



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial**

Diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo sobre cubierta de una nave industrial

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Marina Pujante del Río
Director: Ana María Nieto Morote

Cartagena, 5 de marzo de 2024.



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS	6
3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	7
2.1 Consumos energéticos	9
2.2 Potencial solar del emplazamiento	11
2.2.1 Climatología.....	11
2.2.2 Origen de los datos de radiación	12
2.2.3 Pérdidas por orientación, inclinación y sombras.....	12
4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. SOLUCIONES ADOPTADAS.	14
4.1 Generalidades	14
4.2 Descripción del módulo utilizado	14
4.3 Descripción y configuración de la instalación fotovoltaica	16
4.4 Inversores utilizados	18
4.5 Estructura	20
4.6 Tipo de autoconsumo	21
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	22
5.1 Presupuesto, ahorro y período de retorno de la inversión	22
6. BALANCE AMBIENTAL	23
6.1 Emisiones de gases de efecto invernadero	23
6.2 Análisis ambiental	23
7. ANEXOS	25
7.1 Cálculo de la energía generada y autoconsumida	25
7.1.1 Cálculo del performance ratio (PR)	25
7.1.2 Cálculo del número de paneles necesarios	27
7.1.3 Energía generada por la instalación	29
7.1.4 Cálculo del grado de autoconsumo	32
7.2 Diseño de la instalación en baja tensión	33
7.2.1 Instalaciones en baja tensión en CC.....	33
7.2.2 Instalaciones en baja tensión en CA.....	36
7.3 Cálculos económicos	39
7.3.1 Coste de la instalación del sistema de paneles fotovoltaicos	39
7.3.2 Análisis de facturas eléctricas	40
7.3.3 Análisis de rentabilidad	42
7.3.4 Tramitación administrativa	45
8. CONCLUSIONES	47

9. BIBLIOGRAFÍA..... 48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Plano de emplazamiento.	7
Figura 2: Vista aérea del recinto.....	8
Figura 3: Cubierta del edificio.....	8
Figura 4: Consumo energético de la nave industrial.	10
Figura 5: Consumo energético horario de la nave industrial.....	10
Figura 6: Representación mensual de la irradiación diaria media en Alcantarilla. Período 2016-2020.	12
Figura 7: Curvas características del panel solar elegido.	15
Figura 8: Panel solar seleccionado.	15
Figura 9: Esquema de funcionamiento.	18
Figura 10: Estructura coplanar comercial.....	21
Figura 11: Ahorro anual conseguido.	22
Figura 12: Curva de amortización.	23
Figura 13: PR a partir de Pvsyst.	27
Figura 14: Campo “Orientación” de PVsyst 29	29
Figura 15: Campo “Sistema” de PVsyst.....	30
Figura 16: Configuración de los módulos 30	30
Figura 17: Energía generada anualmente.	31
Figura 18: Energía generada por horas.....	31
Figura 19: Producción energética anual del sistema FV frente al consumo.....	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencias contratadas 9	9
Tabla 2: Consumo energético mensual durante el año 2022.....	9
Tabla 3: Demanda de máxima potencia.	11
Tabla 4: Pérdidas límite.....	12
Tabla 5: Resumen de la instalación fotovoltaica.....	17
Tabla 6: Variables de entrada para el análisis ambiental.....	24
Tabla 7: Análisis ambiental a 25 años.	24
Tabla 8: Pérdidas por temperatura de módulo.....	26
Tabla 9: Performance ratio (PR).....	27
Tabla 10: Autoconsumo eléctrico.....	32
Tabla 11: Cálculo de caída de tensión.	35
Tabla 12: Cálculos de la línea de conexión inversores con cuadro eléctrico.	38
Tabla 13: Coste del término de potencia.	41
Tabla 14: Datos utilizados para el cálculo.....	41
Tabla 15: Coste total de la energía eléctrica.....	41
Tabla 16: Coste total de la factura eléctrica.	42
Tabla 17: Cash-flow de la instalación de 0-5 años.....	44
Tabla 18: Cash-flow de la instalación de 6-10 años.....	45

1. INTRODUCCIÓN

Entre el período de 2012 hasta 2019 la capacidad instalada en España se mantuvo prácticamente constante, sin embargo, en 2019 se produce un incremento de 4,69 GW a 8,76 GW [1] debido al cambio de la normativa española referente al autoconsumo, entrando en vigor el Real Decreto 244/2019.

A principios de 2023, España contaba con 5.249 MW de potencia instalada acumulada de autoconsumo, siendo la mayoría de esta nueva potencia (un 47%) atribuida al sector industrial, el residencial acumuló un 32%. [2]

El autoconsumo en España está regulado a través del RD 244/2019 en el que se establecen dos tipos de instalaciones de consumo: [3]

- a) Modalidad de suministro con autoconsumo **sin excedentes**: En las instalaciones se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedente a la red de transporte o de distribución.
- b) Modalidad de suministro con autoconsumo **con excedentes**: Las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedente en las redes de transporte y distribución.

La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes se divide en:

- a) Modalidad **con excedentes acogida a compensación**: Aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor optan por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes.

Mediante esta modalidad, la comercializadora compensa en la factura eléctrica mensual la energía vertida a la red. Esta energía vertida es la que se inyecta a la red cuando el consumidor no la considera suficiente para cubrir sus consumos y opta por comprar energía de la red.

Dicha compensación se valorará según el precio medio del mercado horario menos el coste de desvíos o el acuerdo al cual se ha llegado con la comercializadora. Además, se aplicarán los beneficios a los que se pueda acoger y los respectivos peajes

Esta opción solo será posible cuando se cumpla con todas las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de

suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora.

iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.

v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

- b) Modalidad **con excedentes no acogida a compensación:** 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.

La energía excedentaria se inyectará a la red, pero no según el régimen de compensación, sino que se vende directamente según el precio del mercado eléctrico.

Para el proyecto de una instalación fotovoltaica conectada a red, se seguirán las condiciones técnicas recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de IDAE,

2. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto será dimensionar y optimizar un sistema de autoconsumo de electricidad a partir de un sistema fotovoltaico en una nave industrial y determinar su rentabilidad.

Considerando los datos de consumo energético actual que tiene la nave industrial durante un año y los datos de radiación de la zona:

- Se va a dimensionar una instalación de autogeneración de energía formada por módulos solares para cubrir la demanda energética y, también, se va a comprobar la energía que se genera en exceso que se pueda verter a la red.
- Una vez obtenida la capacidad de generación de la instalación, se decidirá el tipo de sistema de autoconsumo a instalar, sin vertido a la red o con vertido y cómo influirá en la factura eléctrica de la nave.

Para el tipo de instalación de autoconsumo que se va a instalar, también se indicará los trámites requeridos para cumplir con la normativa vigente que regula este tipo de instalaciones en España.

Por último, se realizará un balance económico para calcular el ahorro al realizar la instalación fotovoltaica y también, para saber si el proyecto es rentable.

3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La nave industrial sobre la que se va a realizar el estudio para la instalación fotovoltaica está ubicada en el Polígono Industrial Oeste, ubicado entre los municipios de Alcantarilla y Murcia, como se muestra en la Figura 1.



Figura 1: Plano de emplazamiento.

La nave industrial se ubica en el Polígono Industrial Oeste, como se muestra en la Figura 2, cuya superficie es de 4.183,13 m².

La superficie útil de la parcela es de **3.346,50 m²**, reservando un 20% para caminos y limitaciones. La instalación fotovoltaica se ubicará sobre la cubierta del edificio, anclada de forma coplanar al panel sándwich, Figura 3.

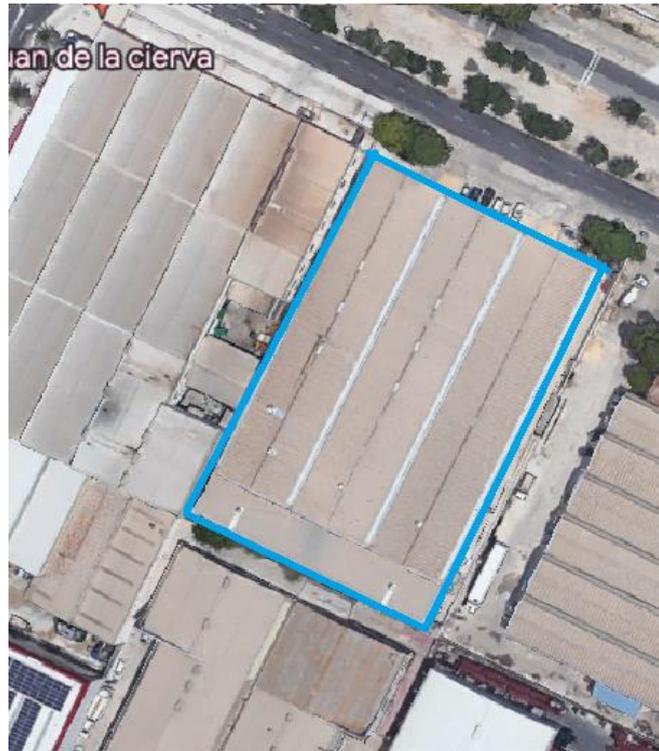


Figura 2: Vista aérea del recinto.



Figura 3: Cubierta del edificio.

2.1 Consumos energéticos

A partir de la página web de la empresa suministradora de energía eléctrica, se han obtenido los consumos anuales y por hora de la nave industrial a lo largo del año 2022.

La nave industrial tiene un consumo energético derivado de todos aquellos consumos eléctricos: carretillas eléctricas para la recogida de materias primas, sistemas de refrigeración, y, sobre todo, la maquinaria que interviene en el templado del vidrio como cortadoras especiales, hornos industriales, ... Éstas máquinas son de gran potencia, por tanto, la nave industrial tiene una demanda energética alta, cuyos valores se recogen en la Tabla 2. La nave cuenta con una tarifa de 6 períodos de tipo 6.1TD.

Tabla 1: Potencias contratadas

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Potencia	600 kW					

Tabla 2: Consumo energético mensual durante el año 2022.

Mes	Días	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Total (kWh)
Febrero	28	45.360	34.615				52.383	132.358
Marzo	31		51.496	39.714			54.038	145.248
Abril	30				40.209	35.093	59.414	134.716
Mayo	31				49.437	39.991	54.782	94.773
Junio	30			44.232	35.515		51.849	131.596
Julio	31	43.130	39.677				52.289	43.130
Agosto	31			25.190	23.425		21.325	69.940
Septiembre	30			52.277	44.526		56.578	108.855
Octubre	31				45.669	35.647	54.647	100.316
Noviembre	30		48.145	44.023			55.279	44.023
Diciembre	31	27.821	24.228				37.250	65.071
Enero	31	50.140	32.294				26.818	82.434
	365	166.451	118.405	205.436	144.818	75.084	442.266	1.152.460

La nave industrial está activa durante todo el año con turnos de mañana, tarde y noche. En la Figura 4 podemos observar que el menor consumo energético se produce en los meses de verano, ya que corresponde con los meses de menor producción, aun así, se puede ver que el consumo energético no es constante a lo largo del año.

En la Figura 5 se puede observar el consumo energético por horas de la nave industrial. Entre las 15:00 y las 20:00 horas se encuentra la mayor concentración de actividad, aunque podemos observar actividad durante las 24 horas del día.

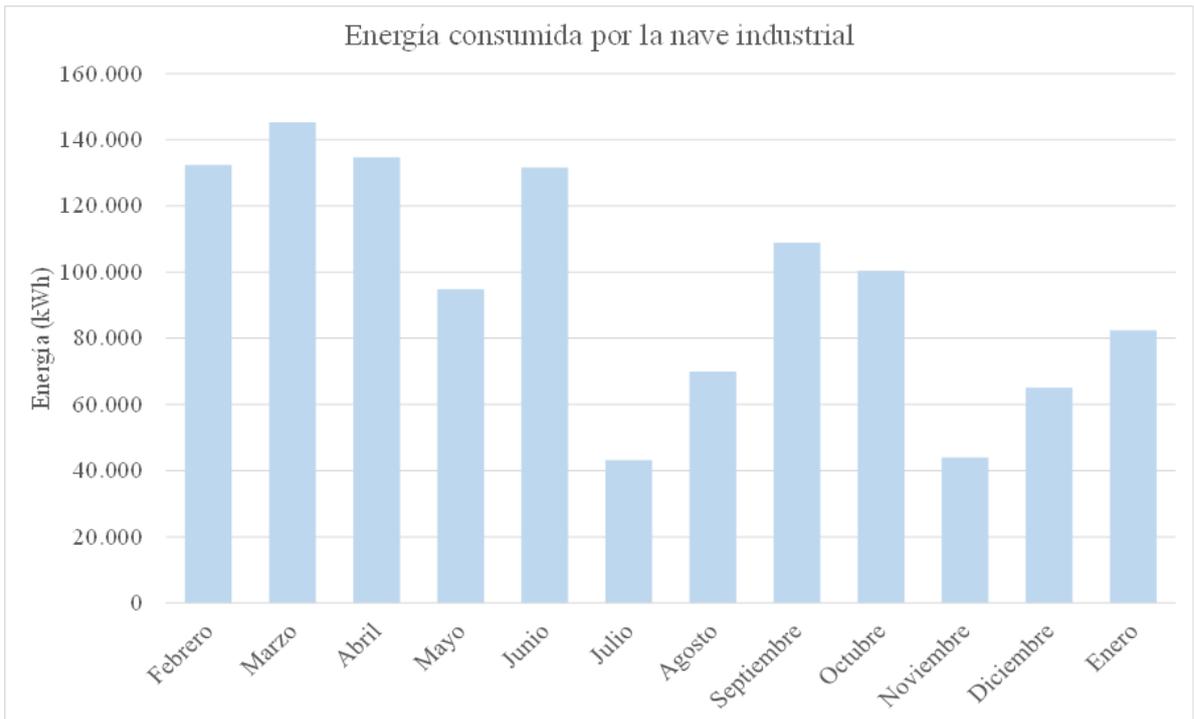


Figura 4: Consumo energético de la nave industrial.

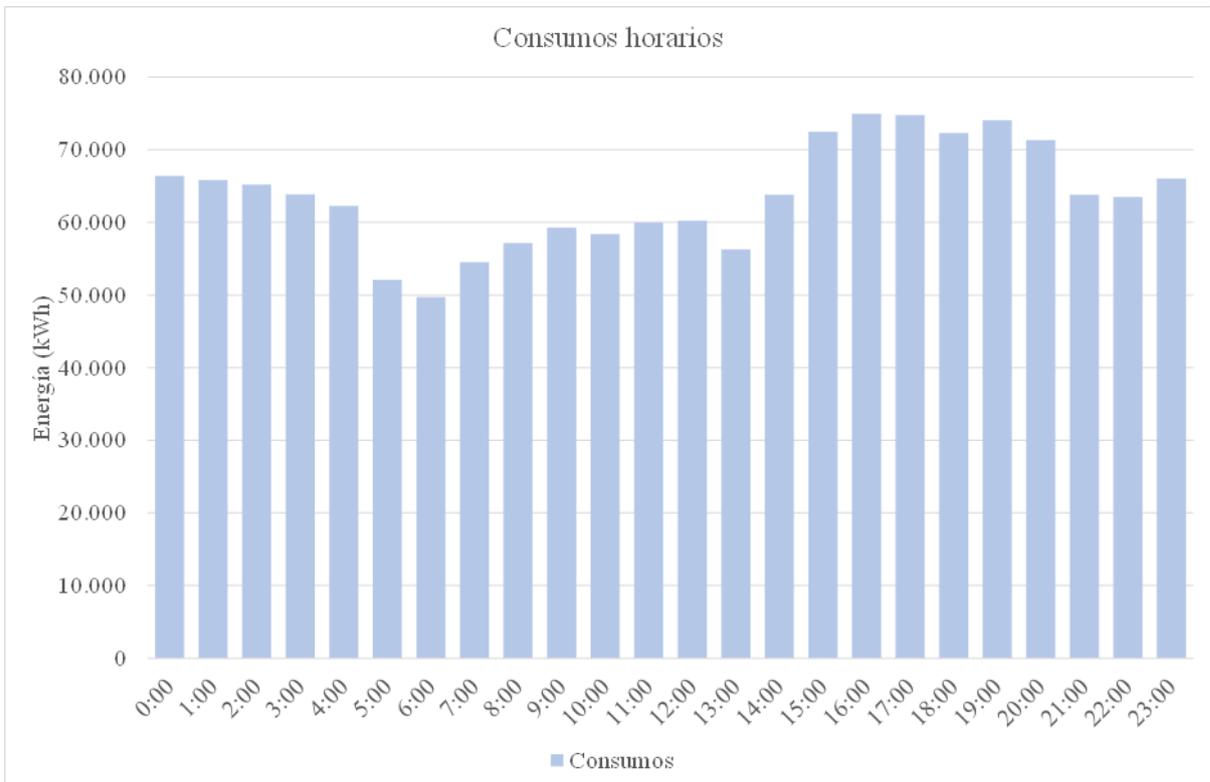


Figura 5: Consumo energético horario de la nave industrial.

Datos de potencia:

La siguiente tabla muestra las lecturas del maxímetro de la instalación en el período comprendido desde el 1 de febrero de 2022 hasta el 31 de enero de 2023.

Tabla 3: Demanda de máxima potencia.

Mes	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)
Febrero	440	428				428
Marzo		440	444			400
Abril				384	400	364
Mayo				380	392	412
Junio			380	384		364
Julio	392	400				368
Agosto			392	404		372
Septiembre			440	452		388
Octubre				420	472	396
Noviembre		420	476			392
Diciembre	404	440				372
Enero	412	412				428

La instalación registró una potencia máxima de 476 kW durante el período estudiado.

2.2 Potencial solar del emplazamiento

2.2.1 Climatología

La climatología de Murcia y Alcantarilla, que se encuentran en la región de Murcia en el sureste de España, se caracteriza por un clima mediterráneo semiárido, donde se experimentan veranos calurosos y largos, con temperaturas máximas que a menudo superan los 30°C y pueden alcanzar los 40°C durante los meses de julio y agosto. Los inviernos son suaves, con temperaturas diurnas que suelen oscilar entre los 10°C y los 15°C.

La región tiene una precipitación anual relativamente baja en comparación con otras áreas de España. La precipitación se concentra principalmente en los meses de otoño y primavera, con un promedio anual de alrededor de 300-350 mm. Los veranos son generalmente secos, con muy poca lluvia.

Murcia y Alcantarilla disfrutan de un alto número de horas de sol durante todo el año. Se estima que la región tiene alrededor de 3,000 horas de sol al año, lo que contribuye a la alta radiación solar que se experimenta en la zona. [4]

2.2.2 Origen de los datos de radiación

Para estimar el potencial solar del emplazamiento, los datos de radiación están tomados de la Comisión Europea JRC de la web “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS).

En la Figura 6 se muestra la irradiación diaria media recibida sobre el plano inclinado y con inclinación óptima en el periodo comprendido entre el 2016-2020.

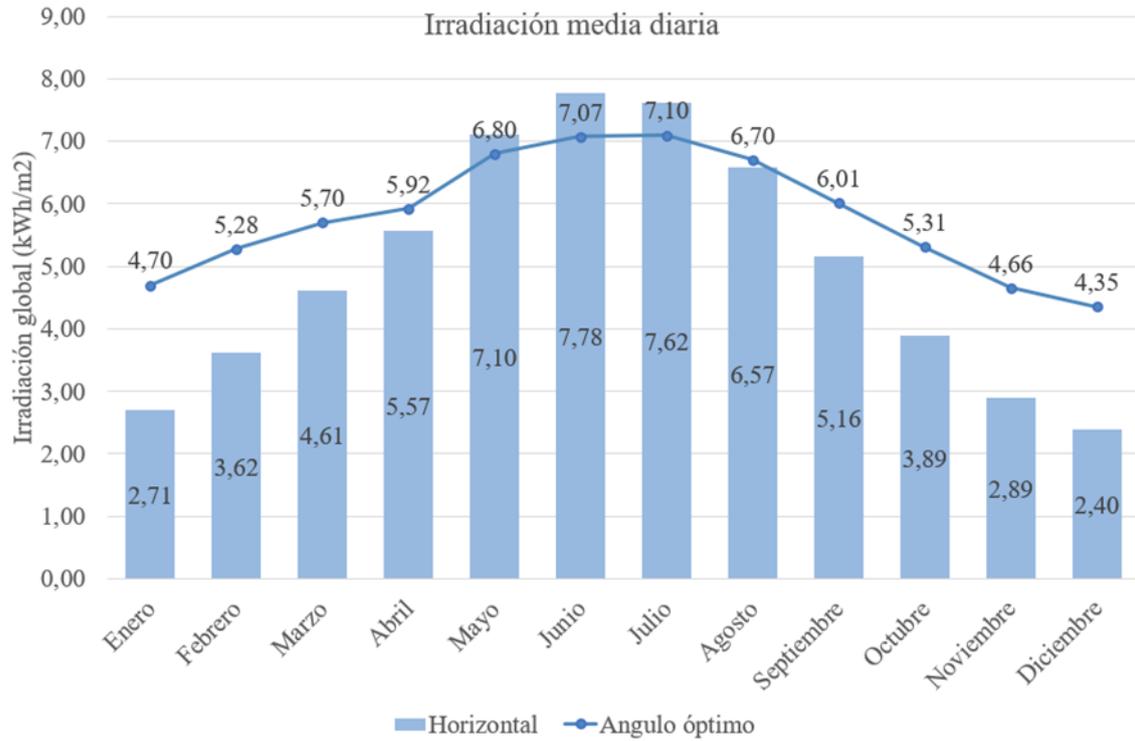


Figura 6: Representación mensual de la irradiación diaria media en Alcantarilla. Período 2016-2020.

2.2.3 Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

A continuación, se muestran los resultados de la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, de forma que las pérdidas estén dentro de los límites establecidos por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y en el código técnico de la edificación, como se muestra en la siguiente Tabla. En nuestro caso, nos fijaremos en los límites por superposición.

Tabla 4: Pérdidas límite.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Las pérdidas por orientación e inclinación se calcularán a partir del ángulo de inclinación β , que se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal y el ángulo de azimut α , que se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. [5]

Los módulos fotovoltaicos tendrán dos orientaciones opuestas, ángulo azimut, $\alpha = -67,5^\circ$ y $\alpha = 112,5^\circ$.

Al ser la cubierta de la nave inclinada, se optará por soportes para módulos solares en una estructura coplanar. El grado de inclinación óptimo se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 |\phi|$$
$$\beta_{opt} = 30^\circ$$

siendo:

ϕ : Latitud del lugar ($37,956^\circ$)

Las pérdidas se calcularán de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5}\alpha^2]$$

$$\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

siendo:

β : Inclinación de los paneles (30°)

ϕ : Latitud ($37,956^\circ$)

α : Azimut ($-67,5^\circ$ y $112,5^\circ$)

Para los módulos orientados al este-sudeste (ESE), las pérdidas por orientación son del 16%, estando dentro de los valores límites establecidos.

Para los módulos orientados al oeste-noroeste (ONO), las pérdidas por orientación son del 44,35%, estando fuera de rango de los valores límites establecidos.

No se registran pérdidas por sombreado, ya que no existen elementos que proyecten sombra sobre la cubierta y la disposición de los módulos, al ser coplanar, no genera sombra entre ellos.

4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. SOLUCIONES ADOPTADAS.

4.1 Generalidades

Los principales elementos de los sistemas fotovoltaicos son:

- **Panel fotovoltaico:** es el elemento que absorbe la radiación solar y el encargado de transformar la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Este proceso genera una corriente eléctrica de corriente continua.
- **Inversor:** es un aparato electrónico que transforma la corriente generada en el panel fotovoltaico para que sea adecuada al suministro eléctrico. Su función principal es convertir la corriente continua generada por el panel fotovoltaico en corriente alterna.
- **Elementos de protección del circuito:** son una serie de dispositivos eléctricos diseñados para salvaguardar la integridad del sistema ante posibles situaciones de riesgo, tales como incendios, sobretensiones y tormentas eléctricas. [6]

4.2 Descripción del módulo utilizado

Los módulos fotovoltaicos JA SOLAR 72S20 455/MR están fabricados con materiales de alta calidad, que les proporciona resistencia a la humedad y polvo, avalando su larga vida, garantizando un funcionamiento óptimo de los sistemas incluso en las condiciones climáticas adversas.

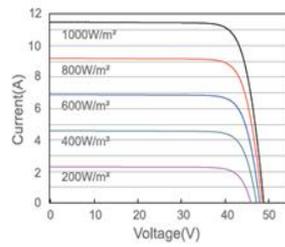
Están formados por células PERC monocristalinas de elevada eficiencia, sus medias células ofrecen una generación de energía superior, menor coeficiente de temperatura, producción mejorada en condiciones de baja iluminación, menor riesgo de puntos calientes, así como mejor resistencia a la carga mecánica. [7]

Datos Generales

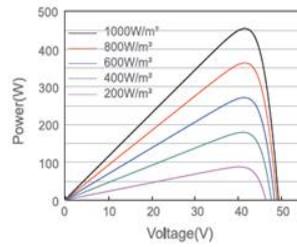
Potencia Máxima Nominal	455 W
Voltaje de Circuito Abierto	49,85 V
Voltaje de Potencia Máxima	41,82 V
Corriente de Cortocircuito	11,41 A
Corriente de Potencia Máxima	10,88 A
Eficiencia	20,40%

En la Figura 7 se muestran las curvas características I-V y P-V:

Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR

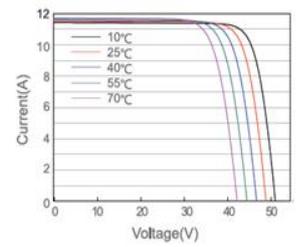


Figura 7: Curvas características del panel solar elegido.

Características físicas

Célula	Monocrystalina
Peso	25 kg
Dimensiones	2.120 x 1.052 x 40 mm
Sección Transversal de Cable	4mm ²
Nº Células	144 (6x24)
Caja de Conexiones	IP68, 3 diodos
Conector	QC 4,10 (1.000V)
	QC 4,10-35 (1.500V)

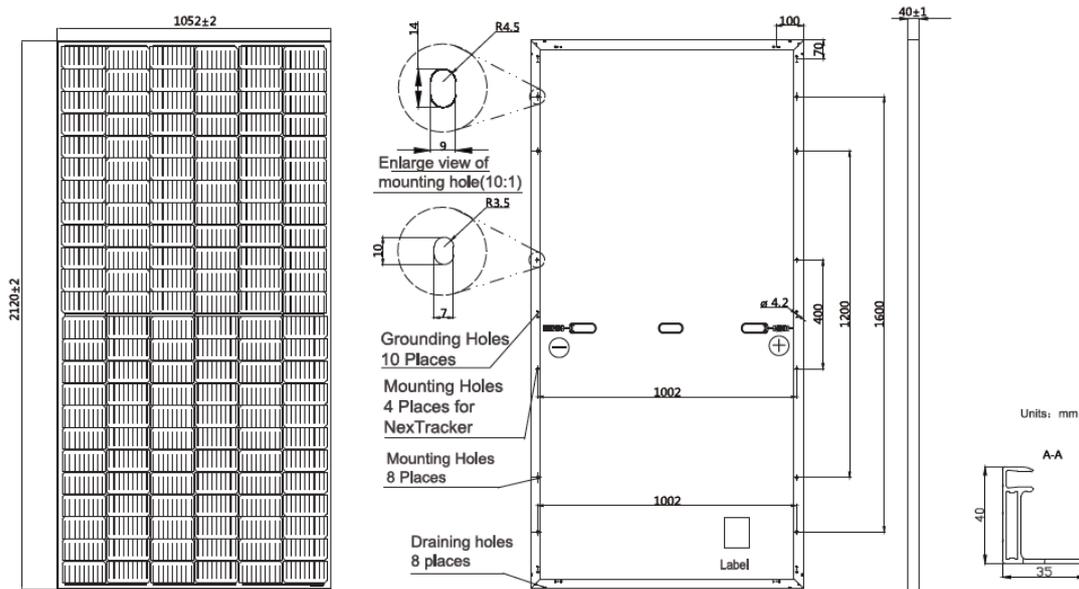


Figura 8: Panel solar seleccionado.

4.3 Descripción y configuración de la instalación fotovoltaica

La instalación estará formada por un sistema fotovoltaico de 681 kWp (600 kW nominales), formado por 1496 módulos JA Solar 455MR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 455 Wp de potencia pico. La instalación de los módulos se realizará sobre la cubierta de la nave industrial con una configuración coplanar a la superficie.

Los criterios de diseño para la configuración final de los módulos fotovoltaicos han sido:

- Condiciones de la cubierta: distribución de la mayor parte de los módulos sobre el lado de la cubierta que presenta menores pérdidas por orientación.
- No obstaculizar el acceso a las instalaciones que se encuentren en la cubierta
- Rendimiento de la instalación: el CTE-DB-HE establece que la potencia nominal del inversor fotovoltaico debe ser dimensionada de manera que permita la máxima generación de energía eléctrica posible, considerando la potencia máxima de los módulos y las condiciones de irradiación solar del lugar. Además, indica que se debe tener en cuenta tanto la potencia máxima de los módulos como la variabilidad de la radiación solar a lo largo del día y del año para garantizar un rendimiento óptimo del sistema fotovoltaico.

Para optimizar el rendimiento y evitar problemas en la planta, se distribuirán los módulos conectados en serie de manera que haya el mismo número de módulos en cada entrada que comparta un seguidor de máxima potencia (MPPT). Esto es importante porque, al estar internamente conectados en paralelo, si no son iguales, podría generarse un desequilibrio que disminuiría el rendimiento de la planta. Además, este desequilibrio podría ocasionar problemas como puntos calientes o rotura de módulos debido a un mal funcionamiento del generador. Por lo tanto, mantener una distribución equilibrada de los módulos es esencial para garantizar el funcionamiento óptimo y la seguridad del sistema fotovoltaico.

La instalación estará formada por seis inversores fotovoltaicos de 100 kW de potencia nominal total en alterna, los módulos se conectarán con la siguiente configuración:

Tabla 5: Resumen de la instalación fotovoltaica.

RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Potencia total de captación	681 kWp
Nº total de módulos	1496 uds
Generador 1: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 1	100 kW 238 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 14
Generador 2: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 2	100 kW 272 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 16
Generador 3: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 3	100 kW 221 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 13
Generador 4: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 4	100 kW 272 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 16
Generador 5: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 5	100 kW 221 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 13
Generador 6: Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P Nº total de módulos inversor 6	100 kW 272 uds
Nº de módulos en serie Nº de ramales en paralelo	17 uds 16

La Figura 9 muestra el esquema básico de la instalación de autoconsumo procedente de PVsystem.



PVsyst V7.3.4
VC1: Simulation date:
23/05/23 17:13
with V7.3.4

Single-line diagram

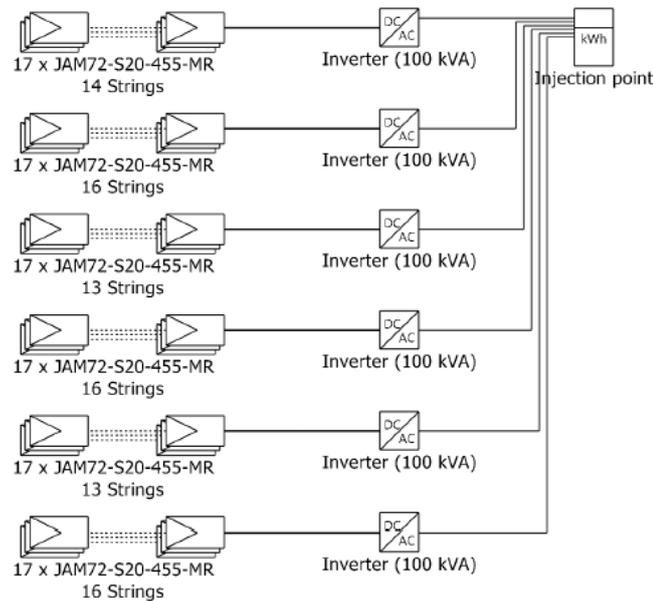


Figura 9: Esquema de funcionamiento.

4.4 Inversores utilizados

Un inversor CC/CA es un dispositivo electrónico capaz de transformar la corriente continua en una corriente alterna a un voltaje y frecuencia determinados.

Existen tres tipos de inversores fotovoltaicos de conexión a red:

1. **Microinversor:** son dispositivos de baja potencia que pueden conectarse a un número reducido de paneles solares, menos de 3 o 4.
2. **Inversor de string (o de cadenas fotovoltaicas):** se utilizan en instalaciones de gran tamaño y permiten la conexión de múltiples cadenas de paneles solares. Pueden tener varias entradas con seguidores de máxima potencia.
3. **Inversor central:** se utilizan en instalaciones aún más grandes, llamadas "parques fotovoltaicos". Estos dispositivos robustos manejan grandes cantidades de potencia, superiores a los 100 kW, y suelen tener dimensiones y peso considerables. Por lo general, cuentan con un único seguidor de máxima potencia. [8]

Inversor utilizado

Las características de funcionamiento que definen un inversor de CC/CA son:

- Potencia Nominal

- Tensión de Operación
- Tensión Nominal de Entrada
- Tensión Nominal de Salida
- Eficiencia Máxima

Los inversores elegidos son del fabricante Fronius del modelo Tauro Eco 100-3-P. Debido a su ratio calidad-precio, así como las características y rendimiento que presenta, se considera una elección sólida para este proyecto.

El inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P es adecuado para instalaciones de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Con un rendimiento del 98,5 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con una gran variedad de módulos fotovoltaicos disponibles.

Este inversor está diseñado para soportar la radiación solar directa y el calor extremo, ya que su carcasa de doble capa y su refrigeración activa hacen que el inversor sea duradero y resistente, ofreciendo el máximo rendimiento del sistema.

Otra característica relevante es su sostenibilidad. El Fronius Tauro refleja este compromiso en todas las etapas de su ciclo de vida. Este inversor está diseñado para tener una larga vida útil, con una producción y diseño que minimiza la cantidad de componentes intercambiables, haciéndolo particularmente resistente, y que, en caso de requerir mantenimiento, simplemente se sustituye la pieza afectada, lo que resulta en un ahorro tanto de tiempo como de recursos. [9]

Características principales del Tauro Eco 100-3-P:

Datos de entrada

Máxima tensión de entrada	1.000 V
Número de seguimiento MPP	1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc \text{ máx.}}$)	175 A
Rango de tensión de entrada ($U_{dc \text{ min}} - U_{dc \text{ máx.}}$)	580 - 1.000V
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc \text{ arranque}}$)	650 V
Rango de tensión MPP	580 - 930 V
Máx. salida del generador FV ($P_{dc \text{ máx.}}$)	150 kWp

Datos de salida

Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	100.000 W
Máx. corriente de salida ($I_{ac \text{ máx.}}$)	150 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3~ NPE 380/220V o 3~ NPE 400/230V
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.

Datos generales

Dimensiones (H x W x D)	644 x 1038 x 316 mm
Peso	105 kg
Grado de protección	IP65
Categoría de sobretensión (CC/CA)	2/3
Concepto de inversor	Sin transformador
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	-40 / 65 °C
Humedad de aire admisible	0 - 100 % (condensación)
Tecnología de conexión CC	MC4, V-Clamps
Tecnología de conexión CA	V-Clamps

Requisitos de los módulos fotovoltaicos por entrada [10]:

- Todos los módulos fotovoltaicos deben ser del mismo tipo.
- La orientación e inclinación de todos los módulos fotovoltaicos tiene que ser la misma.
- En el día estadísticamente más frío, la tensión en vacío del generador fotovoltaico no debe ser superior a la tensión de entrada máxima del inversor.
- El número de módulos fotovoltaicos conectados en serie debe ser igual en todos los strings.
- Se debe respetar la corriente máxima de entrada por string para no sobrepasar la corriente nominal de los conectores de enchufe de CC.
- Deben respetarse los valores límite de la tensión y la corriente de entrada del inversor.

4.5 Estructura

Los paneles fotovoltaicos estarán instalados en una estructura de aluminio que se ajustará a la cubierta de la nave. Estas estructuras están diseñadas específicamente para soportar el peso de los paneles y resistir los cambios de temperatura, así como para ser duraderas frente al viento, la corrosión y los daños causados por los rayos UV y la lluvia. En el mercado, hay disponibles estructuras prefabricadas especialmente diseñadas para facilitar el montaje de los paneles fotovoltaicos, como se muestra en la Figura 10.

Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de paneles. Los paneles se fijan a los perfiles mediante piezas de fijación central y lateral perpendicularmente, aunque también es posible una disposición horizontal.

Todos los elementos de fijación de la estructura serán de acero inoxidable para garantizar una instalación segura y duradera. Dadas las condiciones de humedad en la localización seleccionada, es importante seleccionar un material que perdure y asegure la fijación de la estructura y los paneles.

Se dispone además de una amplia gama de elementos de anclaje (tornillería autotaladrante, ganchos, pinchos, varillas roscadas) dependiendo del tipo de cubiertas.

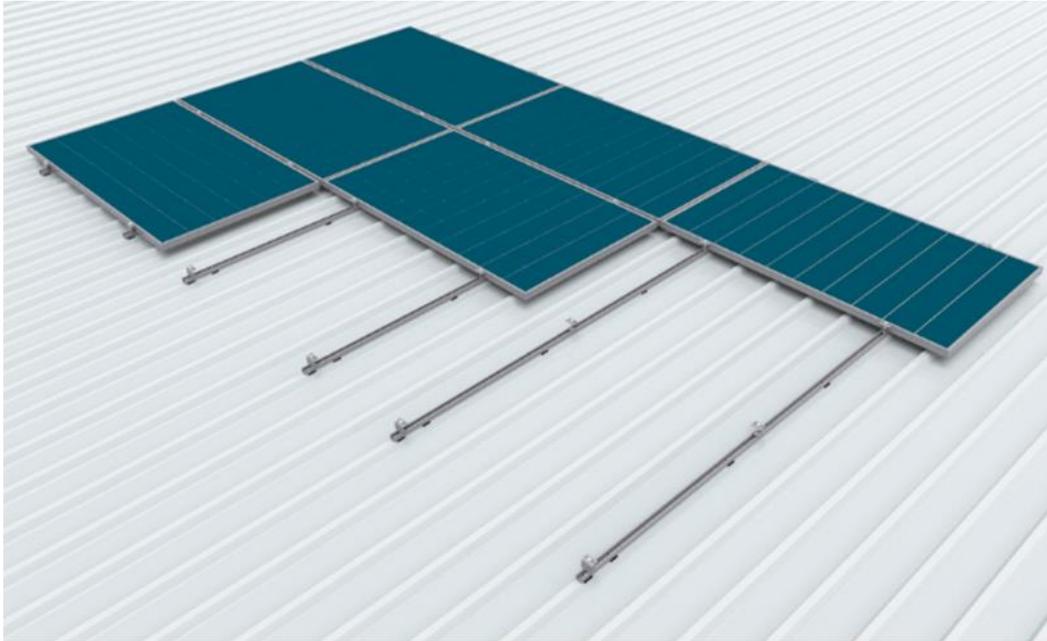


Figura 10: Estructura coplanar comercial.

4.6 Tipo de autoconsumo

La instalación propuesta se ampara bajo el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, el cual regula las condiciones de autoconsumo de energía eléctrica. La modalidad acogida es la siguiente:

Autoconsumo tipo 2:

- a) Modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a no compensación debido a que la instalación supera los 100 kW de potencia nominal. La energía excedente se venderá en el mercado eléctrico.
- b) Para este tipo de instalaciones existen dos tipos de sujetos: el consumidor y el productor. El titular de la instalación será el productor.
- c) El consumidor será el titular del punto de suministro.
- d) Como la instalación de producción no tiene una potencia igual o inferior a 15 kW, los productores deben obtener los correspondientes permisos de acceso y conexión para cada una de las instalaciones de producción próximas y vinculadas a las de consumo de las que sean titulares.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 Presupuesto, ahorro y período de retorno de la inversión

Elemento	Coste total (€)
Panel JA Solar JAM72S20 455/MR	267.784,00
Inversor Fronius Tauro Eco 100-3-P	40.646,34
Cableado y estructura	30.843,03
Mano de obra	12.337,21
Total	351.610,58 €

Para calcular el ahorro económico derivado de la producción fotovoltaica, se tendrá en cuenta los costes de inversión y mantenimiento, los precios energéticos desarrollados en el Anexo 7.3.2 y la disminución de la demanda eléctrica a la red. Con estos datos también se podrá determinar el período de retorno de la inversión.

El ahorro anual conseguido se representa en la Figura 11:

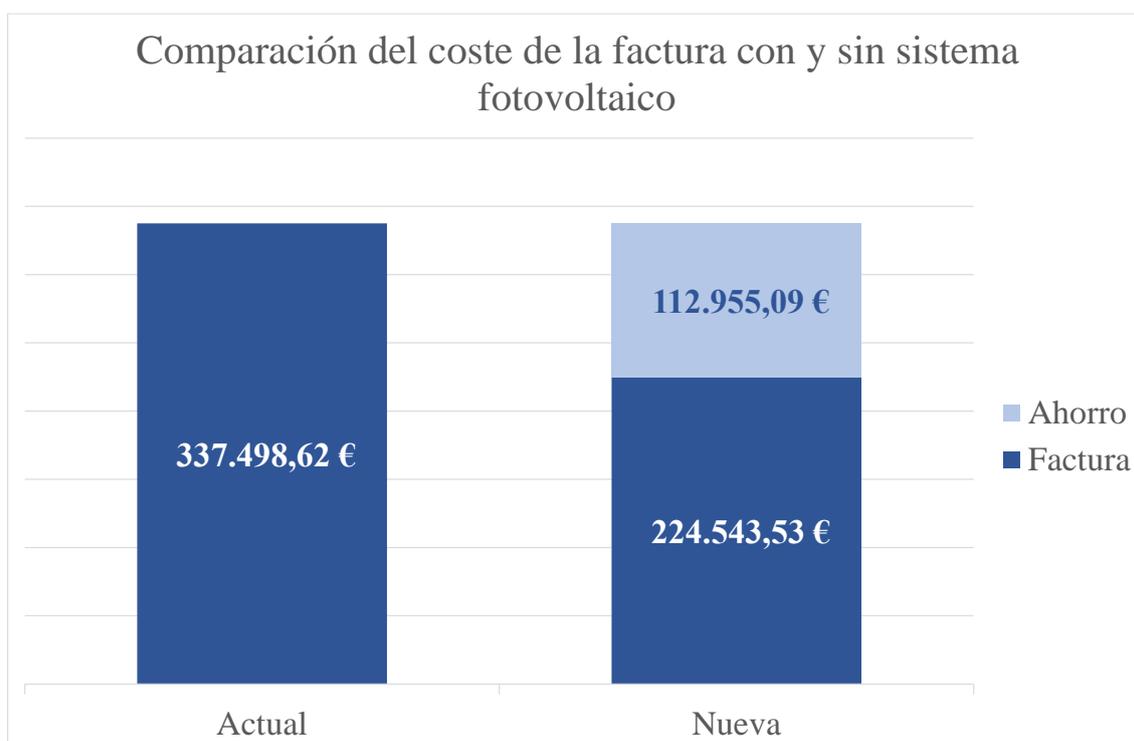


Figura 11: Ahorro anual conseguido.

Como se puede comprobar en la Figura 12, el período de retorno de la inversión sería a los 9 años, teniendo en cuenta que el precio de la electricidad varía cada año. En el Anexo 7.3.3 se encuentran detallados todos los cálculos.

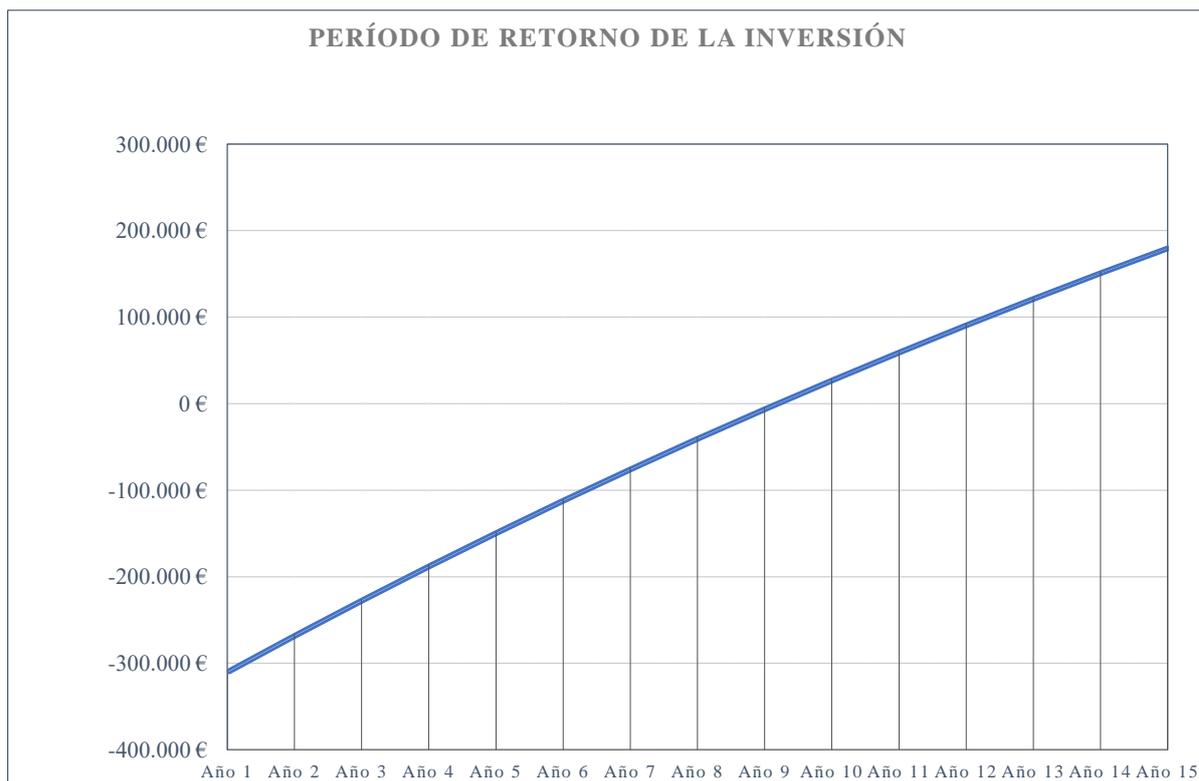


Figura 12: Curva de amortización.

6. BALANCE AMBIENTAL

6.1 Emisiones de gases de efecto invernadero

A partir del ahorro energético anual de la instalación fotovoltaica, se pueden obtener las emisiones evitadas por cada kWh autoconsumido.

- Emisiones CO₂: a partir del mix eléctrico de España en 2021 [11], se estima aproximadamente que, por cada kWh extraído de la red, equivale a la emisión de 259 g de CO₂ equivalente.
- Lluvia ácida: se estiman unas emisiones de 0,366 g de SO_x por cada kWh.
- Óxidos de nitrógeno: se estiman unas emisiones de 0,261 g de NO_x por cada kWh.

Los valores de emisiones por kWh de electricidad se van a considerar constantes a lo largo del tiempo, a pesar de que es un valor que varía constantemente.

6.2 Análisis ambiental

En la Tabla 6 se muestran las variables de entrada utilizadas para el análisis ambiental. Las emisiones de CO₂, SO_x y NO_x se han considerado constantes a lo largo del tiempo para simplificar el cálculo. El desgaste anual de la instalación FV reduce la producción solar anual y, por tanto, las emisiones. En la Tabla 7 se muestra finalmente el análisis ambiental a 25 años, donde se detallan las emisiones evitadas en kg por año.

Tabla 6: Variables de entrada para el análisis ambiental.

Emisiones del mix eléctrico	259	g CO2 eq/kWh
Lluvia ácida	0,366	g SOx/kWh
Óxidos de nitrógeno	0,261	g NOx/kWh
Desgaste anual instalación FV	0,6	%

Tabla 7: Análisis ambiental a 25 años.

Año	Energía FV (KWh/año)	Emisiones evitadas (kg/año)		
		kg CO2 eq	kg SOx	kg NOx
1	982.778,00	254.540	359,70	256,51
2	976.881,33	253.012	357,54	254,97
3	971.020,04	251.494	355,39	253,44
4	965.193,92	249.985	353,26	251,92
5	959.402,76	248.485	351,14	250,40
6	953.646,34	246.994	349,03	248,90
7	947.924,47	245.512	346,94	247,41
8	942.236,92	244.039	344,86	245,92
9	936.583,50	242.575	342,79	244,45
10	930.964,00	241.120	340,73	242,98
11	925.378,21	239.673	338,69	241,52
12	919.825,94	238.235	336,66	240,07
13	914.306,99	236.806	334,64	238,63
14	908.821,15	235.385	332,63	237,20
15	903.368,22	233.972	330,63	235,78
16	897.948,01	232.569	328,65	234,36
17	892.560,32	231.173	326,68	232,96
18	887.204,96	229.786	324,72	231,56
19	881.881,73	228.407	322,77	230,17
20	876.590,44	227.037	320,83	228,79
21	871.330,90	225.675	318,91	227,42
22	866.102,91	224.321	316,99	226,05
23	860.906,29	222.975	315,09	224,70
24	855.740,86	221.637	313,20	223,35
25	850.606,41	220.307	311,32	222,01

Tras 25 años, la instalación fotovoltaica habrá evitado un total aproximado de 5.925.714 kg de CO₂, 8.373,79 kg de SO_x y 5.971,47 kg de NO_x.

7. ANEXOS

7.1 Cálculo de la energía generada y autoconsumida

7.1.1 Cálculo del performance ratio (PR)

El performance ratio determina la eficiencia de nuestro diseño fotovoltaico bajo condiciones reales de funcionamiento. Este coeficiente es la suma de una serie de pérdidas:

$$PR (\%) = 100 - \sum_{i=1}^n P_i$$

A continuación, se detallan los valores de pérdidas que se han considerado para el cálculo del performance ratio.

Pérdida por temperatura de módulo

La eficiencia de los paneles solares decrece a medida que lo hace la temperatura de la superficie del módulo. Las pérdidas por temperatura se estiman con la siguiente ecuación:

$$P_t (\%) = k_t \cdot (T_c - 25)$$

Donde k_t es el coeficiente de temperatura del modelo de panel fotovoltaico seleccionado. En nuestro caso, k_t vale 0,35%/K. El valor de T_c o temperatura de trabajo del módulo se halla de la siguiente manera:

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot I$$

La temperatura ambiente corresponde a la temperatura media mensual diurna. Para la localización dada, este valor se obtiene de PVGIS. El parámetro NOCT se obtiene de la ficha técnica del módulo, cuyo valor es 45°C. I representa la irradiancia expresada en W/m². Todos los valores obtenidos se muestran en la Tabla 8.

Como podemos observar, la menor pérdida por temperatura la encontramos en Enero (5,57%), mientras que en julio llegamos a un máximo de 11,46% de pérdida.

Tabla 8: Pérdidas por temperatura de módulo.

	Tamb (°C)	Tc (°C)	Pt (%)
Enero	9,68	40,93	5,57
Febrero	11,14	42,39	6,09
Marzo	12,92	44,17	6,71
Abril	15,17	46,42	7,50
Mayo	19,29	50,54	8,94
Junio	23,65	54,90	10,47
Julio	26,50	57,75	11,46
Agosto	26,11	57,36	11,33
Septiembre	22,68	53,93	10,12
Octubre	18,28	49,53	8,59
Noviembre	13,16	44,41	6,79
Diciembre	10,27	41,52	5,78

Pérdida por cableado

La pérdida por cableado tiene en consideración la caída de tensión generada por todos aquellos elementos eléctricos que componen la parte de la instalación fotovoltaica en corriente continua. Se han estimado unas pérdidas del 2%.

Pérdida por suciedad

Son pérdidas debido a la acumulación de suciedad y polvo sobre la superficie de los módulos. Se han estimado unas pérdidas por polvo y suciedad del 4%, dado que la cubierta es una zona con difícil acceso y tendrá unas dificultosas tareas de mantenimiento.

Pérdida por inversor

El modelo de inversor trifásico seleccionado es de alta eficiencia. El inversor Fronius International tiene una eficiencia europea del 97,3%. Por tanto, las pérdidas por inversor se estiman del 2,7%.

Pérdida por dispersión de potencia

No siempre la potencia que puede extraerse de los módulos fotovoltaicos es la misma, dado que cada módulo trabaja de manera independiente (tiene un valor ligeramente diferente de temperatura, voltaje e intensidad). Al conectar varios paneles en configuración serie, la corriente de paso final será igual a la menor de los módulos conectados. Se estima una pérdida por dispersión de potencia del 2%.

Pérdida por reflectancia

Parte de la irradiación que llega a la superficie del módulo, es reflejada por la superficie del mismo. Por tanto, una parte de la energía se pierde por este fenómeno. Se estima una pérdida por reflectancia del 1%.

En la Tabla 9 se muestra el valor del performance ratio calculado para cada mes.

Tabla 9: Performance ratio (PR).

	PR
Enero	0,84
Febrero	0,83
Marzo	0,83
Abril	0,82
Mayo	0,81
Junio	0,80
Julio	0,79
Agosto	0,79
Septiembre	0,80
Octubre	0,81
Noviembre	0,83
Diciembre	0,84

Como podemos observar en la Figura 14, el rendimiento energético calculado mediante el programa *PVsystem* tiene unos valores muy parecidos a los calculados manualmente.

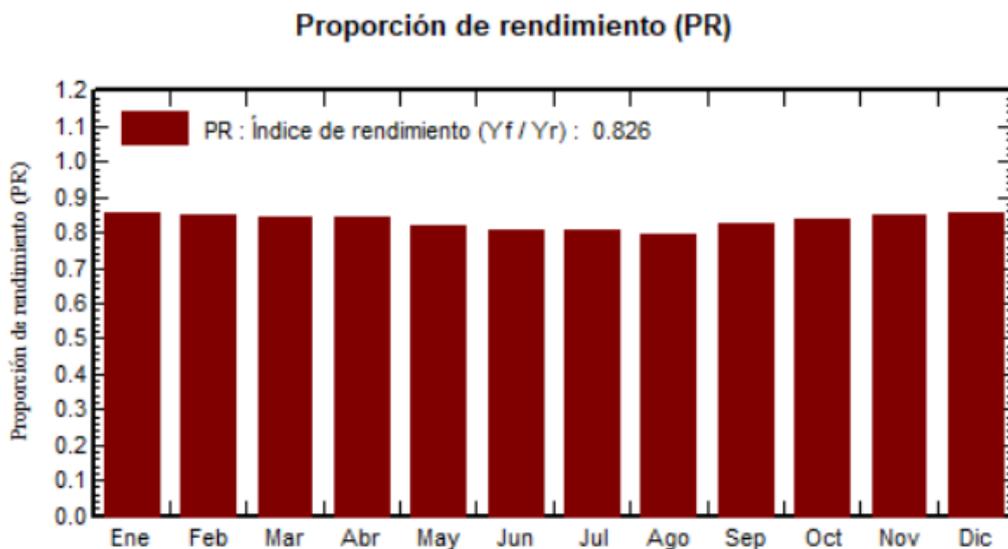


Figura 13: PR a partir de Pvsyst.

7.1.2 Cálculo del número de paneles necesarios

Basándonos en el espacio disponible, procederemos a calcular el número de paneles requeridos. En primer lugar, se seleccionará el tipo y modelo de panel fotovoltaico adecuado para la nave industrial. Luego, utilizando esta elección, determinaremos la cantidad óptima de paneles a instalar, seleccionaremos el inversor correspondiente y estableceremos la configuración de los módulos para lograr la máxima eficiencia en la instalación.

El número de paneles a instalar estará limitado por la superficie útil de la cubierta. Además, también se tendrá en cuenta la disposición de los paneles, que puede ser de dos tipos:

- **Instalación de paneles con inclinación sobre una cubierta horizontal**, lo que requiere estructuras adicionales para colocar los paneles con una inclinación diferente a la de la cubierta.
- **Instalación de paneles con la misma inclinación que la cubierta**, colocados directamente sobre ésta sin una separación mínima entre ellos. En este proyecto se dispondrán de ésta manera.

El número de paneles se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{\text{Superficie útil de la cubierta (m}^2\text{)}}{\text{Superficie del panel (m}^2\text{)}} = \frac{3346,50}{2,23} \cong 1.500 \text{ paneles}$$

Para determinar el número de ramales que pueden ser instalados en paralelo y el número de paneles que pueden ser conectados en serie en cada ramal, es necesario cumplir las restricciones establecidas por las características técnicas del inversor. Por ejemplo, la corriente de cortocircuito del ramal de paneles fotovoltaicos no puede superar la corriente máxima del inversor. En el apartado 4.4 se nombran el resto de las restricciones del inversor.

El inversor se debe elegir en base a su potencia nominal. Tras la selección del inversor, se recopilarán todas las especificaciones técnicas necesarias para los cálculos posteriores del catálogo del fabricante, incluyendo la potencia, el voltaje, la corriente límite, entre otros aspectos.

Número de módulos por ramal

La tensión de circuito abierto del generador siempre debe ser menor que la tensión máxima de entrada en el inversor.

El valor máximo de paneles conectados en serie se determina mediante la fórmula:

$$n_{max} = \frac{U_{max} (inversor)}{U_{oc} (panel)} = \frac{1.000}{49,58} = 20 \text{ paneles}$$

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

El valor mínimo de paneles conectados en serie se calcula con la fórmula:

$$n_{min} = \frac{U_{MPP} (inversor)}{U_{MPP} (panel)} = \frac{580}{41,82} = 13 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número de paneles conectados en serie en cada entrada debe estar entre 13 y 20 .

Considerando que la potencia nominal del inversor debe estar entre el 80% y el 90 % de la potencia pico del generador, se pueden determinar los paneles necesarios para ambos límites.

$$n_{80} = \frac{P_{nom} (inversor)}{P_p (panel) \cdot 80\%} = \frac{100.000}{455 \cdot 0,8} = 274 \text{ paneles}$$

$$n_{90} = \frac{P_{nom} (inversor)}{P_p (panel) \cdot 90\%} = \frac{100.000}{455 \cdot 0,9} = 244 \text{ paneles}$$

Es conveniente que los ramales conectados a un mismo MPPT tengan el mismo número de paneles en serie. Siguiendo este criterio, junto con la optimización del espacio disponible y respetando los límites previamente establecidos, se seleccionan ramales de 17 paneles.

7.1.3 Energía generada por la instalación

Para obtener la producción energética anual, usaremos el programa PVsyst. Primero, introducimos el emplazamiento para obtener los datos meteorológicos. El segundo paso es rellenar el campo de “Orientación”, en nuestro caso, introduciremos dos orientaciones diferentes como podemos ver en la Figura 14.

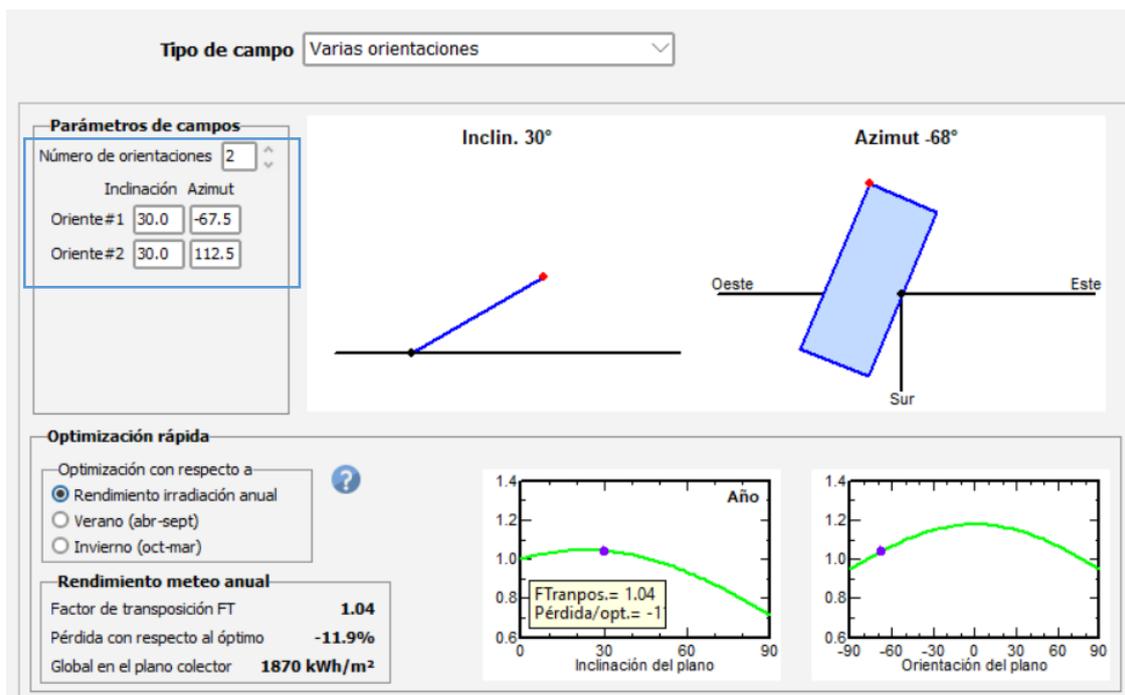


Figura 14: Campo “Orientación” de PVsyst

Después de haber terminado con este apartado, se pasa al siguiente, el llamado “Sistema”, donde se establecen los módulos y el inversor, además de diseñar el conjunto.

Es fundamental asegurarse de que los parámetros de diseño coinciden con las hojas de especificaciones. A partir de los datos obtenidos por el programa, se realiza el cálculo para comprobación de resultados.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Generador 1, ONO Orden: 1
 Oriente: Orientación #2 Inclinación: 30° Azimut: 113°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 113.0 kWp
 ... o área disponible (módulos): 556 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: [dropdown] Filtro: Todos los módulos F
 Módulos necesarios aprox.: 248
 JA Solar 455 Wp 35V Si-mono JAM72-S20-455-MR Desde 2020 Manufacturer-RETC

Selección del inversor
 Disponible ahora: [dropdown] Voltaje de salida: 400 V Tri 50Hz
 Fronius International 100 kW 580 - 930 V TL 50/60 Hz Tauro Eco 100-3-P Desde 2020

Diseño del conjunto
 Núm. de inversores: 1 Voltaje de funcionamiento: 580-930 V Poder global inversor: 100.0 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V

Resumen sistema global
 Núm. de módulos: 1496
 Área del módulo: 3324 m²
 Núm. de inversores: 6
 Potencia FV nominal: 681 kWp
 Potencia de CA nominal: 600 kWCA
 Proporción Pnom: 1.134

Figura 15: Campo "Sistema" de PVsyst.

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador 1, ONO		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	14
Fronius International - Tauro...	1	1
Generador 2, ESE		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	16
Fronius International - Tauro...	1	1
Generador 3, ONO		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	13
Fronius International - Tauro...	1	1
Generador 4, ESE		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	16
Fronius International - Tauro...	1	1
Generador 5, ONO		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	13
Fronius International - Tauro...	1	1
Generador 6, ESE		
JA Solar - JAM72-S20-455-MR	17	16

Resumen sistema global
 Núm. de módulos: 1496
 Área del módulo: 3324 m²
 Núm. de inversores: 6
 Potencia FV nominal: 681 kWp
 Potencia de CA nominal: 600 kWCA
 Proporción Pnom: 1.134

Figura 16: Configuración de los módulos

Finalmente, se introducen el resto de los datos, como sombreados, pérdidas y autoconsumo de la nave. Como resultado se puede obtener la producción del sistema anual (Figura 17) y por horas (Figura 18) o la proporción de rendimiento.

En la Figura 18 se puede observar la producción energética que generará la instalación fotovoltaica, formada por 1.496 módulos fotovoltaicos JA Solar 455MR de 455 Wp cada uno. La producción energética anual generada es de **982.778 kWh/año**, esto equivale a, aproximadamente, 1.444 horas equivalentes de funcionamiento.

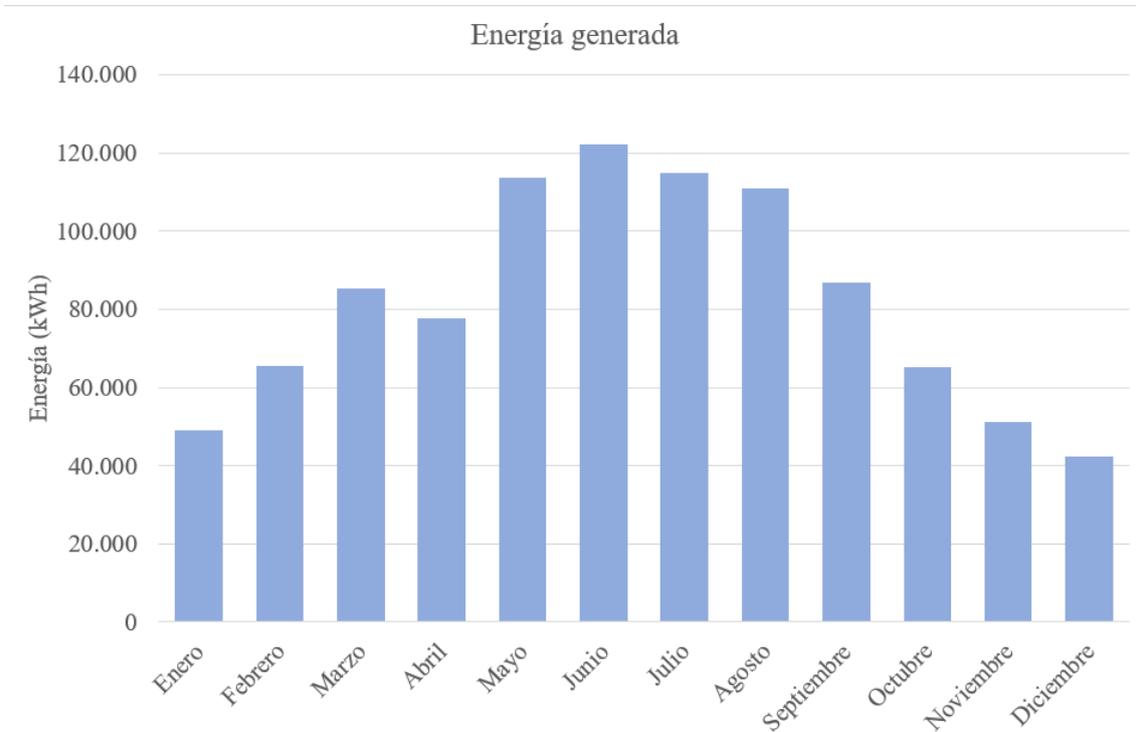


Figura 17: Energía generada anualmente.

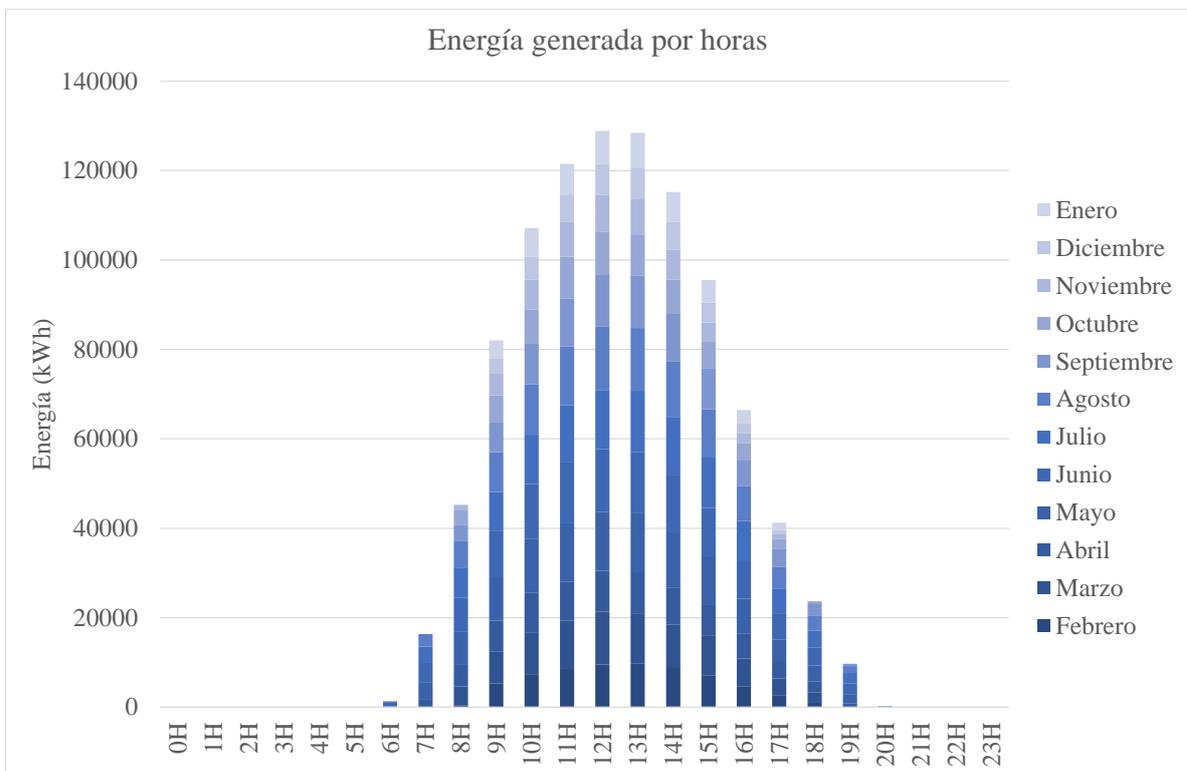


Figura 18: Energía generada por horas.

7.1.4 Cálculo del grado de autoconsumo

Para calcular el grado de autoconsumo de nuestra instalación, se tendrá en cuenta la producción energética del sistema, la energía demandada a la red cuando la producción no sea suficiente para cubrir el consumo de la instalación, la energía no aprovechada (excedente) y la energía autoconsumida. La Tabla 10 muestra el resumen mensual de estos valores.

Debido a la necesidad de que la generación y autoconsumo coincidan, no toda la energía podrá ser utilizada en los consumos propios de las instalaciones de la nave. De la energía generada por la instalación fotovoltaica, se autoconsumirá aproximadamente el 62%.

Debido a la modalidad seleccionada de instalación de autoconsumo con excedentes acogida a no compensación, unos 375.771 kWh serán vertidos a la red permitiendo su venta a la comercializadora al precio actualizado del mercado eléctrico.

Tabla 10: Autoconsumo eléctrico.

	Generación solar	Demanda energética	Energía autoconsumida		Energía comprada a la red		Energía no aprovechada	
	kWh	kWh	kWh	% Generación	kWh	% Generación	kWh	% Generación
Febrero	65.188	132.358	45.671	70,06%	86.687	65,49%	19.517	29,94%
Marzo	85.130	144.996	57.499	67,54%	87.497	60,34%	27.631	32,46%
Abril	77.636	134.716	54.681	70,43%	80.035	59,41%	22.955	29,57%
Mayo	113.411	144.210	67.258	59,30%	76.952	53,36%	46.153	40,70%
Junio	121.935	131.596	65.995	54,12%	65.601	49,85%	55.940	45,88%
Julio	114.840	135.096	62.655	54,56%	72.441	53,62%	52.185	45,44%
Agosto	110.798	69.940	39.431	35,59%	30.509	43,62%	71.367	64,41%
Septiembre	86.617	153.381	59.005	68,12%	94.376	61,53%	27.612	31,88%
Octubre	65.159	135.963	46.990	72,12%	88.973	65,44%	18.169	27,88%
Noviembre	51.073	147.447	40.053	78,42%	107.394	72,84%	11.020	21,58%
Diciembre	42.102	89.299	26.100	61,99%	63.199	70,77%	16.002	38,01%
Enero	48.889	109.252	41.669	85,23%	67.583	61,86%	7.220	14,77%
Total	982.778	1.528.254	607.007	61,76%	921.247	60,28%	375.771	38,24%

La generación energética frente al consumo energético cada mes se muestra en la Figura 19. Se aprecia cómo se necesita una instalación de gran tamaño para poder cubrir los consumos energéticos de la nave industrial.

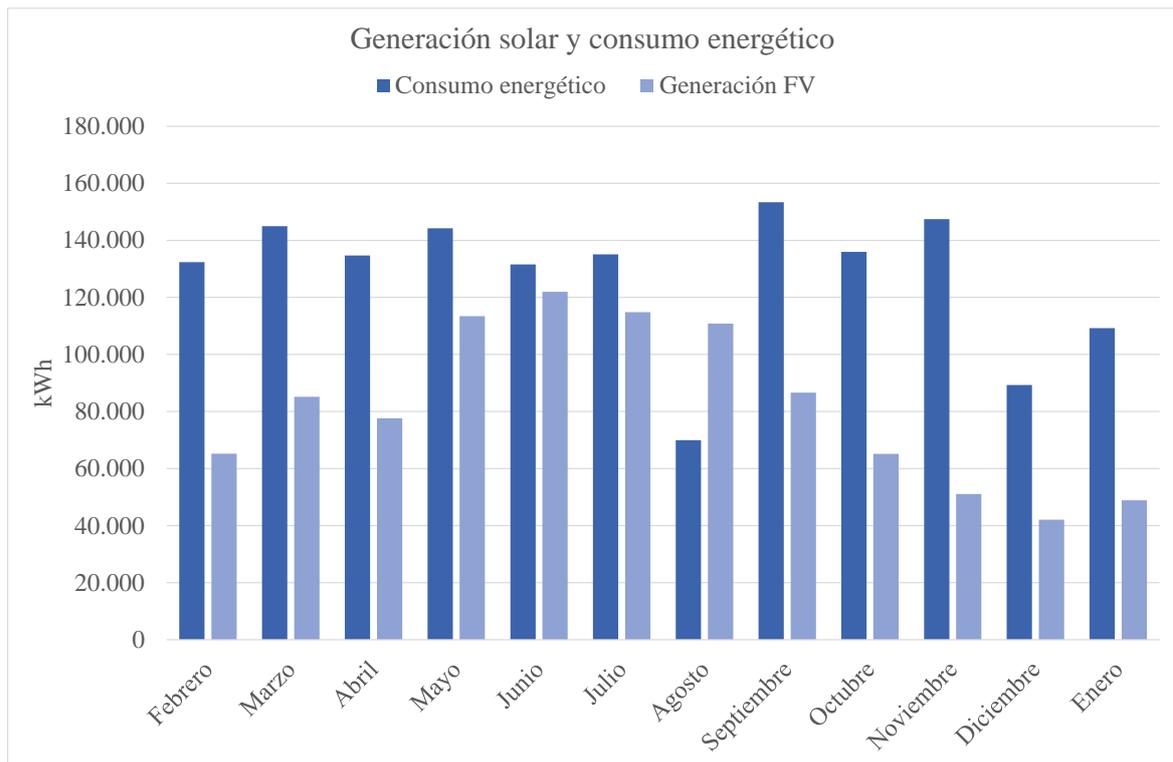


Figura 19: Producción energética anual del sistema FV frente al consumo.

7.2 Diseño de la instalación en baja tensión

7.2.1 Instalaciones en baja tensión en CC

7.2.1.1 Generalidades

Los diferentes ramales de la instalación se conectarán en la caja de conexiones interna del inversor, formando así el circuito entre módulos fotovoltaicos y caja de conexiones del inversor.

Los cables seleccionados cumplen con la normativa vigente para este tipo de instalaciones, que incluye:

- El Reglamento de Baja Tensión en sus Instrucciones Técnicas Complementarias, especialmente la I.T.C. 40, que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión.
- La norma UNE-20460-5-523, que establece las intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- Se garantiza el cumplimiento del Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a la red del IDAE.

7.2.1.2 Elección del cable

Como toda instalación que queda permanentemente al aire libre, los sistemas fotovoltaicos deben estar diseñados para resistir cualquier condición meteorológica (temperaturas ambientales extremas, resistencia a impactos, humedad, ...) que condiciona la calidad de los materiales empleados.

La selección del cable se elige en función del aislamiento, de Polietileno Reticulado (XLPE) o Policloruro de vinilo (PVC). El aislamiento de XLPE ofrece características eléctricas y térmicas mejoradas frente al PVC, ya que es un material termoestable que mantiene sus propiedades frente a cambios de temperatura y presión dieléctrica. Además, tiene un bajo factor de pérdida y una mayor resistencia a la humedad.

En nuestro caso, se ha seleccionado un cable unipolar con doble aislamiento de XLPE y caucho etileno-propileno (EPR), ambos materiales poliméricos termoestables. Este cable cumple con la normativa UNE 21123 y de acuerdo con el Reglamento de Productos de la Construcción (CPR) para cables eléctricos de baja tensión. La denominación será clase CPR mínima Cca-s1b, d1, a1.

Según las especificaciones del PCT del IDAE, el conductor tendrá doble aislamiento.

7.2.1.3 Cálculo de la sección de los conductores

La determinación de la sección de los conductores se ha hecho en base a dos criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de tensión.

Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima corresponde a la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico. Al estar conectados en serie, la intensidad será la misma en todos los ramales.

$$I_{ser} = I_{cortocircuito} = 11,41 A$$

Los cables estarán asegurados con abrazaderas para garantizar una mejor disipación del calor, lo que contribuirá a la seguridad del sistema.

Para tener en cuenta los efectos de la radiación solar sobre el cable, aplicaremos un factor de reducción de 0,8.

En la Tabla 11 del apartado siguiente, se muestra la comparación entre la intensidad que circula por cada conductor y la intensidad admisible para la sección seleccionada con la aplicación del coeficiente corrector, observándose que se cumple el criterio de intensidad máxima admisible.

Caída de tensión

Para facilitar los cálculos de las caídas de tensión en los tramos entre los módulos y el inversor, se calculará únicamente la caída de tensión del conductor más largo, que es el escenario más desfavorable.

La tensión de circuito abierto de cada panel es de 49,85 V. Dado que están conectados en serie 17 paneles, la tensión total en el circuito será:

$$U_{generador} = 49,85 \cdot 17 = 847,45 \text{ V}$$

El cálculo de la caída de tensión en dichos tramos se calcula mediante la siguiente expresión:

$$U_{DC} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S}$$

siendo:

L: Longitud del conductor (m)

I: Intensidad (A)

K: Conductividad del conductor (cobre = 56 m/Ωmm²; aluminio = 35 m/Ωmm²)

S: Sección del conductor (mm²)

Para determinar la intensidad máxima, se ha incrementado la intensidad en un 125%, conforme a lo establecido en la ITC-BT-40. Para los cálculos de la caída de tensión, no se ha aplicado ningún aumento en la intensidad.

Los resultados obtenidos para cada inversor son los siguientes:

Tabla 11: Cálculo de caída de tensión.

CÁLCULOS RED INTERNA DE CORRIENTE CONTINUA								
Tramo	Longitud máxima	Intensidad máxima	Nº conductores	Sección de cable elegida	Int.Admisible sin coeficiente reductor	Int. Admisible de la sección	Caída de tensión	Caída de tensión
	(m)	(A)		(mm ²)	(A)	(A)	(V)	(%)
Ramal-INV 1	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
Ramal-INV 2	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
Ramal-INV 3	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
Ramal-INV 4	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
Ramal-INV 5	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
Ramal-INV 6	66,00	14,26	1	6	45	36,9	4,48	0,529
TENSIÓN RAMAL				847,45 V	CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA (%)			0,53

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y ITC-BT-40, los conductores de la parte CC deben tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea menor del

1,5%. Podemos observar que los conductores cumplen con el criterio de máxima caída de tensión.

7.2.1.4 Protecciones de la línea

Cortocircuitos

Para la protección de la instalación contra cortocircuitos, se emplearán los dispositivos de disparo magnético presentes en los interruptores automáticos magnetotérmicos.

Conforme a la norma UNE 20460, los dispositivos de protección deben tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito prevista en cualquier punto de la instalación. Además, deben actuar con rapidez suficiente para que el conductor protegido no supere la máxima temperatura de cortocircuito (la temperatura máxima admisible del cable.) El tiempo de corte será inferior a 0,1 segundos.

Contactos directos e indirectos

La conexión del generador fotovoltaico se realizará en modo flotante, lo que garantiza niveles adecuados de protección frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de corriente continua permanezca por encima de los niveles de seguridad y no se produzca un primer fallo a masa o tierra. En caso de que ocurra éste último, se genera una situación de riesgo que se soluciona mediante:

- Aislamiento clase II en los módulos fotovoltaicos y cables.
- Protección activa contra derivaciones, integrada en el inversor, que detecta la aparición de derivaciones en la parte de corriente continua.
- Un interruptor diferencial instalado en el cuadro de baja tensión que protegerá la parte de corriente alterna.

Sobretensiones

Debido a que el generador fotovoltaico está expuesto a posibles sobretensiones atmosféricas significativas, el inversor incorpora protecciones contra sobretensiones transitorias.

7.2.2 Instalaciones en baja tensión en CA

Se instalará una línea de baja tensión que conectará los inversores con el cuadro de Baja Tensión de la instalación.

El cable empleado será de cobre, unipolar, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) o un material similar, con una clasificación CPR mínima de Cca-s1b, d1, a1 y de 0,6/1 kV RZ1-K(AS).

Estos cables son idóneos para una gran variedad de aplicaciones, incluyendo redes de distribución, instalaciones subterráneas, industriales, alumbrado público y, por sus

características térmicas y eléctricas, instalaciones donde sean previsibles sobrecargas o cortocircuitos.

7.2.2.1 Cálculo de la red de baja tensión

La determinación de la sección del conductor se ha hecho en base a los tres criterios siguientes:

- Intensidad máxima admisible en servicio permanente.
- Caída de tensión.
- Intensidad de cortocircuito.

Intensidad máxima admisible en servicio permanente

La intensidad que circulará por cada tramo de conductor viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi}$$

siendo:

P_c: Potencia a transportar (W)

V: 400 V

cos φ: Factor de potencia (0,9)

Tras obtener el dato de la intensidad, se determinará la sección que debe tener el conductor a partir de la tabla 1 de la ITC-BT-19 para ternas de cables unipolares y de cobre, teniendo en cuenta que la intensidad nominal debe ser inferior a la intensidad máxima admisible para la sección dada.

Caída de tensión

Para determinar la sección mínima que asegure una caída de tensión dentro de los límites establecidos, se utiliza la siguiente fórmula simplificada:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot e (\%) \cdot V^2} \cdot 100$$

siendo:

L: Longitud más desfavorable de la línea

P: Potencia instalada

C: Conductividad del cable

S: Sección del conductor (mm²)

V: Tensión fase-neutro (400V)

Además, para verificar que la caída de tensión es admisible para una sección determinada, se emplea la siguiente expresión para calcular su valor en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{L \cdot P}{C \cdot S \cdot V^2} \cdot 100$$

siendo:

L: Longitud más desfavorable de la línea

P: Potencia instalada

C: Conductividad del cable

S: Sección del conductor (mm²)

V: Tensión fase-neutro (400V)

6.2.2.2 Resultados de los cálculos

Para calcular la intensidad que circula a través de estos conductores, se ha incrementado en un 25% la intensidad circulante, de acuerdo con lo establecido en la ITC-BT-40. En la Tabla 12 se muestra el resultado del dimensionamiento:

Tabla 12: Cálculos de la línea de conexión inversores con cuadro eléctrico.

CÁLCULOS LÍNEA CONEXIÓN INVERSORES-CUADRO ELÉCTRICO									
Línea	Tramo	Material conductor	Longitud máx.	Potencia generada	Intensidad máx.	Sección del cable elegido	Int.Admisible de la sección	Caída de tensión	Caída de tensión acumulada
			(m)	(W)	(A)	(mm ²)	(A)	(%)	
L1	INV 1-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	
L2	INV 2-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	
L3	INV 3-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	
L4	INV 4-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	
L5	INV 5-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	
L6	INV 6-CE Unificado	Cu	6	100000	200,5	70	220	0,096	0,574
						CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA (%)			0,57%

La caída de tensión es inferior al 1,5% establecido como máximo.

7.2.2.3 Protecciones

La protección principal de la instalación estará a cargo de un interruptor diferencial y un interruptor magnetotérmico en la cabecera. Además, todas las líneas internas de corriente alterna estarán equipadas con descargadores de sobretensiones transitorias y permanentes, así como con los interruptores magnetotérmicos y diferenciales.

7.3 Cálculos económicos

Una vez realizado el dimensionamiento y la selección del sistema de paneles solares fotovoltaicos, se procede a realizar un análisis económico y de rentabilidad para evaluar el impacto de la instalación en la factura de la luz y para verificar que la inversión para el proyecto de autoconsumo es rentable.

Este análisis implica un equilibrio entre los costes de la electricidad y los asociados con la instalación fotovoltaica. Para calcular los costes de la factura eléctrica, se parte de los precios y facturas de la electricidad durante los meses de 2022 y se aplican a la cantidad de energía consumida. En cuanto a los costes de la instalación, se ha obtenido el precio de los componentes necesarios para formar el sistema de autoconsumo y se estiman los costes de estructura, cableado y mano de obra requeridos para la instalación.

Como se ha mencionado anteriormente, tras calcular el autoconsumo energético se observa que se genera un excedente de energía, pero al ser la instalación superior a 100 kW, no se puede compensar, por tanto, el tipo de instalación de autoconsumo que se va a tramitar para la nave industrial es conectada a la red con excedentes acogida a no compensación. Esto influirá en el análisis económico, ya que el excedente de energía de la instalación será vertido a la red permitiendo su venta a la comercializadora, obteniéndose un ahorro anual en la factura de la luz.

A continuación, se detalla el proceso seguido para realizar el estudio económico calculando los costes de la factura y los costes de la instalación para, finalmente, calcular el flujo de caja anual para obtener el VAN y TIR con el fin de confirmar que la inversión y el proyecto es viable económicamente.

7.3.1 Coste de la instalación del sistema de paneles fotovoltaicos

A continuación, se presenta en la tabla siguiente los componentes necesarios para la instalación del sistema de paneles fotovoltaicos, incluyendo el modelo seleccionado, el precio unitario de cada producto y la cantidad necesaria para este proyecto.

Costes de la instalación

Elemento	Marca/Modelo	Precio (€) por ud.	Uds.	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	JA Solar JAM72S20 455/MR	179,00	1496	267.784,00
Inversor	Fronius Tauro Eco 100-3-P	6.774,39	6	40.646,34

Para los costes de cableado, estructura y mano de obra se han estimado aplicando un porcentaje del total de los costes de la instalación.

Elemento	% respecto a los costes de la instalación	Coste total (€)
Cableado y estructura	10	30.843,03
Mano de obra	4	12.337,21

Total de la inversión	351.610,59 €
------------------------------	---------------------

Mantenimiento

Se debe establecer un régimen de mantenimiento anual que lleve a cabo tareas de limpieza, verificación del cableado y en general de asegurar un correcto funcionamiento de la instalación. Se ha estimado un coste anual del 1% del coste de la instalación, de manera que el coste aumenta proporcionalmente al tamaño de la misma.

Al coste anual de mantenimiento se le va a aplicar un incremento del IPC anual del 2%.

Coste anual (% sobre coste de instalación)	1%
Coste anual de mantenimiento (€)	3.516,11

7.3.2 Análisis de facturas eléctricas

El análisis del consumo energético de la nave industrial se ha llevado a cabo a partir de las facturas mensuales de electricidad proporcionadas por la compañía suministradora y lecturas del contador. El período de consumo considerado es el comprendido entre el 1 de febrero de 2022 y el 31 de enero de 2023.

En la factura se incluyen conceptos que se clasifican como gastos fijos y otros como gastos variables en función del consumo de energía.

Los gastos fijos, que deben pagarse independientemente del nivel de consumo de energía, incluyen:

- Potencia contratada.
- Alquiler de equipos.
- Protección eléctrica.
- IVA aplicado al importe de la protección eléctrica.

Los gastos variables, cuyo importe variará en función de la energía consumida, son:

- Energía facturada.
- IVA aplicado al total del coste de la energía y al alquiler de equipos de medida.

Coste del término de potencia

En la Tabla 13 se detalla el coste del término de potencia anual en los distintos períodos tarifarios.

Tabla 13: Coste del término de potencia.

	€/kW año	kW	€
P1	21,25	600	12.747,12
P2	21,25	600	12.747,12
P3	11,53	600	6.918,45
P4	8,72	600	5.229,63
P5	0,56	600	336,16
P6	0,56	600	336,16
		Total	38.314,62 €

Como se puede observar, el coste del término de potencia durante el período analizado ascendió a **38.314,62 €**.

Coste del término de energía

Para calcular el coste de energía se han tenido en cuenta datos procedentes de las facturas, como el coste del término de energía, los peajes y un descuento de energía del 12%. A pesar de tener diferentes períodos tarifarios, la nave industrial paga lo mismo independientemente del horario.

En la tabla 15 se muestra el coste total del consumo de energía eléctrica anual detallado mes a mes.

Tabla 14: Datos utilizados para el cálculo.

	(€/kWh)
Coste energía	0,213978
Peajes	0,018838

Tabla 15: Coste total de la energía eléctrica.

	Total (kWh)	Término energía	Descuento energía	Peajes	Total (€)
Febrero	132.358,00	28.321,70 €	3.398,60 €	2.493,36 €	27.416,46 €
Marzo	145.248,00	31.079,88 €	3.729,59 €	2.736,18 €	30.086,47 €
Abril	134.716,00	28.826,26 €	3.459,15 €	2.537,78 €	27.904,89 €
Mayo	94.773,00	20.279,34 €	2.433,52 €	1.785,33 €	19.631,15 €
Junio	131.596,00	28.158,65 €	3.379,04 €	2.479,01 €	27.258,62 €
Julio	43.130,00	9.228,87 €	1.107,46 €	812,48 €	8.933,89 €
Agosto	69.940,00	14.965,62 €	1.795,87 €	1.317,53 €	14.487,28 €
Septiembre	108.855,00	23.292,58 €	2.795,11 €	2.050,61 €	22.548,08 €
Octubre	100.316,00	21.465,42 €	2.575,85 €	1.889,75 €	20.779,32 €
Noviembre	44.023,00	9.419,95 €	1.130,39 €	829,31 €	9.118,86 €
Diciembre	65.071,00	13.923,76 €	1.670,85 €	1.225,81 €	13.478,72 €
Enero	82.434,00	17.639,06 €	2.116,69 €	1.552,89 €	17.075,27 €
Total	1.152.460,00	246.601,09 €	29.592,13 €	21.710,04 €	238.719,00 €

Como se puede observar, el coste final de la energía durante el período analizado ascendió a **238.719,00 €**.

Factura eléctrica

Para obtener el total de la factura eléctrica anual, se debe calcular el Impuesto Eléctrico (IE) sobre los términos de potencia y energía, el alquiler del contador y el IVA sobre el total.

$$IE = 0,5\% \cdot (\text{coste término potencia} + \text{coste término energía})$$

$$\text{Alquiler del contador} = \text{días del mes} \cdot (1,2775) =$$

$$IVA = 21\% \cdot (\text{coste término potencia} + \text{coste total energía} + IE + \text{Alquiler})$$

Tabla 16: Coste total de la factura eléctrica.

	IE	Alquiler	IVA	Factura total
Febrero	156,30 €	35,77 €	6.415,02 €	36.962,76 €
Marzo	171,67 €	39,60 €	7.045,89 €	40.597,76 €
Abril	159,88 €	38,33 €	6.562,97 €	37.815,21 €
Mayo	117,67 €	39,60 €	4.838,93 €	27.881,47 €
Junio	156,54 €	38,33 €	6.426,55 €	37.029,18 €
Julio	62,41 €	39,60 €	2.580,91 €	14.870,93 €
Agosto	91,10 €	39,60 €	3.753,14 €	21.625,24 €
Septiembre	132,21 €	38,33 €	5.432,23 €	31.299,99 €
Octubre	123,60 €	39,60 €	5.081,29 €	29.277,93 €
Noviembre	62,85 €	38,33 €	2.597,53 €	14.966,71 €
Diciembre	85,89 €	39,60 €	3.540,25 €	20.398,58 €
Enero	104,47 €	39,60 €	4.299,43 €	24.772,88 €
Total	1.424,58 €	466,29 €	58.574,14 €	337.498,62 €

Por tanto, la factura eléctrica anual en el periodo considerado es de 337.498,62 €.

Es importante implementar medidas para reducir los costes energéticos de la instalación y aumentar su abastecimiento aprovechando los recursos naturales disponibles.

7.3.3 Análisis de rentabilidad

A continuación, se van a explicar brevemente los parámetros empleados para llevar a cabo el análisis de rentabilidad económico del proyecto:

- **Inversión:** los costes de inversión están formados por el capital fijo, que es la cantidad de dinero que se invierte para la adquisición de los componentes del sistema de autoconsumo y en la mano de obra. Esta inversión se realiza una vez.
- **Ingresos:** en un sistema de autoconsumo no hay ingresos, lo que sí tenemos son **ahorros** en la factura de luz. Para calcular el ahorro derivado de la producción

fotovoltaica, se han considerado el IVA (21%) y el IEE (0,5%) ya que los datos cogidos de los consumos son del año 2022.

- **Costes:** para este proyecto sólo se han considerado **costes de mantenimiento**.

Como se ha indicado anteriormente, los costes por año van aumentando por el IPC, por lo que el cálculo anual se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\text{Costes del año } (t) = \text{costes del año } (t - 1) \cdot (1 + IPC)$$

- **Beneficio bruto:** se refiere a los ingresos generados por el proyecto menos los costes requeridos.
- **Cash Flow o flujo de caja:** es la diferencia entre los flujos de entradas (ingresos obtenidos por el sistema) y salidas (inversiones realizadas) en un intervalo de tiempo determinado.

Para cuantificar si un proyecto es rentable económicamente, se utilizan los siguientes indicadores de rentabilidad:

- **Período de retorno de la inversión:** permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^{PB} \frac{(FC + \text{pago a principal})_t}{(1+i)^t}$$

siendo:

n: número de años de vida útil del proyecto

I_t : inversión total del año t

i: tasa de actualización

FC_t : cash-flow neto del año t

- **Valor actualizado neto (VAN):** Representa la diferencia entre el dinero que genera el proyecto a lo largo de los años y la inversión en el mismo.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{(FC)_t}{(1+i)^t}$$

siendo:

I_0 : inversión inicial propia

En el caso de que el VAN sea mayor o igual a 0, la inversión es rentable. En el caso de que el VAN sea menor a 0, la inversión no es rentable.

- **Tasa interna de retorno (TIR):** Representa la tasa de descuento que se tiene en un proyecto y que nos permite que el dinero generado sea como mínimo igual a la inversión.

$$VAN = - \sum_{t=0}^n \frac{(I_{propia})_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{(FC)_t}{(1+r)^t} = 0$$

Si la TIR es superior a la tasa de actualización i , el proyecto es viable.

A continuación, se detallan los valores de cada uno de los parámetros mencionados anteriormente:

- La inversión inicial de capital fijo para este proyecto asciende a 351.610,59 €
- El ahorro económico durante el primer año después de la instalación de los paneles solares es de 48.850,23 €. Para los años siguientes, se estima un aumento del ahorro del 1%.
- Se ha considerado un valor del IPC del 2%.
- Los costes de operación incluyen el mantenimiento del sistema de autoconsumo.
- La tasa de actualización utilizada es del 5%.

Para el cálculo de los indicadores de rentabilidad, se considera un horizonte de tiempo de 10 años como período de análisis. Aunque la vida útil total de una instalación fotovoltaica es de 25 años, se ha tomado esta decisión debido a que, a partir de los 10 años, el rendimiento de las placas solares se ve afectado por el deterioro y disminuye por debajo del 90%.

Tras establecer los parámetros, se calcula el flujo de caja para determinar el VAN y el TIR del proyecto. A continuación, se presenta el flujo de caja para los próximos 10 años en las tablas siguientes:

Tabla 17: Cash-flow de la instalación de 0-5 años.

Cálculo del cash-flow de la instalación fotovoltaica								
Años			0	1	2	3	4	5
Inversión			351.611					
Inversión propia			351.611					
Préstamo (Financiación)								
Ingresos				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costes								
Costes de funcionamiento				3.516,11	3.586,43	3.658,16	3.731,32	3.805,95
Costes financieros (intereses préstamo)				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ahorro				-48.850,23	-49.827,23	-50.823,78	-51.840,25	-52.877,06
Beneficio bruto				45.334,12	46.240,81	47.165,62	48.108,94	49.071,11
Impuesto sociedades	0,00%			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	0,00%			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Peaje de acceso	0,00 €			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto				45.334,12	46.240,81	47.165,62	48.108,94	49.071,11
Pago a principal (amortización préstamo)					0,00	0,00	0,00	0,00
Cash Flow				45.334,12	46.240,81	47.165,62	48.108,94	49.071,11

Tabla 18: Cash-flow de la instalación de 6-10 años.

Cálculo del cash-flow de la instalación fotovoltaica							
Años			6	7	8	9	10
Inversión							
Inversión propia							
Préstamo (Financiación)							
Ingresos			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costes							
Costes de funcionamiento			3.882,06	3.959,71	4.038,90	4.119,68	4.202,07
Costes financieros (intereses préstamo)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ahorro			-53.934,60	-55.013,29	-56.113,56	-57.235,83	-58.380,55
Beneficio bruto			50.052,54	51.053,59	52.074,66	53.116,15	54.178,47
Impuesto sociedades	0,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la electricidad	0,00%		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Peaje de acceso	0,00 €		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio neto			50.052,54	51.053,59	52.074,66	53.116,15	54.178,47
Pago a principal (amortización préstamo)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash Flow			50.052,54	51.053,59	52.074,66	53.116,15	54.178,47

IPC	2%
Tasa de actualizacion (i)	5%

Obteniendo el siguiente valor para el VAN y TIR:

VAN (t=10)	28.657
-------------------	--------

TIR (t=10)	7%
-------------------	----

Por lo tanto, el proyecto desde el punto de vista económico es rentable.

7.3.4 Tramitación administrativa

En la tramitación administrativa de las instalaciones en autoconsumo, es necesario la realización de trámites a través de la comunidad autónoma en la que se ubique la instalación.

Como se ha mencionado anteriormente, la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación está establecida en el RD 244/2019. En esta modalidad existen dos figuras: el consumidor, el titular del punto de suministro, y el productor, titular de la instalación.

Toda la información necesaria para el registro de instalaciones eléctricas de baja tensión y para tramitar y registrar la instalación de autoconsumo sin excedentes en la Región de Murcia se encuentra disponible en el siguiente enlace web:

<https://sede.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=19&IDTIPO=240>

Los procedimientos a seguir para inscribir las instalaciones de producción de energía eléctrica de autoconsumo, de acuerdo con las definiciones del ITC-BT-40 del REBT (RD 842/2002) y en el RD 244/2019, son los siguientes:

CON excedentes NO acogida a compensación C2.EX/NC Subsección b1 ó b2	-No cumple con los requisitos para la compensación o se adhiere voluntariamente. - Subsección b1: con un único contrato de suministro - Subsección b2: contrato servicios aux. generación y contrato suministro consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Permiso de acceso y conexión (II) (Código 3072 para informe previo sobre garantía) • Autorización instalación producción Alta Tensión, en su caso (III). Código 0007 ó • Registro de Instalaciones de Baja tensión, en su caso (IV). Código 0019 • Registro Administrativo de Autoconsumo. (V) Código 0019 ó 0007 • Sección segunda, subsección b1 o subsección b2. • Registro Ad. de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (PRETOR) (VI) código 0019 ó 0007. • Registro de establecimientos industriales (VII) Código 1075
--	---	--

Para la modalidad de autoconsumo con excedentes, es necesario presentar el proyecto o memoria ante la empresa distribuidora de energía eléctrica para que ésta verifique la instalación antes de su puesta en servicio.

Los trámites requeridos son los siguientes:

- Obtención del **permiso de acceso y conexión** por parte de la empresa distribuidora para la generación de energía.
- **Registro de Instalaciones de Baja Tensión:** Se debe realizar la inscripción en el registro presentando la solicitud normalizada [12] [13] y la documentación requerida indicada en la propia solicitud.
- **Registro Administrativo de Autoconsumo:** Según lo establecido en la ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, es obligatorio que todos los consumidores que deseen acogerse a alguna modalidad de autoconsumo se registren en el registro administrativo correspondiente. En la Región de Murcia, esto implica incorporar los datos en el Registro de Instalaciones de Baja Tensión.
- **Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica:** La inscripción en este registro se realiza conjuntamente con el registro de instalaciones de baja tensión. De acuerdo con la normativa vigente, las instalaciones que vierten energía a la red con el fin de percibir remuneración deben inscribirse en el PRETOR, según lo establecido en el RD 413/2014.
- **Registro de establecimientos industriales:** Todas las empresas que realicen generación eléctrica (art. 2 del RD 47/2003) y viertan energía a la red para su contraprestación económica están obligadas a inscribirse en el Registro Industrial.

8. CONCLUSIONES

La instalación fotovoltaica de autoconsumo en esta nave industrial se estima que genera energía suficiente para cubrir un 62% de la demanda, existiendo un exceso de generación que se venderá a la comercializadora.

Desde una perspectiva económica, se observa que la instalación podría comenzar a ser rentable tras los 9 años de funcionamiento, quedando más de la mitad de la vida de la instalación para sacar beneficio o rentabilidad de ella.

En cuanto al aspecto ecológico, el cambio climático continúa siendo una preocupación global. El uso de la energía solar fotovoltaica para industrias y viviendas en regiones con alta radiación solar, como la Región de Murcia, podría contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como se ha visto en el apartado 6, a los 10 años de instalación se habrán evitado, aproximadamente, 241.120 kg de CO₂.

9. BIBLIOGRAFÍA

[1] <https://www.unef.es/>

[2] <https://www.ree.es/es>

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

[4] <https://www.regmurcia.com/>

[5] IDEA (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

[6] <https://greening-e.com/>

[7] JA SOLAR. Ficha técnica Panel Solar 545W JA Solar Mono PERC.

[8] <https://www.mpvsolarreference.com/post/qu%C3%A9-tipos-de-inversor-fotovoltaico-existen>

[9] Fronius (2020). Fronius Tauro Eco Manual de instrucciones.

[10] <https://manuals.sma.de/SB30-50TL-21/es-ES/391157771.html>

[11] <https://www.ree.es/es/conocenos/principales-indicadores/emisiones-directas-co2-equivalente>.

[12]

<https://sede.carm.es/documentos/19/Certificado%20de%20instalaci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20de%20baja%20tensi%C3%B3n%20septiembre-2020.doc>

[13]

<https://sede.carm.es/documentos/19/Certificado%20de%20reconocimiento%20baja%20tensi%C3%B3n-2014-mod-280720.doc>