 4,921$ t

Introduciendo los parámetros obtenidos en el software, se obtienen las energías de transporte:

Energía ruta marítima: 911 kWh

El peso total para el transporte terrestre será:

Peso de los inversores: $7 \times 90 = 630$ kg

Peso de los palets: $22 \times 7 = 154$ kg

En cada camión caben 33 palets, por lo que se necesitan $7/33 \approx 0,21$ camiones.

Peso camión = $0,21 \times 9000 \text{ kg} = 1909 \text{ kg}$

Peso total = $630 + 154 + 1909 = 2,693 \text{ t}$

Energía ruta terrestre: 563 kWh

La energía total utilizada en el transporte de los inversores es de aproximadamente **1474 kWh**.

Cableado y Canalización

Los cables y tubos de protección son fabricados en España y se trasladan desde la fábrica más cercana, por lo que la energía gris de transporte es menor al tener únicamente trayecto por camión.

Cableado

El cableado de Top Solar se fabrica en Rubí, Barcelona. La instalación consta de 15874 metros de cableado CC y de 560 metros de cableado AC, así que se utilizarán diferentes tipos de bobinas según la tabla de capacidades de la bobina en función del diámetro del cable a transportar. El diámetro de los cables CC es de 6 mm referido al cobre (8,36 mm en total con aislamiento y cubierta), mientras que los cables AC de fase tienen un diámetro de 11 mm referido al cobre (17,8 mm en total) y los cables de neutro de 8 mm referido al cobre (14 mm en total).

Tabla de capacidades (m)

Ø cables (mm)	Diámetro de las bobinas (mm)					
	630	800	1000	1250	1400	1600
3	4700	-	-	-	-	-
4	3500	-	-	-	-	-
5	2300	5500	-	-	-	-
6	1600	3700	-	-	-	-
7	1100	2800	4900	-	-	-
8	900	2100	3600	-	-	-
9	700	1700	2800	-	-	-
10	500	1300	2300	4200	-	-
11	400	1100	1850	4400	-	-
12	350	900	1600	3600	5100	-
13	250	700	1300	3100	4300	-
14	250	650	1100	2700	3900	-
15	200	600	1000	2400	3300	5800
16	200	450	850	2000	2900	5100
17	150	450	800	1700	2600	4500
18	150	350	700	1600	2300	4100
19	100	350	600	1450	2100	3600
20	100	300	550	1300	1800	3300
21	100	250	450	1100	1600	3000
22	100	250	450	1050	1500	2700
23	100	200	350	950	1350	2400
24	50	200	350	950	1300	2200
25	50	200	350	950	1250	2100
26	-	160	290	850	1160	1900
27	-	150	290	820	1130	1700
28	-	150	280	790	960	1600
29	-	140	270	690	930	1400
30	-	140	220	660	930	1400
31	-	140	220	630	810	1200

Ø cables (mm)	Diámetro de las bobinas (mm)					
	630	800	1000	1250	1400	1600
32	-	100	210	570	780	1200
33	-	100	210	540	750	1200
34	-	-	190	510	640	1000
35	-	-	160	460	640	1000
36	-	-	150	430	620	1000
37	-	-	150	430	520	800
38	-	-	140	410	520	800
39	-	-	140	360	500	800
40	-	-	130	340	500	800
41	-	-	130	340	470	700
42	-	-	-	320	410	650
43	-	-	-	320	390	650
44	-	-	-	320	390	550
45	-	-	-	250	390	550
46	-	-	-	250	370	550
47	-	-	-	250	370	550
48	-	-	-	240	300	550
49	-	-	-	240	300	500
50	-	-	-	240	300	500
51	-	-	-	220	280	450
52	-	-	-	180	280	400
53	-	-	-	-	280	400
54	-	-	-	-	280	400
55	-	-	-	-	260	400
56	-	-	-	-	210	400
57	-	-	-	-	210	400
58	-	-	-	-	200	300
59	-	-	-	-	200	300
60	-	-	-	-	200	300

Tabla 5 Capacidades de bobina para cableado (Miguélez Cables, 2024)

Teniendo en cuenta los valores de capacidades de la tabla, el envío constará de:

- **Cableado CC (8,36 mm de diámetro y 15874 metros de longitud):** Tomando como diámetro de cable 9 mm, se utilizan bobinas de 2800 metros de capacidad, necesitando por tanto $15874/2800 = 5,669$ bobinas $\rightarrow 6$ bobinas de 1000 mm de diámetro al 94,5% de su capacidad.
- **Cableado AC de fase (17,8 mm de diámetro y 420 metros de longitud):** Tomando como diámetro de cable 18 mm, se utiliza una bobina de 800 mm de diámetro de 350 m de capacidad al 85,7 % de capacidad (300 m) y una bobina de 630 mm de diámetro de 150 m de capacidad al 80% de capacidad (120 m).
- **Cableado AC de neutro (14 mm de diámetro y 140 metros de longitud):** Se utiliza una bobina de 630 mm de diámetro de 250 metros de capacidad al 56% de capacidad.

El peso total del cable CC es de 1784 kg, y el del cable AC de 514,36 kg.

Los pesos de las bobinas son:

Bobina de diámetro 1000 mm: 50 kg/ud. Peso total: $50 \times 6 = 300$ kg

Bobina de diámetro 800 mm: 30 kg/ud. Peso total: $30 \times 1 = 30$ kg

Bobina de diámetro 630 mm: 18 kg/ud. Peso total: $18 \times 2 = 36$ kg

Peso del camión:

Con las dimensiones del camión (13,62 m x 2,46 m x 2,70 m) y las de las bobinas, se calcula el porcentaje de llenado del camión.

- Bobina de 1000 mm de diámetro:

Diámetro exterior: 1 metro

Ancho: 0,71 metros

Por lo tanto, caben 13 bobinas a lo largo, 2 a lo ancho y $2,70/0,71 \rightarrow 3$ a lo alto, Dando un total de 78 bobinas de 1000 mm por camión.

Se transportan 6 bobinas de 1000 mm, por lo que ocupan $6/78 = 0,077$ camiones.

- Bobina de 800 mm de diámetro:

Diámetro exterior: 0,8 metros

Ancho: 0,60 metros

Por lo tanto, caben $13,62/0,8 \rightarrow 17$ bobinas a lo largo, $2,46/0,8 \rightarrow 3$ a lo ancho y $2,70/0,6 \rightarrow 4$ a lo alto, Dando un total de 204 bobinas de 800 mm por camión.

Se transporta 1 bobina de 800 mm, por lo que ocupan $1/204 = 0,005$ camiones.

- Bobina de 630 mm de diámetro:

Diámetro exterior: 0,63 metros

Ancho: 0,45 metros

Por lo tanto, caben $13,62/0,63 \rightarrow 21$ bobinas a lo largo, $2,46/0,63 \rightarrow 3$ a lo ancho y $2,70/0,45 \rightarrow 5$ a lo alto, Dando un total de 315 bobinas de 630 mm por camión.

Se transportan 2 bobinas de 630 mm, por lo que ocupan $2/315 = 0,006$ camiones.

En total se utilizan $0,077 + 0,005 + 0,006 = 0,088$ camiones.

Peso del camión: $9000 \text{ kg} \times 0,088 = 792 \text{ kg}$

Peso total: $1784 + 514,36 + 300 + 30 + 36 + 792 \approx 3456 \text{ kg}$

El peso total es de unos 3456 kg, que transportados desde Rubí hasta Burgos por carretera consumen una energía de **709 kWh**.

Canalización

Los tubos de Tuyper son producidos en Lantarón, Álava. Son tubos de PVC rígido que suelen ser transportados en tramos de 6 metros o más apilados unos encima de otros. Además, al ser tubos con diferentes diámetros, son telescópados, es decir, se transportan unos dentro de otros para aprovechar el espacio disponible al máximo. De esta forma, y con los datos obtenidos en la tabla 5, se calculan los metros totales de tubo telescópado.

Tubo telescópado de diámetro exterior 160mm: **33,26 m**

Tubo telescópado de diámetro exterior 90mm: $67,6 + 55,72 + 44,41 + 9,99 - 33,26 \text{ m} = 144,46 \text{ m}$

En total se transportan 177,72 m de tubo telescópado.

Se estima que en un camión estándar de 12 m de largo pueden transportarse unos 2000 m de tubo, por lo que se necesitan $177,72/2000 \approx 0,089$ camiones

El peso a transportar es, por tanto:

Peso tubos = **261,09 kg**

Peso camiones $\approx 0,09 \times 9000 \text{ kg} = 801 \text{ kg}$

El peso total es de unos 1062 kg, que transportados desde Lantarón hasta Burgos por carretera consumen una energía de **33,8 kWh**.

Estructuras de sujeción

Análogamente se calcula su energía gris de transporte.

Guías

Las guías de Novotegra son fabricadas en Tubinga, Alemania.

Para simplificar, consideraremos el volumen de los rieles como el factor principal, ya que son los componentes más grandes:

Volumen del riel: $385 \text{ mm} \times 47 \text{ mm} \times 52 \text{ mm} \approx 941000 \text{ mm}^3 = 0,000941 \text{ m}^3$

Volumen total de 3104 rieles: $3104 \times 0,00094022 \text{ m}^3 = 2,918 \text{ m}^3$

Los rieles son embalados en cajas de tamaño estándar para facilitar el manejo:

Dimensiones de la caja: 600 mm x 400 mm x 500 mm = 0,12 m³

Por lo tanto, caben 600/52 → 11 rieles a lo largo, 400/385 → 1 a lo ancho y 500/47 → 10 a lo alto, Dando un total de 110 rieles por caja.

Número de Cajas Necesarias: 3104 rieles x 1 caja/110 rieles ≈ 29 cajas

Volumen total de las cajas: 29 × 0,12 m³ = 3 m³

En el camión de dimensiones 13,62 m x 2,46 m x 2,70 m caben 13,62/0,4 → 34 cajas a lo largo, 2,46/0,6 → 4 cajas a lo ancho y 2,70/0,5 → 5 cajas a lo alto. En total 34 × 4 × 5 = 680 cajas, por lo que se necesitan utilizar 29/680 = 0,043 camiones. Se calcula el peso a transportar:

Peso rieles: 3104 × (0,35 + 0,051 + 2 × 0,007) = 3104 × 0,415 kg ≈ **1288 kg**

Peso cajas: Se considera despreciable frente a los demás.

Peso camión: 0,043 × 9000 = **387 kg**

Peso total = 1288 kg + 387 kg = **1675 kg**

El transporte por carretera de este peso desde Tubinga hasta Burgos, según el software de Ecotransit utiliza una energía de unos **884 kWh**.

Estructuras

Las estructuras puente de acero son fabricadas por Perfiles Blanco en Fuenlabrada, Madrid. Sus dimensiones son: 5 metros de largo, 2 metros de alto y 0,5 metros de ancho, por lo que pueden ser transportadas en un camión o remolque. En un camión de 13,62 m x 2,46 m x 2,70 m caben 2 estructuras a lo largo, 4 estructuras a lo ancho y 1 a lo alto. En total caben 8 estructuras. Se necesitan 4 estructuras en la instalación, por lo que se necesitan 4/8 = 0,5 camiones. Se calcula el peso total del transporte.

Peso estructuras: 4 × 35,86 kg ≈ 143 kg

Peso camión: 0,5 × 9000 = 4500 kg

Peso total: 143 + 4500 = 4643 kg

El transporte por carretera de este peso desde Fuenlabrada hasta Burgos, según el software de Ecotransit utiliza una energía de unos **434 kWh**.

Rejiband

El rejiband de Pemsa es fabricado en Alcalá de Henares, Madrid. La longitud total de rejiband es de 518,74 metros. Las medidas transversales son 100 mm

de alto y 300 mm de ancho. Para el envío se cortan en secciones de 6 metros de longitud. En un camión de 13,62 m x 2,46 m x 2,70 m caben 2 secciones a lo largo, $2,46/0,3 \rightarrow 8$ a lo ancho y 26 a lo alto. En total caben $2 \times 8 \times 26 = 416$ secciones de 6 metros, es decir, 2496 metros de rejiband. La instalación requiere 518,74 metros de rejiband, para lo cual se necesitan 87 secciones de 6 metros, que representan $87/416 \approx 0,21$ camiones.

Peso rejiband: $518,74 \text{ m} \times 2,342 \text{ kg/m} \approx 1215 \text{ kg}$

Peso camión: $0,21 \times 9000 = 1890 \text{ kg}$

Peso total: $1215 + 1890 = 3105 \text{ kg}$

El transporte por carretera de este peso desde Alcalá de Henares hasta Burgos, según el software de Ecotransit utiliza una energía de unos **268 kWh**.

Total

La energía gris total para el transporte de todos los componentes es de:

$25689 \text{ kWh} + 1474 \text{ kWh} + 709 \text{ kWh} + 33,8 \text{ kWh} + 884 \text{ kWh} + 434 \text{ kWh} + 268 \text{ kWh} \approx 29492 \text{ kWh}$

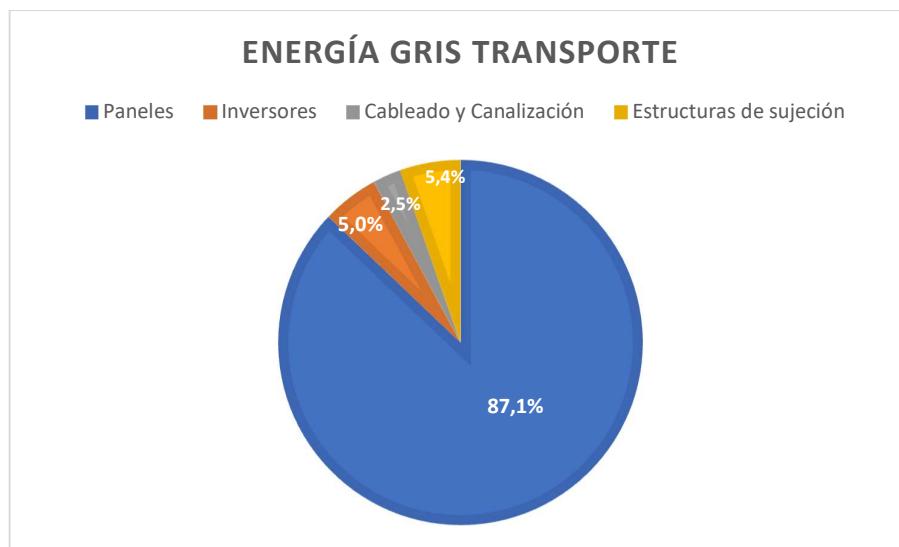


Ilustración 43 Gráfico Distribución Energía Gris de Transporte en la instalación (elaboración propia, 2025)

6.6.3 Energía gris en Montaje, Mantenimiento y Eliminación

Estos tres últimos procesos de la instalación se consideran menos intensivos energéticamente que los de fabricación y transporte, aunque entre los tres pueden llegar a representar entre el 30% y el 50% de la energía gris total de la instalación.

6.6.3.1 Montaje

Una vez que todos los componentes son transportados hasta el lugar de instalación, han de ser llevados a su lugar de montaje en la instalación donde son colocados de la manera indicada.

En este apartado se incluye toda la energía utilizada por los operarios para montar la instalación, incluyendo el transporte desde Valladolid hasta Burgos para hacer los replanteos iniciales con el cliente y los viajes posteriores para ir a montar la instalación. También se incluye la energía que gasta la maquinaria utilizada para subir todos los componentes a la cubierta y la energía utilizada por el conjunto de máquinas y herramientas en la obra para instalar todos los componentes.

Hay que tener en cuenta que la energía química que los operarios utilizan proviene de su metabolismo y se considera parte de su consumo personal de energía, no del proyecto en sí. Por lo tanto, no se incluye en el cálculo de la energía gris de montaje. Aunque podría tenerse en cuenta de alguna manera, aparte de ser una fracción despreciable de la energía total, sería un cálculo muy difícil y específico en el que intervendrían múltiples variables.

Para la consecución del montaje de la instalación se necesitaron en total unos 35 días de trabajo, lo que equivale a 70 viajes de ida y vuelta entre Valladolid y Burgos. Dado que el consumo energético del transporte terrestre es significativamente mayor que el de otras actividades asociadas al montaje, como el uso de herramientas o la manipulación de materiales en el sitio, estos desplazamientos del personal técnico representan la mayor contribución al impacto energético en esta etapa. Su energía gris se calculará mediante el software de Ecotransit utilizado anteriormente. Las furgonetas de la empresa instaladora utilizadas en este caso tienen un Peso bruto vehicular (GVWR, por sus siglas en inglés) de unas 2 toneladas, es decir, el peso de la furgoneta en sí (unas 1,5 toneladas) más el peso de los operarios y la carga.

La energía del viaje desde Valladolid hasta Burgos es de 95 kWh, lo que, multiplicado por 70 viajes, da una energía resultante de transporte de **6650 kWh**. Este resultado es aproximado, debido a que el peso bruto vehicular es estimado y puede variar dependiendo de la carga que lleven y del propio peso de los operarios.

La energía de la maquinaria utilizada puntualmente para subir las cargas y de las herramientas para montar los paneles y estructuras es ampliamente

menor que la del transporte, por lo que se puede suponer que la energía total de montaje ronda los **7000 kWh**.

6.6.3.2 Mantenimiento

Una vez realizado el montaje de la instalación, se pone a funcionar. Lo ideal sería que estuviese trabajando ininterrumpidamente durante todo su tiempo de vida útil. Sin embargo, durante la vida de la instalación pueden ocurrir accidentes, fallos o averías derivados del desgaste, ensuciamiento, rotura, etc. de los componentes. Hay dos grandes tipos de mantenimientos:

Mantenimiento preventivo: Se hará una vez al año para evitar fallos y asegurar el buen funcionamiento de la instalación. Incluye tareas como la limpieza de paneles, inspección de conexiones eléctricas y verificación de componentes. La energía gris de esta operación reside casi por completo en el transporte del operario desde Valladolid hasta Burgos y de vuelta a Valladolid, aunque las inspecciones suelen programarse junto con otros mantenimientos o instalaciones cercanas para que resulte más productivo. De esta manera, la energía gris de transporte se ve reducida a un 20 o 30% de la energía gris de transporte íntegra, la cual supone la mayor parte de la energía gris del mantenimiento.

Aquí se introducen las inspecciones y limpiezas periódicas, así como las posibles reparaciones o sustituciones de componentes en caso de que sea necesario.

Mantenimiento correctivo: Se realiza cuando se detecta un fallo o problema en la instalación, siendo más costoso energéticamente que el mantenimiento preventivo, debido a la posible necesidad de reparaciones o sustituciones de componentes, por lo que es importante tratar de evitarlas. Además, estos mantenimientos suelen conllevar el cese temporal de la producción energética de la instalación, si son realizados en horario diurno. En instalaciones más pequeñas se estima que puede haber entre 3 y 5 mantenimientos correctivos a lo largo de la vida útil de la instalación (25 años), mientras que en instalaciones de estas dimensiones la cifra puede rondar entre los 5 y los 10 mantenimientos correctivos en 25 años. Si no se realizara el mantenimiento preventivo, podría aumentar significativamente el número de mantenimientos correctivos.

Este tipo de mantenimiento es necesario para reparar o reemplazar componentes defectuosos y asegurar que la instalación vuelve a funcionar correctamente, por lo que su energía gris abarca:

- Reparaciones y reemplazos: Energía utilizada para fabricar, transportar y montar piezas de repuesto en el caso de los reemplazos, y la energía utilizada en las herramientas. La energía gris de esta operación es incierta, ya que no se sabe qué averías van a producirse a lo largo de los años, si serán reparables o si necesitarán recambios. No se conoce por tanto qué componentes habrá que fabricar, transportar y montar de nuevo.
- Operaciones de mantenimiento: Energía consumida por las herramientas y equipos utilizados en las tareas de mantenimiento. Es la menos intensiva energéticamente.
- Transporte de operarios: Energía utilizada para trasladar al personal de mantenimiento al lugar de mantenimiento. Al igual que en el mantenimiento preventivo, esta energía se ve reducida al programarse junto con otras instalaciones para aprovechar los viajes.

En total se realizan entre 30 y 35 mantenimientos, 25 preventivos y entre 5 y 10 correctivos. La energía gris de estas operaciones será mayormente la de los viajes y la de los reemplazos de piezas dañadas.

Energía de los viajes: Como se ha visto en el apartado “6.6.3.1 Montaje” (pág. 83), la energía del viaje desde Valladolid hasta Burgos es de 95 kWh, lo que, multiplicado por 60-70 viajes, da una energía promedio de transporte de **6175 kWh**.

Por otra parte, los mantenimientos correctivos como se ha comentado pueden tener una energía gris adicional que va desde unos pocos kWh hasta varios miles de kWh, dependiendo de si la avería se puede reparar sin utilizar repuestos o si es necesario utilizar reemplazos, para los cuales habría que añadir las energías grises de fabricación, transporte y montaje correspondientes.

Para el cálculo, se supone que la energía gris sin contar el transporte, 10000 kWh, por lo que el total de energía gris será de **16175 kWh**.

A estos mantenimientos hay que añadir un mantenimiento obligatorio que se trata del cambio de inversores a los 15 años aproximadamente, ya que es la vida útil de este componente. Este mantenimiento puntual representa una de las mayores contribuciones a la energía gris del mantenimiento total, ya que supone añadir de nuevo la energía de fabricación, transporte y montaje de los 7 inversores, que será de aproximadamente **60000 kWh**. Esta energía ha sido computada como de mantenimiento, pero podría introducirse dividida en fabricación, transporte y montaje como los inversores instalados inicialmente.

Además, desde la oficina se lleva a cabo una monitorización remota, la cual requiere servidores y consumo eléctrico a lo largo de la vida útil de la instalación.

La energía gris total del mantenimiento se estima entonces en unos **76500 kWh**, siendo el cambio de inversores la operación más intensiva energéticamente (Ilustración 44).

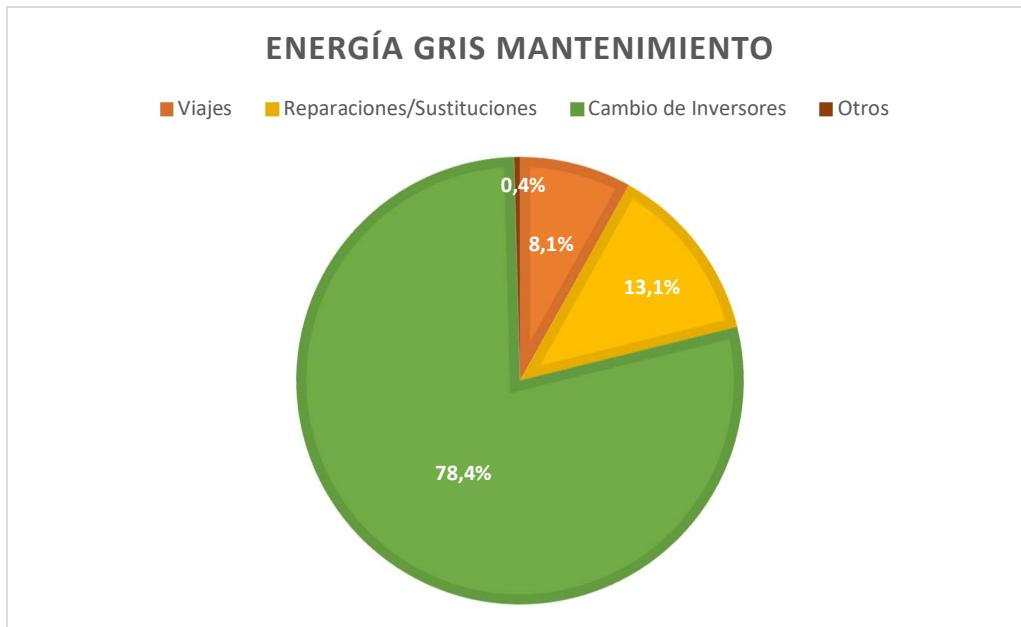


Ilustración 44 Gráfico Distribución Energía Gris de Mantenimiento de la instalación (elaboración propia, 2025)

Aunque el mantenimiento de esta tecnología es sencillo y no precisa la utilización de una gran cantidad de energía, es necesario conservar la instalación en las mejores condiciones posibles, a fin de maximizar su rendimiento y minimizar la degradación de sus componentes con el paso de los años.

6.6.3.3 Eliminación

Incluye la energía utilizada en el desmontaje y transporte de los componentes hasta los lugares de eliminación o reciclaje una vez esta llega al fin de su vida útil. Como se ha apuntado en el apartado “6.5.1 Coste de la instalación” (págs. 35-36), el propietario podría optar por una renovación o actualización de la

instalación al acercarse esta al fin de su vida útil, pero en este trabajo se supone que será eliminada tras 25 años de vida útil.

La energía gris de eliminación incluye:

- Desmontaje: Energía utilizada para desmontar los componentes. Es mucho menor que la energía de montaje, al ser el desmontaje una operación más sencilla que involucra menos etapas y requiere menor tiempo y precisión. Se estima que la energía gris de desmontaje representa aproximadamente un 20% de la energía gris de montaje, es decir, unos **1400 kWh**.
- Transporte de residuos: Energía consumida para trasladar los residuos a los sitios de reciclaje o eliminación.

Los componentes por eliminar, es decir, los que no pueden ser reutilizados ni reciclados (ciertos plásticos, adhesivos, etc.), representan solamente entre el 5% y el 10% del total, por lo que la gran mayoría de componentes se pueden reciclar o reutilizar.

Los residuos son transportados hasta un centro especializado en reciclaje de materiales de este tipo. Actualmente, hay centros en Valladolid, pero dentro de 25 años debido al auge de las instalaciones fotovoltaicas es posible que existan muchas más soluciones de reciclaje y reutilización de sus componentes. Por esta razón, se calculará la energía de transporte por kilómetro y posteriormente se multiplicará por los kilómetros de recorrido.

Para calcular esta energía se utilizarán los pesos calculados en el apartado 6.6.2 “Energía gris en Transporte” (págs. 73-82), adaptando después la ubicación de partida en la instalación y la de llegada en el centro de reciclaje y reutilización.

Paneles

Peso paneles = $1552 \times 24,5 = 38024 \text{ kg}$

Peso palets = $1552/31 \times 25 \approx 1252 \text{ kg}$

Peso camiones $\approx 1,22 \times 9000 \text{ kg} = 10980 \text{ kg}$

Peso total = $38024 + 1252 + 10980 = 50256 \text{ kg}$

Inversores

Peso de los inversores: $7 \times 90 = 630 \text{ kg}$

Peso de los palets: $22 \times 7 = 154$ kg

Peso camión = $0,21 \times 9000$ kg = 1909 kg

Peso total = $630 + 154 + 1909 = 2693$ kg

Cableado y Canalización

El peso total del cable CC es de 1784 kg, y el del cable AC de 514,36 kg.

Bobina de diámetro 1000 mm: 50 kg/ud. Peso total: $50 \times 6 = 300$ kg

Bobina de diámetro 800 mm: 30 kg/ud. Peso total: $30 \times 1 = 30$ kg

Bobina de diámetro 630 mm: 18 kg/ud. Peso total: $18 \times 2 = 36$ kg

Peso del camión: $9000 \text{ kg} \times 0,088 = 792$ kg

Peso total: $1784 + 514,36 + 300 + 30 + 36 + 792 \approx 3456$ kg

Canalización

Peso tubos = **261,09 kg**

Peso camiones $\approx 0,09 \times 9000$ kg = **801 kg**

Estructuras de sujeción

Guías

Peso rieles: $3104 \times (0,35 + 0,051 + 2 \times 0,007) = 3104 \times 0,415$ kg \approx **1288 kg**

Peso cajas: Se considera despreciable frente a los demás.

Peso camión: $0,043 \times 9000 = 387$ kg

Peso total = $1288 \text{ kg} + 387 \text{ kg} = 1675$ kg

Estructuras

Peso estructuras: $4 \times 35,86$ kg \approx 143 kg

Peso camión: $0,5 \times 9000 = 4500$ kg

Peso total: $143 + 4500 = 4643$ kg

Rejiband

Peso rejiband: $518,74 \text{ m} \times 2,342 \text{ kg/m} \approx 1215 \text{ kg}$

Peso camión: $0,21 \times 9000 = 1890 \text{ kg}$

Peso total: $1215 + 1890 = 3105 \text{ kg}$

Peso Total

$50256 + 2693 + 3456 + 801 + 1675 + 4643 + 3105 = 66629 \text{ kg}$

Utilizando nuevamente el software de Ecotransit, se calcula que la energía utilizada para transportar este peso es de entre 23 y 24 kWh/km. Por lo tanto, para transportarlos hasta una planta de Valladolid se utilizarían unos **3200 kWh**, mientras que para transportarlos hasta Madrid se necesitarían unos 5740 kWh. Para el cálculo de energía se supone que se llevarán a Valladolid.

- Procesamiento de residuos: Energía utilizada en el reciclaje o disposición final de los materiales. Se estima que puede representar el 5% de la energía gris de la instalación, es decir, para calcularla se dividirá la energía total de la instalación entre 0,95.

La energía total utilizada en la eliminación es de: $1400 + 3200 + 5\% \text{ del total de la instalación.}$

Suma de energías:

La energía gris en el montaje, mantenimiento y eliminación de esta instalación es de $7000 + 76500 + 4600 + 5\% \text{ del total de la instalación.}$

Obtenidos todos los datos de energías grises de fabricación, transporte, montaje, mantenimiento y eliminación, se procede al cálculo del total de energía gris durante el ciclo de vida de la instalación.

La energía gris total durante la vida útil de la instalación es de:

$$\frac{868962 + 29492 + 88100}{0,95} = 1038478 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, la energía de procesamiento de los residuos se estima en 51924 kWh.

La instalación conlleva una energía gris total de más de 1 GWh, repartida según indica la Ilustración 45.

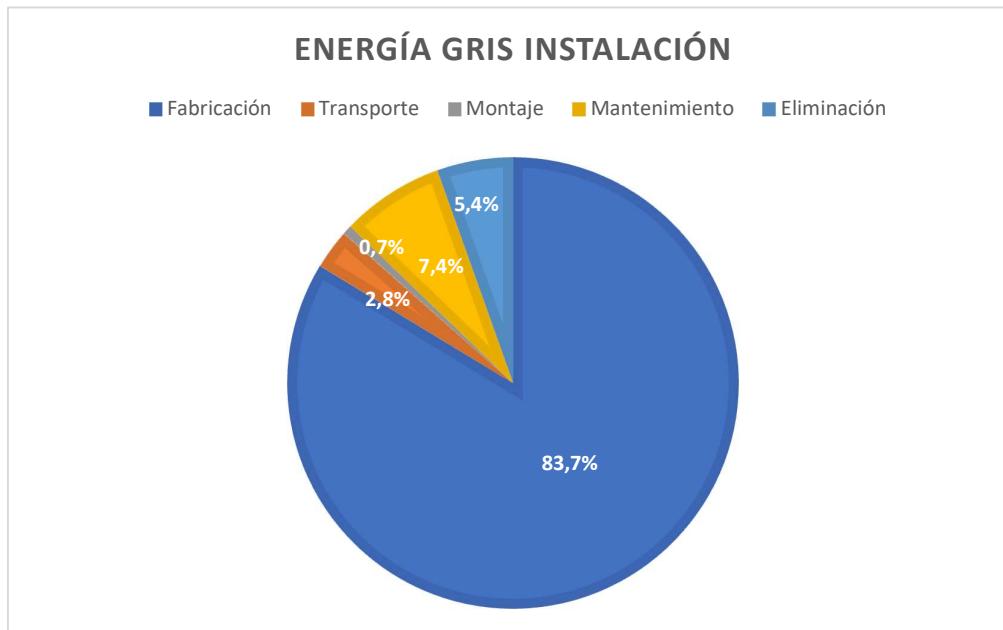


Ilustración 45 Distribución de la Energía Gris de la instalación (elaboración propia, 2025)

6.6.4 Ahorro energético

Como se ha explicado en el apartado 6.4 “Generación de la instalación (PVGIS)” (págs. 30-34), la cantidad de electricidad generada por la instalación variará a lo largo del año, siendo los meses más soleados los que mayor producción se consiga. Para calcular la energía generada teniendo todo esto en cuenta, disponemos del software PVGIS, siendo válidos los resultados obtenidos anteriormente para el apartado de amortización energética.

De esta manera, el primer año generará unos **932664 kWh**, y a partir de entonces perderá unos 0,54% del total anualmente, es decir:

$$951698,04 \times 0,0054 = 5155 \text{ kWh/año.}$$

La generación anual será cada año 5155 kWh menor que el anterior. Por lo tanto, el segundo año generará 927509 kWh, el tercero 922354 kWh, el cuarto 917199 kWh y así sucesivamente.

Tiempo de Amortización:

La energía gris durante la vida útil de la instalación es de 1038478 kWh, pero la energía gris al empezar a funcionar la instalación es solamente la relativa a la fabricación, transporte y montaje de componentes, es decir,

$$868968 \text{ kWh} + 29492 \text{ kWh} + 7000 \text{ kWh} = 905460 \text{ kWh}$$

La energía gris de mantenimiento se divide en dos:

- 16500 kWh repartidos durante los 25 años de vida útil de la instalación, es decir, 660 kWh anuales, aunque lo lógico es que
- 60000 kWh del cambio de inversores que serán computados en el año 15.

La energía gris de eliminación, que asciende a 56524 kWh, será computada el año 25.

El primer año se generaron 932664 kWh, superando los 905460 kWh de energía gris acumulados al empezar la instalación. Esto significa que el tiempo de amortización energética será menor a un año.

Para calcular en cuantos meses será amortizada, se divide la energía gris inicial entre la energía generada durante el primer año:

$$\frac{905460}{932664} \approx 0,97$$

En aproximadamente 1 año, la instalación será amortizada energéticamente (Ilustración 46)

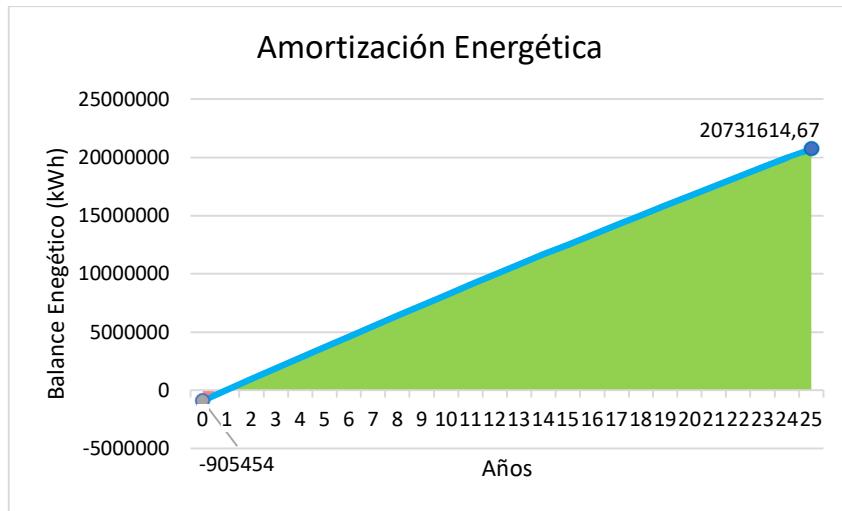


Ilustración 46 Gráfico de la Amortización Económica (elaboración propia, 2025)

6.6.5 Resultados

En poco menos de un año la instalación será energéticamente amortizada. Podría decirse en consecuencia, que esta resulta energéticamente viable ya que el EPBT es mucho menor que la vida útil de la instalación, unas 25 veces menor. Este dato es inferior a los valores típicos de entre 1 y 3 años para instalaciones en España, debido al tamaño de la instalación y a las tecnologías aplicadas.

6.7 Amortización Ecológica

Paralelamente al EPBT, se calcula el tiempo de amortización ecológica o GPBT (Greenhouse-gas Payback Time), que describe en cuánto tiempo las emisiones reducidas por la instalación (gases de efecto invernadero producidas por otras formas de generación) alcanzan las emisiones generadas durante la vida útil de esta (fabricación, transporte, montaje mantenimiento y eliminación de sus componentes). (Maysun Solar, 2024)

Cabe destacar que también se evitan los residuos nucleares que, aunque es energía “ limpia ” que no debería suponer ningún peligro, se evita el riesgo de contaminación nuclear del medioambiente.

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) son varios tales como: CO₂, metano... Al ser gases, estos son liberados a la atmósfera, donde producen el llamado efecto invernadero. Las emisiones de CO₂ representan más de 99% del total de tales emisiones de GEI. Expresadas en términos de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂eq), las emisiones de N₂O constituyen menos de 0.5% del total y las emisiones de CH₄ un porcentaje aún menor. Por esta razón, se toman como referencia las emisiones de CO₂, y las emisiones de los demás gases son medidas como toneladas de CO₂ equivalente (CEC, 2025).

6.7.1 Emisiones en Fabricación

Para calcular las emisiones de CO₂ equivalentes en la fabricación de los paneles, debemos tener en cuenta las dos grandes fuentes de emisiones del proceso: la utilización de energía eléctrica, cuya generación produce GEI, y las emisiones de gases derivadas de los procesos químicos de la fabricación, aunque estas últimas suelen representar el 5% del total, por lo que se dividirá el valor de emisiones por la utilización eléctrica entre 0,95.

Para hallar las emisiones producidas por la energía eléctrica utilizada, se multiplican las energías de fabricación de los componentes por los respectivos factores de emisión de CO₂ equivalentes de la generación eléctrica en los países productores de los componentes de la instalación en el momento de fabricación de estos, es decir, en 2023.

- En España: 120 gCO₂/kWh (red eléctrica, 2024)
- En Alemania: 380 gCO₂/kWh (Statista, 2024a)
- En China: 582 gCO₂/kWh (Statista, 2024b)

Los componentes fabricados en España son:

Cableado: 19485 kWh × 120 gCO₂/kWh = **2338200 gCO₂**

Canalización: 4365,5 kWh × 120 gCO₂/kWh = **523860 gCO₂**

Soportes: $1000 \text{ kWh} \times 120 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 120000 \text{ gCO}_2$

Rejiband: $9000 \text{ kWh} \times 120 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 1080000 \text{ gCO}_2$

Emisiones totales: $2338200 \text{ gCO}_2 + 523860 \text{ gCO}_2 + 120000 \text{ gCO}_2 + 1080000 \text{ gCO}_2 = 4062060 \text{ gCO}_2 \approx 4,06 \text{ tCO}_2$

Los componentes fabricados en Alemania son:

Guías: $145888 \text{ kWh} \times 380 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 55437440 \text{ gCO}_2$

Emisiones totales: $55437440 \text{ gCO}_2 \approx 55,44 \text{ tCO}_2$

Los componentes fabricados en China son:

Paneles: $656046 \text{ kWh} \times 582 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 381818772 \text{ gCO}_2$

Inversores: $33177 \text{ kWh} \times 582 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 19309014 \text{ gCO}_2$

Emisiones totales: $381818772 \text{ gCO}_2 + 19309014 \text{ gCO}_2 = 401127786 \text{ gCO}_2 \approx 401,13 \text{ tCO}_2$

Por lo tanto, la energía de producción tiene unas emisiones de GEI asociadas totales de:

$4,06 \text{ tCO}_2 + 55,44 \text{ tCO}_2 + 401,13 \text{ tCO}_2 = 460,63 \text{ tCO}_2$

La fabricación total de los componentes generó unas $460,63 \text{ tCO}_2\text{eq}$.

6.7.2 Emisiones en Transporte

Como se ha visto en la energía gris del transporte, las emisiones en el transporte dependerán de la ruta a seguir por cada componente y de los medios de transporte utilizados, así como del peso de la carga transportada. El software de Ecotransit también proporciona los datos sobre emisiones de GEI generadas en los transportes.

Paneles

Emisiones ruta marítima Shanghai-Valencia: **5318 kg CO₂ eq**

Emisiones ruta terrestre Valencia-Burgos: **2462 kg CO₂ eq**

Inversores

Emisiones ruta marítima Shenzhen-Valencia: **318 kg CO₂ eq**

Emisiones ruta terrestre Valencia-Burgos: **133 kg CO₂ eq**

Cableado y canalización

Cableado

Energía ruta terrestre Rubí-Burgos: **167 kg CO₂ eq**

Tubos de protección

Energía ruta terrestre Lantarón-Burgos: **8 kg CO₂ eq**

Estructuras de sujeción

Guías

Energía ruta terrestre Tubinga-Burgos: **207 kg CO₂ eq**

Estructuras

Energía ruta terrestre Fuenlabrada-Burgos: **102 kg CO₂ eq**

Rejiband

Energía ruta terrestre Alcalá de Henares-Burgos: **63 kg CO₂ eq**

Total: **5318 + 2462 + 318 + 133 + 167 + 8 + 207 + 102 + 63 = 8781 kg CO₂ eq** ≈ **8,78 t CO₂ eq**

De nuevo, las emisiones de las rutas terrestres son comparables a las emisiones de las rutas marítimas, debido a que, aunque las distancias y los pesos a transportar sean menores, el transporte terrestre es mucho más contaminante (20 veces mayor, de 4 gCO₂eq/t-km para el transporte marítimo a 82,2 gCO₂eq/t-km para el transporte por camión).

6.7.3 Emisiones en Montaje, Mantenimiento y Eliminación

Análogamente a las energías grises, se calculan las emisiones durante los procesos de montaje, mantenimiento y eliminación.

Montaje

Las emisiones generadas durante el montaje son principalmente debidas al transporte de los operarios al lugar de la instalación.

Como se ha visto en el apartado “6.6.3.1 Montaje” (pág.83), se realizarán en concepto de montaje unos 70 viajes desde Valladolid a Burgos, lo cual genera unas emisiones de $22,2 \text{ kgCO}_2\text{eq} / \text{viaje} \times 70 \text{ viajes} \approx 1554 \text{ kgCO}_2\text{eq} \approx 1,55 \text{ tCO}_2\text{eq}$.

Contando las emisiones derivadas del uso de plataformas para subir los paneles y las herramientas para el propio montaje, se aproximan las emisiones del montaje a **1,60 tCO₂eq**.

Mantenimiento

Como se ha visto en el apartado “6.6.3.2 Mantenimiento” (pág. 85), se realizarán en concepto de mantenimiento unos 65 viajes desde Valladolid a Burgos, lo cual genera unas emisiones de $22,2 \text{ kgCO}_2\text{eq} / \text{viaje} \times 65 \text{ viajes} \approx 1443 \text{ kgCO}_2\text{eq} \approx 1,44 \text{ tCO}_2\text{eq}$.

Las emisiones relacionadas con los mantenimientos correctivos se estiman algo mayores que los viajes, de unos **2 tCO₂eq**.

Las emisiones derivadas del cambio de inversores se calculan a partir del factor de emisiones de fabricación y de las emisiones de transporte obtenidas anteriormente:

Emisiones de fabricación de inversores: $582 \text{ gCO}_2/\text{kWh} \times 33177 \text{ kWh} = 19309014 \text{ gCO}_2/\text{kWh} \approx 19,31 \text{ tCO}_2/\text{kWh}$

$1,44 \text{ tCO}_2\text{eq} + 2 \text{ tCO}_2\text{eq} + 19,31 \text{ tCO}_2\text{eq} = 22,75 \text{ tCO}_2\text{eq}$

Las emisiones totales por mantenimiento suman **22,75 tCO₂eq**

Eliminación

Como en el apartado 6.6.3.3 “Eliminación”, las emisiones durante el proceso de eliminación se dividen en tres:

Emisiones de desmontaje: 20% de las emisiones de montaje = $0,2 \times 1,60 \text{ tCO}_2\text{eq} = 0,32 \text{ tCO}_2\text{eq}$

Emisiones de transporte: **0,75 tCO₂eq**

Emisiones de reciclaje: **5% de las emisiones totales** (se dividirán las emisiones totales entre 0,95)

Las emisiones de GEI totales durante la vida útil de la instalación son de:

$$\frac{460,63 + 8,78 + 1,60 + 22,75 + 0,32 + 0,75}{0,95 \times 0,95} = 548,29 \text{ tCO}_2\text{eq}$$

Las emisiones derivadas de las reacciones en los procesos de fabricación serán por lo tanto de 27,41 tCO₂eq.

Las emisiones derivadas de las operaciones de reciclaje serán igualmente de 27,41 tCO₂eq.

6.7.4 Ahorro de emisiones

El ahorro de emisiones de la instalación se debe al cese de utilización de la nave de energía de la Red Eléctrica Española (REE) proveniente en parte de fuentes emisoras de GEI.

En primer lugar, hay que tener en cuenta la estructura de generación de la energía eléctrica de la REE, disponible en la Ilustración 46.

Dentro de todas las fuentes de generación de energía, las hay más o menos limpias, es decir, algunas fuentes producen más GEI que otras. En la Ilustración 46 se observa una gráfica con las fuentes de energía que producen GEI y sus valores de emisión correspondientes en tCO₂. También se proporciona el valor promedio de emisiones en tCO₂ equivalente por MWh producido.

Emisiones y factor de emisión de CO2 eq. de la generación (tCO2 eq. | tCO2 eq./MWh) | Sistema eléctrico: Nacional

Del 2020 al 2024

[Copiar URL](#)

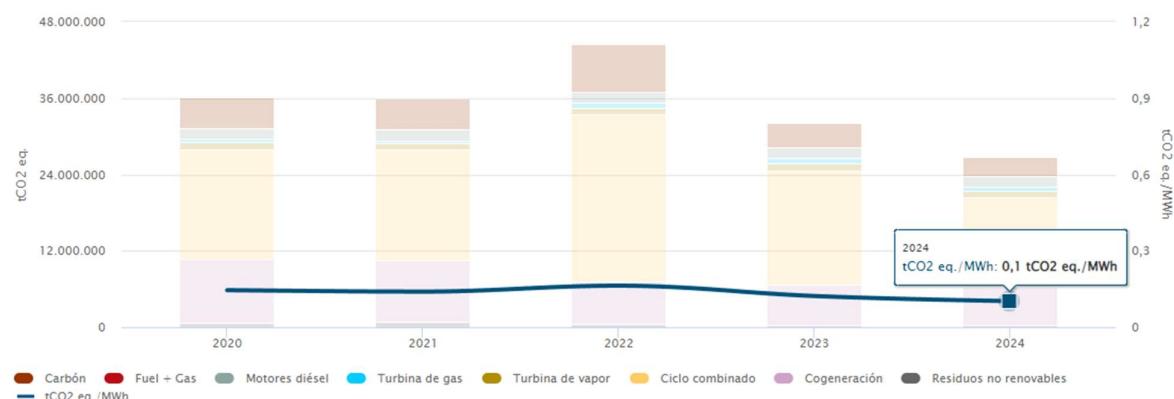


Ilustración 47 Gráfico de factor de emisión de CO2 equivalente de la generación eléctrica en España (2020-2024) (ree, 2025)

Como se puede observar, en España en 2024 se emitían 0,1 toneladas de CO₂ equivalente por MWh producido, es decir, 100 gCO₂eq/kWh, menos de la mitad que el factor en China, situado en 258,44 g CO₂eq/kWh.

Como se ha calculado en el apartado 6.4 “Generación de la Instalación”, en 2024 la instalación generó 932664 kWh, por lo que ayudó a dejar de producir

$$932664 \text{ kWh} \times \frac{100 \text{ kg CO}_2 \text{ eq}}{1000 \text{ kWh}} = 93266,4 \text{ kg CO}_2 \text{ eq}$$

Nota: 0,1 t de CO₂ equivalente/MWh producido = 0,1 kg de CO₂ equivalente/kWh producido

Los años siguientes, el ahorro de emisiones generadas irá disminuyendo, no solo por la pérdida de rendimiento anual de la instalación sino porque en España las emisiones de GEI generadas por MWh producido irán cada vez a menos al ser generada cada vez una energía más limpia. Si alguna vez llegase a cero, como se ambiciona para 2050, las emisiones ahorradas serían cero también, llegando por tanto a un tiempo de amortización ecológica infinito. Los objetivos y proyecciones actuales incluyen:

El PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) (Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Democrático, 2020), aprobado por el Consejo de Ministros el 24 de septiembre de 2024, que busca que en 2030 las energías renovables representen el 74% del mix eléctrico.

La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050) (Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Democrático, 2020b), que persigue que en 2050 se alcance el 100% de generación renovable.

Con estos datos, se estima que las generaciones de GEI por MWh producido lleguen a 0,075 tCO₂eq/MWh en 2030; 0,05 en 2035; 0,025 en 2040; 0,0125 en 2045 y finalmente 0,00 en 2050, suponiendo una reducción lineal.

- La función “tCO₂eq/MWh frente a años” resultante es por tanto la siguiente:

$$f(t) = 0,1 - \frac{0,1}{25} \times (t - 2025) \quad t \in [2023, 2048]$$

- La función de energía generada por la instalación (MWh) frente a años es de la forma:

$$g(t) = 932,664 - 5,155 \times (t - 2023) \quad t \in [2023, 2048]$$

Si se multiplican estas dos funciones se obtiene la función tCO₂eq evitados frente a años.

$$h(t) = f(t) \times g(t) = [0,1 - \frac{0,1}{25} \times (t - 2025)] \times [932664 - 5155 \times (t - 2025)]$$

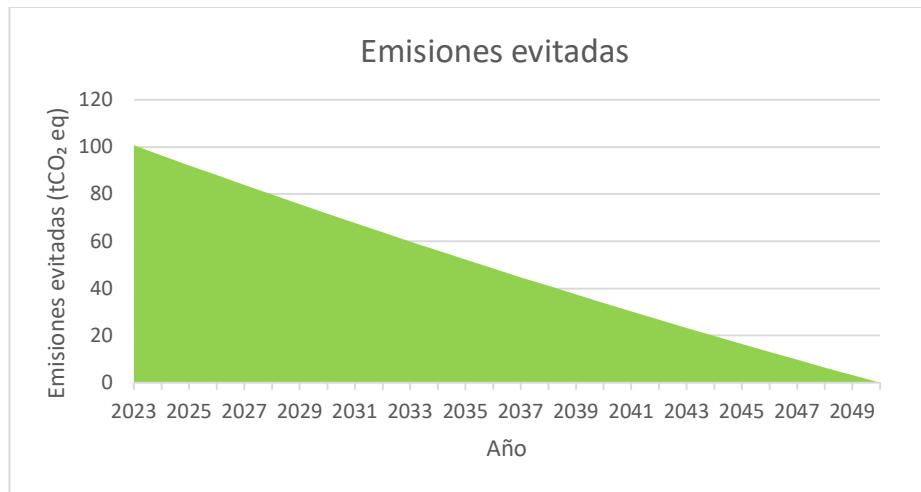


Ilustración 48 Gráfico de emisiones reducidas por la instalación durante su ciclo de vida (elaboración propia, 2025)

Se observa en el gráfico que las emisiones reducidas van en decremento debido a la constante bajada del factor energético en España y a las pérdidas de rendimiento de los paneles. Con estos datos, se calcula que las emisiones totales reducidas por la instalación durante sus 25 años de funcionamiento (2023-2048) serán de 1339,44 tCO₂eq.

Tiempo de amortización ecológica (GPBT)

La instalación genera inicialmente 498,42 tCO₂eq entre la energía utilizada en la producción, las emisiones generadas en las reacciones de producción, el transporte y el montaje.

El primer año evita 100,73 tCO₂eq, faltando 498,42 tCO₂eq - 100,73 tCO₂eq = 397,69 tCO₂eq

El segundo año evita 96,46 tCO₂eq, faltando 397,69 tCO₂eq - 96,46 tCO₂eq = 301,23 tCO₂eq

El tercer año evita 92,24 tCO₂eq, faltando 301,23 tCO₂eq - 92,24 tCO₂eq = 209,00 tCO₂eq

El cuarto año evita 88,05 tCO₂eq, faltando 209,00 tCO₂eq - 88,05 tCO₂eq = 120,94 tCO₂eq

El quinto año evita 83,91 tCO₂eq, faltando 120,94 tCO₂eq - 83,91 tCO₂eq = 37,04 tCO₂eq

Las emisiones reducidas durante el sexto año son de 79,81 tCO₂eq. Esta cifra es mayor que los 37,04 tCO₂eq que quedan por amortizar al acabar el quinto año, lo que significa que la instalación se amortizará ecológicamente durante el sexto año. Es decir, el tiempo de amortización será de entre 5 y 6 años. Para calcular en qué mes del sexto año aproximadamente será amortizada, se divide la cantidad de emisiones que queda por amortizar tras el quinto año entre la cantidad de emisiones reducidas el sexto año:

$$\frac{37,04 \text{ tCO}_2\text{eq}}{79,81 \text{ tCO}_2\text{eq}} \approx 0,46$$

En aproximadamente 5 años y medio la instalación será amortizada ecológicamente.



Ilustración 49 Gráfico del balance ecológico de la instalación durante su vida útil caso 1 (elaboración propia, 2025)

Este tiempo es mayor que los de amortización económica y energética debido a que la electricidad gris de la fabricación es consumida en gran parte en China que todavía tiene un factor de generación muy alto, pero las emisiones evitadas se dan en España, que tiene una generación mucho más limpia actualmente que China. En el caso contrario en el que los paneles se fabricasen con la energía " limpia" de España y se instalasen en China evitando el uso de la energía "sucia" de la red eléctrica china, el tiempo de amortización ecológica sería mucho menor.

Realmente, es probable que las propias fábricas de los diferentes componentes, en especial las de JA SOLAR o Huawei cubran parcial o totalmente sus consumos energéticos de producción mediante instalaciones fotovoltaicas funcionando también como estrategia de marketing. Si la producción de paneles fotovoltaicos de JA SOLAR se realizase a partir de esta

energía, las emisiones de GEI durante la etapa producción caerían drásticamente, disminuyendo también el GPBT, de la siguiente manera:

La instalación generaría inicialmente 498,42 tCO₂eq – 381,82 tCO₂eq = 116,60 tCO₂eq.

El primer año evita 100,73 tCO₂eq, faltando 116,60 tCO₂eq - 100,73 tCO₂eq = 15,87 tCO₂eq

Las emisiones reducidas durante el segundo año son de 96,46 tCO₂eq. Esta cifra es mayor que los 15,87 tCO₂eq que quedan por amortizar al acabar el primer año, lo que significa que la instalación se amortizará ecológicamente durante el segundo año. Es decir, el tiempo de amortización será de entre 1 y 2 años. Para calcular en qué mes del segundo año aproximadamente será amortizada, se divide la cantidad de emisiones que queda por amortizar tras el primer año entre la cantidad de emisiones reducidas el segundo año:

$$\frac{15,87 \text{ t CO}_2 \text{ eq}}{96,46 \text{ t CO}_2 \text{ eq}} \approx 0,165 \text{ años}$$

En unos 1,165 años o 1 año y 2 meses aproximadamente, la instalación sería ecológicamente amortizada (Ilustración 50).

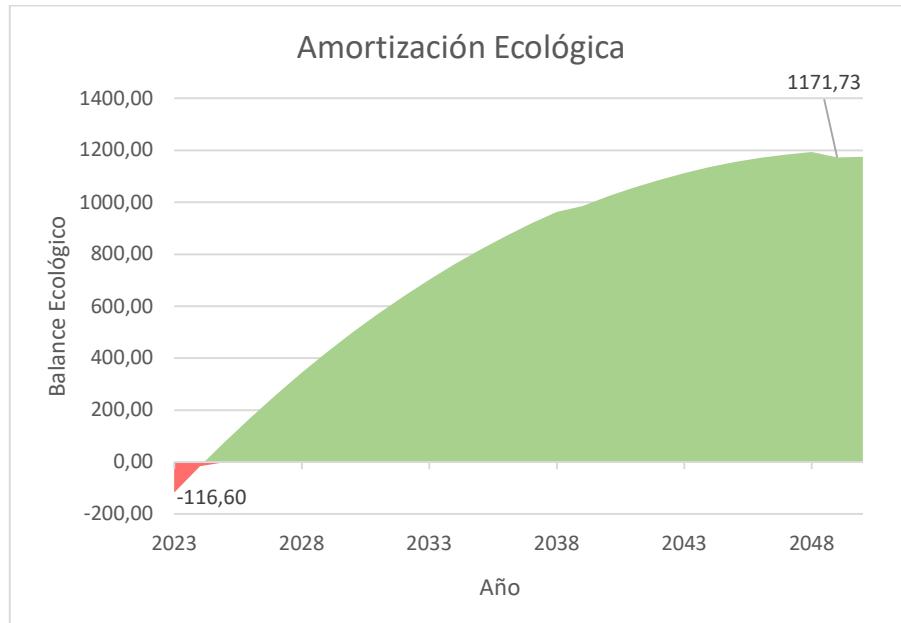


Ilustración 50 Gráfico del balance ecológico de la instalación durante su vida útil caso 2 (elaboración propia, 2025)

Como no se han obtenido datos sobre si JA SOLAR u otras empresas presentan instalaciones fotovoltaicas asociadas, se calcula el tiempo de amortización en función del porcentaje del consumo que cubran con estas instalaciones (Ilustración 51).

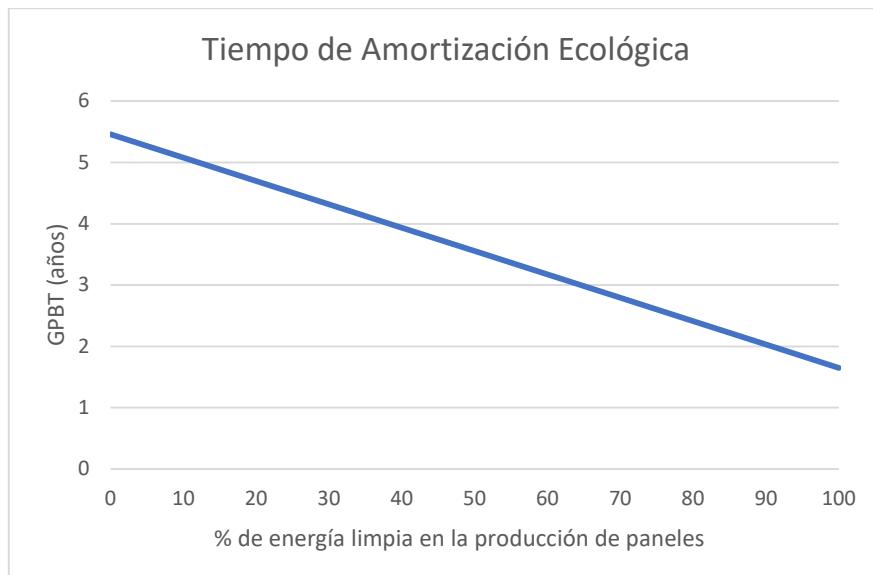


Ilustración 51 Gráfico de Amortización Ecológica (elaboración propia, 2025)

6.7.4 Resultados

El tiempo de amortización ecológica (GPBT) puede variar entre 1 año y 2 meses y 5 años y medio en función del porcentaje de energía de fabricación obtenida a partir de instalaciones fotovoltaicas asociadas. A partir de ese momento, toda la energía producida podrá considerarse totalmente limpia. En consecuencia, esta instalación resulta ecológicamente viable, ya que, el GPBT es mucho menor que la vida útil de la instalación, de 4,5 a 21,5 veces menor.

Limitaciones

En ciertos puntos de este trabajo se han encontrado limitaciones que se han solventado de la mejor manera posible, siempre manteniéndose lo más fiel posible a la realidad.

Los datos utilizados han sido tomados de diversas fuentes. Los relacionados con parámetros de la instalación fueron consultados directamente a ingenieros y personal responsable de la empresa instaladora. Por otra parte, los relacionados con parámetros ajenos se buscaba en fichas técnicas o diferentes estudios publicados, o se solicitaban a las empresas pertinentes. En ocasiones había una falta de datos públicos de ciertas empresas sumada a la ausencia de respuesta por parte de algunas. En estos casos en los que no se encontraba una fuente fiable para algún parámetro o no se sabía exactamente el material o medida de algún componente, se tomaron valores típicos en la industria, o intervalos, tratando de estrecharlos con la información disponible.

Falta de datos de la Red Eléctrica China, que a diferencia de la REE no son tan transparentes ni están tan actualizados.

Los procesos de la instalación que aún no se han llevado a cabo, como lo son las etapas de mantenimiento y eliminación, son muy inciertas y es posible que las estimaciones acerca de ellas no se lleguen a cumplir. El futuro de aquí hasta el fin de la vida útil de la instalación es impredecible y podrían cambiar muchas cosas. Esto también aplica a la reducción de emisiones supuesta según los planes y agendas del gobierno, aunque podría ser más rápida o lenta.

7. Conclusiones

Como se ha podido comprobar, la instalación resulta viable tanto económica como energética y ecológicamente. Es lógico pensar que la viabilidad económica y ecológica van de la mano, ya que el coste de los componentes de la instalación será directamente proporcional a la energía que tenga que utilizar la empresa para fabricarlos, así como el coste de envío proporcional a la energía utilizada en el transporte y esta es proporcional a su vez a las emisiones de GEI producidas. Por otra parte, el ahorro en energía eléctrica es a su vez proporcional a la generación de energía de la instalación y esta es proporcional a la reducción de las emisiones de GEI debido al factor de emisiones nacional. Obviamente, en cada una intervienen diferentes parámetros como las ganancias tanto de JA SOLAR como de la empresa instaladora, la subvención obtenida por el cliente, la variación de precios del kWh en China y en España a lo largo del tiempo, la localización de la instalación, el factor de emisiones de CO₂ de ambos, etc. Estas referencias hacen que las amortizaciones no vayan tan de la mano y puedan existir brechas entre los tiempos de amortización económico, energético y ecológico.

8. Líneas a futuro

En este apartado, se presentan las posibles direcciones y desarrollos futuros que podrían desarrollarse a partir de las conclusiones y resultados observados en la realización del presente trabajo. Aunque el alcance de este está delimitado, los hallazgos y conclusiones abren la puerta a nuevas investigaciones y aplicaciones. A continuación, se detallan algunas de las líneas a futuro que podrían explorarse:

- Instalación de equipos de medida: Podría instalarse un medidor de radiación para verificar los datos obtenidos en PVGIS, así como analizar el ahorro real en las facturas.
- Evolución real del mercado eléctrico: Habría que analizar también la evolución real del precio del kWh en España (y en China) durante los años para concretar el estudio. La rentabilidad económica depende mucho de la evolución futura de los precios de la electricidad en España. Si sube, la instalación será más rentable y si el precio baja, lo será menos.
- Emisiones de GEI reales en el futuro: En el futuro, cuanta más energía limpia haya menores serán las emisiones iniciales de fabricación, afectando también a otros parámetros como los precios de electricidad y de los componentes. Habría que corroborar que la agenda del gobierno sobre la reducción de las emisiones de GEI se va cumpliendo a lo largo de los años, y si no es así ajustar los cálculos pertinentes.

Además, China está trabajando activamente para aumentar la proporción de energías renovables en su mix energético, con el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono antes de 2060, lo cual reduciría drásticamente las emisiones asociadas a la instalación. A partir de los datos aportados por varias páginas web (Xinhua, 2025) (energíahoy, 2025) (China Internet Information Center, 2025), se estima que la capacidad de generación eléctrica por tecnología en China a finales de 2024 es la siguiente:

Potencia total instalada: 3350 GW

Potencia térmica: 1373 GW (40,99%)

La producción de energía térmica se divide principalmente entre carbón, gas natural, petróleo y biomasa.

- Carbón: Representa alrededor del 60% de la generación de energía térmica en China (824 GW)
- Gas natural: Aproximadamente el 20% (275 GW)
- Petróleo: Cerca del 5% (69 GW)
- Biomasa: Alrededor del 15%. (206GW)

Potencia solar: 890 millones de kilovatios (26,57%)

Potencia eólica: 520 millones de kilovatios (15,52%)

Potencia hidroeléctrica: 420 millones de kilovatios (12,54%)

Potencia nuclear: 56 millones de kilovatios (1,67%)

Potencia otras tecnologías: 91 millones de kilovatios (2,71%)

Se observa que la energía térmica sigue siendo la más utilizada en la producción de energía eléctrica en China, aunque su objetivo es reducirla gradualmente en favor de las energías renovables. Tanto la energía solar como la eólica están experimentando un crecimiento significativo. Se espera que la capacidad instalada combinada de energía eólica y solar supere los 1.200 GW para 2030 (Enerdata, 2022)

Emisiones y factor de emisión de CO₂ eq. de la generación

Las emisiones de CO₂ equivalente (CO₂ eq.) de la generación eléctrica varían de una forma de generación a otra, pero también de un país a otro, debido a que las diferentes tecnologías utilizadas presentan eficiencias diferentes (CEC, 2025), (Trading Economics, 2022), (EI Grand Continent, 2023) (Global Energy Monitor, 2024). En China, las emisiones por tecnología en 2024 son:

- Carbón: Las plantas de carbón son las mayores emisoras de CO₂. El factor de emisión promedio es de aproximadamente 820 g CO₂ eq/kWh
- Gas Natural: Las plantas de gas natural tienen un factor de emisión de alrededor de 490 g CO₂ eq/kWh
- Petróleo: La generación de energía a partir del petróleo genera unos 650g CO₂ eq/kWh.
- Biomasa: Aunque es renovable, la biomasa puede tener un factor de emisión de alrededor de 50 gCO₂eq/kWh, aunque depende del tipo de biomasa y el proceso de combustión.
- Energía Nuclear: Las plantas nucleares también tienen bajas emisiones operativas, con un factor de emisión de aproximadamente 12 gCO₂eq/kWh

- Energía Hidroeléctrica, Eólica y Solar: Estas tecnologías tienen emisiones muy bajas o casi nulas durante la operación, aunque presentan emisiones asociadas a su construcción (energía gris).

Hasta hace pocos años, la producción energética en China dependía en gran medida de las centrales térmicas (Carbón, gas natural, petróleo, etc.) pero la transición hacia energías renovables y la mejora de la eficiencia en las plantas de combustibles fósiles están ayudando a reducir las emisiones de GEI en China. En 2024, el factor de emisión promedio para la generación eléctrica en China se calcula a partir de los datos recopilados, haciendo una media ponderada de los valores de emisión por cada forma de generación:

$$\begin{aligned}\text{Factor de emisión promedio} &= 0,60 \times 0,4099 \times 820 + 0,20 \times 0,4099 \\ &\times 490 + 0,05 \times 0,4099 \times 650 + 0,15 \times 0,4099 \times 50 + 0,0167 \times 12 \\ &= 258,44 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}.\end{aligned}$$

Por lo tanto, habría disminuido considerablemente con respecto a años anteriores.

- Ayudas a la energía fotovoltaica: Las agendas de reducción de emisiones podrían provocar que el gobierno diese más ayudas y facilidades a los propietarios de instalaciones fotovoltaicas, cambiando los parámetros actuales con los que se ha realizado el trabajo.
- Futuras ampliaciones: Existe la posibilidad de llevar a cabo una futura ampliación de empresa por necesidad de más recursos, que haría necesario la instalación de más componentes y por tanto habría que redefinir los parámetros calculados.
- Nuevos incentivos y regulaciones: Los posibles nuevos incentivos y regulaciones afectarían al aspecto económico: podrían concederse incentivos para futuras mejoras o aumentos de la capacidad instalada que podrían hacer viable la ampliación del sistema actual. En España, las instalaciones sin excedentes no requieren permisos de acceso y conexión, lo que simplifica los trámites administrativos. Si esto cambiase o las nuevas regulaciones podrían aumentar las tarifas de compensación por excedentes, podría resultarle rentable a la empresa realizar un cambio de modelo con vertido de la posible energía sobrante a la red. Por otro lado, las nuevas normativas podrían exigir actualizaciones o modificaciones en la instalación, lo que implicaría costos adicionales.

- Nuevas tecnologías de mantenimiento: La innovación en sistemas de mantenimiento: Cada vez son más utilizados los drones y cámaras termográficas para inspeccionar paneles, así como sistemas automáticos de limpieza de paneles.
- Emisiones de gases contaminantes: Al trabajo podría añadirse un estudio de gases contaminantes aparte del de gases de efecto invernadero.
- Reciclaje de los componentes: La importancia del reciclaje de paneles, que contribuye a la sostenibilidad económica, energética y ecológica de la tecnología fotovoltaica a largo plazo. Al tratarse de una tecnología que hace una década no estaba tan extendida, ya que actualmente no hay muchos paneles que se estén reciclando. Sin embargo, con el reciente “boom” de instalaciones solares, se prevé un crecimiento exponencial en la necesidad de reciclaje en los próximos años. Aunque hoy en día la cantidad de paneles que llegan al final de su vida útil es limitada, se espera que, en las próximas décadas, coincidiendo con el fin del ciclo de vida de las instalaciones actuales, el volumen de paneles a reciclar aumente significativamente. Esto reduciría no solo las energías y emisiones de fabricación de los componentes si no el precio final de la instalación, debido a los siguientes motivos:

1. Recuperación de materiales valiosos:

- El reciclaje permite recuperar entre un 85% y un 95% de los componentes de los paneles solares.
- Materiales como el aluminio (9% del panel) y el vidrio (75% del panel) son fácilmente reciclables y tienen muchas aplicaciones.

2. Disminución de costes de producción:

- Al reutilizar materiales reciclados, se reducen los costes de fabricación de nuevos paneles.
- Según estimaciones, hacia 2050 se podrían reproducir 2.000 millones de paneles con materiales reciclados

Reducción de la energía gris

La energía gris de producción y transporte (sobre todo en importaciones de China) se reduce significativamente con el reciclaje:

1. **Menor consumo energético en la producción:**
 - Reutilizar materiales como el silicio, la plata y otros metales requiere menos energía que extraerlos y procesarlos desde cero.
2. **Optimización del ciclo de vida:**
 - El reciclaje extiende la vida útil de los materiales, maximizando la energía invertida inicialmente en su producción.
3. **Reducción del impacto ambiental:**
 - Al disminuir la necesidad de extracción de materias primas, se reduce la huella ecológica asociada a la minería y el procesamiento.

Beneficios adicionales

- **Economía circular:** El reciclaje de paneles solares fomenta un modelo de economía circular en la industria fotovoltaica.
- **Gestión de residuos:** Ayuda a abordar el creciente desafío de los residuos electrónicos, especialmente con el aumento previsto de instalaciones solares.
- **Innovación tecnológica:** El desarrollo de técnicas de reciclaje más eficientes impulsa la innovación en el sector.

Es importante destacar que en España ya se está avanzando en esta dirección. La primera planta de reciclaje de paneles solares del país, que estará operativa en 2025, podrá tratar 1.060 toneladas anuales de residuo fotovoltaico, reciclando 47.250 paneles al año. (Nuevo, 2024)

Bibliografía

- (s.f.). Obtenido de <https://goldbecksolar.com/es/solaranlagen/industrielle-solarparks/>
- AEA. (01 de 2019). <https://www.asoc-aluminio.es/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.asoc-aluminio.es/>: <https://www.asoc-aluminio.es/sites/default/files/noticias/adjuntos/NPDAP.pdf>
- Área Tecnología. (8 de 05 de 2020). *Area Tecnología*. Recuperado el 28 de 09 de 2024, de *Area Tecnología*: <https://www.atecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>
- AUDEMA. (12 de 2019). <http://extremambiente.juntaex.es/>. Recuperado el 03 de 04 de 2025, de <http://extremambiente.juntaex.es/>: http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF_Jerte/Anexo%20XII_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf
- Australian Greenhouse Office. (2005). <http://greenhouse.gov.au>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <http://greenhouse.gov.au>: <https://web.archive.org/web/20070927231053/http://www.greenhouse.gov.au/yourhome/technical/fs31.htm>
- AZIGRENE ENERGIZA. (05 de 2021). <https://cindi.gva.es/>. Recuperado el 03 de 04 de 2025, de <https://cindi.gva.es/>: https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Castellon/ATALFE_2021_76_TRAIGUERA/03%20Plan%20de%20desmantelamiento%20instalacion%20y%20de%20restauracion%20terreno%20y%20entorno.pdf
- BOE. (28 de 06 de 1973). <https://www.boe.es/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.boe.es/>: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1973-59923
- BOE. (06 de 04 de 2019). <https://www.boe.es/>. Recuperado el 03 de 04 de 2025, de <https://www.boe.es/>: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- Cablesrct. (14 de 02 de 2025). <https://www.cablesrct.com/>. Recuperado el 07 de 03 de 2025, de <https://www.cablesrct.com/>: <https://www.cablesrct.com/productos/cables-por-material/cables-libres-de-halogenos/175-0-6-1kv/2206-rz1-k-as-0-6-1kv-2#dimensiones>
- CEC. (2025). <https://www.cec.org/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://www.cec.org/>: <https://www.cec.org/sites/default/napp/es/greenhouse-gases.php>
- China Internet Information Center. (21 de 01 de 2025). <http://spanish.china.org.cn/>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <http://spanish.china.org.cn/>: http://spanish.china.org.cn/china/txt/2025-01/21/content_117677850.htm
- CSIRO. (11 de 12 de 2013). <http://www.cmit.csiro.au>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <http://www.cmit.csiro.au>:

<https://web.archive.org/web/20060225154902/http://www.cmit.csiro.au/brochures/tech/embodied/>

Cubierta Solar. (2 de 08 de 2021). <https://www.cubiertasolar.es/>. Recuperado el 28 de 09 de 2024, de <https://www.cubiertasolar.es/>: <https://www.cubiertasolar.es/projects/installacion-centro-comercial-aitana/>

DSV. (24 de 03 de 2025). <https://www.dsv.com/es>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.dsv.com/es>: <https://www.dsv.com/es-es/nuestras-soluciones/modos-de-transporte/transporte-por-carretera/medidas-camion-trailer/camion-trailer-box-o-camion-furgon>

EcoInventos. (17 de 04 de 2022). *EcoInventos*. Recuperado el 28 de 09 de 2024, de [EcoInventos: https://ecoinventos.com/energia-solar-residencial/](https://ecoinventos.com/energia-solar-residencial/)

Ecotransit. (23 de 01 de 2025). <https://www.ecotransit.org/de/>. Recuperado el 27 de 02 de 2025, de <https://www.ecotransit.org/de/>: <https://emissioncalculator.ecotransit.world/>

El Grand Continent. (25 de 11 de 2023). <https://legrandcontinent.eu/>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <https://legrandcontinent.eu/>: <https://legrandcontinent.eu/es/2023/11/25/las-emisiones-de-CO2-de-china-podrian-disminuir-en-2024/>

Endef. (30 de 03 de 2020). <https://endef.com/>. Recuperado el 29 de 09 de 2024, de <https://endef.com/>: <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>

Enel Green Power. (23 de 12 de 2022). <https://www.enelgreenpower.com/es>. Recuperado el 25 de 09 de 2024, de <https://www.enelgreenpower.com/es>: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2022/12/beneficios-agrovoltaica-mundo-agricola>

Enerdata. (30 de 08 de 2022). <https://es.enerdata.net/>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <https://es.enerdata.net/>: <https://es.enerdata.net/publicaciones/noticias-energia/china-generara-mayor-parte-energia-a-partir-de-renovables-2025.html>

energiahoy. (22 de 01 de 2025). <https://energiahoy.com/>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <https://energiahoy.com/>: <https://energiahoy.com/2025/01/22/reporta-china-expansion-record-de-renovables-durante-2024/>

Eseficiencia. (12 de 12 de 2019). <https://www.eseficiencia.es/>. Recuperado el 25 de 09 de 2024, de <https://www.eseficiencia.es/>: <https://www.eseficiencia.es/2019/12/12/placas-solares-existentes-edificios-ayuntamiento-valencia-adapitan-ley-autoconsumo>

Esenergia. (2 de 12 de 2022). <https://esenergia.es/>. Recuperado el 29 de 09 de 2024, de <https://esenergia.es/>: <https://esenergia.es/mayor-planta-solar-de-europa/>

Esenergia. (17 de 02 de 2023). <https://esenergia.es/>. Recuperado el 09 de 29 de 2024, de <https://esenergia.es/>: <https://esenergia.es/planta-fotovoltaica-flotante-mas-grande/>

Francisco Benavides Pastor. (19 de 07 de 2022).

Genera SL. (27 de 11 de 2017). <https://www.generasl.com/>. Recuperado el 07 de 10 de 2024, de <https://www.generasl.com/>: <https://www.generasl.com/autoconsumo-fotovoltaico.html>

Global Energy Monitor. (07 de 2024). <https://globalenergymonitor.org/es>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <https://globalenergymonitor.org/es>: <https://globalenergymonitor.org/es/report/china-continues-to-lead-the-world-in-wind-and-solar-with-twice-as-much-capacity-under-construction-as-the-rest-of-the-world-combined/>

iContainers. (2024). <https://wwwicontainers.com/es>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://wwwicontainers.com/es>: <https://wwwicontainers.com/es/ayuda/contenedor-40-pies/>

ingnova PROYECTOS. (04 de 2021). <https://gobiernoabierto.navarra.es/>. Recuperado el 03 de 04 de 2025, de <https://gobiernoabierto.navarra.es/>: https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/assets/files/propuestas-gobierno/5._sang_ii_proyecto_de_desmantelamiento_compressed.pdf

Instalaciones Eficientes. (15 de 08 de 2022).

<https://www.instalacionesefficientes.es/>. Recuperado el 29 de 09 de 2024, de <https://www.instalacionesefficientes.es/>: <https://www.instalacionesefficientes.es/installacion-de-paneles-solares-en-valencia/>

JEE. (01 de 08 de 2022). <https://www.jeeng.net/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.jeeng.net/>: <https://www.jeeng.net/pdf-151815-77096?filename=Energy%20Inputs%20on%20the.pdf>

Maysun Solar. (2024). <https://www.maysunsolar.es/>. Recuperado el 02 de 04 de 2025, de <https://www.maysunsolar.es/>: <https://www.maysunsolar.es/blog/balance-de-la-huella-de-carbono-CO2-de-paneles-solares>

Mazin Obaidat, A. A.-G. (17 de 04 de 2018). <https://www.mdpi.com/>. Recuperado el 2024 de 11 de 15, de <https://www.mdpi.com/>: <https://www.mdpi.com/2071-1050/10/4/1216>

Mecalux. (2025). <https://www.mecalux.es/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.mecalux.es/>: <https://www.mecalux.es/manual-almacen/palets/palet-europeo-medidas#:~:text=cualquier%20cadena%20log%C3%ADstica.,Medidas%20de%20palet%20europeo,%2C%20de%20hasta%204.000%20kg>

Miguélez Cables. (20 de 11 de 2024). <https://www.miguelez.com>. Recuperado el 18 de 03 de 2025, de <https://www.miguelez.com>:

<https://www.miguelz.com/descargas/categoría14/dimensiones-de-bobinas-e-instrucciones-de-manejo-es.pdf>

Ministerio de Ciencia y Tecnología. (02 de 08 de 2002). *direct-electro.es*.

Recuperado el 06 de 03 de 2025, de *direct-electro.es*: https://direct-electro.es/files/reglamentobajatension/ITC_BT_07.pdf

Ministerio de Industria. (09 de 2003). <https://industria.gob.es/es-es/Paginas/Index.aspx>. Recuperado el 03 de 02 de 2025, de <https://industria.gob.es/es-es/Paginas/Index.aspx>:
https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguidadindustrial/instalacionesindustriales/bajatension/Documents/bt/guia_bt_21_sep03R1.pdf

Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Democrático. (20 de 01 de 2020).

<https://www.miteco.gob.es/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/>:
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/eae_pniec_resumen_tcm30-506494.pdf

Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Democrático. (11 de 2020b).

<https://ec.europa.eu/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://ec.europa.eu/>: https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf

MundoRiego. (24 de 03 de 2025). <https://mundoriego.es/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://mundoriego.es/>:
<https://mundoriego.es/comprar/tuberias/tuberia-pvc/tuberia-pvc-canalizacion-electrica/>

Novotegra. (07 de 2021). <https://www.novotegra.com/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://www.novotegra.com/>:
https://www.novotegra.com/fileadmin/04_Downloads/Data_sheets/Trapezoidal_Metal_Roof/Clamping_System_Portrait/ficha-tecnica-cubierta-de-chapa-trapezoidal-vertical-ks-novotegra.pdf

Novotegra. (24 de 03 de 2025). <https://www.novotegra.com/es>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.novotegra.com/es>:
<https://www.novotegra.com/es/sistemas-de-montaje/cubierta-de-chapa-trapezoidal/sistema-de-sujecion-vertical>

NREL. (03 de 2024). <https://www.nrel.gov/>. Recuperado el 27 de 03 de 2025, de <https://www.nrel.gov/>: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87372.pdf>

Nuevo, D. (18 de 4 de 2024). <https://esenergía.es/>. Recuperado el 5 de 11 de 2024, de <https://esenergía.es/>: <https://esenergía.es/planta-reciclaje-paneles-solares/>

Pemsa. (05 de 2022). www.pemsa-rejiband.com. Recuperado el 09 de 03 de 2025, de Pemsa: [https://www.pemsa-rejiband.com/catalog/es/n/W_RJB_100/60233300](http://www.pemsa-rejiband.com/catalog/es/n/W_RJB_100/60233300)

PVGIS. (s.f.). Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

PVGIS. (14 de 07 de 2024). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

red eléctrica. (01 de 01 de 2024). <https://www.ree.es/es>. Recuperado el 02 de 04 de 2025, de <https://www.ree.es/es>: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

Red Eléctrica de España. (31 de 12 de 2023). *Red Eléctrica*. Recuperado el 27 de 09 de 2024, de Red Eléctrica: <https://www.sistemalectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>

Red Eléctrica de España. (26 de 09 de 2024a). *Red Eléctrica*. Recuperado el 22 de 03 de 2025, de Red Eléctrica: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/evolucion-renovable-no-renovable>

Red Eléctrica de España. (25 de 09 de 2024d). *Red Eléctrica*. Recuperado el 25 de 09 de 2024, de Red Eléctrica: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

Red Eléctrica de España. (23 de 03 de 2025). *Red Eléctrica*. Recuperado el 23 de 03 de 2025, de Red Eléctrica: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

ree. (01 de 01 de 2025). <https://www.ree.es>. Recuperado el 04 de 04 de 2025, de <https://www.ree.es>: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

Rotomshop. (24 de 03 de 2025). <https://www.rotomshop.es>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.rotomshop.es>: <https://www.rotomshop.es/blogs/blog/cuantos-palets-caben-en-un-trailer-o-camion/>

Sicma21. (09 de 03 de 2023). <https://www.sicma21.com>. Recuperado el 09 de 29 de 2024, de <https://www.sicma21.com>: <https://www.sicma21.com/beneficios-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>

Simulación 3D. (19 de 07 de 2022). *Simulación fotovoltaica en software de diseño especializado*. Recuperado el 01 de 10 de 2024

Smart Spain. (21 de 06 de 2023). <https://smartspain.es>. Recuperado el 29 de 09 de 2024, de <https://smartspain.es>: <https://smartspain.es/poner-placas-solares-terreno/>

Statista. (22 de 05 de 2024). *Statista*. Recuperado el 25 de 09 de 2024, de Statista: <https://es.statista.com/estadisticas/1004388/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-region-en-espana/>

Statista. (16 de 07 de 2024a). <https://es.statista.com>. Recuperado el 02 de 04 de 2025, de <https://es.statista.com>: https://www-statista-com.translate.goog/statistics/1386327/co2-emissions-factor-electricity-mix-germany/?__sso_cookie_checker=failed&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=

es&_x_tr_pto=sge#:~:text=The%20CO%E2%82%82%20emissions%20factor%20in,mix%20from%201990%20

Statista. (11 de 06 de 2024b). <https://es.statista.com/>. Recuperado el 02 de 04 de 2025, de <https://es.statista.com/>: [https://www-statista-com.translate.goog/statistics/1300419/power-generation-emission-intensity-china/?__sso_cookie_checker=failed&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sge#:~:text=The%20carbon%20intensity%20of%20electricity,has%20the%20fourth%20highest%20emissions%20in%20the%20world](https://www-statista-com.translate.goog/statistics/1300419/power-generation-emission-intensity-china/?__sso_cookie_checker=failed&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sge#:~:text=The%20carbon%20intensity%20of%20electricity,has%20the%20fourth%20highest%20emissions%20in%20the%20world&__sso_cookie_checker=failed&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sge#:~:text=The%20carbon%20intensity%20of%20electricity,has%20the%20fourth%20highest%20emissions%20in%20the%20world)

SUNPOWER INVEST S.L. (13 de 12 de 2020). <https://cindi.gva.es/>. Recuperado el 03 de 04 de 2025, de <https://cindi.gva.es/>: https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2020_195/4.%20Plan%20de%20desmantelamiento.pdf

Top Cable. (2024). Recuperado el 2025 de 02 de 02, de <https://www.topcable.com/es/>: <https://www.topcable.com/es/cables-de-baja-tension/cables-solares/topsolar-pv-zz-f-h1z2z2-k/>

Trading Economics. (12 de 2022). <https://es.tradingeconomics.com/>. Recuperado el 01 de 04 de 2025, de <https://es.tradingeconomics.com/>: <https://es.tradingeconomics.com/china/co2-emissions>

UNE. (29 de 06 de 2022). <https://www.une.org/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://www.une.org/>: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0069894>

University of Bath. (10 de 02 de 2025). <http://www.bath.ac.uk>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <http://www.bath.ac.uk>: <https://web.archive.org/web/20080926085547/http://www.bath.ac.uk/mech-eng/sert/embodied/>

VISHAKHA. (2025). <https://vishakharenewables.com/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://vishakharenewables.com/>: <https://vishakharenewables.com/blog/importance-of-solar-glass-that-everyone-should-know/>

Wikipedia. (22 de 01 de 2024). <https://es.wikipedia.org/>. Recuperado el 24 de 03 de 2025, de <https://es.wikipedia.org/>: https://es.wikipedia.org/wiki/Contenido_energ%C3%A9tico

Xinhua. (21 de 01 de 2025). <https://spanish.xinhuanet.com/>. Recuperado el 25 de 03 de 2025, de <https://spanish.xinhuanet.com/>: <https://spanish.xinhuanet.com/20250121/565732bc484343e094db875fa016bff/c.html>

Anexos

Anexo I: Legislación

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, 2019)

1) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.

Es la forma de autogestionar el consumo eléctrico con un sistema antivertido, ya que el suministro de energía impide devolver sus excedentes nuevamente a la red de transporte o de distribución. Aquí solo se considera el consumidor como un único sujeto.

En este tipo de instalaciones, los avances en su tecnología se unen con el comercio de almacenamiento de baterías para lograr mejorar la administración de los picos en la demanda y reducir al mismo tiempo la presión que se ejerce en las redes de distribución.

A estas, se les exime los requerimientos en la obtención de permisos de acceso y conexiones en los circuitos generadores. Solo se necesita presentar un boletín de certificado de la instalación a la unidad departamental adecuada de la Comunidad Autónoma y en algunos casos una memoria o proyecto técnico.

¿Qué se requiere para su instalación?

Las instalaciones de autoconsumo sin excedente no aportan ningún kW por hora de servicio en la red, por lo cual disponen de un equipo físico que evita que, al consumir menos electricidad de la que producen tus paneles fotovoltaicos, el sobrante se vaya por la red eléctrica.

Para que este equipo sea eficiente, lo primero que debemos realizar es disminuir la producción de energía del inversor de manera que sea de un valor inferior al consumo, y en caso de que ocurra lo contrario, tener la opción de cortarla completamente.

Esta modalidad es beneficiosa para grandes empresas, ya que facilita los trámites que se deben hacer y los requerimientos para solicitar el servicio ante una distribuidora eléctrica, siempre que la empresa tenga un actividad continua y requerimientos menores a 15 kW.

El autoconsumo garantiza alternativas más baratas, limpias y respetuosas con el medio ambiente. Su usabilidad genera una gran ayuda para reducir las necesidades de energía eléctrica, disminuye las emisiones de contaminantes y crea una mayor independencia en la actividad energética.

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 anti vertido 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.

2) 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. Esta modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes se divide a su vez en:

a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenece 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.

b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Pertenece 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.

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

Anexo II: Fichas Técnicas paneles solares JA SOLAR

Ficha Técnica paneles solares JA SOLAR

Harvest the Sunshine



Introduction

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



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

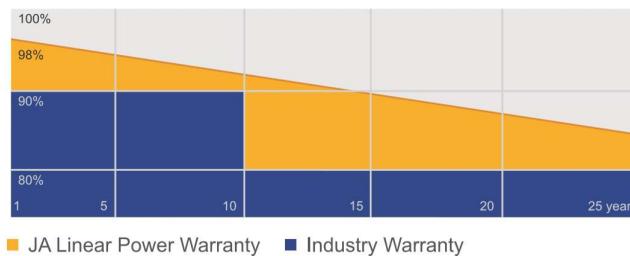


Better mechanical loading tolerance



Superior Warranty

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



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



JA SOLAR

www.jasolar.com

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



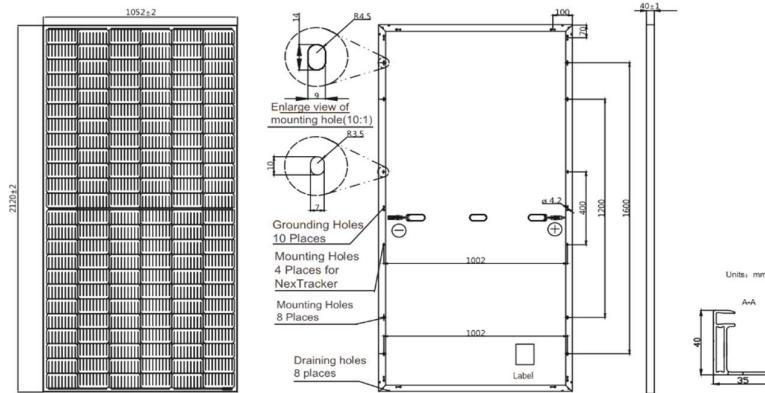
ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Viabilidad económica y análisis del impacto medioambiental de una instalación fotovoltaica. Aplicación a un caso práctico.

JA SOLAR

JAM72S20 440-465/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	25.0kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27pcs/pallet 594pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	440	445	450	455	460	465
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.40	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.90	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.28	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.76	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96
Module Efficiency [%]	19.7	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})		+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})		-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})		-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -440/MR	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	333	336	340	344	348	352
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.40	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.70	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.16	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38
Max Power Current(Imp) [A]	8.60	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

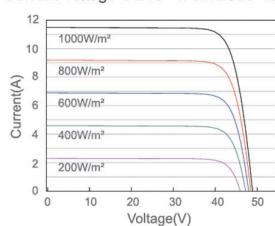
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

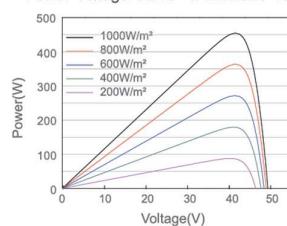
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

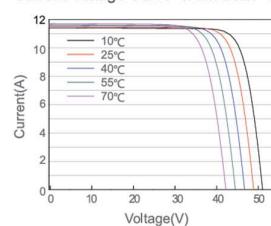
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Ficha Técnica inversores Huawei

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



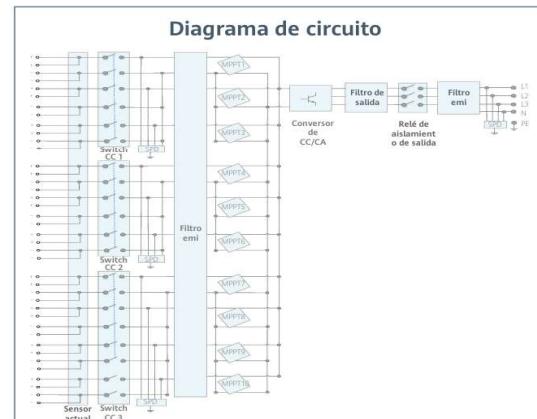
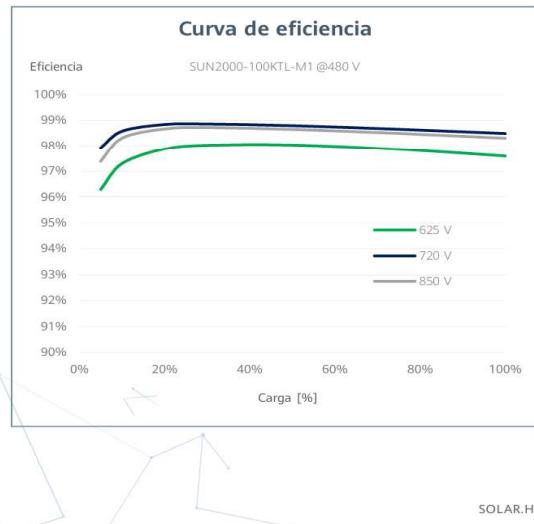
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Protección



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas		SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia		
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V	
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V	
Entrada		
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V	
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A	
Corriente de cortocircuito máxima	40 A	
Tensión de arranque	200 V ~ 1,000 V	
Tensión de funcionamiento MPPT ²	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac	
Tensión nominal de entrada	10	
Cantidad de MPPTs	2	
Cantidad máxima de entradas por MPPT		
Salida		
Potencia activa	100,000 W	
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA	
Max. Potencia activa de CA ($\cos\phi = 1$)	110,000 W	
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE	
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz	
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V	
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V	
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo	
Distorsión armónica total máxima	< 3%	
Protecciones		
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí	
Protección anti-isla	Sí	
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí	
Protección contra polaridad inversa CC	Sí	
Monitorización a nivel de string	Sí	
Descargador de sobretensiones de CC	Type II	
Descargador de sobretensiones de CA	Type II	
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí	
Monitorización de corriente residual	Sí	
Comunicación		
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP	
RS485	Sí	
USB	Sí	
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm	
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg	
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C	
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente	
Max. Altitud de operación	4,000 m	
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%	
Conector CC	Staubli MC4	
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT	
Grado de protección	IP66	
Topología	Sin transformador	
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W	

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

EN 62109-1-2, IEC 62109-1-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11


Seguridad
Estándares de conexión a red eléctrica

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Ficha Técnica Estructura de Sujeción (Novotegra, 2021)



Cubierta de chapa trapezoidal | Sistema de pinzas

Sistema de pinzas con fijación directa y módulos en vertical



Montaje en vertical para módulos

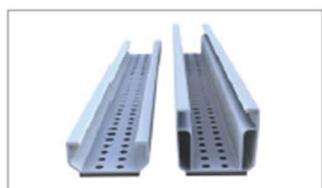
- Fijación del módulo en la zona de fijación óptima
- Menor coste logístico en la obra
- Montaje rápido y eficiente desde arriba
- Conductividad eléctrica entre el sistema de montaje y la chapa de la cubierta

Variantes de productos

- Raíl corto C24 como solución rentable con la que ahorrará en material en el sector de proyectos
- Raíl corto C47 para una buena ventilación posterior del módulo
Montaje opcional con piezas de raíl en C, adecuado para tejados con reserva de carga reducida, raíl C utilizable como canaleta para cable

Ventajas

- Pocos componentes, completamente premontados
- Menos costes de material y manejo sumamente sencillo
- Fuerzas de sujeción elevadas mediante fijación directa sin arranque de viruta con tornillos para chapa fina homologados según las normas de construcción
- Solo se requiere una herramienta de montaje



Variantes de raíles cortos de 395 mm

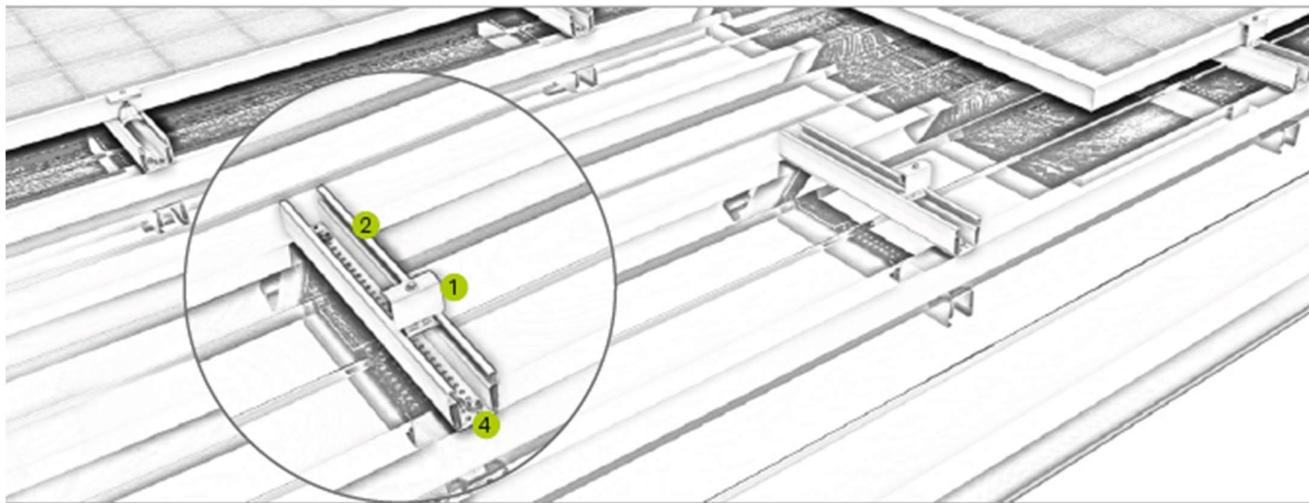


Trama perforada en el raíl corto para montaje en vertical



Pinza Intermedia en el raíl corto C47

novotegra | Sistema de pinzas



Designación

Pinza Intermedia o final

- En color negro y en aluminio para todos los grosores de marco
- Fácil de montar gracias a la función de bloqueo

Raíl

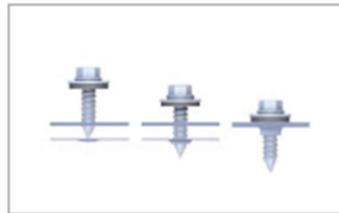
- Posicionamiento flexible gracias a la trama perforada múltiple
- Completamente preconfeccionado con EPDM y trama perforada

Protección antideslizante del módulo

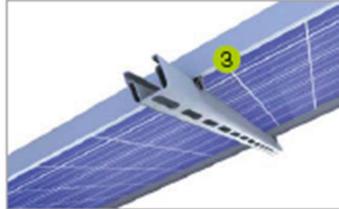
- Para asegurar módulos con perforación en el marco de 6-10 mm en el montaje en vertical

Tornillo de fijación a chapa

- Con homologación según las normas de construcción para fijación sin arranque de viruta
- Fuerzas de sujeción elevadas gracias a la canalización



Tornillo sin arranque de viruta, grande fuerza de sujeción



Protección antideslizante del módulo

Video


 novotegra GmbH
Eisenbahnstraße 160 | 72072 Tübingen | Deutschland
Tel. +49 7071 98987-0, Info@novotegra.com
www.novotegra.com

 Nos reservamos el derecho a errores o cambios.
Versión: Julio 2021/TP


Anexo III: Tabla de energía utilizada en la producción de paneles

Anexo III: Tabla de energías de fabricación y de componentes de instalación fotovoltaica. (NREL, 2024) (páginas. 41-61)

A.2 Manufacturing

Table A1. Inventory for Silica Sand Production, From Heidari and Anctil (2022)

Output Flows	Unit	Amount	
Silica sand	t	9.25E+04	
Input Flows	Unit	Amount	Provider (ecoinvent processes)
			Rest of World (RoW), Global (GLO)
building, hall	m ²	4.84E+01	building construction, hall - RoW
conveyor belt	m	9.15E+00	conveyor belt production RoW
diesel	kg	3.16E+04	diesel production, petroleum refinery operation - RoW
electricity, medium voltage	kWh	2.62E+05	Varies by case defined in Tables 5–6
gravel/sand quarry infrastructure	Item(s)	4.57E-03	gravel/sand quarry construction RoW
heat, district or industrial, other than natural gas	MJ	1.85E+07	heat production, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW RoW
heavy fuel oil	kg	5.25E+03	heavy fuel oil production, petroleum refinery operation RoW
industrial machine, heavy, unspecified	kg	1.08E+03	industrial machine production, heavy, unspecified - RoW
lime, packed	kg	2.72E+03	lime production, milled, packed - RoW
lubricating oil	kg	1.18E+02	lubricating oil production - RoW
sand, quartz	t	1.00E+05	
steel, unalloyed	kg	1.25E+03	steel production, converter, unalloyed - RoW
synthetic rubber	kg	1.92E+02	synthetic rubber production - RoW
transport, freight, light commercial vehicle	t*km	1.49E+03	transport, freight, light commercial vehicle - RoW
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	1.01E+04	market group for transport, freight, lorry, unspecified GLO

Output Flows	Unit	Amount	
Water, process and cooling, unspecified natural origin	m ³	1.33E+05	gravel/sand quarry construction RoW
Water, process, unspecified natural origin	m ³	9.71E+05	heat production, heavy fuel oil, at industrial furnace 1 MW - RoW

Table A2. Inventory for Silicon Metal Production: Inputs From Heidari and Anctil (2022), Infrastructure From Méndez et al. (2021), Electricity for Import Cases From Chen et al. (2017), Wastes From Frischknecht et al. (2020b)

Output Flows	Unit	Amount	
silicon, metallurgical grade	kg	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
charcoal	kg	1.70E-01	market for charcoal charcoal Cutoff, U - GLO
coke	MJ	2.31E+01	market for coke coke Cutoff, U - GLO
electric arc furnace converter	Item(s)	1.00E-11	market for electric arc furnace converter electric arc furnace converter Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	kWh	Import: 1.30E+01 Domestic: 1.10E+01	Varies by case defined in Tables 5–6
graphite	kg	1.00E-01	market for graphite graphite Cutoff, U - GLO
oxygen, liquid	kg	2.00E-02	market for oxygen, liquid oxygen, liquid Cutoff, U - RoW
petroleum coke	kg	5.00E-01	market for petroleum coke petroleum coke Cutoff, U - GLO
silica sand	kg	2.70E+00	Table A1.
transport, freight train	t*km	6.90E-02	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - US
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	1.56E-01	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
wood chips, wet, measured as dry mass	kg	3.25E-03	market for wood chips, wet, measured as dry mass wood chips, wet, measured as dry mass Cutoff, U - RoW
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
antimony	kg	7.85E-09	elementary flows/emission to air/low population density
arsenic	kg	9.42E-09	elementary flows/emission to air/low population density
boron	kg	2.79E-07	elementary flows/emission to air/low population density
cadmium	kg	3.14E-10	elementary flows/emission to air/low population density
calcium	kg	7.75E-07	elementary flows/emission to air/low population density
carbon dioxide, biogenic	kg	1.61E+00	elementary flows/emission to air/low population density
carbon dioxide, fossil	kg	3.58E+00	elementary flows/emission to air/low population density
carbon monoxide, fossil	kg	1.38E-03	elementary flows/emission to air/low population density
carbon monoxide, land transformation	kg	6.20E-04	elementary flows/emission to air/low population density

Output Flows	Unit	Amount	
chlorine	kg	7.85E-08	elementary flows/emission to air/low population density
chromium III	kg	7.85E-09	elementary flows/emission to air/low population density
cyanide	kg	6.87E-06	elementary flows/emission to air/low population density
fluorine	kg	3.88E-08	elementary flows/emission to air/low population density
heat, waste	MJ	7.13E+01	elementary flows/emission to air/unspecified
hydrogen fluoride	kg	5.00E-04	elementary flows/emission to air/low population density
hydrogen sulfide	kg	5.00E-04	elementary flows/emission to air/low population density
iron	kg	3.88E-06	elementary flows/emission to air/low population density
lead	kg	3.44E-07	elementary flows/emission to air/low population density
mercury	kg	7.85E-09	elementary flows/emission to air/low population density
nitrogen oxides	kg	9.74E-03	elementary flows/emission to air/low population density
NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	kg	9.60E-05	elementary flows/emission to air/low population density
particulates, >10 µm	kg	7.75E-03	elementary flows/emission to air/low population density
potassium	kg	6.20E-05	elementary flows/emission to air/low population density
silicon	kg	7.51E-03	elementary flows/emission to air/low population density
slag from metallurgical grade silicon production	kg	2.50E-02	market for slag from metallurgical grade silicon production slag from metallurgical grade silicon production Cutoff, U - GLO
sodium	kg	7.75E-07	elementary flows/emission to air/low population density
sulfur dioxide	kg	1.22E-02	elementary flows/emission to air/low population density
tin	kg	7.85E-09	elementary flows/emission to air/low population density

Table A3. Inventory for Polysilicon Production: Inputs From Méndez et al. (2021), Heat and Electricity From Müller et al. (2021), Transportation From Frischknecht et al. (2020b)

Output Flows	Unit	Amount	
silicon, solar grade	kg	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
chlorine, gaseous	kg	2.15E-01	market for chlorine, gaseous chlorine, gaseous Cutoff, U - RoW
electricity, high voltage	kWh	7.20E+01	Varies by case defined in Tables 5–6
graphite	kg	5.40E-03	market for graphite graphite Cutoff, U - GLO
heat, district or industrial, natural gas	MJ	7.00E+01	heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW heat, district or industrial, natural gas Cutoff, U - RoW
hydrogen, liquid	kg	5.36E-02	market for hydrogen, liquid hydrogen, liquid Cutoff, U - RoW
nitrogen, liquid	kg	1.29E+01	market for nitrogen, liquid nitrogen, liquid Cutoff, U - RoW

Output Flows	Unit	Amount	
quicklime, milled, packed	kg	5.80E-01	market for quicklime, milled, packed quicklime, milled, packed Cutoff, U - RoW
silicon, metallurgical grade	kg	1.26E+00	Table A2
silicone factory	Item(s)	1.00E-11	market for silicone factory silicone factory Cutoff, U - GLO
sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	kg	3.50E-01	market for sodium hydroxide, without water, in 50% solution state sodium hydroxide, without water, in 50% solution state Cutoff, U - GLO
transport, freight train	t*km	3.65E+00	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - US
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	2.87E+00	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
AOX, adsorbable organic halogen as Cl	kg	1.26E-05	elementary flows/emission to water/surface water
BOD5, biological oxygen demand	kg	2.05E-04	elementary flows/emission to water/surface water
chloride	kg	3.60E-02	elementary flows/emission to water/surface water
COD, chemical oxygen demand	kg	2.02E-03	elementary flows/emission to water/surface water
copper, ion	kg	1.02E-07	elementary flows/emission to water/surface water
DOC, dissolved organic carbon	kg	9.10E-04	elementary flows/emission to water/surface water
heat, waste	MJ	3.96E+02	elementary flows/emission to air/unspecified
iron, ion	kg	5.61E-06	elementary flows/emission to water/surface water
nitrogen	kg	2.08E-04	elementary flows/emission to water/surface water
phosphate	kg	2.80E-06	elementary flows/emission to water/surface water
sodium, ion	kg	3.38E-02	elementary flows/emission to water/surface water
TOC, total organic carbon	kg	9.10E-04	elementary flows/emission to water/surface water
zinc, ion	kg	1.96E-06	elementary flows/emission to water/surface water

Table A4. Inventory for Czochralski Ingot Production: Inputs Corrected From Müller et al. (2021), Transportation and Waste Heat From Frischknecht et al. (2020b)

Output Flows	Unit	Amount	
silicon, single crystal, Czochralski process, photovoltaics	kg	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
acetone, liquid	kg	4.90E-02	market for acetone, liquid acetone, liquid Cutoff, U - RoW
argon, liquid	kg	4.60E-02	market for argon, liquid argon, liquid Cutoff, U - RoW
ceramic tile	kg	6.20E-02	market for ceramic tile ceramic tile Cutoff, U - GLO

electricity, medium voltage	kWh	3.84E+01	Varies by case defined in Tables 5–6
-----------------------------	-----	----------	--------------------------------------

Output Flows	Unit	Amount	
hydrochloric acid, without water, in 30% solution state	kg	4.38E-04	hydrochloric acid production, from the reaction of hydrogen with chlorine hydrochloric acid, without water, in 30% solution state Cutoff, U - RoW
hydrogen fluoride	kg	3.51E-03	market for hydrogen fluoride hydrogen fluoride Cutoff, U - RoW
lime, hydrated, packed	kg	2.20E-02	market for lime, hydrated, packed lime, hydrated, packed Cutoff, U - RoW
nitric acid, without water, in 50% solution state	kg	7.78E-03	market for nitric acid, without water, in 50% solution state nitric acid, without water, in 50% solution state Cutoff, U - RoW
silicon, solar grade	kg	1.03E+00	Table A3
silicone factory	Item(s)	5.00E-12	market for silicone factory silicone factory Cutoff, U - GLO
sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	kg	4.78E-03	market for sodium hydroxide, without water, in 50% solution state sodium hydroxide, without water, in 50% solution state Cutoff, U - GLO
transport, freight train	t*km	1.41E+00	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - US
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	1.13E+00	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
water, completely softened	kg	6.84E-02	market for water, completely softened water, completely softened Cutoff, U - US
Water, cooling, unspecified natural origin	m ³	2.33E+00	
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
BOD ₅ , biological oxygen demand	kg	1.30E-01	elementary flows/emission to water/unspecified
COD, chemical oxygen demand	kg	1.30E-01	elementary flows/emission to water/unspecified
DOC, dissolved organic carbon	kg	4.05E-02	elementary flows/emission to water/unspecified
fluoride	kg	2.37E-03	elementary flows/emission to water/surface water
heat, waste	MJ	1.15E+02	elementary flows/emission to air/low population density
hydrocarbons, unspecified	kg	2.28E-02	elementary flows/emission to water/surface water
hydroxide	kg	7.42E-03	elementary flows/emission to water/surface water
nitrogen	kg	9.10E-03	elementary flows/emission to water/surface water
TOC, total organic carbon	kg	4.05E-02	elementary flows/emission to water/unspecified
waste, from silicon wafer production, inorganic	kg	1.00E-01	market for waste, from silicon wafer production, inorganic waste, from silicon wafer production, inorganic Cutoff, U - GLO

water	m ³	3.00E-01	elementary flows/emission to air/unspecified
-------	----------------	----------	--

Output Flows	Unit	Amount	
water	m ³	2.20E+00	elementary flows/emission to water/unspecified

**Table A5. Inventory for Monocrystalline Silicon Wafer Production: Inputs
Corrected From Müller et al. (2021), Waste Heat
From Frischknecht et al. (2020b)**

Output Flows	Unit	Amount	
single-Si wafer, photovoltaic	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
acrylic binder, with water, in 54% solution state	kg	2.00E-03	market for acrylic binder, with water, in 54% solution state acrylic binder, with water, in 54% solution state Cutoff, U - RoW
alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical	kg	3.40E-02	market for alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical Cutoff, U - GLO
brass	kg	7.45E-03	market for brass brass Cutoff, U - RoW
citric acid	kg	1.87E-01	market for citric acid citric acid Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	kWh	2.35E+00	<i>Varies by case defined in Tables 5–6</i>
glass wool mat	kg	1.06E-02	market for glass wool mat glass wool mat Cutoff, U - GLO
heat, district or industrial, natural gas	MJ	1.80E+00	heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW heat, district or industrial, natural gas Cutoff, U - RoW
hydrogen peroxide, without water, in 50% solution state	kg	2.53E-02	hydrogen peroxide production, product in 50% solution state hydrogen peroxide, without water, in 50% solution state Cutoff, U - RoW
potassium hydroxide	kg	3.81E-03	market for potassium hydroxide potassium hydroxide Cutoff, U - GLO
silicon, single crystal, Czochralski process, photovoltaics	kg	5.95E-01	<i>Table A4</i>
sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	kg	1.50E-02	market for sodium hydroxide, without water, in 50% solution state sodium hydroxide, without water, in 50% solution state Cutoff, U - GLO
steel, low-alloyed, hot rolled	kg	8.96E-04	market for steel, low-alloyed, hot rolled steel, low-alloyed, hot rolled Cutoff, U - GLO
wafer factory	Item(s)	2.00E-06	market for wafer factory wafer factory Cutoff, U - GLO
water, completely softened	kg	2.17E+01	market for water, completely softened water, completely softened Cutoff, U - US
wire drawing, steel	kg	8.96E-04	market for wire drawing, steel wire drawing, steel Cutoff, U - GLO
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
AOX, adsorbable organic halogen as Cl	kg	5.01E-04	elementary flows/emission to water/surface water

BOD5, biological oxygen demand	kg	2.96E-02	elementary flows/emission to water/surface water
COD, chemical oxygen demand	kg	2.96E-02	elementary flows/emission to water/surface water

Output Flows	Unit	Amount	
copper, ion	kg	6.05E-05	elementary flows/emission to water/surface water
DOC, dissolved organic carbon	kg	1.11E-02	elementary flows/emission to water/surface water
heat, waste	MJ	8.00E+00	elementary flows/emission to air/low population density
nitrogen	kg	9.94E-03	elementary flows/emission to water/surface water
TOC, total organic carbon	kg	1.11E-02	elementary flows/emission to water/surface water
waste, from silicon wafer production	kg	2.00E-02	market for waste, from silicon wafer production waste, from silicon wafer production Cutoff, U - GLO
water	m ³	9.75E-03	elementary flows/emission to air/unspecified
water	m ³	5.53E-02	elementary flows/emission to water/unspecified

Table A6. Inventory for Trimethylaluminum Production: Updated From Müller et al. (2021)

Output Flows	Unit	Amount	
Trimethylaluminum, purified	kg	18	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
aluminium chloride	kg	1.34E+00	aluminium chloride production aluminium chloride Cutoff, U - GLO
aluminium, wrought alloy	kg	2.16E+01	market for aluminium, wrought alloy aluminium, wrought alloy Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	kWh	5.57E+00	Varies by case defined in Tables 5 – 6
helium	kg	1.20E-01	market for helium helium Cutoff, U - GLO
methylchloride	kg	6.09E+01	market for methylchloride methylchloride Cutoff, U - RoW
nitrogen, liquid	kg	8.25E-01	market for nitrogen, liquid nitrogen, liquid Cutoff, U - RoW
paraffin	kg	1.53E-01	market for paraffin paraffin Cutoff, U - GLO
sodium	kg	3.30E+01	market for sodium sodium Cutoff, U - GLO
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
fly ash and scrubber sludge	kg	3.80E+00	treatment of fly ash and scrubber sludge, hazardous waste incineration fly ash and scrubber sludge Cutoff, U - RoW
hazardous waste, for incineration	kg	1.07E+02	treatment of hazardous waste, hazardous waste incineration hazardous waste, for incineration Cutoff, U - RoW

Table A7. Inventory for PERC Cell Production: Inputs From Müller et al. (2021), Transportation and Waste Heat From Frischknecht et al. (2020b), Silver Emission From Danelli et al. (In Review)

Output Flows	Unit	Amount	
photovoltaic cell, single-Si wafer	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
ammonia, anhydrous, liquid	kg	1.65E-02	market for ammonia, anhydrous, liquid ammonia, anhydrous, liquid Cutoff, U - RoW
calcium chloride	kg	2.07E-02	market for calcium chloride calcium chloride Cutoff, U - RoW
electricity, medium voltage	kWh	6.03E+00	<i>Varies by case defined in Tables 5–6</i>
heat, district or industrial, natural gas	MJ	3.55E+00	heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW heat, district or industrial, natural gas Cutoff, U - RoW
hydrochloric acid, without water, in 30% solution state	kg	6.81E-02	market for hydrochloric acid, without water, in 30% solution state hydrochloric acid, without water, in 30% solution state Cutoff, U - RoW
hydrogen fluoride	kg	7.47E-02	market for hydrogen fluoride hydrogen fluoride Cutoff, U - RoW
metallization paste, back side	kg	1.02E-03	Müller et al. 2021
metallization paste, back side, aluminium	kg	9.01E-03	market for metallization paste, back side, aluminium metallization paste, back side, aluminium Cutoff, U - RoW
metallization paste, front side	kg	3.48E-03	market for metallization paste, front side metallization paste, front side Cutoff, U - RoW
nitric acid, without water, in 50% solution state	kg	8.22E-02	market for nitric acid, without water, in 50% solution state nitric acid, without water, in 50% solution state Cutoff, U - RoW
nitrogen, liquid	kg	2.62E+00	market for nitrogen, liquid nitrogen, liquid Cutoff, U - RoW
nitrous oxide	kg	7.66E-03	market for nitrous oxide nitrous oxide Cutoff, U - GLO
oxygen, liquid	kg	3.34E-01	market for oxygen, liquid oxygen, liquid Cutoff, U - RoW
phosphorus oxychloride	kg	1.82E-04	market for phosphorus oxychloride phosphorus oxychloride Cutoff, U - RoW
photovoltaic cell factory	Item(s)	4.00E-07	market for photovoltaic cell factory photovoltaic cell factory Cutoff, U - GLO
potassium hydroxide	kg	1.51E-01	market for potassium hydroxide potassium hydroxide Cutoff, U - GLO
propane	kg	4.14E-02	market for propane propane Cutoff, U - GLO
silicon tetrahydride	kg	2.83E-03	market for silicon tetrahydride silicon tetrahydride Cutoff, U - GLO
single-Si wafer, photovoltaic	m ²	1.02E+00	<i>Table A5</i>

solvent, organic	kg	1.23E-02	market for solvent, organic solvent, organic Cutoff, U - GLO
------------------	----	----------	--

Output Flows	Unit	Amount	
sulfuric acid	kg	2.06E-02	sulfuric acid production sulfuric acid Cutoff, U - RoW
transport, freight train	t*km	1.52E+00	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - RoW
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	2.74E-01	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
transport, freight, sea, container ship	t*km	Import cases only: 1.57E+00	transport, freight, sea, container ship transport, freight, sea, container ship Cutoff, U - GLO
trimethylaluminum	kg	2.88E-04	Table A6
water, completely softened	kg	2.32E+01	market for water, completely softened water, completely softened Cutoff, U - RoW
Water, cooling, unspecified natural origin	m ³	2.31E-01	
water, deionised	kg	3.94E+01	water production, deionised water, deionised Cutoff, U - RoW
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
aluminium	kg	7.73E-04	elementary flows/emission to air/high population density
ethane, hexafluoro-, HFC-116	kg	1.19E-04	elementary flows/emission to air/high population density
heat, waste	MJ	5.18E+01	elementary flows/emission to air/low population density
hydrogen chloride	kg	2.66E-04	elementary flows/emission to air/high population density
hydrogen fluoride	kg	4.85E-06	elementary flows/emission to air/high population density
lead	kg	3.48E-07	elementary flows/emission to air/high population density
methane, tetrafluoro-, R-14	kg	2.48E-04	elementary flows/emission to air/high population density
nitrogen oxides	kg	5.00E-05	elementary flows/emission to air/high population density
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	kg	1.94E-01	elementary flows/emission to air/high population density
particulates, <2.5 µm	kg	2.66E-03	elementary flows/emission to air/high population density
silicon	kg	7.27E-05	elementary flows/emission to air/high population density
silver	kg	6.60E-06	elementary flows/emission to air/low population density
waste, from silicon wafer production, inorganic	kg	6.41E-03	market for waste, from silicon wafer production, inorganic waste, from silicon wafer production, inorganic Cutoff, U - GLO

wastewater from PV cell production	m ³	1.32E-02	market for wastewater from PV cell production wastewater from PV cell production Cutoff, U - RoW
water	m ³	1.68E-02	elementary flows/emission to air/unspecified

Output Flows	Unit	Amount	
water	m ³	2.77E-01	elementary flows/emission to water/unspecified

Table A8. Inventory for PERC Module Production: Inputs From Müller et al. (2021), Transportation From Frischknecht et al. (2020b), Wafer Waste Output From Danelli et al. (In Review)

Output Flows	Unit	Amount	
photovoltaic panel	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
adipic acid	kg	3.69E-04	market for adipic acid adipic acid Cutoff, U - GLO
aluminium alloy, AlMg3	kg	1.51E+00	market for aluminium alloy, AlMg3 aluminium alloy, AlMg3 Cutoff, U - GLO
copper, cathode	kg	1.48E-01	market for copper, cathode copper, cathode Cutoff, U - GLO
corrugated board box	kg	7.63E-01	market for corrugated board box corrugated board box Cutoff, U - RoW
diode, auxilliaries and energy use	kg	2.81E-03	diode production, auxilliaries and energy use diode, auxilliaries and energy use Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	kWh	3.32E+00	Varies by case defined in Tables 5–6
ethylvinylacetate, foil	kg	7.93E-01	market for ethylvinylacetate, foil ethylvinylacetate, foil Cutoff, U - GLO
EUR-flat pallet	Item(s)	5.00E-02	EUR-flat pallet production EUR-flat pallet Cutoff, U - RoW
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded	kg	1.88E-01	market for glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded Cutoff, U - GLO
lead	kg	1.08E-02	market for lead lead Cutoff, U - GLO
lubricating oil	kg	1.61E-03	market for lubricating oil lubricating oil Cutoff, U - RoW
metal working, average for aluminium product manufacturing	kg	1.51E+00	market for metal working, average for aluminium product manufacturing metal working, average for aluminium product manufacturing Cutoff, U - GLO
packaging film, low density polyethylene	kg	4.01E-02	market for packaging film, low density polyethylene packaging film, low density polyethylene Cutoff, U - GLO
photovoltaic cell, single-Si wafer	m ²	9.00E-01	Table A7
photovoltaic panel factory	Item(s)	4.00E-06	market for photovoltaic panel factory photovoltaic panel factory Cutoff, U - GLO
polyethylene terephthalate, granulate, amorphous	kg	2.81E-01	market for polyethylene terephthalate, granulate, amorphous polyethylene terephthalate, granulate, amorphous Cutoff, U - GLO

polyethylene, high density, granulate	kg	2.42E-02	market for polyethylene, high density, granulate polyethylene, high density, granulate Cutoff, U - GLO
polyethylene, low density, granulate	kg	5.48E-02	market for polyethylene, low density, granulate polyethylene, low density, granulate Cutoff, U - GLO

Output Flows	Unit	Amount	
polyvinylfluoride, film	kg	4.51E-02	market for polyvinylfluoride, film polyvinylfluoride, film Cutoff, U - GLO
silicone product	kg	1.44E-01	market for silicone product silicone product Cutoff, U - RoW
solar glass, low-iron	kg	8.00E+00	market for solar glass, low-iron solar glass, low-iron Cutoff, U - GLO
tempering, flat glass	kg	8.00E+00	market for tempering, flat glass tempering, flat glass Cutoff, U - GLO
tin	kg	1.04E-02	market for tin tin Cutoff, U - GLO
transport, freight train	t*km	1.66E+01	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - RoW
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	2.99E+00	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
Water, cooling, unspecified natural origin	m ³	7.16E-02	
wire drawing, copper	kg	1.48E-01	market for wire drawing, copper wire drawing, copper Cutoff, U - GLO
Waste Flows	Unit	Amount	Waste Treatment
carbon dioxide, fossil	kg	2.18E-02	elementary flows/emission to air/low population density
heat, waste	MJ	1.34E+01	elementary flows/emission to air/low population density
municipal solid waste	kg	9.34E-02	market for municipal solid waste municipal solid waste Cutoff, U - RoW
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	kg	8.06E-03	elementary flows/emission to air/high population density
waste mineral oil	kg	1.61E-03	market for waste mineral oil waste mineral oil Cutoff, U - RoW
waste plastic, mixture	kg	2.48E-02	market for waste plastic, mixture waste plastic, mixture Cutoff, U - RoW
waste polyvinylfluoride	kg	9.02E-04	market for waste polyvinylfluoride waste polyvinylfluoride Cutoff, U - RoW
waste, from silicon wafer production	kg	3.52E-03	market for waste, from silicon wafer production waste, from silicon wafer production Cutoff, U - GLO
water	kg	2.79E-02	elementary flows/emission to air/unspecified

Table A9. Inventory for Single-Axis Tracker: Inputs From Antonanzas, Arbeloa-Ibero, and Quinn (2019)

Output Flows	Unit	Amount	
1-axis tracker (per module area)	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
Output Flows	Unit	Amount	
aluminium, wrought alloy	kg	8.36E-02	market for aluminium, wrought alloy aluminium, wrought alloy Cutoff, U - GLO
battery cell, Li-ion, LFP	kg	4.60E-03	market for battery cell, Li-ion, LFP battery cell, Li-ion, LFP Cutoff, U - GLO
corrugated board box	kg	8.58E-02	market for corrugated board box corrugated board box Cutoff, U - US
electric motor, vehicle	kg	5.65E-02	market for electric motor, vehicle electric motor, vehicle Cutoff, U - GLO
photovoltaic panel, single-Si wafer	m ²	5.00E-03	module assembly VN-MY - RoW
polystyrene, high impact	kg	7.97E-04	market for polystyrene, high impact polystyrene, high impact Cutoff, U - GLO
section bar extrusion, aluminium	kg	8.36E-02	market for section bar extrusion, aluminium section bar extrusion, aluminium Cutoff, U - GLO
section bar rolling, steel	kg	9.45E+00	market for section bar rolling, steel section bar rolling, steel Cutoff, U - GLO
section bar rolling, steel	kg	8.36E-02	market for section bar rolling, steel section bar rolling, steel Cutoff, U - GLO
steel, chromium steel 18/8	kg	8.36E-02	market for steel, chromium steel 18/8 steel, chromium steel 18/8 Cutoff, U - GLO
steel, low-alloyed, hot rolled	kg	9.45E+00	market for steel, low-alloyed, hot rolled steel, low-alloyed, hot rolled Cutoff, U - GLO

Table A10. Inventory for Inverter: Inputs Estimated From Empirical Data and 500-kW Inverter Inventory From Jungbluth et al. (2012)

Output Flows	Unit	Amount	
inductor, ring core choke type	kg	650	market for inductor, ring core choke type inductor, ring core choke type Cutoff, U - GLO
integrated circuit, logic type	kg	0.2	market for integrated circuit, logic type integrated circuit, logic type Cutoff, U - GLO
lubricating oil	kg	1	market for lubricating oil lubricating oil Cutoff, U - RoW
printed wiring board, through-hole mounted, unspecified, Pb free	kg	3	market for printed wiring board, through-hole mounted, unspecified, Pb free printed wiring board, through-hole mounted, unspecified, Pb free Cutoff, U - GLO
reinforcing steel	kg	1200	market for reinforcing steel reinforcing steel Cutoff, U - GLO
transformer, high voltage use	kg	100	market for transformer, high voltage use transformer, high voltage use Cutoff, U - GLO
transistor, wired, big size, through-hole mounting	kg	0.3	market for transistor, wired, big size, through-hole mounting transistor, wired, big size, through-hole mounting Cutoff, U - GLO
fan, for power supply unit, desktop computer	kg	0.2	market for fan, for power supply unit, desktop computer fan, for power supply unit, desktop computer Cutoff, U - GLO
Output Flows	Unit	Amount	
2.7 MW _{ac} inverter	Items	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
aluminium, wrought alloy	kg	80	market for aluminium, wrought alloy aluminium, wrought alloy Cutoff, U - GLO
cable, network cable, category 5, without plugs	m	940	market for cable, network cable, category 5, without plugs cable, network cable, category 5, without plugs Cutoff, U - GLO
cable, three-conductor cable	m	61	market for cable, three-conductor cable cable, three-conductor cable Cutoff, U - GLO
capacitor, electrolyte type, >2 cm height	kg	5	market for capacitor, electrolyte type, > 2cm height capacitor, electrolyte type, > 2cm height Cutoff, U - GLO
capacitor, film type, for through-hole mounting	kg	50	market for capacitor, film type, for through-hole mounting capacitor, film type, for through-hole mounting Cutoff, U - GLO
concrete slab	m ³	1.1	concrete slab - RoW
copper, cathode	kg	430	market for copper, cathode copper, cathode Cutoff, U - GLO
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded	kg	30	market for glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded Cutoff, U - GLO

Table A11. Inventory for Transformer: Inputs From Antonanzas, Arbeloa-Ibero, and Quinn (2019) With Concrete Quantity Updated

Output Flows	Unit	Amount	
2.7 MW _{ac} transformer	items	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
concrete slab	m ³	1.10E+00	concrete slab ROW
copper, cathode	kg	5.80E+03	market for copper, cathode copper, cathode Cutoff, U - GLO
epoxy resin, liquid	kg	1.05E+03	market for epoxy resin, liquid epoxy resin, liquid Cutoff, U - RoW
ferrite	kg	2.36E+04	market for ferrite ferrite Cutoff, U - GLO
injection moulding	kg	1.05E+03	market for injection moulding injection moulding Cutoff, U - GLO
lubricating oil	kg	2.10E+04	market for lubricating oil lubricating oil Cutoff, U - RoW
reinforcing steel	kg	2.00E+03	market for reinforcing steel reinforcing steel Cutoff, U - GLO
wire drawing, copper	kg	5.80E+03	market for wire drawing, copper wire drawing, copper Cutoff, U - GLO

Table A12. Inventory for Cables, Conduit, Other Electrical Balance of System: Inputs From Méndez et al. (2021)

Output Flows	Unit	Amount	
electrical balance-of-system (per module area)	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
aluminium, wrought alloy	kg	0.4	market for aluminium, wrought alloy aluminium, wrought alloy Cutoff, U - GLO
epoxy resin, liquid	kg	4.9E-05	market for epoxy resin, liquid epoxy resin, liquid Cutoff, U - RoW
nylon 6	kg	6.4E-03	market for nylon 6 nylon 6 Cutoff, U - RoW
polycarbonate	kg	6.1E-05	market for polycarbonate polycarbonate Cutoff, U - GLO
polyvinylchloride, bulk polymerised	kg	0.11	market for polyvinylchloride, bulk polymerised polyvinylchloride, bulk polymerised Cutoff, U - GLO
wire drawing, copper	kg	0.4	market for wire drawing, copper wire drawing, copper Cutoff, U - GLO

Table A13. Inventory for Fence: Inputs From Antonanzas, Arbeloa-Ibero, and Quinn (2019)

Output Flows	Unit	Amount	
fence (per module area)	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
concrete, 25MPa	m ³	2.9E-05	market for concrete, 25MPa concrete, 25MPa Cutoff, U - RoW
section bar rolling, steel	kg	4.6E-02	market for section bar rolling, steel section bar rolling, steel Cutoff, U - GLO
steel, low-alloyed	kg	9.9E-02	market for steel, low-alloyed steel, low-alloyed Cutoff, U - GLO
wire drawing, steel	kg	5.3E-02	market for wire drawing, steel wire drawing, steel Cutoff, U - GLO
zinc coat, coils	m ²	3.3E-03	market for zinc coat, coils zinc coat, coils Cutoff, U - GLO

A.3 Installation

Table A14. Inventory for Installation: Diesel From Antonanzas, Arbeloa-Ibero, and Quinn (2019), Transport Estimated From Frischknecht et al. (2020b)

Output Flows	Unit	Amount	
Installed UPV system (per module area)	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
1-axis tracker (per module area)	m ²	1	Table A9
diesel, burned in building machine	MJ	2.6	market for diesel, burned in building machine diesel, burned in building machine Cutoff, U - GLO

Output Flows	Unit	Amount	
2.7 MW _{ac} inverter	Item(s)	4.30E-05	Table A10
Occupation, unspecified, natural (non-use)	m ² *a	3	
photovoltaic panel	m ²	1	Table A8
2.7 MW _{ac} transformer	Item(s)	4.30E-05	Table A11
transport, freight train	t*km	2.2	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - RoW
transport, freight train	t*km	2	market for transport, freight train transport, freight train Cutoff, U - RoW
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	3.3E-03	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	0.51	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	0.55	market group for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - GLO
transport, freight, sea, container ship	t*km	Import cases only: 201	transport, freight, sea, container ship transport, freight, sea, container ship Cutoff, U - GLO
electrical balance of system (per module area)	m ²	1	Table A12
fence (per module area)	m ²	1	Table A13

A.4 Use, Operations and Maintenance

Table A15. Inventory for Operations and Maintenance: Petrol Use From Sinha and de Wild- Scholten (2012), Actuator Use From Danelli and Brivio (2022), Inverter and Transformer Replacement From Mason et al. (2006), Panel Replacement From Klise, Lavrova, and Gooding (2018)

Output Flows	Unit	Amount	
30 years operation and maintenance (per module area)	m ²	1	
Input Flows	Unit	Amount	Provider
electric motor, vehicle	kg	1.70E-02	market for electric motor, vehicle electric motor, vehicle Cutoff, U - GLO
2.7 MW _{ac} inverter	Item(s)	1.30E-05	Table A10
petrol, low-sulfur	kg	5.50E-02	petrol production, low-sulfur petrol, low-sulfur Cutoff, U - RoW
photovoltaic panel	m ²	1.5E-02	Table A8
2.7 MW _{ac} transformer	Item(s)	1.30E-05	Table A11

A.5 End of Life

Table A16. Inventory for Decommissioning, Diesel Use From Antonanzas, Arbeloa-Ibero, and Quinn (2019)

Output Flows	Unit	Amount		
decommissioned UPV system (per module area)	m ²	1		
Input Flows	Unit	Amount		Provider
diesel, burned in building machine	MJ	2.6		market for diesel, burned in building machine diesel, burned in building machine Cutoff, U - GLO
installed UPV system (per module area)	m ²	1		Table A14.
Waste Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
PV module EOL	kg	10.9		Tables A18-A20
2.6 MW _{ac} transformer EOL	Item(s)	4.3E-05		Table A21
electrical balance of system EOL (per module area)	m ²	1		Table A22
1-axis tracker EOL (per module area)	m ²	1		Table A23
2.6 MW _{ac} inverter EOL	Item(s)	4.3E-05		Table A24

Table A17. Inventory for Landfilling PV Modules, From Ravikumar et al. (2016)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
electricity, medium voltage	MJ	0.32		market group for electricity, medium voltage electricity, medium voltage Cutoff, U - US
PV module EOL	kg	1		Table A17
transport, freight, lorry	kg*km	160		transport, freight, lorry, unspecified
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
average incineration residue	kg	0.2		treatment of average incineration residue, residual material landfill average incineration residue Cutoff, U - RoW
electricity, medium voltage	MJ	7.14	Avoid in avoided burden cases	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage electricity, medium voltage Cutoff, U - RoW

Table A18. Inventory for Partial Recycling of PV Modules From Stolz et al. (2017), Modified to Reflect Supplementary Info Table S19 in Müller et al. (2021)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
aluminium, primary, ingot	kg	Avoided burden (AB) cases only: 5.62E-02		treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at remelter aluminium, wrought alloy Cutoff, U - RoW
Carbon dioxide, fossil	kg	AB cases only: 6.61E-03		treatment of copper scrap by electrolytic refining copper, cathode Cutoff, U - RoW
copper, cathode	MJ	6.48E-02		diesel, burned in building machine diesel, burned in building machine Cutoff, U - GLO
heat, district or industrial, natural gas	kWh	1.11E-01		market group for electricity, medium voltage electricity, medium voltage Cutoff, U - US
heat, district or industrial, other than natural gas	kg	1.00E+00		
lime, packed	t*km	5.00E-01		market for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - RoW
PV module EOL	kg	1		Table A17.
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
aluminium, primary, ingot	kg	5.62E-02	In avoided burden (AB) cases	aluminium production, primary, ingot aluminium, primary, ingot Cutoff, U - CA
Carbon dioxide, fossil	kg	-1.24E-01		Elementary flows/Emission to air/low population density
copper, cathode	kg	6.61E-03	In AB cases	copper production, cathode, solvent extraction and electrowinning process copper, cathode Cutoff, U - GLO
heat, district or industrial, natural gas	MJ	8.30E-01	In AB cases	heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW heat, district or industrial, natural gas Cutoff, U - RoW
heat, district or industrial, other than natural gas	MJ	5.38E-01	In AB cases	heat production, heavy fuel oil, at industrial furnace 1MW heat, district or industrial, other than natural gas Cutoff, U - RoW
lime, packed	kg	2.42E-01	In AB cases	lime production, milled, packed lime, packed Cutoff, U - RoW
silica sand	kg	3.50E-01	In AB cases	market for silica sand silica sand Cutoff, U - GLO
soda ash, light	kg	1.38E-01	In AB cases	market for soda ash, light soda ash, light Cutoff, U - GLO
waste plastic, mixture	kg	1.51E-01		treatment of waste plastic, mixture, sanitary landfill waste plastic, mixture Cutoff, U - RoW

waste plastic, mixture	kg	2.64E-02		treatment of waste plastic, mixture, municipal incineration waste plastic, mixture Cutoff, U - RoW
------------------------	----	----------	--	--

Table A19. Inventory for Hypothetical High Recovery Recycling of PV Modules From Latunussa et al. (2016), Transportation Taken From Stoltz et al. (2017)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
diesel, burned in building machine	MJ	4.00E-02		diesel, burned in building machine diesel, burned in building machine Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	kWh	1.14E-01		market group for electricity, medium voltage electricity, medium voltage Cutoff, U - US
lime	kg	3.60E-02		lime production, milled, loose lime Cutoff, U - RoW
nitric acid, without water, in 50% solution state	kg	7.08E-03		market for nitric acid, without water, in 50% solution state nitric acid, without water, in 50% solution state Cutoff, U - RoW
PV module EOL	kg	1.00E+00		Table A17
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	5.00E-01		market for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - RoW
water, completely softened	kg	3.10E-01		market for water, completely softened water, completely softened Cutoff, U - US
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
aluminium scrap, post-consumer	kg	1.83E-01	In avoided burden (AB) cases	market for aluminium scrap, post-consumer aluminium scrap, post-consumer Cutoff, U - GLO
blast furnace sludge	kg	5.00E-02		treatment of blast furnace sludge, residual material landfill blast furnace sludge Cutoff, U - RoW
copper, cathode	kg	4.40E-03	In AB cases	copper production, cathode, solvent extraction and electrowinning process copper, cathode Cutoff, U - GLO
electricity, medium voltage	MJ	2.49E-01	In AB cases	market group for electricity, medium voltage electricity, medium voltage Cutoff, U - US
fly ash and scrubber sludge	kg	2.00E-03		treatment of fly ash and scrubber sludge, hazardous waste incineration fly ash and scrubber sludge Cutoff, U - RoW
glass cullet, sorted	kg	6.86E-01	In AB cases	market for glass cullet, sorted glass cullet, sorted Cutoff, U - RoW
heat, district or industrial, natural gas	MJ	5.03E-01	In AB cases	heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW heat, district or industrial, natural gas Cutoff, U - RoW

limestone residue	kg	3.06E-01		treatment of limestone residue, inert material landfill limestone residue Cutoff, U - RoW
Input Flows				
nitrogen oxides	kg	2.00E-04		Elementary flows/Emission to air/unspecified
silicon, metallurgical grade	kg	3.50E-02	In AB cases	market for silicon, metallurgical grade silicon, metallurgical grade Cutoff, U - GLO
silver	kg	5.00E-04	In AB cases	market for silver silver Cutoff, U - GLO
used cable	kg	1.00E-02		treatment of used cable used cable Cutoff, U - GLO
waste glass	kg	1.40E-02		treatment of waste glass, inert material landfill waste glass Cutoff, U - CH
waste plastic, mixture	kg	9.20E-02		treatment of waste plastic, mixture, municipal incineration waste plastic, mixture Cutoff, U - RoW
waste polyvinylfluoride	kg	1.80E-02		treatment of waste polyvinylfluoride, municipal incineration waste polyvinylfluoride Cutoff, U - RoW
waste wire plastic	kg	6.70E-03		treatment of waste wire plastic, municipal incineration waste wire plastic Cutoff, U - RoW

Table A20. Inventory for Transformer EOL, Derived From Méndez et al. (2021) and Bergesen et al. (2014)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
copper, cathode	kg	4400		treatment of copper scrap by electrolytic refining copper, cathode Cutoff, U - RoW
steel, unalloyed	kg	1800		steel production, converter, unalloyed steel, unalloyed Cutoff, U - RoW
2.7 MW _{ac} transformer EOL	Item(s)	1		Table A17
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	1400		market for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - RoW
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
copper, cathode	kg	4400	In avoided burden (AB) cases	
steel, low-alloyed	kg	1800	In AB cases	
waste plastic, mixture	kg	1050		market group for waste plastic, mixture waste plastic, mixture Cutoff, U - RER
waste reinforced concrete	kg	2400		treatment of waste reinforced concrete, recycling waste reinforced concrete Cutoff, U - RoW

Table A21. Inventory for Electrical Balance-of-System EOL, Derived From Méndez et al. (2021) and Bergesen et al. (2014)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
aluminium, wrought alloy	kg	0.31		treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at remelter aluminium, wrought alloy Cutoff, U - RoW
Electrical balance-of-system EOL (per module area)	m ²	1		Table A17
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
aluminium, primary, ingot	kg	0.31	In avoided burden cases	
waste polyvinylchloride	kg	0.11		market for waste polyvinylchloride waste polyvinylchloride Cutoff, U - RoW

Table A22. Inventory for Tracker EOL, Derived From Méndez et al. (2021) and Bergesen et al. (2014)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
aluminium, wrought alloy	kg	0.064		treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at remelter aluminium, wrought alloy Cutoff, U - RoW
steel, unalloyed	kg	9		steel production, converter, unalloyed steel, unalloyed Cutoff, U - RoW
1-axis tracker EOL (per module area)	m ²	1		Table A17
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	0.5		market for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - RoW
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
aluminium, primary, ingot	kg	0.064	in avoided burden (AB) cases	
steel, low-alloyed	kg	9	in AB cases	

Table A23. Inventory for Inverter EOL, Derived From Méndez et al. (2021) and Bergesen et al. (2014)

Input Flows	Unit	Amount	Avoid	Provider
2.7 MW _{ac} inverter EOL	Item(s)	1		Table A17.
aluminium, wrought alloy	kg	62		treatment of aluminium scrap, post-consumer, prepared for recycling, at remelter aluminium, wrought alloy Cutoff, U - RoW
copper, cathode	kg	330		treatment of copper scrap by electrolytic refining copper, cathode Cutoff, U - RoW
steel, unalloyed	kg	1100		steel production, converter, unalloyed steel, unalloyed Cutoff, U - RoW
transport, freight, lorry, unspecified	t*km	400		market for transport, freight, lorry, unspecified transport, freight, lorry, unspecified Cutoff, U - RoW
Output Flows	Unit	Amount	Avoid	Waste Treatment
copper, cathode	kg	330	in avoided burden (AB) cases	
steel, low-alloyed	kg	1100	in AB cases	

waste plastic, mixture	kg	30		market group for waste plastic, mixture waste plastic, mixture Cutoff, U - RER
waste reinforced concrete	kg	2400		treatment of waste reinforced concrete, recycling waste reinforced concrete Cutoff, U - RoW
aluminium, primary, ingot	kg	62	in AB cases	