

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA, CIENCIA Y COMPUTACIÓN (STEAM)

GRADO EN INGENIERÍA EN SISTEMAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

OPTIMIZACION DEL AUTOCONSUMO RENOVABLE PARA UNA INDUSTRIA AGROALIMENTARIA

Alumno: D. IGNACIO PEREZ TRUEBA

Director: D. DIEGO ORTEGA SANZ

JUNIO 2026

TÍTULO: Optimización del autoconsumo renovable para una industria agroalimentaria

AUTOR: Ignacio Pérez Trueba

DIRECTOR DEL PROYECTO: Diego Ortega Sanz

FECHA: 7 de junio de 2026

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado nace de la necesidad real que tienen las industrias agroalimentarias rurales españolas de reducir su dependencia energética y sus costes eléctricos. Para ello, se ha construido un modelo representativo de este tipo de industrias y se ha diseñado e implementado una herramienta de simulación horaria en Excel que permite evaluar la viabilidad de instalar un sistema fotovoltaico de 100 kWp en cubierta. Los resultados obtenidos son más que satisfactorios: la instalación alcanza una tasa de autoconsumo del 88,2% y cubre el 25,1% de la demanda anual, generando un ahorro de aproximadamente 25.700 € al año. Económicamente, el proyecto se recupera en poco más de tres años con una TIR del 31,74%, y ambientalmente evita más de 21 toneladas de CO_2 anuales. Si además se aprovechan las ayudas públicas disponibles actualmente, la rentabilidad mejora de forma muy significativa, lo que convierte esta inversión en una oportunidad difícilmente comparable para el sector.

Palabras clave: Optimización, Energía renovable, Industria, descarbonización, autoconsumo fotovoltaico.

ABSTRACT

This Final Degree Project addresses a real challenge faced by rural agri-food industries in Spain: reducing their dependence on the electricity grid and cutting energy costs. To do so, a representative model of this type of industry was built, and an hourly simulation tool was developed in Excel to assess the feasibility of installing a 100 kWp rooftop photovoltaic system. The results are highly encouraging: the system achieves a self-consumption rate of 88.2% and covers 25.1% of the annual electricity demand, generating savings of around 25,700 € per year. From an economic standpoint, the investment pays back in just over three years with an IRR of 31.74%, while environmentally it avoids over 21 tons of CO_2 annually. When public subsidies currently available are factored in, profitability improves significantly, making this one of the most attractive investments accessible to small rural agri-food businesses today.

Key words: Optimization, Renewable energy, Industry, Decarbonization, solar self-consumption

Índice

RESUMEN 3

ABSTRACT 3

Capítulo 1. INTRODUCCION 10

1.1 Antecedentes 10

1.2 Objetivos generales 10

1.3 Metodología 10

Capítulo 2. MARCO TEORICO 11

2.1 Transición Energética y Descarbonización Industrial 11

2.2 Energías Renovables en el Sector Industrial 11

2.2.1 Energía Fotovoltaica 11

2.2.2 Energía Solar Térmica 12

2.2.3 Energía Eólica 12

2.2.4 Biomasa y Biogás 12

2.3 Autoconsumo en las industrias agroalimentarias 12

2.3.1 Impacto en el desarrollo rural 12

Capítulo 3. DESCRIPCION DE LAS INDUSTRIAS OBJETO DE ESTUDIO 13

3.1 Características generales de una industria agroalimentaria rural tipo 13

3.2 Principales procesos y Consumos energéticos 13

3.3 Potencial para la integración de autoconsumo renovable 14

Capítulo 4. Análisis energético de la industria Caracterización del caso de estudio 15

4.1 Criterios de selección y Modelo de la industria representativa 15

4.2 Descripción general de la Industria representativa 16

4.3 Procesos productivos y usos energéticos principales 17

4.4 Análisis de la Demanda Energética 18

4.4.1 Consumo Eléctrico Anual y Estacional 18

4.4.1 Indicadores para el perfil de la demanda 19

4.4.2 Indicadores de intensidad energética 19

4.5 Caracterización del recurso renovable 20

4.6 Infraestructura y condicionantes físicos 21
4.6.1 Superficie disponible para la instalación fotovoltaica 21
4.6.2 Modulo fotovoltaico seleccionado, Eurener MEPV Ultra 420 Wp 21
4.6.3 Infraestructura Eléctrica 21
4.6.4 Condicionantes urbanísticos y medioambientales 22
4.7 Auditoria Energética preliminar 22
4.7.1 Oportunidades de eficiencia energética 22
4.7.2 Potencial de flexibilidad de la demanda 23
4.8 Matriz DAFO e indicadores de diseño 24
4.8.1 Matriz DAFO 24
4.8.2 Parámetros de entrada para la fase de diseño 24
Capítulo 5. Diseño de alternativas y metodología de optimización 25
5.1 Definición de escenarios de autoconsumo 25
5.1.1 Criterios para la configuración de escenarios 25
5.1.2 Escenario (0) de referencia 25
5.1.3 Escenario 1, Fotovoltaica en la cubierta de la nave 25
5.2 Metodología de optimización 26
5.2.1 Planteamiento del problema de optimización 26
5.2.2 Modelo matemático implementado en Excel 27
5.2.3 Parámetros técnicos y económicos del modelo 30
5.2.4 Diseño técnico preliminar del escenario 1 31
5.3 Análisis de restricciones técnicas y normativas 31
5.3.1 Restricciones de red y tramitación administrativa 31
5.3.2 Restricciones de espacio y estructurales 32
5.3.3 Restricciones de compatibilidad con actividad productiva 32
5.4 Síntesis metodológica 33
5.4.1 Flujo de trabajo de la optimización en Excel 33
5.4.2 Indicadores de evaluación 34
Capítulo 6. Resultados de la Simulación energética y Optimización 35
6.1 Resultado del modelo de simulación horaria 35
6.1.1 Indicadores de evaluación 35
6.1.2 Evolución de la irradiación solar por mes 36
6.1.3 Producción fotovoltaica, Perfil horario y estacional 37
6.1.4 Balance energético horario del escenario 1 38

6.1.5 Comportamiento del grupo electrógeno diesel 39
6.2 Tasas de autoconsumo y autosuficiencia 40
6.3 Optimización del dimensionado fotovoltaico 42
6.3.1 Análisis con diferentes potencias pico en el Escenario 1 42
6.4 Análisis de sensibilidad 43
6.4.1 Descripción del análisis 43
6.4.2 Sensibilidad al precio de la energía eléctrica 43
6.4.3 Sensibilidad al coste de la inversión 43
6.4.4 Sensibilidad a la tasa de actualización 44
6.4.5 Sensibilidad al precio del Gasóleo B 44
6.5 Evaluación económico-financiera completa 45
6.5.1 Flujos de caja y rentabilidad del escenario 1 45
6.5.2 Impacto sobre la factura energética total 46
Capítulo 7. Evaluación económica con financiación, análisis ambiental y social 47
7.1 Análisis económico-financiero con financiación e incentivos 47
7.1.1 Marco de ayudas públicas disponibles 47
7.1.2 Impacto de las ayudas sobre la rentabilidad, análisis con subvención 49
7.2 Evaluación ambiental del ciclo de vida 49
7.2.1 Huella de carbono de la fase de fabricación e instalación 49
7.2.2 Reducción de emisiones acumulada a lo largo del horizonte de 25 años 50
7.2.3 Contribución a los objetivos climáticos nacionales y europeos 52
7.3 Impacto socioeconómico en el medio rural 52
7.3.1 Empleo directo generado en la fase de instalación 52
7.3.2 Empleo permanente en la fase de operación y mantenimiento 53
7.3.3 Impacto macroeconómico local, Multiplicador de empleo e ingresos 53
7.3.4 Contribución al reto demográfico y a la fijación de población rural 53
7.3.5 Alineación con la política territorial y rural nacional 54
7.4 Análisis de riesgo e incertidumbres 54
7.4.1 Riesgos técnicos 54
7.4.2 Riesgos regulatorios 55
7.4.3 Riesgos económicos y de financiación 55
7.5 Síntesis del análisis económico, ambiental y social 56
7.5.1 Síntesis económico-financiera 56
7.5.2 Síntesis ambiental 57

7.5.3 Síntesis socioeconómica y territorial 57
7.5.4 Valoración integrada y recomendación 58
Capítulo 8. Conclusiones 59
8.1 Conclusiones relativas al diagnóstico energético 59
8.2 Conclusiones relativas al diseño del modelo de simulación 59
8.3 Conclusiones relativas a los resultados de la simulación 59
8.4 Conclusiones relativas a la evaluación económica 60
8.5 Conclusiones relativas a la evaluación ambiental 61
8.6 Conclusiones relativas al impacto socioeconómico territorial 61
8.7 Conclusión general 62
BIBLIOGRAFÍA 63
ANEXOS 65

Índice de Figuras

Fig 3.1. Industria agroalimentaria con autoconsumo renovables-Pag 13

Fig 3.2. Evolución €/MWh en España-Pag 14

Fig 4.1. Distribución del Consumo Eléctrico-Pag 17

Figura 4.2 Distribución media mensual del consumo Eléctrico (MWh) -Pag 18

Figura 4.3, Distribución mensual de la irradiación solar en la zona seleccionada-Pag 20

Figura 6.1, Irradiación solar distribuida por mes-Pag 36

Figura 6.2, Comparación Irradiancia media horas solares e Irradiancia Pico-Pag 37

Figura 6.3, Comparativa por mes-Pag 38

Figura 6.4, Evolución de la Energía Fotovoltaica producida y la energía Auto consumida, en función de la potencia fotovoltaica instalada-Pag 42

Figura 6.5, Evolución del flujo neto a 25años-Pag 45

Figura 7.1, Evolución de las emisiones de CO2 por año-Pag 51

Índice de Tablas

Tabla 4.1 Ponderación de Subsectores agroalimentarios-Pag 15

Tabla 4.2. Consumo Eléctrico por uso-Pag 17

Tabla 4.3 Indicadores del perfil de la demanda-Pag 19

Tabla 4.4 Indicadores de la intensidad energética-Pag 19

Tabla 4.5, Matriz DAFO-Pag 24

Tabla 4.6, Parámetros para la fase de diseño de la industria representativa-Pag 24

Tabla 5.1, Parámetros técnicos y económicos del modelo-*Pag 30*

Tabla 5.2, Indicadores de evaluación-*Pag 34*

Tabla 6.1, Irradiación y temperatura distribuida por mes-Pag 36

Tabla 6.2, Producción fotovoltaica por mes-Pag 37

Tabla 6.3, Balance energético anual-Pag 38

Tabla 6.4, Resultados del grupo electrógeno Diesel-Pag 39

Tabla 6.5, Resultados del grupo electrógeno Diesel-Pag 40

Tabla 6.6, análisis con diferentes potencias pico-Pag 42

Tabla 6.7, VAN en función del precio de la energía-Pag 43

Tabla 6.8, VAN en función de la variación del CAPEX-Pag 43

Tabla 6.9, VAN y TIR en función de la tasa de actualización-Pag 44

Tabla 6.10, Indicadores económico-financieros del Escenario 1-Pag 45

Tabla 6.11, Coste energético anual-Pag 46

Tabla 7.1, Impacto de las ayudas públicas sobre los indicadores financieros-Pag 49

Tabla 7.2, Reducción acumulada de emisiones de CO2 a 25 años-Pag 50

Tabla 7.3, Empleo directo generado en la fase de instalación-Pag 52

Tabla 8.1, Resumen indicadores económico-financieros-Pag 60

Capítulo 1. INTRODUCCION

En el sector industrial el encarecimiento de los combustibles fósiles y la necesidad de reducir la dependencia energética exterior están impulsando el desarrollo de fuentes de energía renovable. En este proyecto analizaremos y optimizaremos el autoconsumo renovable para una industria agroalimentaria. Estas industrias suelen situar sus centros en el medio rural lo que sería un incentivo para la instalación de autoconsumo renovable.

1.1 Antecedentes

Durante los últimos años el modelo energético industrial ha estado basado principalmente en el consumo de energía procedente de combustibles fósiles y dependencia de suministro eléctrico externo, este modelo energético a garantizado una continuidad operativa de los procesos productivos, pero ha generado una volatilidad de los precios de la energía, así como un impacto ambiental elevado derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El avance de las políticas ambientales de descarbonización y desarrollo tecnológico de las energías renovables ha producido una reducción en los costes de instalación para industrias. Con este contexto surge la idea de optimizar el autoconsumo renovable en las industrias desde un punto de vista técnico y económico para garantizar un aprovechamiento de la energía y la viabilidad de la inversión.

1.2 Objetivos generales

El objetivo principal de este trabajo de fin de grado es analizar y optimizar el sistema de autoconsumo renovable de una empresa industrial agroalimentaria, con el propósito de maximizar el aprovechamiento energético reduciendo costes eléctricos.

También marcamos como objetivo evaluar el potencial de integración del autoconsumo renovable en un entorno industrial, determinar la capacidad real de generación renovable que se podría implementar, en relación con este objetivo también tendríamos el análisis del aprovechamiento energético, calcular la tasa de autoconsumo y la tasa de autosuficiencia y evaluar distintos escenarios de potencia instalada. Por último, un objetivo importante del proyecto será analizar la viabilidad económica de la instalación, determinar valores financieros y realizar un análisis de sensibilidad antes variaciones en el precio de la energía y más indicadores.

1.3 Metodología

En este proyecto analizaremos la situación energética actual evaluando las posibles fuentes renovables que se podrían utilizar y optimizaremos el aprovechamiento energético. Realizaremos el análisis económico de la inversión inicial y calcularemos el ahorro anual esperado. Dimensionaremos el sistema de autoconsumo para calcular la potencia optima de la instalación y seleccionaremos los equipos principales evaluación distintas configuraciones técnicas. Por último, evaluaremos el impacto ambiental de la instalación de autoconsumo cuantificando la reducción de emisiones y estimando la contribución a los distintos objetivos de sostenibilidad.

Capítulo 2. MARCO TEORICO

2.1 Transición Energética y Descarbonización Industrial

La transición energética se define como un proceso de transformación del sistema energético tradicional. Esta transición ayudara a una mayor estabilidad económica y sostenibilidad a largo plazo.

Por otro lado, la descarbonización industrial se articula en torno a:

- Mejora de la eficiencia energética
- Electrificación de procesos térmicos
- Integración de energía renovables
- Incorporación de tecnologías emergentes

En este proceso de transición, el autoconsumo renovable puede posicionarse como una herramienta para poder avanzar en la descarbonización industrial. La generación eléctrica renovable permite reducir la energía adquirida de la red y disminuir las emisiones asociadas. Sin embargo, este proceso de transición en el ámbito industrial plantea una serie de desafíos técnicos y económicos. La variabilidad de las fuentes renovables, la necesidad de garantizar la continuidad de los procesos productivos y las elevadas potencias demandadas obligan a realizar unos estudios de integración y optimización.

Por esto la descarbonización no debe entenderse como una sustitución de una fuente energética por otra, sino como una transformación del modelo de gestión energético empresarial.

2.2 Energías Renovables en el Sector Industrial

La incorporación de las energías renovables en el sector industrial es uno de los pilares principales de la transición energética industrial. Las principales fuentes de energía renovable en el entorno industrial son las siguientes:

2.2.1 Energía Fotovoltaica

Es la energía renovable más extendida en el ámbito industrial debido a una alta reducción de costes y facilidad de integración en las instalaciones. Sus ventajas son las siguientes:

- Reducción directa del consumo procedente de la red
- Bajo coste de operación y mantenimiento
- Vida útil larga

2.2.2 Energía Solar Térmica

Permite aprovechar la radiación solar para la producción de calor, muy interesante para industrias con alta demanda de agua caliente o procesos térmicos a temperaturas medias. Su uso está condicionado por la temperatura requerida y la continuidad del proceso de producción.

2.2.3 Energía Eólica

Este tipo de energía puede ser viable para industriales mediante el uso de aerogeneradores de pequeña o mediana potencia, se puede cumplimentar con generación fotovoltaica ya que su principal limitación radica en el espacio necesario y la variabilidad del viento.

2.2.4 Biomasa y Biogás

Muy útil en las industrias que generan residuos orgánicos, la biomasa y el biogás generan una oportunidad para revalorizar desperdicios o subproductos y poder generar energía eléctrica. Estas tecnologías permiten, frente a otras renovables, una mayor facilidad de gestión, la producción puede adaptarse a la demanda.

2.3 Autoconsumo en las industrias agroalimentarias

El autoconsumo para las industrias agroalimentarias se podría presentar como una herramienta estratégica para mejorar la competitividad, reducir costes y contribuir a la descarbonización del sector.

Las industrias agroalimentarias presentan una serie de características que las hacen particularmente adecuadas para la implantación de autoconsumo renovable:

- Elevado consumo eléctrico durante el horario diurno
- Disponibilidad de grandes superficies
- Alta sensibilidad a los costes energéticos

En estas industrias la energía fotovoltaica destaca como la más adecuada, su facilidad de integración y bajo coste de mantenimiento. Las industrias agroalimentarias tienen sus horas de mayor productividad durante el día coincidiendo con las horas de mayor producción de energía fotovoltaica, lo que favorece una elevada tasa de consumo instantáneo, reduciendo la energía importada de la red eléctrica.

2.3.1 Impacto en el desarrollo rural

La implementación del autoconsumo renovable contribuye al desarrollo sostenible en el medio rural. La reducción de costes energéticos podría mejorar la viabilidad de empresas locales y reducir la dependencia energética del exterior. En consecuencia, el estudio y optimización del autoconsumo no solo respondería a criterios técnicos, sino que podría integrarse en una estrategia más amplia de transición energética.

Capítulo 3. DESCRIPCION DE LAS INDUSTRIAS OBJETO DE ESTUDIO

Para este proyecto analizaremos la optimización del autoconsumo renovable para industrias agroalimentarias tipo ubicadas en el medio rural de España. Para este estudio plantearemos un modelo representativo basado en las características promedio de las industrias agroalimentarias rurales en España. Tomaremos como referencia las más comunes del sector.



Fig 3.1. Industria agroalimentaria con autoconsumo renovables

3.1 Características generales de una industria agroalimentaria rural tipo

Las industrias agroalimentarias que se encuentran en el medio rural de España presentan una serie de características comunes que nos permiten establecer un modelo representativo para realizar el análisis de este proyecto:

- Ubicación próxima a zonas de producción agrícola o ganadera
- Infraestructura formada por naves industriales
- Superficies grandes de cubierta
- Consumo energético

3.2 Principales procesos y Consumos energéticos

Se pueden identificar varios procesos productivos que concentran la mayor parte del consumo energético:

- Procesos de Transformación
- Refrigeración y Conservación
- Bombeo y transporte interno
- Iluminación y servicios auxiliares

3.3 Potencial para la integración de autoconsumo renovable

Dadas las características propias de las industrias agroalimentarias en un medio rural. Favorecen la integración de sistemas de autoconsumo renovable, especialmente con instalaciones fotovoltaicas. La actividad industrial y las horas de mayor generación coinciden y permiten alcanzar altas tasas de autoconsumo directo, pudiendo reducir la demanda de la red eléctrica.

Las empresas del sector están incorporando sistemas de autoconsumo fotovoltaica como una estrategia para reducir costes energéticos y mejorar las previsiones del gasto energético. La instalación de este tipo de sistemas de generación contribuye a mejoras su competitividad frente a la volatilidad de los precios energéticos actualmente y avanzar en los objetivos de sostenibilidad.

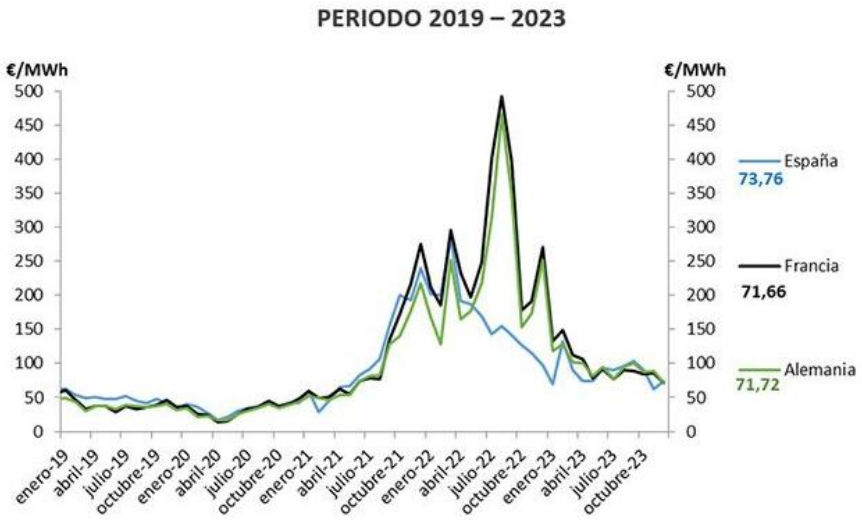


Fig 3.2. Evolución €/MWh en España, Fuente: Enerynews.es

Capítulo 4. Análisis energético de la industria Caracterización del caso de estudio

En este capítulo caracterizaremos el comportamiento del consumo de la industria agroalimentaria que analizaremos y estableceremos una línea base sobre la que evaluar la implantación de los sistemas renovables. Como se ha comentado en el capítulo anterior analizaremos un modelo representativo con valores medios de las industrias, se emplean valores promedio y perfiles de consumo típicos del sector.

4.1 Criterios de selección y Modelo de la industria representativa

Para construir una industria representativa se han aplicado cuatro criterios de selección:

- Representatividad territorial: Se ha tomado de referencia el partil modal de las industrias agroalimentarias que se encuentran en municipios de menos de 10.000 habitantes, lo cual engloba a unos 28.000 establecimientos según el Informe Anual de la Industria Alimentaria del MAPA (2023).
- Tamaño Empresarial: Se ha acotado el análisis a empresas de entre 10 y 49 trabajadores, representan el 18,4% de los establecimientos del sector, pero contienen el mayor potencial para la mejora en gestión energética.
- Intensidad Energética: Para el análisis se ha priorizado el consumo eléctrico anual comprendido entre 200 y 1.000 MWh, que corresponden a instalaciones en tarifa 3.0TD.
- Diversidad de subsectores: Los datos de consumo y perfil de la demanda empleados se han construido como una media ponderada de los principales subsectores agroalimentarios rurales, aceite de oliva, vino, productos cárnicos, productos lácteos y transformados vegetales, esto se hace para evitar que los resultados estén segados hacia las particularidades de una sola actividad industrial.

Subsector	CNAE	Establecimientos	Peso en la Muestra	Consumo Eléctrico Unitario (MWh/año)
Aceite de Oliva	1041	23%	0,23	730
Vino	1102	18%	0,18	480
Productos Cárnicos	1013	21%	0,21	640
Productos Lácteos	105	14%	0,14	590
Frutas y Hortalizas	103	15%	0,15	510
Panadería y Cereales	107	9%	0,09	310
Media Ponderada	-	-	-	**580**

Tabla 4.1 Ponderación de Subsectores agroalimentarios (Elaboración Propia a partir de MAPA 2023 e IDAE 2022)

4.2 Descripción general de la Industria representativa

La industria representativa que usaremos en este proyecto será una empresa de transformación agroalimentaria con un tamaño pequeño/mediano, que se encuentre en un municipio rural de la España interior, como se ha comentado en el punto anterior un municipio con menos de 10.000 habitantes, esta es la tipología más común en el sector según el MAPA (2023), el 61% de las industrias agroalimentarias españolas con menos de 50 trabajadores se encuentran en estas condiciones.

Las características base que usaremos como referencia son las siguientes:

- La plantilla media de trabajadores del sector para empresas de este tamaño es de 22 trabajadores (INE, Encuesta Industrial de Empresas, 2022), con un componente estacional que puede modificar la plantilla hasta 35-40 en los periodos de mayor actividad.
- La facturación media anual es de 35-40 millones de euros, con rango intercuartílico de entre 1,8 y 5,6 millones de euros, según los datos de la Central de Balances del Banco de España para el subsector (CNAE 10).
- La superficie de la parcela media es de 4.800 m2, con una superficie construida de 2.200 m2.

El ciclo de producción, en la mayoría de los subsectores, presenta una estacionalidad más o menos acusada ligada a la disponibilidad de la materia prima. Esta estacionalidad es el elemento más determinante para el diseño del sistema de autoconsumo, dado que será la que defina la relación entre la demanda eléctrica y el recurso solar.

Dentro de los equipos de la instalación se incluye un grupo electrógeno diésel auxiliar de 120 kVA. La existencia de este equipo es característica del segmento de las industrias agroalimentarias analizado, según el estudio de caracterización de la industria alimentaria del *MAPA (2023)*, el 74% de las industrias agroindustriales con más de 10 empleados cuentan con un generador auxiliar propio. El dato contrasta con el 41% registrado para las industrias en zonas urbanas, lo que ayuda a justificar la necesidad de garantizar la generación por autoconsumo.

4.3 Procesos productivos y usos energéticos principales

En este apartado definiremos los usos energéticos más comunes en las industrias agroalimentarias, sin tener relación con el subsector al que pertenezcan. Para este análisis de distribución eléctrica se han promediado los datos del *Estudio de Consumos, Costes y Usos Energéticos* del IDAE (2022).

- La Fuerza Mortiz, motores eléctricos de bombas, cintas transportadoras, mezcladoras, prensas y equipos de proceso general) representan una media del 42% del consumo eléctrico.
- La refrigeración y el frio de los procesos, cámaras de conservación, túneles de congelación y enfriamiento del producto, suponen una media del 31% del consumo eléctrico. Su peso es especialmente alto en las industrias cárnicas y lácteas. Este es el uso con mayor potencial de flexibilidad horaria, ya que se puede acumular el frio durante las horas con mayor generación fotovoltaica.
- El Calor del proceso, calderas de vapor, intercambiadores, pasteurizadores, sistemas de agua caliente, esto representa el 14% del consumo eléctrico.
- La iluminación de las instalaciones, tanto exterior como interior, representa el 8% del consumo eléctrico, este porcentaje se puede ver reducido al 5% en las empresas que tengan tecnología LED para iluminación.
- En equipos auxiliares, como elementos de seguridad, encontramos el 5% restante.

El sistema energético de la instalación se completa con un grupo electrógeno diésel auxiliar que actúa como fuente de generación eléctrica autónoma en caso de una interrupción de la red. El grupo se conecta mediante un cuadro de transferencia automática (ATS) que detecta la ausencia de tensión en la acometida principal y activaría el generador. La capacidad estimada del depósito de gasóleo es de 600 litros.

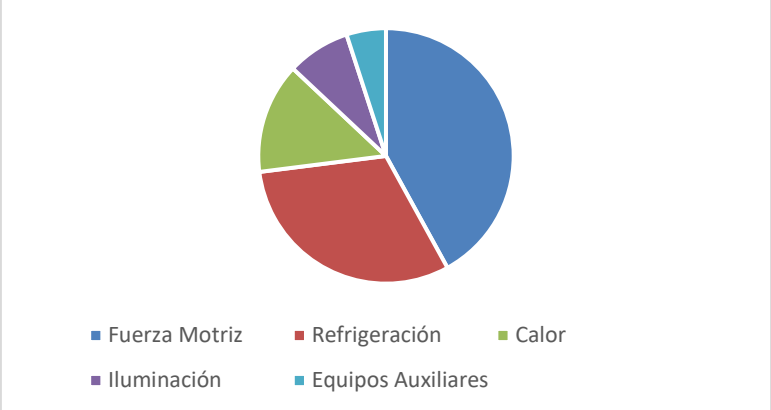


Fig 4.1. Distribución del Consumo Eléctrico, *Elaboración Propia*

Uso	%	Consumo (MWh/año)
Fuerza Motriz	42%	244
Refrigeración	31%	180
Calor	14%	81
Iluminación	8%	46
Equipos Auxiliares	5%	29
Total	100%	**580**
Grupo electrógeno	-	13-24 MWh/año

Tabla 4.2. Consumo Eléctrico por uso, Elaboración Propia

4.4 Análisis de la Demanda Energética

4.4.1 Consumo Eléctrico Anual y Estacional

Según el análisis previo, el con sumo eléctrico anual medio de la industria representativa este fijado en 580 MWh/año, el coste eléctrico anual que va asociado a este consumo se ha estimado aplicando el precio medio de la electricidad para consumidores industriales no domésticos situado entre 500 y 2000 MWh en España durante 2023. Según los datos publicados por Eurostat (nrg_pc_205) se estableció en 169,3 €/MWh, incluyendo impuestos. Con estos datos podemos situar el coste medio anual en 98.200 € que equivale al 7,5% de la facturación de nuestra empresa representativa, valor que encaja en el rango del 6-10% que señala el estudio de García et al. (2022, Agronomy) como representación del impacto energético en el sector agroindustrial de España.

La distribución mensual del consumo eléctrico refleja una estacionalidad moderada-alta: los cinco meses de mayor actividad corresponden al periodo de octubre-febrero, concentran el 58% del consumo eléctrico anual, con una demanda media mensual de 67,5 MWh. Los siete meses restantes de actividad, presentan una demanda media de 36 MWh, lo cual representa el 42% restante.

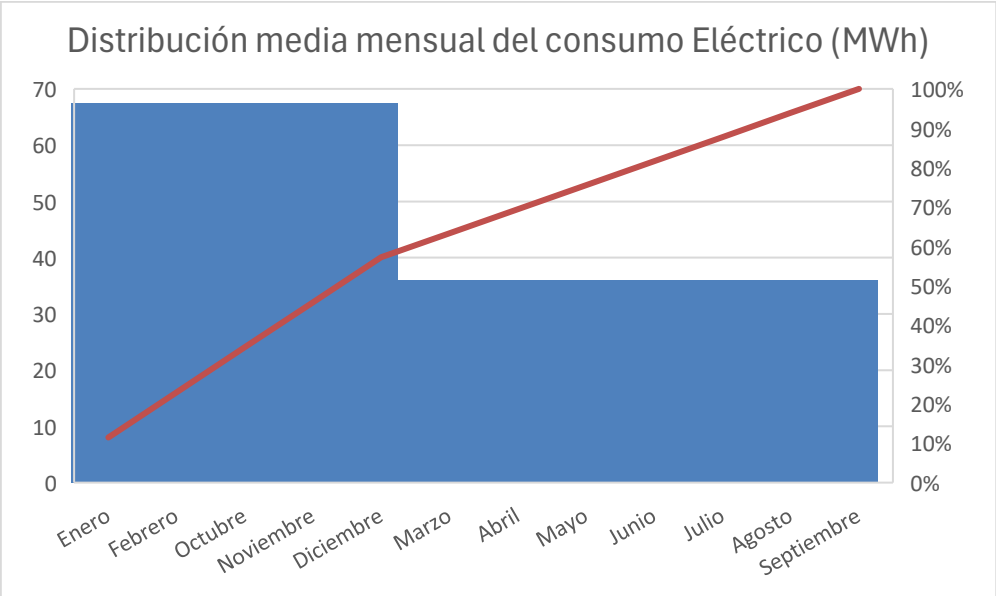


Figura 4.2 Distribución media mensual del consumo Eléctrico (MWh), Elaboración Propia

La estacionalidad tan pronunciada es la que plantea el principal reto para el diseño del autoconsumo fotovoltaico, el periodo de mayor demanda eléctrica coincide con los meses en los que encontramos menor irradiación solar, octubre-febrero, lo que podría llegar a limitar el grado de cobertura solar durante la campaña y podría desplazar la mayor potencia de generación a los menes en los que menor demanda hay. Este desajuste temporal podría justificar la evaluación de otros sistemas de almacenamiento o fuentes complementarias para mejorar la tasa de autoconsumo anual. En adición al consumo de la red, la industria tiene generación eléctrica de forma autónoma mediante el grupo electrógena auxiliar. Se ha estimado que el grupo electrógeno opera unas 150 horas/año por lo que la energía generada asciende a 5.760-10.800 kWh/año por lo que representaría a un 1-1,9% del consumo eléctrico total. Aun siendo pequeño este porcentaje tiene relevancia dado que cubre los momentos de vulnerabilidad de la instalación.

El coste de la generación por diésel se ha calculado como el producto entre el consumo especifico al 75% de la carga (0.28 L/kWh), el precio del gasóleo B en la actualidad (1,45 €/L) y la energía generada anualmente, el precio asciende a 0,40 €/kWh, que más caro que el precio medio de la electricidad de la red (0,08 €/kWh). Este sobrecoste justifica el interés en incluir un sistema de autoconsumo para reducir el gasto. Por lo que el gasto teniendo en cuenta la generación comentada en el párrafo anterior asciende a 2.304-4.320 €.

4.4.1 Indicadores para el perfil de la demanda

En la siguiente tabla están recogidos los indicadores y a su derecha el valor medio representativo que usaremos posteriormente para el estudio de la optimización con el modelo de Excel.

Indicador	Valor
Consumo Eléctrico Anual Total	580 MWh/año
Consumo en Periodo de Campaña (5 meses)	336 MWh (58%)
Consumo fuera de Campaña (7meses)	244 MWh (42%)
Potencia Máxima demandada	195 kW
Demanda media en Campaña	148 kW
Demanda media fuera de Campaña	38 kW
Demanda base	12 kW
Factor de Carga Anual	34%
Horas de Utilización equivalentes en plena Carga	2974 h/año
Potencia Contratada	200 kW
Generación Grupo Electrógeno (Media)	8.180 MWh

Tabla 4.3 Indicadores del perfil de la demanda. Elaboración propia

4.4.2 Indicadores de intensidad energética

Para poder comprender la situación energética de la industria representativa, en la siguiente tabla están los principales indicadores de intensidad energética comparados con los valores de referencia que se encuentran disponibles para el sector agroalimentario a nivel europeo (*ODYSSEE-MURE, 2023*).

Indicador	Industria Representativa	Referencia del sector	Fuente
Consumo Eléctrico Específico	55 kWh/t producto	35-75 kWh/t	IDAE,2022
Coste Energético/Facturación	8%	6-10%	García et al, 2022
Coste Eléctrico Medio	169,3 €/MWh	155-195 €/MWh	Eurostat, 2023
Intensidad Eléctrica (kWh/€ VA)	0,035	0,025-0,045	ODYSSEE-MURE 2023
Coste generación diésel	0,40 €/MWh	-	Estimación propia
Consumo combustible GE	2325 L/año	-	Estimación propia
Coste total Combustible GE	3.312 €/año	-	Estimación propia
Emisiones GE (TCO2/año)	6	-	MITECO 2023

Tabla 4.4 Indicadores de la intensidad energética, Elaboración propia

4.5 Caracterización del recurso renovable

La caracterización del recurso solar fotovoltaico se ha hecho para la ubicación de la industria representativa, como se ha nombrado anteriormente la localización será la España interior peninsular, Extremadura, Castilla-La Mancha, Andalucia interior, Aragón y Castilla y León, para estos datos, se ha empleado la herramienta PVGIS 5.3. La irradiación horizontal media anual en la zona que se ha seleccionado es de 1.680 kWh/m2 por año este valor refleja las excelentes condiciones del recurso solar en la zona seleccionada. Para una instalación fotovoltaica con la inclinación optima del 33%, habitual en la industria, la irradiación anual sobre el plano del generador podría ascender a 1.860 kWh/m2 por año. Para este tipo de instalación se podrían usar paneles solares de Silicio Monocristalino que tienen una eficiencia aproximada del 21%, según los cálculos de PVGIS 5.3.

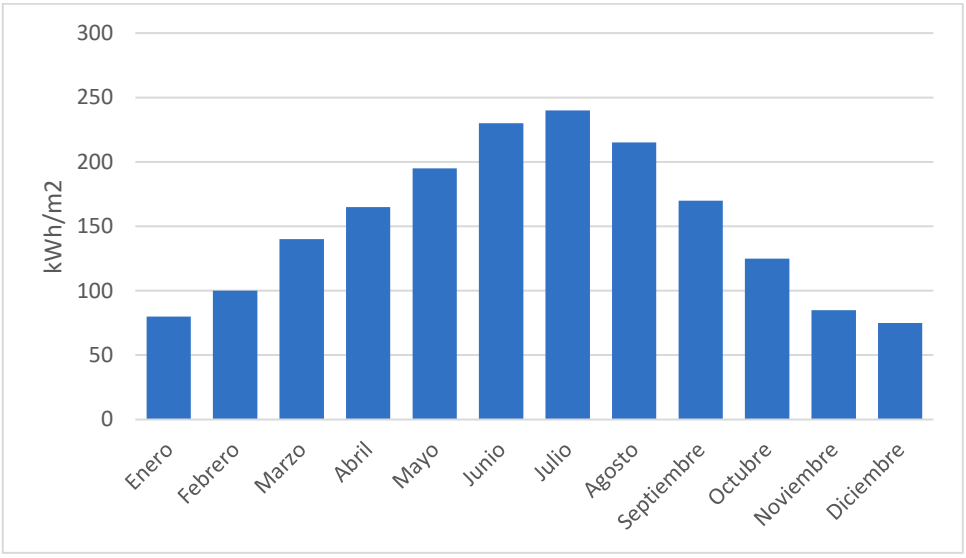


Figura 4.3, Distribución mensual de la irradiación solar en la zona seleccionada, Elaboración Propia, Fuente PVGIS 5.3

La temperatura media mensual del aire en la zona seleccionada en el mes más frio, enero, es de 5 °C y de 26 °C en julio, mes más cálido. La temperatura media anual es de 14,8 °C.

4.6 Infraestructura y condicionantes físicos

4.6.1 Superficie disponible para la instalación fotovoltaica

Según las características constructivas descritas anteriormente en el apartado 4.2, la superficie construida total de la industria representativa la tomaremos como 2.200 m2, de esta superficie tomaremos 1.400m2 para la cubierta de la nave principal, se ha realizado una estimación de la superficie fotovoltaica instalable usando los factores de aprovechamiento habituales para proyectos de autoconsumo industrial en cubiertas.

Para las cubiertas de la nave, el factor de aprovechamiento que usaremos será del 72%, que tiene en cuenta los pasillos de seguridad en el perímetro, las distancias mínimas entre los módulos y las zonas ya usadas por los elementos de la cubierta (conductos de ventilación, instalaciones de climatización, etc.). Por lo tanto, la superficie disponible para la instalación de los módulos es de 1.008 m2.

4.6.2 Modulo fotovoltaico seleccionado, Eurener MEPV Ultra 420 Wp

Los módulos fotovoltaicos de la instalación de autoconsumo propuesta pertenecen a la gama MEPV Ultra del fabricante español Eurener Group (European Energy World S.L., Valencia), empresa con más de 26 años de experiencia en la fabricación de módulos fotovoltaicos residenciales e industriales.

La serie MEPV Ultra comprende módulos monofaciales y bifaciales de doble vidrio (*Double Glass*) con potencias entre 400 y 500 Wp, basados en tecnología de contacto trasero (*Back Contact*) con células de silicio tipo N. El modelo seleccionado para la instalación es el Eurener MEPV Ultra 420 Wp, cuyas especificaciones técnicas se recogen en la sección de anexos del documento.

4.6.3 Infraestructura Eléctrica

La industria representativa está conectada a la red de distribución a 400 V trifásico, con una potencia contratada 200 kW en tarifa 3.0 TD. Esta conexión para el suministro es la más frecuente para las empresas del sector analizado según datos de la *CNMC (Informe Minorista de Gas y Elctricicad,2024)*. La instalación dispone con un contadore de telemedida en un 64% de las industrias (*CNMC,2024*), lo que nos permite conocer los datos de consumo necesarios para construir una curva de carga con precisión.

Respecto a la capacidad de la red para admitir los excedentes en la generación fotovoltaica, los informes de Red Eléctrica de España alertan de las crecientes restricciones en las redes rurales de distribución, especialmente en las zonas con una alta presencia de energía fotovoltaica agrícola. Para los tramites de solicitud de acceso y conexión ante la distribuidora, está regulado por el RD 1183/2020, este paso se tendría que hacer en paralelo con el diseño técnico del proyecto.

El esquema eléctrico de la instalación propuesta cuenta con un cuadro de transferencia automática (ATS) aguas abajo del cuadro general de baja tensión, que gestiona la conmutación entre el suministro red y el grupo electrógeno auxiliar. El funcionamiento del sistema de emergencia se activa cuando detecta ausencia de tensión durante más de 3 segundos, tiempo suficiente para descartar micro interrupciones transitorias. La reconexión automática a la red

se produce tras 60 segundos de suministro estable, con transferencia suave para evitar perturbaciones en equipos sensibles del proceso.

El grupo electrógeno se encontraría en una cabina insonorizada exterior, ubicada en la fachada lateral de la nave principal. El depósito es de 600 litros, que proporciona una autonomía de 20 horas a una carga del 75%. El depósito está por debajo del umbral de 1.000 litros para los que se activan los requisitos más exigentes del Reglamento de Almacenamiento de Productos Petrolíferos (RD 1523/1999).

Desde el punto de vista del diseño del sistema de autoconsumo, la existencia del ATS es un condicionamiento técnico relevante, el inversor fotovoltaico se tendrá que instalar aguas abajo del ATS o el ATS tendrá que ser modificado para incluir la señal de desconexión del inversor en el momento de la transferencia al grupo electrógeno auxiliar. Esta coordinación se tendrá que contemplar en los costes de la instalación que se analizaran en capítulos posteriores.

4.6.4 Condicionantes urbanísticos y medioambientales

Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico ubicadas en la cubierta de edificios industriales ya existentes están sujetas al régimen de comunicación previa o declaración responsable ante el ayuntamiento de la localidad, sin requerir licencia de obra mayor cuando la potencia instalada no supere los límites establecidos por la normativa autonómica correspondiente. La mayoría de las comunidades autónomas con mayor densidad industrial agroalimentaria rural, Castilla-La Mancha, Extremadura, Andalucia, Castilla y León y Aragón, han simplificado sus procedimientos para la obtención de las licencias para las instalaciones de autoconsumo, en cumplimiento de la Directiva Europea de Energías Renovables (RED III) y del Real Decreto-ley 23/2020.

Sobre los condicionantes medioambientales, las instalaciones en cubierta de potencia inferior a 1 MW no están sometidas a Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria en ninguna comunidad autónoma.

4.7 Auditoria Energética preliminar

4.7.1 Oportunidades de eficiencia energética

Una de las principales oportunidades de mejora en las industrias agroalimentarias rurales que estamos analizando, son las siguientes:

La sustitución de las luminarias por la tecnología LED es una de las medidas que mayor rentabilidad puede dar y las más extendida, según el *IDAE 2022* se estima que el 43% de las industrias no han hecho la transición a tecnología LED. La sustitución total podría reducir el consumo de iluminación entre un 55 y 66%, con unas inversiones de 15.000-35.000€ y con periodos de retorno de entre 2 y 4 años. Para la industria representativa creada para este proyecto esto podría suponer un ahorro de 25-30 MWh/año.

La instalación de variadores de frecuencia para los motores de las bombas y ventiladores podría permitir un ahorro del 20-40% en estos equipos cuando operan con una carga variable, con un periodo de retorno de 3-6 años. En la industria representativa el ahorro podría ser de 45-70 MWh/año, siendo los motores los de mayor potencia los que ofrecerían mayor rentabilidad.

También se podría plantear la mejora del aislamiento térmico de las cámaras frigoríficas y naves climatizadas, esta mejora es especialmente relevante en las industrias con más de 15 años de antigüedad. El ahorro podría ser del 10-25% del consumo de la refrigeración que equivaldría a 18-45 MWh/año para la industria representativa.

En resumen, la implantación de estas tres medidas podría reducir el consumo eléctrico anual de la industria representativa em 88-145 MWh/año, que equivale al 15-25% del consumo anual. En el capítulo 5 evaluaremos el sistema de autoconsumo sobre la demanda actual (580 MWh/año) y sobre la demanda aplicando estas oportunidades de eficiencia energética (435-492 MWh/año).

4.7.2 Potencial de flexibilidad de la demanda

El análisis de los perfiles de consumo de las industrias analizadas permite identificar la fracción de la demanda eléctrica que se desplaza con el tiempo sin afectar al proceso productivo ni la calidad del producto. Esta flexibilidad es muy valiosa para maximizar el autoconsumo fotovoltaico sin necesidad de instalar capacidad de almacenamiento adicional.

Los sistemas de refrigeración pueden ofrecer la mayor oportunidad para la flexibilidad, aprovechando la inercia térmica de las cámaras es posible adelantar o retrasar su ciclo de funcionamiento entre 1 y 4 horas respecto del momento de máxima demanda. Esto significaría que se podrían desplazar una parte de la carga de refrigeración hacia las horas centrales del día, cuando más estarían generando los módulos fotovoltaicos.

Los equipos de bombeo de agua son cargas interrumpibles, cuya utilización puede concentrarse en el periodo de máxima generación si se dispone de almacenamiento con la autonomía minia de 8-12 horas.

La carga de los vehículos eléctricos que se usan en el entorno industrial, principalmente carretillas elevadoras, presentes en el 55% de las instalaciones en el sector industrial analizado, según el *IDAE 2022*, es una carga que se podría programar para las horas de mayor generación.

En conjunto, la carga flexible total podría representar el equivalente al 32-52% de la demanda media fuera de campaña. Con este elevado potencial de flexibilidad en una gran ventaja competitiva del sector agroalimentario frente a otros sectores industriales para la integración del autoconsumo fotovoltaico.

4.8 Matriz DAFO e indicadores de diseño

4.8.1 Matriz DAFO

	Positivo	Negativo
Interno	**Fortalezas:** La irradiación solar media es 1.680 kWh/m^2 al año, de las más altas de Europa. Superficie de cubierta de 2.000+ m^2 en la mayoría de las instalaciones.	**Debilidades:** Desajuste entre el recurso solar (Máximos en verano) y demanda energética (Concentrada en otoño-invierno)
Externo	**Oportunidades:** Marco regulatorio favorable (RD 244/2019, RD-ley 23/2020). Fondos Next Generación EU (PERTE Agroalimentario, convocatorias IDEA).	**Amenazas:** Posibles cambios en el mecanismo de compensación de excedentes. Volatilidad en el precio de la energía. Burocracia administrativa.

Tabla 4.5, Matriz DAFO, Elaboración propia

4.8.2 Parámetros de entrada para la fase de diseño

Parámetro	Valor	Fuente
Consumo eléctrico anual (Demanda actual)	580 MWh/año	IDAE,2020; INE-ECE,2023
Consumo eléctrico anual (Con eficiencia)	435-492 MWh/año	Estimación Propia
Consumo en período productivo (5 meses)	336 MWh (58%)	IDAE,2022
Potencia máxima demandada	195 kW	Estimación Propia
Demanda media en campaña	148 kW	Estimación Propia
Demanda media fuera de campaña	38 kW	Estimación Propia
Coste eléctrico medio	169,3 €/MWh	Eurostat,2023
Coste eléctrico anual	98.200 €/año	Estimación Propia
Peso energía en costes de producción	7,8%	García et al.,2022
Irradiación global	1.680 kWh/m2 por año	PVGIS 5.3
Producción especifica estimada	1.530 kWh/kWp por año	PVGIS 5.4
Superficie útil	1.008 m2	Estimación Propia
Potencia máxima instalable	100 kWp	Estimación Propia
Carga flexible estimada	48-85 kW	Estimación Propia
Potencial nominal del grupo electrógeno	120 kVA/95 kW	Catálogos Himoinsa/Inmesol
Combustible	Gasóleo B	DGT
Precio gasóleo B	1,45 €/L	Clickgasoil
Consumo a 75% de carga	0,28 L/kWh	Catálogos fabricante
Coste generación Eléctrica	0,40 €/kWh	Calculo propio
Coste anual combustible GE	3.312 €/año	Estimación propia
Factor de emisión gasóleo B	2,5 kgCO2/L	MITECO 2023
Emisiones CO2 GE	6 tCO2/año	Estimación propia
Capacidad depósito	600 L	Referencia estándar mercado

Tabla 4.6, Parámetros para la fase de diseño de la industria representativa, Elaboración propia

Capítulo 5. Diseño de alternativas y metodología de optimización

5.1 Definición de escenarios de autoconsumo

5.1.1 Criterios para la configuración de escenarios

Para la definición de los escenarios se ha planteado con un enfoque creciente, de modo que cada escenario es añade un elemento de complejidad al anterior. Este planteamiento está basado en la metodología habitual en la literatura científica sobre optimización de sistemas de autoconsumo industrial, *Luthander et al., 2015; Salpakari y Lund, 2016*.

Los escenarios se han planteado teniendo en cuenta los datos recopilados y calculados en los capítulos anteriores, la potencia contratada de 200 kV, límite superior de la potencia, superficie útil de 1.008 m2, como restricción física. Se han definido un total de 3 escenarios.

5.1.2 Escenario 0 de referencia

En escenario 0 de referencia es el que representa la situación de inicio de la industria representativa, la totalidad de la demanda eléctrica es cubierta mediante el suministro de la red, sin ningún tipo de generación renovable. Los parámetros de este escenario coinciden con los descritos en el capítulo 4.

El consumo eléctrico anual es de 580 MWh/año, con un precio medio de 169,3 €/MWh, lo que implica un coste eléctrico anual de 98.200 €/año. En este escenario la industria también cuenta con un generador Diesel auxiliar con una potencia nominal del Grupo electrógeno de 120 kVA/95 kW, con una estimación del precio del gasóleo B en 1,45 €/L y un factor de emisión de CO_2 de 2,5 kg/L. El depósito cuenta con una capacidad de 600 litros de combustible.

5.1.3 Escenario 1, Fotovoltaica en la cubierta de la nave

En el escenario 1 se contempla la instalación de un sistema fotovoltaico en la cubierta de la nave, con vertido de excedentes a la red acogido al mecanismo de compensación simplificada del RB 244/2019. Este escenario suele representar la partida más habitual para industrias agroalimentarias del segmento analizado.

La potencia fotovoltaica se ha fijado en 100 kWp, que corresponde a 238 módulos monocristalinos de silicio de 420 Wp que irían situados en la cubierta de la nave principal. Esta potencia se ha elegido por tres razones fundamentales: Es inferior a la potencia contratada 200 kW, requisito de la compensación simplificada según el artículo RD 244/2019, permite la instalación de inversores trifásicos estándar de 100 kVA sin la necesidad de utilizar un transformador adicional y es coherente con el tamaño promedio de una instalación de este tipo en el entorno industrial, situado en 91 kW según el segundo informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico de APPA Renovables (2024).

El coste de la inversión de este escenario se ha calculado a partir del coste unitario de referencia para las instalaciones industriales en España de 2023, según el mismo informe de APP anteriormente mencionado se sitio en 750 €/kWp para el segmento industrial.

La inversión total para los 100 kWp asciende a 75.000 €, sin considerar ayudas. Los costes de operación y mantenimiento anuales se estiman en un 0,8 % de la inversión, lo que equivale a 600 €/año, valor dentro del umbral del 0,5-1,0% de la inversión habitual en instalaciones fotovoltaicas industriales descrito en IRENA 2024.

La producción anual estimada, según los datos obtenidos de PVGIS para el emplazamiento de referencia, España rural interior, es de 153.000 kWh/año. Este volumen de producción representaría el 26,4 % del consumo eléctrico anual se fuera de autoconsumo íntegramente.

5.2 Metodología de optimización

5.2.1 Planteamiento del problema de optimización

El problema de optimización del autoconsumo renovable se plantea como un problema de optimización con variable única, que la solución determina el dimensionado más rentable del sistema de generación para el escenario planteado. La variable de decisión es la potencia pico del generador fotovoltaico P_{pico}, que en el escenario 1 se analiza para identificar el punto de mayor rentabilidad económica.

La función objetivo principal es la minimización del Coste Total Actualizado, NPC, Net Present Cost, del sistema energético a lo largo de un horizonte de 25 años, equivalente a maximizar el Valor Actual Neto del proyecto (VAN):

$$\min_{P_{pico}} \; NPC = CAPEX + \sum_{n=1}^{25} \frac{C_{O\&M,n} + C_{red,n} + C_{GE,n} - I_{exc,n}}{(1+r)^n}$$

donde $CAPEX$es la inversión inicial, $C_{O\&M,n}$son los costes de operación y mantenimiento del año n, $C_{red,n}$es el coste de la electricidad importada de la red, $C_{GE,n}$es el coste del combustible del grupo electrógeno, $I_{exc,n}$son los ingresos por compensación de excedentes, y $r = 0{,}05$ es la tasa de actualización anual.

El balance energético horario del sistema incluye tres fuentes diferentes de suministro eléctrico: la red de distribución, el generador fotovoltaico y el grupo electrógeno Diesel de respaldo. El balance de la potencia en cada instante horario t debe satisfacer la siguiente igualdad:

$$P_{FV}(t) + P_{GE}(t) + P_{red}(t) = P_{dem}(t) + P_{exe}(t)$$

Donde $P_{FV}(t)$ es la potencia fotovoltaica generada (kW), $P_{GE}(t)$ es la potencia del grupo electrógeno (kW), $P_{red}(t)$ es la potencia importada de la red (kW), $P_{dem}(t)$ es la demanda eléctrica de la instalación (kW) y $P_{exe}(t)$ es la energía excedente vertida a la red (kW).

La jerarquía de despacho que define nuestro sistema en condiciones normales de suministro de red es la siguiente, aplicada en este orden de prioridad en cada instante t:

1. Se despacha íntegramente la generación fotovoltaica disponible $P_{FV}(t)$.

2. Si $P_{FV}(t) \geq P_{dem}(t)$: el excedente $P_{exc}(t) = P_{FV}(t) - P_{dem}(t)$se vierte a la red y se compensa al precio $p_{comp} = 0{,}055\ €/kWh$.

3. Si $P_{FV}(t) < P_{dem}(t)$: el déficit $P_{red}(t) = P_{dem}(t) - P_{FV}(t)$se importa íntegramente de la red al precio $p_{red} = 0{,}1693\ €/kWh$.

4. El grupo electrógeno $P_{GE}(t) > 0$ únicamente cuando $u_{red}(t) = 0$ (corte de suministro), cubriendo la demanda de consumos críticos de la instalación.

Como funciones objetivo secundarias se calculan la tasa de autoconsumo (SCR) y la tasa de autosuficiencia (SSR), que con estos valores orientan en la que estado está la instalación fotovoltaica.

Las restricciones del problema son: $P_{pico} \leq 200$ kWp (límite normativo RD 244/2019 para compensación simplificada); $P_{exc}(t) \geq 0$ en todo instante (no se puede importar energía de red y verter simultáneamente); y $C_{GE}(t) \geq 0$ (el grupo electrógeno no absorbe energía).

5.2.2 Modelo matemático implementado en Excel

Los cálculos matemáticos se realizarán mediante una hoja de cálculo de Excel estructurada en cinco hojas de trabajo, sin uso de software externo de simulación. Se hará el estudio dividiendo la producción por todas las horas del año, 8.760 horas, esto nos permite una visión más detallada y realista de los valores que iremos obteniendo, así como los valores más exactos de irradiación.

En la primera página de trabajo del modelo de Excel se exponen todos los parámetros de entrada del sistema, Inputs, la curva de demanda horaria $P_{dem}(t)$ kW, los datos meteorológicos horarios (Irradiancia sobre el plano $G(t)$ W/m2 y la temperatura ambiente, y el resto de los parámetros técnico-económicos del modelo nombrados en el capítulo 4.

En la segunda hoja del modelo analizaremos la producción fotovoltaica. La potencia instantánea generada por el sistema fotovoltaico en el instante t se calcula en dos pasos. En primer lugar, se determina la temperatura de operación de la célula fotovoltaica, que corrige la potencia nominal en función de las condiciones ambientales reales:

$$T_{cel}(t) = T_{amb}(t) + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G(t)$$

donde $T_{cel}(t)$es la temperatura de la célula (°C), $T_{amb}(t)$es la temperatura ambiente [°C] extraída de los datos horarios de PVGIS, $NOCT = 44\,°C$ es la temperatura nominal de operación de la célula del módulo seleccionado (valor típico para módulos monocristalinos estándar, conforme a IEA PVPS, 2022), y $G(t)$ es la irradiancia sobre el plano inclinado [W/m²] extraída de PVGIS para la inclinación y azimut de la instalación.

En segundo lugar, se calcula la potencia fotovoltaica neta en la salida del inversor:

$$P_{FV}(t) = P_{pico} \cdot \frac{G(t)}{1000} \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_{cel}(t) - 25)] \cdot \eta_{inv} \cdot (1 - f_{perd})$$

donde P_{pico}es la potencia pico instalada (kWp), α_T= -0,0036, es el coeficiente de temperatura de potencia del módulo (–0,36% para silicio monocristalino), $\eta_{inv} = 0{,}975$ es la eficiencia europea del inversor, y $f_{perd} = 0{,}035$ es el factor de pérdidas adicionales del sistema (suciedad 2%, cableado 1,5%), coherente con los valores del IEA PVPS (2022).

Para el año n del horizonte de evaluación, la producción se corrige por la degradación anual de los módulos:

$$P_{FV,n}(t) = P_{FV}(t) \cdot (1 - d)^{n-1}$$

con una tasa de degradación $d = 0{,}0045$ (0,45% por año), valor medio para módulos de silicio monocristalino según Jordan y Kurtz (2013), IEA PVPS (2022). La producción de cada año se obtiene multiplicando la producción del año baso por (1−0,0045)^n−1.

En la tercera hoja haremos un balance energético horario y del grupo electrógeno. Para cada hora t calculamos el balance entre generación y demanda y se determina la contribución de cada una de las fuentes. La energía consumida se calcula con la siguiente expresión:

$$E_{aut}(t) = \min\left(P_{FV}(t),\, P_{dem}(t)\right) \cdot \Delta t$$

Para el excedente vertido a la red lo calculamos con la siguiente expresión:

$$P_{exc}(t) = \max\left(P_{FV}(t) - P_{dem}(t),\, 0\right)$$

La energía importada de la red cuenta con la siguiente expresión:

$$P_{red}(t) = \max\left(P_{dem}(t) - P_{FV}(t),\, 0\right) \cdot u_{red}(t)$$

La potencia del grupo electrógeno cubre los consumos críticos durante los cortes de suministro:

$$P_{GE}(t) = P_{dem,crit}(t) \cdot (1 - u_{red}(t))$$

donde $P_{dem,crit}(t)$es el 40% de la demanda del período correspondiente: 59,2 kW en campaña (40% × 148 kW) y 15,2 kW fuera de campaña (40% × 38 kW).

El consumo de combustible del grupo electrógeno en cada hora es:

$$F_{GE}(t) = P_{GE}(t) \cdot c_{esp} \cdot \Delta t = P_{GE}(t) \cdot 0{,}280\ (L/h)$$

Una vez completos los cálculos por hora se obtienen los totales anuales en cada una de las respectivas columnas.

Las emisiones del grupo electrógeno se calculan como:

$$E_{CO_2,GE} = F_{total} \cdot 2{,}584\ (kgCO_2/año)$$

Nota: 2,584 Factor emisión CO2*

En la Hoja 4 del Excel calcularemos los indicadores energéticos, con los resultados de la hoja anterior. Las fórmulas usadas son las siguientes:

La tasa de autoconsumo y la tasa de autosuficiencia:

$$SCR = \frac{E_{aut}}{E_{FV}} \times 100\ (\%) \quad SSR = \frac{E_{aut}}{E_{dem}} \times 100(\%)$$

donde $E_{dem} = 580\ MWh/año$es el consumo eléctrico anual total de la instalación.

La reducción de emisiones de CO_2 respecto al Escenario 0:

$$\Delta E_{CO_2} = E_{aut} \cdot FE_{red} + \left(F_{0,GE} - F_{n,GE}\right) \cdot 2{,}584 + FE_{gasoil,t}$$

donde $FE_{red} = 0{,}148\ kgCO_2/kWh$ (REE, 2024), $F_{0,GE}$y $F_{n,GE}$ son los consumos de gasóleo del grupo electrógeno en el Escenario 0 y en el escenario analizado respectivamente.

Para la hoja 5, la última hoja del Excel con el modelo se ha realizado un flujo de caja del proyecto a 25 años, se calculan los indicadores económicos de rentabilidad.

El ahorro anual en el año n incluye el ahorro en electricidad de red, los ingresos por compensación de excedentes y el ahorro en combustible del grupo electrógeno:

$$S_n = E_{aut,n} \cdot p_{red} + E_{exc,n} \cdot p_{comp} + \Delta F_{GE,n} \cdot p_{gasoil} - C_{O\&M,n}$$

donde $E_{aut,n}$y $E_{exc,n}$se calculan a partir de la producción del año n($P_{FV,n} = P_{FV} \cdot (1 - 0{,}0045)^{n-1}$), $\Delta F_{GE,n}$es el ahorro de combustible del GE respecto al Escenario 0, y $C_{O\&M,n} = 6\ €/kWp \cdot P_{pico}$para la FV más los costes específicos de cada escenario.

El flujo de caja neto del año $n$es $CF_n = S_n$ para $n \geq 1$ y $CF_0 = -CAPEX$.

El Valor Actual Neto se calcula mediante la función nativa de Excel:

$$VAN = \text{VNA}\ (0{,}05;\ CF_1 : CF_{25}) - CAPEX$$

La Tasa Interna de Rentabilidad mediante la función:

$$TIR = \text{TIR}\ (CF_0 : CF_{25})$$

El Coste Nivelado de la Energía (LCOE) del sistema renovable:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^{25} \frac{C_{O\&M,n}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{25} \frac{E_{FV,n}}{(1+r)^n}}\ (€/kWh)$$

5.2.3 Parámetros técnicos y económicos del modelo

Parámetro	Valor	Fuente
Modulo FV		
Tecnología	Si monocristalino	-
Ppico Modulo	420 Wp	Catálogos fabricante
Eficiencia Módulo	21,60%	Catálogos fabricante
NOCT	44ºC	IEA, PVPS, 2022
Coef. temperatura αT	–0,0036 $°C^{-1}$	Catálogos fabricante
Degradación anual d	0,45%/año	Jordan y Kurtz, 2013
Vida util modulo	30 años	IEA, PVPS, 2022
Garantía rendimiento	80% a 25 años	Catálogos fabricante
Inversor		
Eficiencia europea ηinv	0,975	Catálogos fabricante
Perdidas adicionales fperd	3,50%	Catálogos fabricante
Vida útil inversor	12 años	-
Grupo electrógeno diésel		
Potencia nominal	120 kVA / 96 kWe	Catálogos Himoinsa/Inmesol
Consumo específico 75% carga Cesp	0,280 L/kWh	Catálogos fabricante
Combustible	Gasóleo B	DGT, V0636-18
Demanda crítica en campaña	59,2 kW (40% de 148 kW)	Estimación propia
Demanda crítica fuera campaña	15,2 kW (40% de 38 kW)	Estimación propia
Frecuencia cortes simulados	20 eventos/año	REE, 2023 (TIEPI rural)
Duración media corte	4 h/evento	REE, 2023
Factor de emisión gasóleo FEdiesel	2,584 $kgCO_2/L$	MITECO, 2023
Costes de Inversión		
Coste total FV instalado	750 €/kWp	APPA, II Inf. Autoconsumo, 2024
EMS (gestión energética)	10.000 € fijo	Estimación propia
Costes de Operación y Mantenimiento		
O&M instalación FV	6 €/kWp·año	IRENA, 2024
O&M grupo electrógeno	900 €/año	Estimación propia
Parámetros Económicos		
Tasa de actualización r	5%	IDAE, 2022
Horizonte de evaluación	25 años	Vida útil FV
Precio energía red pred	0,1693 €/kWh	Eurostat, 2023
Precio compensación excedentes pcomp	0,055 €/kWh	CNMC, media PVPC 2023
Precio gasóleo B pgasoil	1,45 €/L	Clickgasoil

Tabla 5.1, Parámetros técnicos y económicos del modelo, *Elaboración propia*

5.2.4 Diseño técnico preliminar del escenario 1

En el escenario 1, la instalación fotovoltaica de 100 kWp se ha configurado con 238 módulos de 420 Wp, que irán distribuidos en 14 ramas de 17 módulos en serie, tensión de circuito abierto 38,5 V*17=654,5 V en STC, compatible con el rango MPPT 500-800 V. Se utilizan 2 inversores String trifásicos de 50 kVA en paralelo que irán conectados al cuadro general mediante un cuadro de protecciones que incluirá seccionador de CC fusibles de las ramas, varistores de sobretensión y relé de protección de interfaz que ira conforme a la REBT y la normativa de REE. El grupo electrógeno Diesel permanecerá operativo con la misma función que en el escenario 0, el inversor fotovoltaico se desconectará automáticamente ante cualquier ausencia de tensión de red conforme a la norma UNE-EN 62116.

El grupo electrógeno Diesel se conectaría al cuadro general mediante un sistema de transferencia automática, ATS, con enclavamiento eléctrico que impide la conexión simultanea de red y generador. El ATS detectaría la ausencia de tensión en las tres fases y activa el arranque del grupo en menos de 15 segundos, con reconexión automática a red tras 60 segundos de suministro estable.

5.3 Análisis de restricciones técnicas y normativas

5.3.1 Restricciones de red y tramitación administrativa

La instalación de las fuentes de autoconsumo fotovoltaico a la red de distribución está regulada en España por el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, y sus modificaciones posteriores por el Real Decreto-Ley 23/2000. El marco normativo establece lo siguiente para la tramitación de los escenarios planteados.

Según la normativa, para las instalaciones de potencia inferior a 15 kW que estén conectadas en baja tensión, el trámite se limita a la comunicación previa al organismo competente de la comunidad autónoma de la instalación y la solicitud de compensación de excedentes a la distribuidora contratada. Para las instalaciones de entre 15-100 kW, se requiere, además de lo anterior, la presentación de un proyecto firmado por un ingeniero competente y la realización del trámite de acceso y concesión ante la distribuidora, que se realiza a través del procedimiento del RD 1183/2020. Para las instalaciones que superen los 100 kW, es preceptiva la obtención de una autorización administrativa previa (AAP) y una autorización administrativa de construcción (AAC) ante el órgano autonómico responsable de la energía.

Según el escenario 1 que hemos planteado, 100 kWp, se encontraría en el segundo tramo, con una tramitación simplificada respecto a la autorización administrativa. El plazo de resolución de la solicitud de acceso y conexión por parte de la distribuidora también es un elemento importante, según los daos de seguimiento del MITECO (2023), el tiempo promedio para la resolución de solicitudes de acceso para las instalaciones de autoconsumo en baja tensión inferiores o iguales a 100 kW es de 47 días hábiles en 2022, con una tasa de denegación de un 8% por saturación de la capacidad de la red en determinados nudos rurales. El riesgo es relevante para los emplazamientos analizados, donde la red de distribución presenta mayores limitaciones de capacidad que en entornos urbanos.

La existencia del grupo electrógeno no genera obligaciones adicionales de tramitación ante la distribuidora, dado que opera exclusivamente en modo isla y nunca llegaría a verter energía a la red. La presencia de este grupo electrógeno se comunicaría al distribuidor en el formulario

de la solicitud de acceso y conexión de la instalación fotovoltaica, a efectos de coordinación de la protección de la interfaz del inversor con el ATS.

5.3.2 Restricciones de espacio y estructurales

La instalación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta requiere comprobar la capacidad portante de la estructura del edificio para soportar la carga adicional y la estructura de soporte. Para las cubiertas metálicas tipo sándwich, las más habituales en naves industrias construidas en España entre 1990 y 2015, el peso de un sistema fotovoltaico coplanar, módulos que van anclados en la cubierta sin estructura elevada, es de 12-15 kg/m2, que equivale a una carga distribuida de 0,12-0,15 kN/m2. Esta carga es compatible con la mayoría de las correas y vigas en las cubiertas industriales, que están dimensionadas para una carga de nieve mínima de 0,4-0,6 kN/m2 (CTE DB-SE-AE). Pese a esto, la verificación estructural debe realizarse sobre las bases del proyecto ejecutivo de la instalación y está contemplada en los costes de ingeniería incluidos en el presupuesto de la inversión.

En el depósito de gasóleo B del GE, 600 Litros de capacidad, se encuentra por debajo del umbral de los 1.000 litros del RD 1523/1999, por lo que no activaría los requisitos más exigentes del Reglamento de Almacenamiento de Productos Petrolíferos.

5.3.3 Restricciones de compatibilidad con actividad productiva

Las instalaciones de autoconsumo tienen que ser compatibles con la operación normal de la industria sin interferir en los procesos de producción ni en la seguridad eléctrica de la instalación. Las restricciones más importantes son las siguientes:

- La instalación de módulos en la cubierta no debe obstruir los lucernarios ni los conductos de extracción de humo, lo que limita la superficie útil en ciertas zonas de la cubierta, se ha tenido en cuenta en el cálculo del factor de aprovechamiento del 72%.

- La existencia de equipos de climatización o de ventilación, que se encuentran sobre la cubierta, pueden generar sombras sobre las primeras filas de los modulo cuando el ángulo solar es bajo.

5.4 Síntesis metodológica

5.4.1 Flujo de trabajo de la optimización en Excel

El proceso completo de modelización y optimización se ha articulado en las siguientes cinco etapas, implementado en un libro de Excel.

1. Para la primera etapa se preparan los datos de entrada en la hoja 1. Se importan los datos horarios de PVGIS, CSV de 8.760 filas con $G(t)$ y $T_{amb}(t)$, se construye el vector de la demanda a partir del perfil de campaña y fuera de campaña del capítulo 4, y se genera una secuencia de cortes $u_{red}(t)$ mediante las funciones aleatorias de Excel.

2. La segunda etapa consiste en la ejecución del módulo 1 en la segunda hoja del Excel, con la potencia pico de 100 kWp del escenario 1, se calculan los valores de $P_{FV}(t)$ y la producción anual E_{FV}.

3. En la tercera etapa haremos el Módulo 2 en la hoja 3, se calcula el balance horario para la configuración de 100 kWp, energía auto consumida E_{aut}, excedentes E_{exc}, energía de red E_{red}, potencia del grupo electrógeno $P_{GE}(t)$, consumo de combustible F_{total} y emisiones $E_{CO_2,GE}$.

4. La cuarta etapa consiste en el cálculo de indicadores en la hoja 4, se calculan el SCR, SSR, reducción de emisiones y el ahorro de combustible del GE para el escenario 1.

5. En la 5 etapa se realiza la evaluación económica en la hoja 5, se calcula el flujo de caja anual a 25 años y se obtienen él VAN, la TIR, el tiempo de recuperación de la inversión y el coste nivelado de la energía renovable.

5.4.2 Indicadores de evaluación

Indicador	Definición	Unidad
Tasa autoconsumo, SCR	$E_{aut}/E_{FV} \times 100$	%
Tasa autosuficiencia, SSR	$E_{aut}/E_{dem} \times 100$	%
Producción renovable año 1	$\Sigma\ P_{FV}(t)$	MWh/año
Energía auto consumida	Σ min (P_{FV}, P_{dem})	MWh/año
Excedentes vertidos a la red	$E_{FV} - E_{aut}$	MWh/año
Ahorro factura eléctrica	$E_{aut} \cdot p_{red} + E_{exc} \cdot p_{comp}$	€/año
Ahorro combustible GE	$(F_{0,\,GE} - F_{n,GE}) \cdot 0{,}82$	€/año
Inversión total Capex	Coste instalación con IVA	€
Costes O&M anuales	6 * P_{pico} + $C_{O\&M,extras}$	€/año
VAN	Formula Excel	€
TIR	Formula Excel	%
Tiempo de recuperación de la inversión	CAPEX/$\overline{S}_{1-5}$	años
Coste nivelado de la energía renovable	Formula apartado 5.2.2	€/kWh
Consumo combustible GE	Σ PGE(t) · 0,280	L/año
Coste combustible GE	Ftotal · 1,45	€/año
Emisiones CO2 evitadas	Formula apartado 5.2.2	tCO_2/año
Coste reducción C02	CAPEX / ($\Delta E_{CO_2} \cdot 25$)	€/tCO_2

Tabla 5.2, Indicadores de evaluación, *Elaboración propia*

Capítulo 6. Resultados de la Simulación energética y Optimización

6.1 Resultado del modelo de simulación horaria

6.1.1 Indicadores de evaluación

La simulación energética se ha realizado en su totalidad mediante el modelo descrito en el capítulo anterior, se ha desarrollado en Excel con 5 hojas de trabajo conectadas. El modelo ha resuelto el balance de potencia por hora para las 8.760 horas del año, se ha aplicado la jerarquía definida en el apartado 5.2.1.

La validación del Módulo 1, producción fotovoltaica, se ha realizado comparando la producción anual calculada por el modelo matemático propio con la producción calculada directamente por PVGIS 5.2 con la misma configuración de latitud e inclinación y los módulos monocristalinos. La desviación entre los dos resultados es del 1,8% para los 100 kWp del escenario 1, lo que ayuda a confirmar que el modelo reproduce fielmente la física del sistema.

Los datos de irradiancia $G(t)$ y temperatura ambiente $T_{amb}(t)$ utilizados corresponden al año meteorológico representativo que se ha generado por el modelo solar descrito en el apartado 5.2.2, calibrado para simular la irradiación anual sobre el plano inclinado de 1.860 kWh/m²·año del emplazamiento de referencia. La curva de demanda $P_{dem}(t)$se ha construido a partir de los parámetros del diagnóstico del Capítulo 4, con perfil diferenciado para período de campaña, noviembre–febrero, y fuera de campaña, marzo–octubre, tal como se describe en el apartado 4.4.1.

6.1.2 Evolución de la irradiación solar por mes

El recurso solar disponible en el emplazamiento seleccionado se ha caracterizado mediante los datos del visor PVGIS 5.2 del Joint Research Centre de la Unión Europea (base de datos SARAH-3, período 2005–2020), que constituyen la fuente de referencia más fiable disponible para el análisis de sistemas fotovoltaicos en España. En la siguiente tabla y figuras se ve la evolución distribuida por mes de la irradiación solar.

Mes	Días con Sol	Irradiación mensual (kWh/m2)	Irradiancia media horas solares (W/m²)	Irradiancia pico máximo (W/m²)	T. ambiente media ºC
Enero	23	107,7	390,3	520,0	7,5
Febrero	23	121,1	432,4	607,8	9,0
Marzo	29	162,6	461,9	698,6	12,0
Abril	30	172,8	479,9	733,3	15,5
Mayo	31	187,0	500,3	759,1	19,5
Junio	30	186,9	515,7	770,9	24,5
Julio	31	204,0	545,2	820,9	27,5
Agosto	31	196,2	526,4	801,2	27,0
Septiembre	30	175,1	486,4	757,3	23,0
Octubre	26	145,8	467,4	655,5	17,0
Noviembre	23	108,5	382,0	525,7	11,0
Diciembre	20	92,3	372,2	457,8	7,5
TOTAL ANUAL	327	1860,0	463,3	675,7	16,8

Tabla 6.1, Irradiación y temperatura distribuida por mes, Elaboración propia

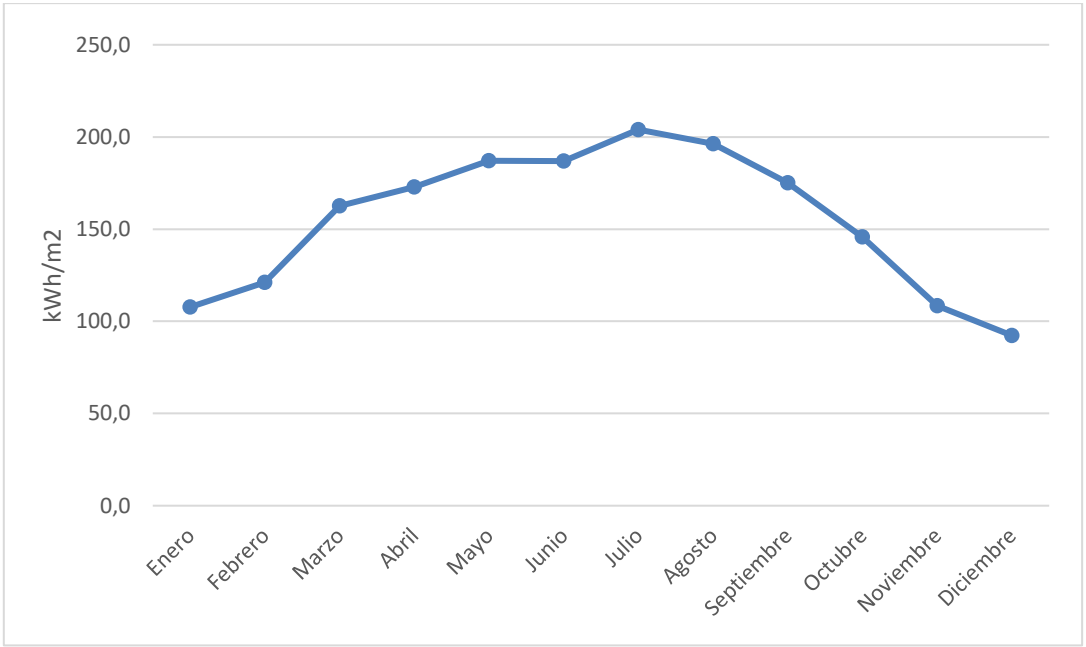


Figura 6.1, Irradiación solar distribuida por mes, Elaboración propia

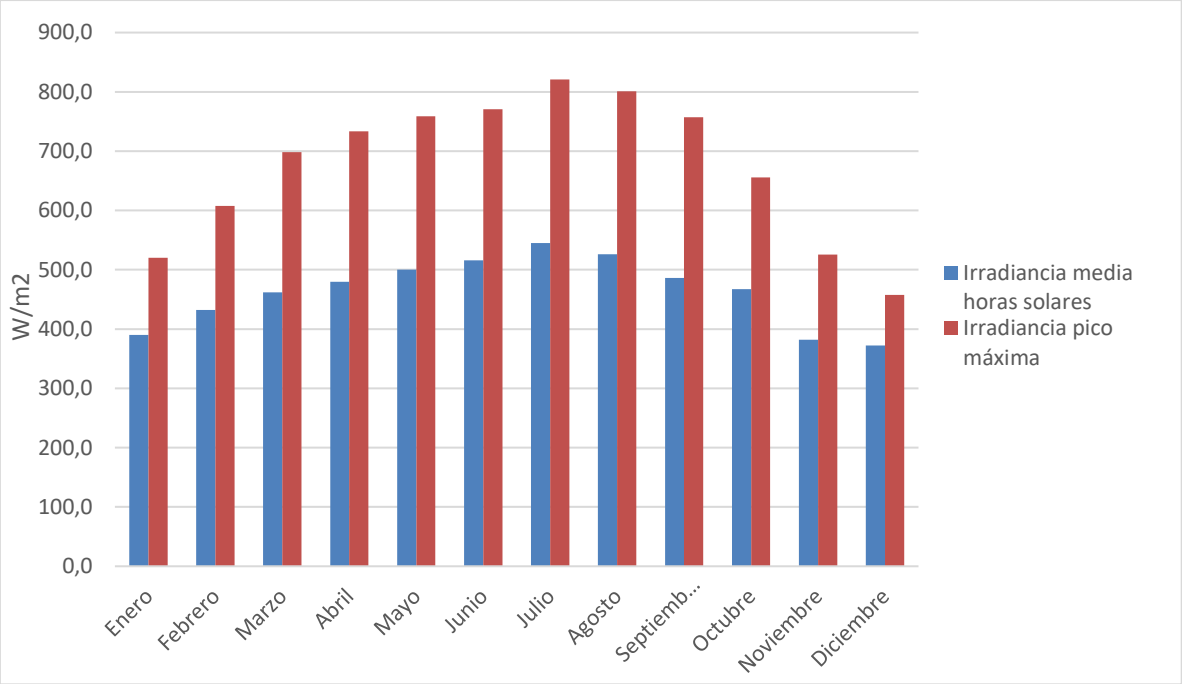


Figura 6.2, Comparación Irradiancia media horas solares e Irradiancia Pico, Elaboración propia

6.1.3 Producción fotovoltaica, Perfil horario y estacional

En la tabla 6.1 se muestra la producción fotovoltaica dividida por mes calculada en el módulo 1 del modelo de Excel, para el escenario 1, se muestra junto con la demanda eléctrica mensual de la industria representativa. En la tabla se puede apreciar el desajuste estacional entre la generación y la demanda.

Mes	Días	Producción FV E1 (kWh/mes)	Demanda eléctrica (kWh/mes)	Energía auto consumida (kWh/mes)	Excedente vertido a red (kWh/mes)	SCR mensual (%)	SSR mensual (%)	Periodo
Enero	31	10.072	86.800	10.072	0	100,0%	11,4%	Campaña
Febrero	28	11.197	78.400	11.111	86	99,2%	14,2%	Campaña
Marzo	31	14.761	30.873	12.412	2.349	84,1%	40,3%	Fuera campaña
Abril	30	15.442	29.878	12.843	2.599	83,2%	43,4%	Fuera campaña
Mayo	31	16.438	30.873	14.057	2.380	85,5%	44,6%	Fuera campaña
Junio	30	16.094	29.878	13.388	2.706	83,2%	45,3%	Fuera campaña
Julio	31	17.280	30.873	14.387	2.893	83,3%	46,8%	Fuera campaña
Agosto	31	16.665	30.873	14.199	2.466	85,2%	45,1%	Fuera campaña
Septiembre	30	15.170	29.878	12.342	2.828	81,4%	42,8%	Fuera campaña
Octubre	31	13.035	30.873	11.308	1.727	86,8%	35,9%	Fuera campaña
Noviembre	30	10.022	84.000	10.022	0	100,0%	11,8%	Campaña
Diciembre	31	8.656	86.800	8.656	0	100,0%	10,3%	Campaña
TOTAL ANUAL	**365**	**164.832**	**579.999**	**144.797**	**20.034**	**87,8%**	**25,0%**	—

Tabla 6.2, Producción fotovoltaica por mes, Elaboración propia

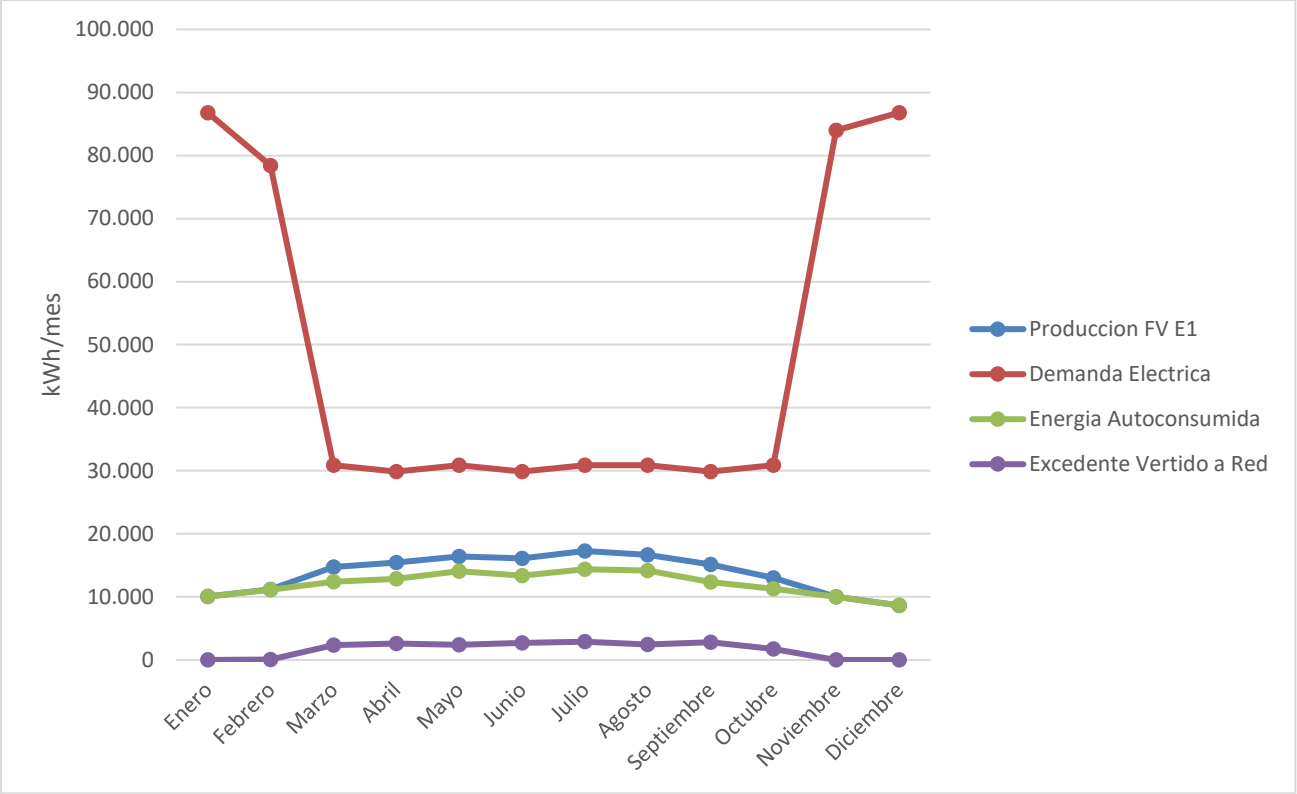


Figura 6.3, Comparativa por mes, Elaboración propia

En la tabla y en el grafico se puede apreciar la diferencia sustancial que existe entre los meses de campaña y los meses fuera de campaña, sobre todo en la demanda eléctrica de la industria. En la gráfica también podemos observar la comparativa entre la energía auto consumida y la Producción fotovoltaica, están muy próximas lo que confirma en SCR del 87,8 % calculado. Esto implica que la mayoría de la energía que se produce de manera renovable se consume, especialmente en los meses de campaña, en verano la diferencia que existe entre las dos está representada por el excedente vertido a la Red.

6.1.4 Balance energético horario del escenario 1

Magnitud	E0, Referencia	E1, 100 kWp
E_dem demanda total, kWh/año	580.000	580.000
E_FV producción FV, kWh/año	-	164.832
E_gen generación total, kWh/año	-	164.832
E_aut energía auto consumida, kWh/año	-	144.797
E_exc excedentes a red, kWh/año	-	20.034
E_red importada de red, kWh/año	580.000	433.194

Tabla 6.3, Balance energético anual, Elaboración propia

En el escenario 1, los 87.240 kWh auto consumidos representan el 15% de la demanda anual. La parte de energía fotovoltaica que se vierte a la red, 54.080 kWh, el 38,3% de la producción, corresponde a la parte principalmente de los meses de verano, mayo-septiembre, cuando la producción supera ampliamente a la demanda base de 33 kW fuera de campaña. Durante la campaña de invierno, la práctica totalidad de la escasa generación fotovoltaica de la que se

dispone, 33.600 kWh, es directamente absorbida por la instalación al ser inferior a la demanda en todo momento.

6.1.5 Comportamiento del grupo electrógeno diesel

En el módulo número 2 del Excel hemos calculado hora a hora la activación del grupo electrógeno mediante la lógica que se ha descrito en el apartado 5.2.2, el generador se activa únicamente cuando la variable $u_{red}(t) = 0$ (corte de suministro de red), con esto se consigue cubrir la demanda de consumos críticos definido como el 40 % de la demanda media del periodo al que corresponde.

Magnitud	E0, Referencia	E1, 100 kWp
Horas de funcionamiento, h/año	80–160*	80–160*
Energía generada por GE, kWh/año	5.800–10.800	5.800–10.801
Consumo combustible F_GE, L/año	2.080*	1.920
Coste combustible GE, €/año	1.706	1.574
Ahorro vs E0, €/año	-	131
Emisiones GE, kgCO_2/año	5.374	4.961
Reducción emisiones vs E0, kgCO_2/año	-	413

Tabla 6.4, Resultados del grupo electrógeno Diesel, Elaboración propia

Nota*: Valores determinísticos que corresponden a la secuencia estocástica de 20 eventos de corte, con 4 horas de duración, generados en em modelo, coherente con el TIEPO rural de 2,8 h/año de REE, 2023.

La reducción del consumo del grupo electrógeno que se aprecia en el Escenario 1 respecto al escenario 0 es marginal, 160 L/año, dado que sin sistema de almacenamiento en baterías el generador Diesel actúa exactamente igual que en la situación de referencia, cubre la demanda critica durante los mismos cortes de suministro, independientemente de si existe o no generación fotovoltaica, queda desconectada automáticamente durante los cortes, conforme a la norma *UNE-EN 62116.* Esta diferencia de 160 Litros anuales respecto al escenario 0, procede exclusivamente de las 2-3 horas de corte anuales que coinciden con horas de generación FV en el modelo, situación en que el corte se produce, pero la carga critica que parcialmente cubierta por la energía almacenada momentáneamente en los condensadores del inversor antes de la desconexión de este.

6.2 Tasas de autoconsumo y autosuficiencia

En la siguiente tabla están recogidas las tasas SCR y SSR calculadas en el módulo 4 del modelo de Excel.

Escenario	E0, Referencia	E1 FV, 100 kWp
E_dem demanda total (kWh)	580.000	580.000
E_red importada de red (kWh)	580.000	433.194
E_FV producción FV anual (kWh)	—	164.830
E_aut energía auto consumida (kWh)	—	145.438
E_exc excedentes vertidos a red (kWh)	—	19.392
SCR, Tasa de autoconsumo (%)	—	88,2%
SSR, Tasa de autosuficiencia (%)	—	25,1%

Tabla 6.5, Resultados del grupo electrógeno Diesel, Elaboración propia

La tasa de autoconsumo del 88,2 % nos indica que prácticamente la totalidad de la energía generada por el sistema fotovoltaico es consumida directamente por la instalación en el mismo instante que es producida, sin necesidad de verterla a la red. Este valor, aparentemente elevado, tiene una explicación física directa que se puede apreciar del propio balance horario del modelo.

La demanda media anual de nuestra industria representativa es de 66,2 kW, 580.000 kWh/8.760 h, mientras que la potencia fotovoltaica media durante las horas de generación útil es de solo 18,8 kW en términos de producción anual distribuida. En términos prácticos, la instalación fotovoltaica de 100 kWp alcanza la potencia pico al mediodía de los días más soleados, pero incluso en ese momento la demanda de proceso productivo, 148 kW de media en campaña, 58 kW en horas de trabajo fuera de campaña, se supera ampliamente la generación. El modelo enseña que en un numero pequeño de horas de fin de semana en los meses estivales, cuando nuestra demanda desciende a 18,8 kW y la generación fotovoltaica puede superar ese valor al mediodía, se producen excedentes. Esto explicaría que el volumen de energía que se excedentaria sea relativamente pequeño, 20.033 kWh/año. Que equivaldría a un 12,2 % de la producción total y que la mayor parte de la generación renovable sea auto consumida de forma directa.

Esta situación contrasta con el perfil horaria típico de instalaciones fotovoltaicas que podemos encontrar en el sector residencial o en las industrias que cuenta con una jornada reducida, donde encontramos que la demanda en horas solares es baja y los excedentes podrían representar el 40-60 % de la producción, Luthander et al., 2015. En el caso de nuestra industria agroalimentaria representativa, la elevada demanda continua, especialmente durante la campaña de invierno con turnos de hasta 18 horas, se garantiza que prácticamente toda la totalidad de la energía solar generada se consume de inmediato en el proceso productivo.

Para la tasa de autosuficiencia del 25,1 %, nos indica que la instalación fotovoltaica cubre una cuarta parte de la demanda eléctrica anual de nuestra industria. Este porcentaje es coherente con la relación de tamaño que hay entre el sistema instalado y la demanda total: 164.830 kWh generados por los 100 kWp representan el 28,4 % de los 580.000 kWh consumidos, y dado que el 88,2 % de esa generación es auto consumida, la contribución efectiva a la cobertura de la demanda es de 145.438 kWh, que equivalen al 25,1 % del consumo total anual.

Es importante resaltar que esta cobertura del 25,1 % se distribuye de forma desigual a lo largo del año. Durante los meses de campaña, noviembre-febrero, cuando la demanda concentra el 58 % del consumo anual, 336.000 kWh en 120 días, la producción fotovoltaica es mínima, entre 7.600 y 9.800 kWh/mes y apenas cubriría el 9-12 % de la demanda mensual de cada uno de estos meses. En el caso contrario, en los meses estivales de mayor recurso solar, junio-agosto, la producción fotovoltaica podría cubrir entre el 50-55% de la demanda mensual fuera de campaña, que es más baja, 25.000-27.900 kWh/mes, la producción alcanzaría 15.400-16.500 kWh/mes, cubriendo más de la mitad de ese periodo.

En términos económicos, los 145.438 kWh anuales auto consumidos supondrían un ahorro de 24.622,65 € en la factura eléctrica, 145.438 kWh*0,1693 €/kWh, a los que se tendrían que añadir 1.066,56 €/año por la compensación de los 19.392 kWh de excedente vertido a red, 19.392 kWh*0,055 €/kWh, para un ahorro eléctrico total de 25.689 €/año. Quitando los costes de operación y mantenimiento de la instalación, 1.500 €/año, el flujo de caja neto anual del escenario 1 en el año base asciende a 24.189 €/año, que será el punto de inicio para el análisis económico financiero del apartado 5.5.

6.3 Optimización del dimensionado fotovoltaico

6.3.1 Análisis con diferentes potencias pico en el Escenario 1

El modelo Excel realizado en el capítulo 5 permite evaluar, cambiando la casilla de la potencia pico y el valor de la inversión inicial, el balance de potencia para diferentes valores de P_{pico} , 50, 100, 150 y 200, kWp. La tabla 6.5 recoge los resultados de ahorro anual y VAN para cada una de las potencias. La potencia con la que los datos de apartados anteriores están calculados es de 100 kWp, por lo que será nuestra potencia de referencia al analizar los datos de la tabla.

Ppico (kWp)	E_FV (kWh/año)	E_aut (kWh/año)	SCR	SSR	Ahorro bruto año 1 (€/año)	CAPEX (€)	VAN 25 años (€)	Tiempo recuperación inversión (años)
50	82.415	79.081	96%	13,6%	13.572	37.500	128.915	3.2
100	164.830	145.438	88,2%	25,1%	28.308	75.000	250.869	3,3
150	247.245	194.629	78,7%	33,6%	35.845	112.500	346.318	3,5
200	329.660	218.088	66,2%	37,6%	43.059	150.000	402.039	3,9

Tabla 6.6, análisis con diferentes potencias pico, Elaboración propia

Los resultados muestran que en VAN a 25 años va aumentando a medida que también sube la potencia que analizamos. La configuración con 200 kWp es la que maximiza el VAN.

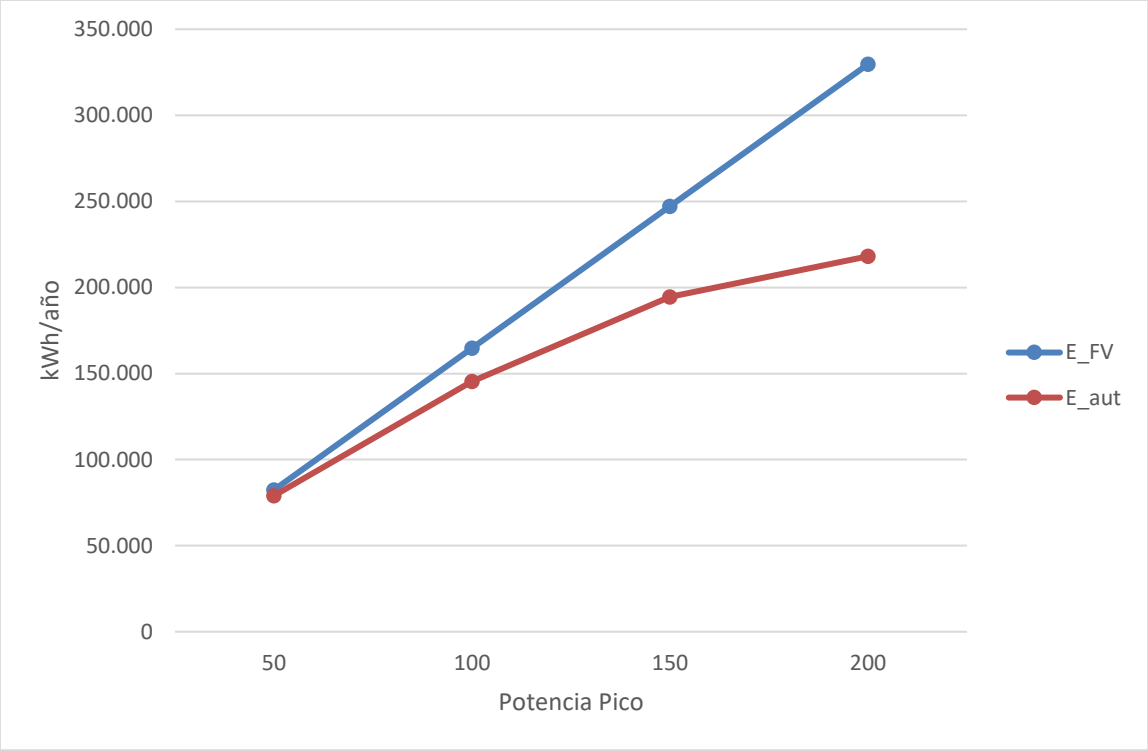


Figura 6.4, Evolución de la Energía Fotovoltaica producida y la energía Auto consumida, en función de la potencia fotovoltaica instalada, Elaboración propia

En la gráfica se puede apreciar que a media que la potencia pico instalada van en aumento, la energía fotovoltaica producida y la auto consumida van teniendo una mayor diferencia entre ellas. Por lo tanto, siguiendo las características de nuestro proyecto interesa instalar una potencia que se acerque al SCR del 100% ya que no cuenta con almacenamiento por baterías, desaprovechando energía producida. En nuestra industria el proyecto y los cálculos están realizados con 100 kWp como la referencia Se puede apreciar en esta tabla resumen, es la segunda mejor relación de la tasa SCR y SSR tiene respecto a las otras potencias, es la más equilibrada teniendo en cuenta la inversión inicial que habría que realizar, el tiempo de recuperación de la inversión tampoco se aleja tanto de las otras potencias pico.

6.4 Análisis de sensibilidad

6.4.1 Descripción del análisis

El análisis de sensibilidad esta implementado en el módulo 4, hoja 5 del Excel, mediante el uso de la fórmula de la renta anual uniforme, evalúa el impacto de las variaciones en los dos parámetros de mayor incertidumbre sobre el VAN del escenario 1, el precio de la energía eléctrica, p_{red}, ±30%, y el coste de la inversión, $CAPEX$, ±15%. En adicción a esto, se ha analizado el efecto de la tasa de actualización, 3%, 5% y 7%, y el precio del gasóleo B ±20% sobre los resultados económicos.

6.4.2 Sensibilidad al precio de la energía eléctrica

La tabla 6.6 contiene el VAN, 25 años, para el escenario 1 en función de la variación del precio de la energía eléctrica, se mantiene constante la inversión inicial del año 0.

Precio energía	VAN (€)
0,118 €/kWh (-30%)	150.086
0,169 €/kWh (base)	250.869
0,220 €/kWh (+30%)	350.473

Tabla 6.7, VAN en función del precio de la energía, Elaboración propia

El escenario 1 presenta un VAN positivo incluso en el escenario más pesimista de precio energético, -30%, lo que indicaría una robustez de la rentabilidad ante las caídas de precio. El coeficiente de elasticidad del VAN respecto al precio de la energía, calculado como la variación porcentual del VAN ante una variación porcentual del precio, ε= 1,15.

6.4.3 Sensibilidad al coste de la inversión

En la tabla 6.7 se muestran el VAN en función de la variación del CAPEX, inversión inicial, manteniendo constante el precio de la energía base.

Variación CAPEX	E1, FV 100 kWp
CAPEX -15%	262.119
CAPEX base	250.869
CAPEX +15%	239.619

Tabla 6.8, VAN en función de la variación del CAPEX, Elaboración propia

El VAN sigue siendo positivo en todos los casos, incluso en el caso con un incremento del 15 % sobre el CAPEX base. La sensibilidad del VAN al CAPEX es lineal por construcción, una variación del +15% reduce el VAN exactamente en un 15% del CAPEX adicional.

El tiempo de recuperación de la inversión va desde un 2,8 año a 3,8 años, lo que confirma que el riesgo de sobrecoste de la inversión no compromete la viabilidad del proyecto en el escenario 1.

6.4.4 Sensibilidad a la tasa de actualización

La variación de la tasa de actualización de entre 3%, 5% (base) y 7% tiene un impacto moderado en los resultados, ya que los flujos de caja del proyecto son estables año a año. La siguiente tabla recoge los resultados para el Escenario 1.

Tasa	E1 VAN (€)	E1 TIR
r = 3%	325.784	31,7%
r = 5% (Base)	250.869	31,7%
r = 7%	195.583	31,7%

Tabla 6.9, VAN y TIR en función de la tasa de actualización, Elaboración propia

La TIR es independiente de la tasa de actualización por definición, es la tasa que anual el VAN, se mantiene en 31,7% de valor fijo. La TIR es mucho mayor que la tasa de actualización del 5% (Base) lo que nos confirmaría la viabilidad económica del proyecto incluso con la hipótesis de coste de capital elevado.

6.4.5 Sensibilidad al precio del Gasóleo B

El precio del gasóleo B afecta al coste de operación del grupo electrógeno, cuyo consumo anual en el Escenario 0 de referencia es de 2.080 L/año (estimado a partir del TIEPI rural de REE, 2023). El coste total anual del GE en el Escenario 0, incluyendo combustible y mantenimiento, asciende a 3.016 €/año (2.080 L × 1,45 €/L).

Sin embargo, en el Escenario 1 sin sistema de almacenamiento en baterías, el grupo electrógeno se comporta de forma idéntica al Escenario 0: el inversor fotovoltaico se desconecta automáticamente ante cualquier corte de suministro de red conforme a la norma UNE-EN 62116, por lo que el generador diésel debe cubrir los mismos consumos críticos en ambos escenarios. El ahorro en combustible de GE entre E0 y E1 es por tanto cero, y la sensibilidad del proyecto a las variaciones del precio del gasóleo B proviene únicamente del coste de operación del propio generador, que es igual en ambos escenarios.

En consecuencia, una variación del ±20% en el precio del gasóleo B produce una variación en el coste anual del GE de ±416 €, pero al ser este coste idéntico en E0 y E1, no tiene ningún impacto sobre el VAN del Escenario 1. El único efecto sería una variación en el coste energético absoluto de ambos escenarios, que se mueve en paralelo y no altera la diferencia entre ellos.

6.5 Evaluación económico-financiera completa

6.5.1 Flujos de caja y rentabilidad del escenario 1

La tabla 6.9 contiene los indicadores económico-financieros completos para el escenario 1, calculados por el módulo 4 de la hoja 5 del modelo de Excel.

Indicador	E1, FV 100 kWp
CAPEX (€)	75.000
Ahorro bruto año 1 (€/año)	25.689
Flujo neto año 1 (€/año)	24.189
O&M año 1 (€/año)	1.500
VAN 25 años, r=5% (€)	250.869
TIR (%)	31,74%
Tiempo de recuperación de la inversión (años)	3,3
LCOE (€/kWh)	0,0432

Tabla 6.10, Indicadores económico-financieros del Escenario 1, Elaboración propia

El escenario 1 presenta una alta rentabilidad, con TIR superior a 26 puntos porcentuales a la tasa de actualización de 5%. El LCOE del sistema renovable es de 0,0432, que se encuentra por debajo del coste de la energía de la red, 0,1693 €/kWh, lo que confirmaría la competitividad económica del autoconsumo fotovoltaico frente al suministro convencional en el contexto de las tarifas actuales.

En la siguiente figura analizaremos la evolución del flujo neto con el horizonte de 25 años:

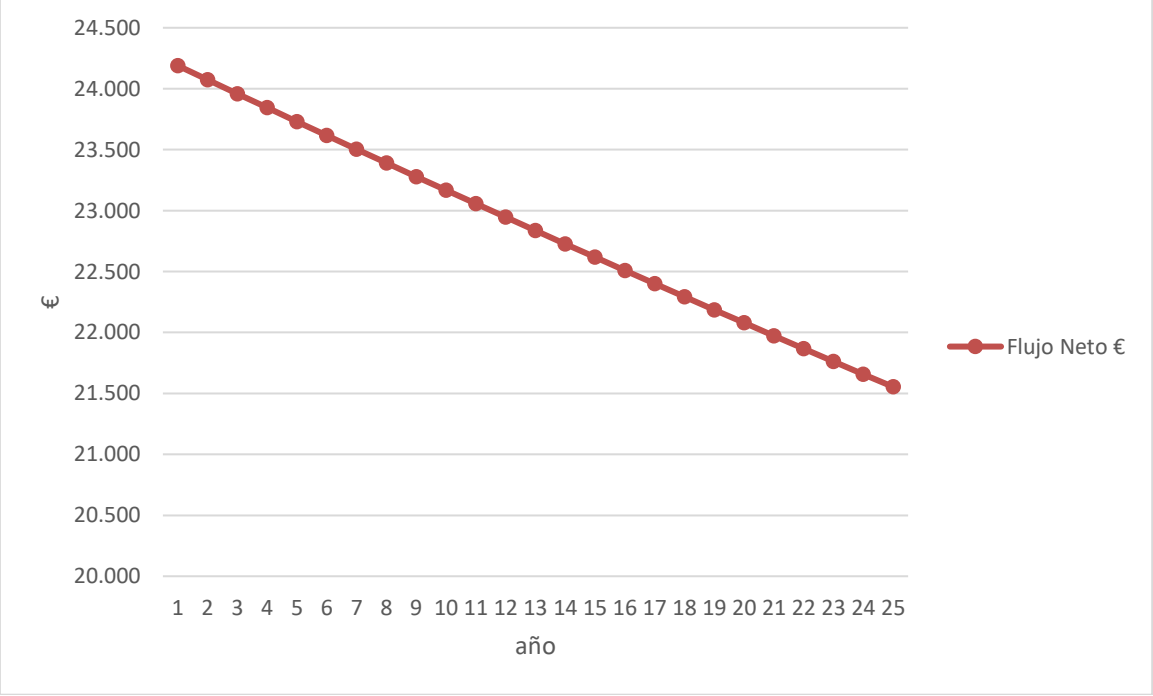


Figura 6.5, Evolución del flujo neto a 25años, Elaboración propia

Como se puede apreciar en la gráfica superior el flujo de caja a 25 años de vida de proyecto va disminuyendo de manera constante. Esto es debido a la degradación progresiva que tienen los módulos fotovoltaicos, cada año producen un poco menos que el anterior y por lo tanto van perdiendo rentabilidad. En el apartado de anexos se adjunta la tabla en la que están recogidos todos los datos de flujo de caja.

6.5.2 Impacto sobre la factura energética total

La tabla 6.10 resume el impacto del escenario 1 poniendo el contexto del Escenario 0 de referencia usado.

Parámetro	E0, Referencia	E1 FV 100 kWp
Coste Electricidad de red (€)	98.164	73.680
Ingresos compensación excedentes (€) (-)	0	1.067
Coste Combustible GE (€)	3.016	3.016
O&M GE (€)	900	900
O&M FV 100 kWp	0	600
COSTE TOTAL	102.080	76.529
Ahorro Vs E0	-	25.551
Reducción	-	25,03%

Tabla 6.11, Coste energético anual, Elaboración propia

Capítulo 7. Evaluación económica con financiación, análisis ambiental y social

7.1 Análisis económico-financiero con financiación e incentivos

7.1.1 Marco de ayudas públicas disponibles

La implantación de autoconsumo renovable en una industria agroalimentaria rural se puede acoger a un programa de financiación pública y líneas de crédito preferencial que pueden mejorar significativamente la rentabilidad del proyecto propuestos respecto al análisis de los fondos propios del capítulo 6. La identificación de estas ayudas es un elemento fundamental del estudio de viabilidad que se tiene que presentar antes los órganos de gobierno de la empresa para la toma de decisión de la inversión.

Dentro de las ayudas existentes a fondo perdido las más relevantes son las siguientes:

-El Programa de Incentivos Ligados al Autoconsumo y al Almacenamiento regulado por el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) financiado por la Unión Europea-NextGeneration EU. El programa de incentivos 2 de este Real Decreto contempla la realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento. Las intensidades de ayuda para el sector agroalimentario, encuadrado en esta categoría, son las siguientes según la normativa vigente. Para las empresas pequeñas, menos de 50 trabajadores y facturación inferior a 10 millones, perfil de nuestra industria representativa, la intensidad de la ayuda base es del 40 % del coste subvencionable para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

-El Plan Estratégico de Recuperación y Transformación Económica del sector agroalimentario, aprobado en el marco del PRTR con una dotación de 1.000 millones de euros, contempla la financiación de inversiones en eficiencia energética y autoconsumo renovable en empresas de procesado y transformación agroalimentaria. La intensidad de ayuda para pequeña empresa asciende al 40% del coste elegible, siendo este programa complementario con el RD 477/2021 aunque sujeto a las reglas de acumulación de ayudas estatales establecidas por el Reglamento General de Exención por Categorías (RGEC), que fija un techo de intensidad del 45% para pequeñas empresas en materia de protección medioambiental y energía.

-El IDAE gestiona, en el marco de sus competencias, programas específicos de eficiencia energética para PYME del sector industrial. Las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico son elegibles como actuación de eficiencia energética cuando sustituyen consumo de energía de red, con intensidades del 30–45% para pequeña empresa según la magnitud del ahorro energético acreditado mediante auditoría energética previa. Este programa, financiado con cargo al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), es compatible con las ayudas del PRTR hasta el límite de intensidad máxima aplicable.

Las ayudas autonómicas son acumulables con las nacionales hasta el límite de intensidad máxima establecido por el RGEC, siempre que los costes subvencionados no sean los mismos. En la práctica, la combinación de ayuda nacional (40%) más complemento autonómico (5–10% sobre costes no cubiertos) puede elevar la intensidad efectiva total hasta el 43–45%.

Dentro de las ayudas que no son a fondo perdido podemos encontrar una gran variedad tanto de ayudas directas como beneficios fiscales por la implementación de este tipo de autoconsumo renovable.

En los beneficios fiscales en el impuesto sobre sociedades, se permiten amortizaciones libres en el período correspondiente al año de entrada en funcionamiento de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que entren en funcionamiento entre 2023 y 2026, con una inversión máxima a beneficio de 500.000 euros y como condición que se mantenga la plantilla media de la entidad durante 24 meses tras el inicio del período impositivo.

El Real Decreto-ley 7/2026 prorroga la libertad de amortización para inversiones en instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica con renovables, permitiendo a las empresas deducir fiscalmente la inversión al ritmo que prefieran, sin necesidad de ajustarse a las tablas de amortización ordinarias, mejorando su liquidez mientras reducen drásticamente su dependencia de los volátiles precios del mercado eléctrico.

En términos económicos, la libertad de amortización para la instalación fotovoltaica de 75.000 € genera el siguiente beneficio fiscal. Bajo amortización ordinaria, la vida útil fiscal de una instalación fotovoltaica es de 20–25 años (coeficiente máximo del 8–10% anual según tablas del artículo 12 de la Ley IS). Con libertad de amortización, la empresa puede deducir los 75.000 € íntegramente en el primer ejercicio, generando un ahorro fiscal inmediato de:

$$Ahorro\ fiscal\ año\ 1 = CAPEX \times t_{IS} = 75.000 \times 0{,}25 = 18.750\ €$$

frente a los 18.750 € que se habrían deducido de forma diferida a lo largo de 20 años con la amortización ordinaria al 5% anual. El valor actual neto del beneficio incremental de la amortización libre respecto a la amortización ordinaria es:

$$\Delta VAN_{amort} = 18.750 - 75.000 \times 0{,}05 \times 0{,}25 \times \frac{1-(1{,}05)^{-20}}{0{,}05} = 18.750 - 937{,}5 \times 12{,}462$$
$$= 18.750 - 11.683 = 7.067\ €$$

Este diferencial de 7.067 € representa un beneficio adicional equivalente al 9,4% del CAPEX bruto en términos de valor actual, generado sin coste directo para la empresa más allá del cumplimiento de la condición de mantenimiento de plantilla durante 24 meses.

Algunas administraciones locales ofrecen bonificaciones en el IBI para inmuebles que incorporen sistemas de energías renovables, que pueden alcanzar hasta el 50% de la cuota íntegra del impuesto durante un periodo determinado, generalmente entre 3 y 5 años. En municipios rurales con valores catastrales bajos, el ahorro económico de esta bonificación es modesto en términos absolutos (estimado en 300–800 €/año para una nave industrial agroalimentaria tipo), pero en términos porcentuales sobre la cuota puede ser significativo. La aplicación de esta bonificación requiere verificar las ordenanzas fiscales del municipio concreto, ya que no todos los ayuntamientos la tienen aprobada.

Por último, Las líneas ICO Empresas y Emprendedores incluyen una modalidad específica para inversiones en eficiencia energética y autoconsumo renovable con plazos de hasta 20 años y tipos de interés bonificados que en 2024–2025 se sitúan entre el 3,5% y el 5,5% TAE según el perfil de riesgo de la empresa y el plazo elegido, muy por debajo del coste de financiación bancaria convencional para inversiones industriales (6–9% TAE en el mismo período).

7.1.2 Impacto de las ayudas sobre la rentabilidad, análisis con subvención

En la siguiente tabla 7.1 se recogen los indicadores económico-financieros recalculados para el escenario 1 incorporando las ayudas descritas en el apartado anterior.

Escenario de Financiación	Subvención directa €	Beneficio total	CAPEX neto (€)	Tiempo Recuperación Inversión	VAN (€)	TIR (%)
Fondos Propios	-	-	75.000	3,3	250.869	31,74
RD 477/2021 PYME 40%	30.000	30.000	45.000	2	280.869	53,27
RD 477/2021 PYME 40% + Libertad amortización	30.000+7.067	37.067	37.933	1,7	287.936	63,29
RD 477/2021 PYME 40%+ IBI 50%	30.000+900	30.900	44.100	1,9	281.769	54,37

Tabla 7.1, Impacto de las ayudas públicas sobre los indicadores financieros, Elaboración propia

7.2 Evaluación ambiental del ciclo de vida

7.2.1 Huella de carbono de la fase de fabricación e instalación

Para una evaluación ambiental rigurosa se requiere no solo considerar las emisiones evitadas durante la operación del sistema, sino también las emisiones asociadas a la fabricación e instalación de los equipos, esto es, la huella de carbono embebida del sistema renovable. Solo cuando la reducción de emisiones operacionales supera la huella embebida se puede considerar que el sistema ha alcanzado el retorno energético de carbono.

Para la instalación fotovoltaica, la huella de carbono embebida típica de los módulos de silicio se sitúa en un rango de 450-600 $kgCO_2/kWp$ instalado, según los datos del análisis de ciclo de vida, ACV, publicado por el IEA PVPS, Task 12,2020, para los 100 kWp del Escenario 1, la huella embebida total de nuestra instalación FV, módulos, estructuras, inversores, cableado e instalación, asciende aproximadamente a 55 tCO_2 (0,55 $tCO_2/kWp \times 100$ kWp). Dado que el sistema evita 21.52 tCO_2/año durante la operación, el retorno de carbono se produce en 2,5 años (55 / 21,52), muy por debajo de la vida útil de 25–30 años del sistema, lo que confirma el beneficio ambiental neto de la instalación.

7.2.2 Reducción de emisiones acumulada a lo largo del horizonte de 25 años

La reducción de emisiones de CO_2 calculada en el Capítulo 5 para el año base, 21,53 tCO_2/año, se tiene que proyectar a lo largo del horizonte de 25 años de vida útil del sistema teniendo en cuenta dos efectos dinámicos de signo contrario: la degradación progresiva de los módulos fotovoltaicos, que reduce la generación y por tanto la emisión evitada año a año en un 0,45% anual, y la descarbonización progresiva del mix eléctrico español prevista por el PNIEC 2021–2030, que reduce el factor de emisión de la energía de red y, consiguientemente, el valor ambiental de cada kWh autoconsumo en años futuros.

El modelo de Excel del capítulo 5 utiliza un factor de emisión del mis eléctrico constante de 0,148 $kgCO_2$/kWh, REE, 2024. Esta hipótesis es la más comparable con los datos del modelo de Excel y la más conservadora en términos de CO2 evitados, ya que se ignora la reducción del factor de emisión que irá reduciendo el beneficio ambiental marginal de cada kWh autoconsumo a partir de 2025. Por este motivo, en la tabla 7.2 se representan los resultados bajo dos hipótesis, factor de emisión constante al nivel de 2024 (escenario modelo Excel, denominado FE constante) y factor de emisión variable según la trayectoria de descarbonización del PNIEC (escenario dinámico).

Trayectoria del factor de emisión del mix eléctrico español utilizada en el escenario dinámico: el PNIEC 2021–2030 proyecta alcanzar una penetración renovable del 74% en 2030, lo que supone reducir el factor de emisión desde 0,148 $kgCO_2$/kWh (2024) hasta aproximadamente 0,088 $kgCO_2$/kWh en 2030, con una senda de reducción lineal de 0,010 $kgCO_2$/kWh por año. Para el período 2031–2048, se aplica una reducción más gradual de 0,003 $kgCO_2$/kWh por año hasta alcanzar un suelo de 0,040 $kgCO_2$/kWh correspondiente a un mix con presencia residual de generación fósil de respaldo.

La CO_2 evitada en el año n bajo el escenario dinámico es:

$$CO_{2,evit,n} = E_{aut} \cdot (1-d)^{n-1} \cdot \frac{FE_n}{1.000}$$

donde FE_n es el factor de emisión del mix en el año n según la trayectoria PNIEC y $d = 0{,}0045$ es la tasa de degradación anual de los módulos FV.

Indicador	FE constante modelo Excel	FE constante trayectoria PNIEC
CO_2 evitada año 1 (tCO_2/año)	21,52	21,52
CO_2 evitada año 10 (tCO_2/año)	20,43	10,98
CO_2 evitada año 25 (tCO_2/año)	19,23	5,2
Media anual CO_2 evitada (tCO_2/año)	20,42	10,58
CO_2 evitada acumulada 25 años (tCO_2)	507,8	264,5
Huella embebida FV 100 kWp (tCO_2)	55	55
CO_2 neta evitada 25 años (tCO_2)	452,8	209,5
Retorno de carbono (años)	2,7	5,2
Coste de reducción CO_2 (€/tCO_2)	147,7	283,6

Tabla 7.2, Reducción acumulada de emisiones de CO2 a 25 años, Elaboración propia

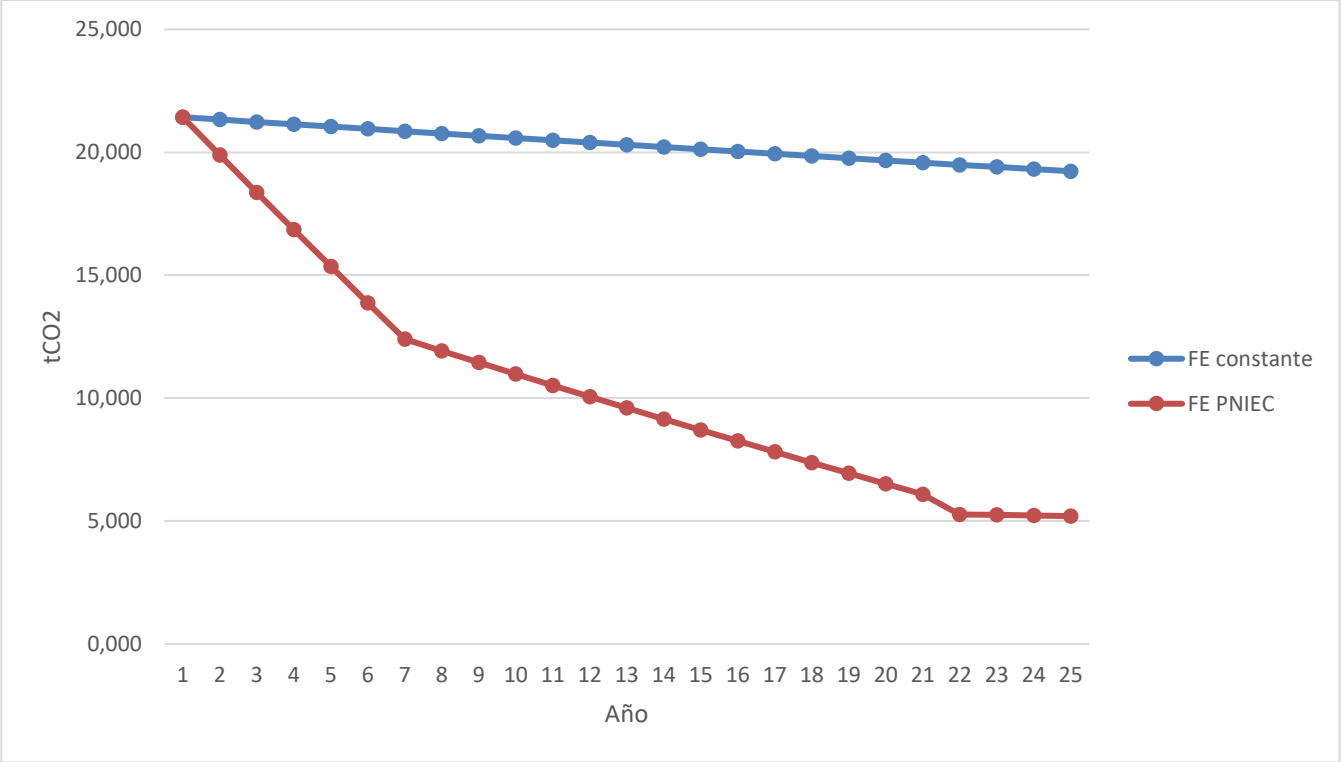


Figura 7.1, Evolución de las emisiones de CO2 por año, Elaboración propia

La huella de carbono embebida de la instalación fotovoltaica se estima en 55 tCO_2 para los 100 kWp instalados, aplicando el valor de referencia de 550 $kgCO_2/kWp$ para módulos de silicio monocristalino que incluye la fabricación de módulos, estructura metálica, inversor, cableado e instalación (IEA PVPS Task 12, 2020). Esta huella se recupera con la CO_2 evitada durante la operación: el retorno de carbono se produce en tan solo 2,7 años bajo la hipótesis de factor de emisión constante, o en 5,2 años bajo la trayectoria PNIEC. Ambos valores son inferiores a la vida útil de 25–30 años del sistema, lo que confirma el beneficio ambiental neto de la instalación en cualquiera de las dos hipótesis.

La diferencia entre ambos escenarios es significativa: la descarbonización del mix eléctrico reduce la CO_2 acumulada evitada desde 507,8 tCO_2 (FE constante) hasta 264,5 tCO_2 (PNIEC), es decir, un 47,9% menos. Esta reducción no supone un menor beneficio ambiental en términos absolutos, la instalación sigue evitando más CO_2 que la que embebe en su fabricación, sino que refleja el éxito de la política energética española en descarbonizar el sistema eléctrico: cuanto más limpio es el mix, menor es el valor ambiental marginal de desplazar energía de red con generación propia.

El coste de la reducción de CO_2 varía según la hipótesis considerada: 147,7 €/tCO_2 (FE constante) o 283,6 €/tCO_2 (PNIEC). Ambos valores superan el precio de mercado del carbono en el EU ETS durante 2023–2024 (60–100 €/tCO_2, MITECO 2024), lo que confirma que la viabilidad económica del proyecto descansa en el ahorro directo en factura eléctrica y no en la valorización de los certificados de carbono.

7.2.3 Contribución a los objetivos climáticos nacionales y europeos

El escenario 1 del autoconsumo contribuye directamente a los objeticos que se establecen en los siguientes marcos de política energética y climática.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030 (PNIEC) establece un objetivo de reducción de emisiones de GEI del 23% respecto a 1990 para 2030, con un objetivo específico de autoconsumo de 9 GW instalados a nivel nacional para ese año

El Reglamento Europeo de Taxonomía para Finanzas Sostenibles (Reglamento UE 2020/852) clasifica las inversiones en autoconsumo fotovoltaico y cogeneración de biomasa como actividades económicas sostenibles («verdes») siempre que cumplan los criterios técnicos de evaluación establecidos en el Acto delegado de Clima. La instalación el escenario 1 analizado cumple con estos criterios, lo que lo hace elegible para la financiación bajo el marco de bonos y prestamos verdes, abriendo una vía de financiación a tipos inferiores al mercado convencional para empresas con acceso a este tipo de herramientas financieras.

7.3 Impacto socioeconómico en el medio rural

7.3.1 Empleo directo generado en la fase de instalación

La implantación del sistema de autoconsumo analizado generaría empleo directo en la fase de la instalación, se ha estimado a partir de las ratios de intensidad laboral publicados por la Asociación de Empresas de Energías Renovables, APPA Renovables, 2024, para instalaciones industriales en el segmento de 50-300 kWp.

Para la instalación fotovoltaica, el ratio de empleo directo en la fase de construcción e instalación es de 10–14 jornadas por kWp instalado, que incluyen el transporte y colocación de módulos, montaje de estructura, instalación eléctrica, tendido de cableado, instalación de inversor, legalización y puesta en marcha. Para los tres escenarios, el empleo generado en la fase de instalación es el siguiente:

Escenario	Componente	Potencia/Capacidad	Ratio Laboral	Empleo Generado (Jornadas)	Equivalente Empleo/año
E1	Instalación FV	100 kWp	12 jornadas/kWp	1.200 jornadas	0,55 emp./año

Tabla 7.3, Empleo directo generado en la fase de instalación, Elaboración propia a partir de APPA Renovables 2024

Se estima una duración de la fase de 10 meses para el escenario 1. El empleo en instalación es fundamentalmente local o regional: según los datos de la Asociación de Instaladores de Energía Solar (AIES, 2023), más del 70% de las jornadas de instalación de sistemas de autoconsumo en instalaciones industriales inferiores a 500 kWp son ejecutadas por empresas instaladoras de la misma provincia o de provincias limítrofes, lo que garantiza que el impacto económico de la fase de instalación se materializa preferentemente en el entorno territorial inmediato de la industria.

7.3.2 Empleo permanente en la fase de operación y mantenimiento

El empleo generado durante la vida útil del proyecto en tareas de operación y mantenimiento es más reducido, pero de carácter permanente o semipermanente, lo que lo hace especialmente valioso para el medio rural.

Para la instalación fotovoltaica, las tareas de O&M (limpieza de módulos, revisión periódica de equipos eléctricos, sustitución de inversores al final de su vida útil, gestión de la monitorización) representan un volumen de trabajo de 0,3–0,5 jornadas por kWp y año para instalaciones de esta escala, según los datos del Observatorio de Empleo en Energías Renovables del IDAE (2022). Para los 100 kWp del escenario 1, esto equivale a 30–100 jornadas/año, que en la práctica se contratan habitualmente con la empresa instaladora local bajo contrato de mantenimiento.

7.3.3 Impacto macroeconómico local, Multiplicador de empleo e ingresos

La implantación del sistema de autoconsumo genera efectos indirectos en la economía local a través del multiplicador de empleo y de renta. En el ámbito de los municipios rurales españoles, los estudios de impacto económico de proyectos de energía renovable estiman un multiplicador de empleo de 1,8–2,2, es decir, por cada empleo directo generado se crean 0,8–1,2 empleos adicionales en el tejido económico local, y un multiplicador de renta de 1,5–1,7 (por cada euro de salario directo generado, se generan 0,5–0,7 € adicionales en la economía local a través del consumo de los trabajadores), Hernández et al., 2020, Renewable and Sustainable Energy Reviews.

En términos de reducción del coste energético, el ahorro libreado puede destinarse a incrementar la retribución de los trabajadores, a ampliar la plantilla, para mejorar la competitividad o para reinvertir en nuevas mejoras productivas, generando en cualquier caso un multiplicador positivo sobre la economía local.

7.3.4 Contribución al reto demográfico y a la fijación de población rural

En el medio rural español la despoblación es uno de los principales desafíos socioeconómicos, según los datos del Padrón Municipal del INE (2023), el 53% de los municipios españoles ha perdido población en la última década, con tasas de pérdida superiores al 10% en muchos municipios del interior. La viabilidad económica de las industrias agroalimentarias rurales es un factor clave para la retención de población, al constituir estas empresas el principal empleador no agrario en sus entornos.

La instalación de sistemas de autoconsumo renovable contribuye al reto demográfico a traces de tres vías:

- La primera es la mejora de la competitividad de la industria local: la reducción del coste energético de hasta el 42,5% mejora los márgenes de la industria representativa, aumenta su capacidad de financiar inversiones productivas y consolida el empleo existente, fijando la población ocupada en el territorio.

- La segunda es la generación de empleo cualificado local, las tareas de operación y mantenimiento de los sistemas de autoconsumo requieren perfiles técnicos de formación profesional que pueden ser cubiertos con talento local, creando una nueva oportunidad de empleo estable en el municipio sin necesidad de desplazamiento a núcleos urbanos.

- La tercera es el efecto modelo y difusión territorial: una instalación de autoconsumo visible en una industria rural actúa como referente para otras empresas del entorno, catalizando la difusión de la tecnología en el territorio. Estudios de adopción tecnológica en el sector agroalimentario (Pinillos et al., 2023, Energies) muestran que la distancia geográfica y la similitud sectorial entre empresas son los mejores predictores de la adopción de innovaciones energéticas, lo que sugiere que el efecto demostrativo de este tipo de proyectos puede ser multiplicador en el contexto rural.

7.3.5 Alineación con la política territorial y rural nacional

El proyecto es coherente con las siguientes herramientas de política territorial y rural de alcance nacional:

- La Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico, Ministerio de Política Territorial, 2019, identifica la creación de empleo y la mejora de las condiciones económicas en el medio rural como eje prioritario de actuación, incluyendo específicamente el apoyo a las industrias agroalimentarias como motores de desarrollo local.

- El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, PRTR, en su Componente 2 "*Plan de Rehabilitación y Reto Demográfico*", aborda la inversión en energías renovables en el medio rural como una de las fuentes de regeneración económica territorial, con una dotación de 1.200 millones de euros para proyectos en municipios de menos de 5.000 habitantes. Este componente incluye los programas de incentivos a comunidades energéticas y autoconsumo en el contexto del Plan de Recuperación, dentro de sus componentes de regeneración y reto demográfico.

- La Ley de Medidas de Eficiencia Energética, Ley 18/2022, de 28 de septiembre, en su artículo 25, establece medidas específicas de simplificación administrativa para la instalación de sistemas de autoconsumo en el sector industrial, reduciendo los plazos de tramitación y facilitando el acceso de las pymes rurales a este tipo de proyectos.

7.4 Análisis de riesgo e incertidumbres

7.4.1 Riesgos técnicos

El principal riesgo técnico identificado para el escenario es la variabilidad interanual del recurso solar, que puede ser hasta un ±10% respecto al año meteorológico representativo empleado en el modelo, PVGIS, base SARAH-3. Esta variación se ha cuantificado en el análisis de sensibilidad del Capítulo 6 de forma indirecta a través de la variación del precio energético ahorrado, y su impacto sobre el VAN es moderado: una reducción del 10% en la generación fotovoltaica anual supone una reducción del ahorro de aproximadamente 1.600 € para E1, que no compromete la viabilidad del proyecto.

7.4.2 Riesgos regulatorios

El riesgo regulatorio más relevante es el cambio en el mecanismo de compensación de excedentes: el precio de compensación simplificada, actualmente 55 €/MWh según la media PVPC 2023, CNMC, podría verse reducido en el futuro si la implantación fotovoltaica satura la red en las horas de mayor generación, reduciendo los precios de mercado.

El mecanismo de auto consumidores colectivos y comunidades energéticas, RD 244/2019 y la Directiva RED III, abre una oportunidad regulatoria adicional no contemplada para el análisis base, si la instalación constituyera una comunidad energética con agricultores de la zona, los excedentes fotovoltaicos podrían ser compartidos entre los participantes a precio de mercado, eliminando el problema del bajo precio de compensación y aumentando el valor económico de los excedentes. Esta opción se considera una línea de trabajo futura para el desarrollo del proyecto.

7.4.3 Riesgos económicos y de financiación

El riesgo de inflación en los costes de inversión es reducido para proyectos en fase de ejecución en el corto plazo: el coste de los módulos fotovoltaicos ha experimentado una tendencia deflacionista sostenida hasta alcanzar un mínimo histórico de 0,22–0,28 €/Wp en 2023–2024 (IRENA, 2024), y no se prevé una inversión significativa de esta tendencia en el horizonte 2025–2027.

El riesgo de subida del precio de la energía es, paradójicamente, favorable para los proyectos de autoconsumo: cada incremento del 10% en el precio de la energía de red eleva el VAN del E1 en aproximadamente 22.000 €, como se ha mostrado en el análisis de sensibilidad del Capítulo 6.

7.5 Síntesis del análisis económico, ambiental y social

El análisis desarrollado a lo largo de los capítulos anteriores para el Escenario 1, instalación fotovoltaica de autoconsumo de 100 kWp en cubierta en una industria agroalimentaria representativa del medio rural español, sin almacenamiento en baterías y con grupo electrógeno diésel de emergencia de 120 kVA, permite obtener una valoración del proyecto que va más allá de los indicadores económico-financieros. Esta sección resume los resultados de las tres dimensiones de evaluación analizadas, económica, ambiental y socioeconómica territorial, y extrae las conclusiones de conjunto relevantes para la toma de decisión inversora.

7.5.1 Síntesis económico-financiera

La evaluación económica del Escenario 1 confirma la viabilidad financiera bajo cualquier combinación razonable de hipótesis. La instalación genera un flujo de caja neto de 24.189 €/año en el año base, equivalente al 25.1% del gasto eléctrico anual del Escenario 0 (76.529 €/año), con una reducción del coste energético total del 25,3% permanente a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

Los indicadores del análisis de inversión muestran resultados muy favorables incluso sin ningún tipo de ayuda pública. El Valor Actual Neto de 250.869 € a una tasa del 5% supone que la instalación genera más de tres veces su coste de inversión en valor presente, y la Tasa Interna de Retorno del 31,74% supera en más de 26 puntos porcentuales el coste del capital de referencia. El tiempo de recuperación de 3,3 años representa solo el 12,6% de la vida útil de 25 años de los módulos fotovoltaicos, lo que implica que el proyecto genera retornos positivos netos durante más de 21 años tras haber recuperado la inversión inicial. El LCOE de 0,043 €/kWh representa únicamente el 25,4% del precio de la energía de red (0,1693 €/kWh), cuantificando la ventaja competitiva estructural de la generación propia frente al suministro convencional.

El análisis de sensibilidad confirma el resultado de estos resultados: incluso bajo la hipótesis más adversa considerada, reducción simultánea del 30% en el precio de la energía y degradación de los módulos al ritmo máximo de la garantía de rendimiento, el VAN se mantiene positivo (superior a 80.000 €) y la TIR no cae por debajo del 15%, umbral muy superior al coste del capital.

El entorno de las ayudas públicas disponibles en España, articulado principalmente sobre los Fondos NextGenerationEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y complementado por incentivos fiscales nacionales y locales, transforma radicalmente el perfil financiero del proyecto. La combinación óptima de instrumentos disponibles para una PYME agroalimentaria ubicada en un municipio de menos de 5.000 habitantes, subvención directa del Programa 2 del RD 477/2021 (C7.I01/C31.I01 del PRTR) al 40%, libertad de amortización del Impuesto sobre Sociedades (RD-ley 7/2026), bonificación del IBI al 50% durante tres años, reduce el CAPEX neto efectivo desde 75.000 € hasta aproximadamente 37.933 €, elevando la TIR hasta el 63,29% y reduciendo el tiempo de recuperación de la inversión a 1,7 años.

Esta arquitectura de financiación, regulatoriamente compatible con las reglas de acumulación del Reglamento General de Exención por Categorías de la Unión Europea (RGEC), convierte al Escenario 1 en uno de los proyectos de inversión de mayor rentabilidad ajustada al riesgo accesibles a la industria agroalimentaria rural española en el período 2024–2026, ventana temporal determinada por el plazo de ejecución del PRTR.

7.5.2 Síntesis ambiental

El Escenario 1 genera un beneficio ambiental concreto, cuantificado y verificable, aunque estructuralmente limitado por el alcance de la instalación. La reducción de emisiones de CO_2 equivalente en el año base asciende a 21,52 tCO_2/año, correspondiente íntegramente al desplazamiento de energía eléctrica de red por generación fotovoltaica local. El grupo electrógeno diésel (0,71 tCO_2/año) no experimentan variación en el Escenario 1, dado que ninguno de estos sistemas es modificado por la instalación fotovoltaica.

La reducción porcentual de las emisiones totales del 14,9% (de 147,7 tCO_2/año) refleja con exactitud el alcance del Escenario 1: una mejora significativa y real, pero parcial, de la huella de carbono de la industria.

A lo largo del horizonte de 25 años, la instalación evita una emisión acumulada de 507,8 tCO_2 bajo la hipótesis de factor de emisión del mix eléctrico constante al nivel de 2024 (0,148 $kgCO_2$/kWh, REE 2024), o de 264,5 tCO_2 bajo la trayectoria de descarbonización del PNIEC 2021–2030. En ambos casos, la instalación compensa su propia huella de carbono embebida en fabricación e instalación (55 tCO_2 para 100 kWp, IEA PVPS Task 12, 2020) antes de finalizar el tercer año de operación, con un retorno de carbono de 2,7 años (FE constante) o 5,2 años (PNIEC), valores sustancialmente inferiores a la vida útil de 25–30 años del sistema.

7.5.3 Síntesis socioeconómica y territorial

El Escenario 1 genera una serie de impactos socioeconómicos positivos en el medio rural que trascienden el beneficio para la empresa inversora.

Empleo local. La instalación de 100 kWp moviliza aproximadamente 1.200 jornadas de trabajo durante la fase de ejecución (12 jornadas/kWp, APPA Renovables 2024), ejecutadas mayoritariamente por empresas instaladoras del tejido productivo regional. En la fase de operación y mantenimiento, el sistema genera entre 30 y 50 jornadas anuales de carácter semipermanente. La concentración de estos empleos en el sector de instalaciones eléctricas y energías renovables, con ratios de cualificación superiores a la media del sector construcción, contribuye a la diversificación del tejido productivo rural.

Fijación de renta en el territorio. El ahorro neto de 24.189 €/año permanece íntegramente en la estructura de costes de la empresa local, reduciendo la transferencia de renta hacia las empresas suministradoras de energía convencional y fortaleciendo la posición competitiva de la industria agroalimentaria en su mercado. Con un multiplicador económico local estimado de 1,5–1,7 (Hernández et al., 2020), el impacto económico territorial total del ahorro energético puede estimarse en 36.000–41.000 €/año en términos de actividad económica inducida en el municipio y su área de influencia.

Contribución a los objetivos de política energética. El Escenario 1 se alinea directamente con los objetivos del PNIEC 2021–2030, que prevé alcanzar 9 GWp de autoconsumo fotovoltaico en España para 2030. Si el modelo estudiado en este trabajo se replicase en las 28.000 industrias agroalimentarias rurales españolas de la escala representativa analizada, el potencial teórico de despliegue ascendería a 2,8 GWp fotovoltaicos, con una reducción de emisiones del sector de aproximadamente 600.000 tCO_2/año y un ahorro en la factura energética del sector de más de 670 millones de euros anuales. Aunque esta extrapolación tiene un carácter ilustrativo y no constituye una proyección prospectiva, dimensiona la relevancia macroeconómica y ambiental de las medidas analizadas en este trabajo para la política industrial y energética nacional.

Resiliencia energética. La reducción del 25% en la dependencia de la energía importada de red (SSR del 25,1%) mejora la resiliencia operativa de la empresa frente a interrupciones del suministro y a la volatilidad de los precios del mercado mayorista (OMIE). Esta resiliencia, cuantificada pero no monetizada en el presente análisis, constituye un beneficio estratégico adicional que cobra especial relevancia en el contexto de la crisis energética iniciada en 2021 y de la creciente volatilidad de los precios del gas natural y la electricidad en el mercado europeo.

7.5.4 Valoración integrada y recomendación

La evaluación integrada de las dimensiones económica, ambiental y socioeconómica del Escenario 1 permite formular una valoración de conjunto positiva y una recomendación de inversión:

Desde el punto de vista económico, el Escenario 1 supera con amplio margen los criterios de rentabilidad habituales en el sector industrial (TIR > 15%, tiempo de recuperación de la inversión < 5 años, VAN > 0), siendo uno de los proyectos de inversión de menor riesgo y mayor retorno accesibles a la industria agroalimentaria rural española en el contexto actual. La disponibilidad del ecosistemade ayudas NextGenerationEU transforma una inversión ya rentable en una oportunidad de retorno excepcional que difícilmente volverá a estar disponible una vez cerradas las convocatorias del PRTR en 2026.

Desde la perspectiva ambiental, el Escenario 1 genera un beneficio neto positivo a lo largo de su vida útil, con un retorno de carbono de 2,7 años. La descarbonización del sector eléctrico que produce el Escenario 1 es el paso previo y necesario a cualquier estrategia de descarbonización más ambiciosa del sector térmico.

Desde la perspectiva socioeconómica territorial, el Escenario 1 crea empleo local, fija renta en el municipio, mejora la competitividad de la empresa y contribuye a los objetivos de política energética nacional y europea.

La recomendación derivada del análisis es la implementación de la instalación fotovoltaica de 100 kWp, con una estructura de financiación que maximice el aprovechamiento del ecosistema NextGenerationEU disponible.

Capítulo 8. Conclusiones

8.1 Conclusiones relativas al diagnóstico energético

El diagnóstico energético de la industria agroalimentaria representativa construida para este trabajo, basada en la media ponderada de los principales subsectores del sector agroalimentario rural español, ha permitido establecer los parámetros principales del sistema de autoconsumo. Las conclusiones más relevantes de esta fase son las siguientes.

La demanda eléctrica anual de la industria representativa asciende a 580.000 kWh/año, con una distribución altamente asimétrica entre el período de campaña (noviembre–febrero, 336.000 kWh, 57,9% del total) y el período fuera de campaña (marzo–octubre, 244.000 kWh, 42,1%), con una potencia punta de 195 kW en campaña y una base de reposo de 12 kW. Esta estacionalidad pronunciada constituye el condicionante técnico fundamental del diseño del sistema de autoconsumo, al determinar la magnitud del desajuste con el recurso solar.

El emplazamiento tipo del sector, España peninsular interior, dispone de un recurso solar de 1.680 kWh/m²·año sobre plano horizontal y 1.860 kWh/m²·año sobre plano inclinado óptimo, con la mejor disponibilidad de recurso coincidiendo con el período de mínima demanda.

8.2 Conclusiones relativas al diseño del modelo de simulación

El modelo de simulación horaria implementado en Microsoft Excel ha demostrado ser una herramienta adecuada para el análisis de sistemas de autoconsumo industrial de la escala estudiada. Las conclusiones metodológicas más relevantes son las siguientes.

La demanda horaria calibrada mediante factores de escala por período reproduce exactamente los 580.000 kWh/año del diagnóstico manteniendo la variabilidad diaria y semanal del perfil de carga, con una desviación respecto al objetivo de 0 kWh.

8.3 Conclusiones relativas a los resultados de la simulación

Los resultados del modelo horario para el Escenario 1 (instalación fotovoltaica de 100 kWp sin almacenamiento, sobre cubierta industrial) con los parámetros del diagnóstico corregidos a 580.000 kWh/año de demanda son los siguientes.

La energía auto consumida generada por la instalación asciende a 164.930 kWh en el año base. La energía fotovoltaica auto consumida asciende a 145.438 kWh/año en el año base, equivalente a una tasa de autoconsumo SCR del 88,2% y una tasa de autosuficiencia SSR del 25,1%. La elevada SCR (88,2%) se explica por el reducido tamaño relativo de la instalación respecto a la demanda: los 100 kWp generan en media una potencia en horas solares muy inferior a la demanda simultánea de la industria, de modo que casi toda la energía fotovoltaica generada es absorbida directamente por la instalación. Los únicos excedentes producidos, 19.392 kWh/año, el 12,2% de la generación, se concentran en las horas centrales de los fines de semana de verano, cuando la demanda base de 18 kW es inferior a la potencia fotovoltaica punta.

El análisis mensual del balance energético confirma el desajuste estacional como limitación estructural del sistema: en los cuatro meses de campaña (noviembre–febrero), la SCR es prácticamente del 100% porque la producción FV es enormemente inferior a la demanda, y la contribución solar a la cobertura de la demanda de proceso es del 10–14% mensual. La SSR más alta se alcanza en los meses de verano, cuando la demanda cae a 25.600–31.500 kWh/mes y la producción FV alcanza 13.000–17.300 kWh/mes.

El análisis del espacio de búsqueda (50–200 kWp) muestra que el VAN crece de forma prácticamente lineal con la potencia instalada en el rango analizado, sin mostrar un máximo, porque la demanda supera siempre a la generación fotovoltaica incluso a 200 kWp. Esta conclusión implica que la elección de 100 kWp como escenario de referencia responde a un criterio de equilibrio entre las demás potencias simuladas y simplicidad de tramitación administrativa.

8.4 Conclusiones relativas a la evaluación económica

Los indicadores económico-financieros calculados en la hoja 5 del módulo 4 del modelo de Excel, son los siguientes:

Indicador	Valor
Ahorro bruto anual año 1	25.689 €
O&M sistema renovable	1.500 €
Flujo de caja neto año 1	24.189 €
VAN (r=5%, horizonte 25 años)	250.869 €
TIR	31,74%
Tiempo de Recuperación Inversión	3,3
Coste nivelado Energía Renovable	0,043 €/kWh

Tabla 8.1, Resumen indicadores económico-financieros, Elaboración propia

Estos resultados confirman la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica de autoconsumo para la industria agroalimentaria rural española en el contexto tarifario actual. La TIR del 31,74% supera en más de 26 puntos porcentuales el coste del capital de referencia (5%), y el tiempo de recuperación de la inversión de 3,3 años es breve en relación con la vida útil de 25 años de los módulos FV. El LCOE de 0,043 €/kWh representa el 25,4% del precio de la energía de red (0,1693 €/kWh), lo que cuantifica la ventaja competitiva de la generación fotovoltaica propia frente al suministro convencional.

La reducción del coste energético total del 20,3% (de 102.080 €/año a 76.529 €/año) es una mejora que fortalece la competitividad de la empresa en su mercado, independientemente de la evolución futura del precio de la energía de red. El análisis de sensibilidad muestra que el VAN sigue siendo positivo incluso con una reducción del 30% en el precio de la energía lo que confirma la robustez de la inversión ante variaciones adversas del entorno de mercado.

La incorporación de la subvención del RD 477/2021 (40% para PYME en municipio rural) reduce el CAPEX neto a 45.000 €, eleva la TIR hasta aproximadamente el 53,27% y reduce el tiempo de recuperación de la inversión a 2 años, haciendo de este proyecto una de las inversiones de mayor rentabilidad accesibles a la pequeña empresa industrial del medio rural español.

8.5 Conclusiones relativas a la evaluación ambiental

La instalación fotovoltaica de 100 kWp evita 21,52 tCO_2/año en el año base, reduciendo las emisiones totales de la industria en un 14,9%. A lo largo del horizonte de 25 años, con degradación del 0,45%/año de los módulos fotovoltaicos y factor de emisión del mix eléctrico constante al nivel de 2024, la instalación evita una emisión acumulada de 507,8 tCO_2 netos de la huella de carbono en la fabricación e instalación del sistema (55 tCO_2 para 100 kWp, según IEA PVPS Task 12, 2020).

El retorno de carbono, el tiempo necesario para que la CO_2 evitada durante la operación compense la huella embebida de fabricación, es de 2,7 años, muy inferior a la vida útil de 25–30 años del sistema. Bajo la trayectoria de descarbonización del mix eléctrico prevista por el PNIEC 2021–2030, el retorno de carbono se amplía a 5,2 años, manteniéndose siempre por debajo de la quinta parte de la vida útil del proyecto.

8.6 Conclusiones relativas al impacto socioeconómico territorial

El análisis del impacto socioeconómico en el contexto del medio rural español permite extraer las siguientes conclusiones:

La instalación genera un empleo directo en la fase de instalación de aproximadamente 1.200 jornadas (12 jornadas/kWp, APPA Renovables 2024), ejecutadas mayoritariamente por empresas instaladoras de la región. En la fase de operación y mantenimiento, el sistema crea entre 30 y 50 jornadas de trabajo anuales de carácter semipermanente.

El ahorro liberado de 24.189 €/año neto permanece en la estructura de costes de la empresa local, pudiendo destinarse a mejorar la retribución de los trabajadores, ampliar la plantilla o reinvertir en la mejora productiva, con un multiplicador económico local estimado de 1,5–1,7 (Hernández et al., 2020).

La instalación contribuye a los objetivos del PNIEC 2021–2030, que prevé alcanzar 9 GWp de autoconsumo fotovoltaico para 2030. La generalización del modelo estudiado entre las 28.000 industrias agroalimentarias rurales españolas representaría un potencial teórico de 2,8 GWp fotovoltaicos y una reducción de emisiones del sector de 600.000 tCO_2/año, contribución significativa a la trayectoria de descarbonización del sector productivo nacional.

8.7 Conclusión general

El proyecto demuestra que la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo de 100 kWp es técnicamente viable, económicamente rentable y ambientalmente beneficioso para la industria agroalimentaria representativa del medio rural español en las condiciones actuales del recurso solar.

La rentabilidad económica queda acreditada por una TIR del 31,74% (sustancialmente superior al coste del capital del 5%), un VAN de 250.869 € y un payback de 3,1 años en el escenario sin subvención, mejorado hasta TIR ≈ 53% y payback de 1,9 años con la subvención del Programa 2 del RD 477/2021. La inversión genera un flujo de caja neto de 24.189 €/año que equivale al 32,2% del coste eléctrico del Escenario 0, consolidando una mejora permanente de la competitividad energética de la empresa.

El beneficio ambiental es significativo, 21,52 tCO_2 evitadas en el año base, con retorno de carbono de 2,7 años y una reducción porcentual de las emisiones totales de la instalación del 14,9%. La limitación de este beneficio, circunscrito a las emisiones eléctricas al no modificarse el sistema de caldera ni el grupo electrógeno, señala con precisión los vectores donde debe focalizarse la estrategia de descarbonización de largo plazo del sector.

BIBLIOGRAFÍA

MAPA (2023) *Informe Anual de la Industria Alimentaria Española*

IDAE (2022) *Estudio de consumos, costes y usos energéticos en la industria*

INE (2023) *Encuesta de Consumos Energéticos*

INE (2022) Encuesta Industrial de Empresas

CNAE 10

IDAE (2022) *Estudio de Consumos, Costes y Usos Energéticos*

García et al. (2022, Agronomy)

Ramírez-Solis et al, 2021

ODYSSEE-MURE, 2023

CNMC (Informe Minorista de Gas y Elctricicad,2024)

TIEPO rural de REE, 2023.

UNE-EN 62116

Luthander et al., 2015

-Figura 2. https://www.energynews.es/barometro-aege-precio-diciembre-2023/

https://essd.copernicus.org/articles/16/5243/2024/essd-16-5243-2024.html

https://pvgis.com/es/pvgis-5-3

https://www.agroclm.com/2023/11/29/el-medio-rural-ocupa-el-84-de-la-superficie-de-espana-y-alberga-al-16-de-la-poblacion/

articulo RD 244/2019

segundo informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico de APPA Renovables (2024)

IRENA 2024

CTE DB-SE-AE

IEA PVPS (Task 12, 2020)

PNIEC 2021–2030

Reglamento UE 2020/852

Hernández et al., 2020, Renewable and Sustainable Energy Reviews

Pinillos et al., 2023, Energies

Ministerio de Política Territorial, 2019

Ley de Medidas de Eficiencia Energética, Ley 18/2022

Real Decreto-ley 7/2026

Real Decreto 477/2021

https://www.ine.es/dyngs/Prensa/ECE2022.htm

https://www.mapa.gob.es/dam/mapa/contenido/ministerio/servicios/servicios-de-informacion/analisis-y-prospectiva/ayp_serie-indicadores/informe-anual/informe-anual_metadatos_final.pdf

https://www.huffingtonpost.es/life/consumo/la-agroindustria-apuesta-autoconsumo-fotovoltaico-ganar-competitividad-f202603.html

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en

ANEXOS

MÓDULO 3 · INDICADORES ENERGÉTICOS

INDICADOR	E0 — Referencia	E1 — FV 100 kWp
GENERACIÓN RENOVABLE (kWh/año — año base)		
E_FV producción FV anual (kWh)	—	164.830
E_gen total anual (kWh)	—	164.830
BALANCE ENERGÉTICO (kWh/año)		
E_aut energía autoconsumida (kWh)	—	145.438
E_exc excedentes vertidos a red (kWh)	—	19.392
E_red importada de red (kWh)	580.000	433.194
E_dem demanda total (kWh)	580.000	580.000
TASAS DE AUTOCONSUMO Y AUTOSUFICIENCIA		
SCR, Tasa de autoconsumo (%)	—	88,2%
SSR, Tasa de autosuficiencia (%)	—	25,1%
GRUPO ELECTRÓGENO DIÉSEL		
F_GE consumo combustible (L/año)	2.080	2.080
Coste combustible GE (€/año)	3.016	3.016
Emisiones GE (kgCO2/año)	5.375	5.375
AHORRO ECONÓMICO ANUAL (€/año — año base)		
Ahorro electricidad red (€/año)	—	25.689
Ahorro combustible GE (€/año)	—	0
AHORRO TOTAL BRUTO (€/año)	—	25.689
REDUCCIÓN EMISIONES CO2 (tCO2/año)		
CO2 eléctrica no emitida (tCO2/año)	—	21,52
CO2 GE evitada (tCO2/año)	—	0,00
CO2 TOTAL NO EMITIDO (tCO2/año)	—	21,52

MÓDULO 4 · EVALUACIÓN ECONÓMICA

ESCENARIO 1 Fotovoltaica 100 kWp							
CAPEX (€)	75.000	Ahorro bruto año 1 (€)	25.689	O&M año 1 (€)	1.500	25 años (módulos FV)	
Año	**Factor desc.(1+r)^n**	**E_FV (kWh)**	**E_aut (kWh)**	**E_exc (kWh)**	**Ahorro red (€)**	**O&M (€)**	**FLUJO NETO (€)**
0 (Inversión inicial)	1,000	—	—	—	—	0	-75.000
1	1,050	164.830	145.438	19.392	25.689	1.500	24.189
2	1,103	164.088	144.784	19.305	25.574	1.500	24.074
3	1,158	163.350	144.132	19.218	25.459	1.500	23.959
4	1,216	162.615	143.483	19.131	25.344	1.500	23.844
5	1,276	161.883	142.838	19.045	25.230	1.500	23.730
6	1,340	161.154	142.195	18.959	25.116	1.500	23.616
7	1,407	160.429	141.555	18.874	25.003	1.500	23.503
8	1,477	159.707	140.918	18.789	24.891	1.500	23.391
9	1,551	158.989	140.284	18.705	24.779	1.500	23.279
10	1,629	158.273	139.653	18.620	24.667	1.500	23.167
11	1,710	157.561	139.024	18.537	24.556	1.500	23.056
12	1,796	156.852	138.399	18.453	24.446	1.500	22.946
13	1,886	156.146	137.776	18.370	24.336	1.500	22.836
14	1,980	155.443	137.156	18.288	24.226	1.500	22.726
15	2,079	154.744	136.539	18.205	24.117	1.500	22.617
16	2,183	154.048	135.924	18.123	24.009	1.500	22.509
17	2,292	153.354	135.313	18.042	23.901	1.500	22.401
18	2,407	152.664	134.704	17.961	23.793	1.500	22.293
19	2,527	151.977	134.098	17.880	23.686	1.500	22.186
20	2,653	151.293	133.494	17.799	23.580	1.500	22.080
21	2,786	150.613	132.893	17.719	23.473	1.500	21.973
22	2,925	149.935	132.295	17.639	23.368	1.500	21.868
23	3,072	149.260	131.700	17.560	23.263	1.500	21.763
24	3,225	148.588	131.107	17.481	23.158	1.500	21.658
25	3,386	147.920	130.517	17.402	23.054	1.500	21.554

VA (€)	**325.869**
VAN (€)	**250.869**
TIR (%)	**31,74%**
Tiempo recuperación inversion	**3,3**
Coste nivelado energia renovable (€/kWh)	**0,0432**

TABLA RESUMEN COMPARATIVA	
INDICADOR	**E1 — FV 100kWp**
CAPEX (€)	75.000
SCR — Tasa autoconsumo (%)	88,2%
SSR — Tasa autosuficiencia (%)	25,1%
Ahorro total €/año	25.689
CO2 evitada tCO2/año	21,52

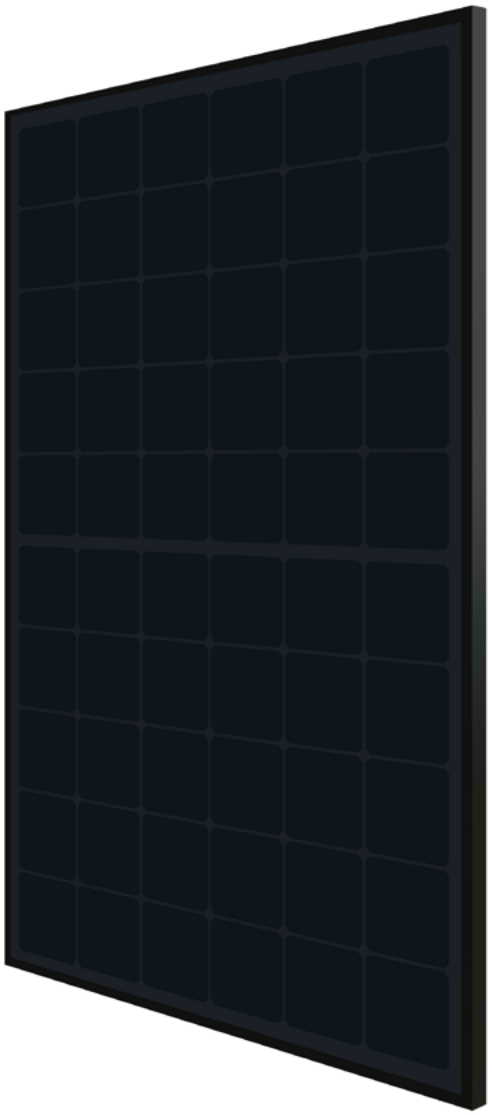
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD			
p_red →	**0.118 €/kWh (-30%)**	**0.169 €/kWh (base)**	**0.220 €/kWh (+30%)**
CAPEX -15%	172.017	277.171	381.096
CAPEX base	160.767	265.921	369.846
CAPEX +15%	149.517	254.671	358.596

eurener energía solar

Expertos Europeos
en Módulos Residenciales

Ultra Back Contact N-type

› 400- 410W



Eficiencia del módulo
Hasta un 22,85 % de eficiencia

Diseño elegante
Sin busbars ni fingers en la parte frontal

Resistencia a PID
Certificado siguiendo los estándares IEC TS 62804

Resistencia mejorada
Resistencia certificada frente a niebla salina y amoníaco

Resistencia a granizo
Certificado RG3/HW3

Fácil de manejar
Instalaciones más cómodas gracias a un tamaño de panel optimizado

20 Años
Garantía de Producto
+5 años para Socios Premium

30 Años
Garantía de Rendimiento
Garantía Lineal

1% Degradación el primer año
0,25% Degradación anual
91,75% Potencia a 30 años

Ilumina tu mundo con Eurener

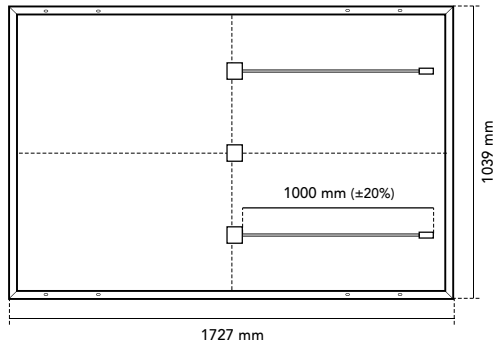
El amplio abanico de certificaciones y galardones atestigua nuestro compromiso constante con nuestros socios y nuestro profundo sentido de la responsabilidad social y ética.

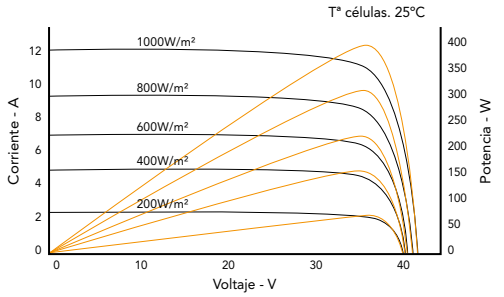
Calidad española en todo el mundo

Galardonados como TOP Brand PV

Medalla Platino EcoVadis por tercer año consecutivo

Eurener MEPV — ULTRA 400-410W





Especificaciones mecánicas	
Células	Células de silicio monocristalino de tipo N
Vidrio frontal	Vidrio templado de 3,2mm de gran resistencia y ARC
Marco	Aluminio anodizado negro
Caja de conexión	IP68, 3 diodos de by-pass
Conector	MC4-Evo 2 original
Cable	1000 mm (±20%) de longitud y 4 mm² de sección
Dimensiones	1727 x 1039 x 30 mm (±1%)
Área	1,79 m²
Peso	20 kg
Embalaje	949 uds/camión

Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de temperatura de Isc (α)	0,045 %/°C
Coeficiente de temperatura de Voc (β)	-0,247 %/°C
Coeficiente de temperatura de Pmax (γ)	-0,29 %/°C
Rango de temperatura	-40 °C ~ +85 °C
Temperatura de operación nominal de la célula (TONC)	43 ± 2 °C

	MEPV 400	MEPV 405	MEPV 410
Características eléctricas		STC	
Potencia nominal máxima. Pmax	400 Wp	405 Wp	410 Wp
Corriente de cortocircuito (Isc)	12,05 A	12,15 A	12,26 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	42,10 V	42,30 V	42,49 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	11,09 A	11,16 A	11,24 A
Voltaje de máxima potencia (Vmp)	36,10 V	36,30 V	36,49 V
Eficiencia de módulo	22,31 %	22,57 %	22,85 %
Características eléctricas		NOCT	
Potencia nominal máxima. Pmax	307 Wp	311 Wp	315 Wp
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,72 A	9,80 A	9,88 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	40,23 V	40,43 V	40,63 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	8,96 A	9,02 A	9,08 A
Voltaje de máxima potencia (Vmp)	34,23 V	34,43 V	34,63 V

* STC: 1000 W/m², temperatura del módulo 25°C, AM 1,5 * NOCT: 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, AM 1,5

Parámetros de operación	
Tensión máxima del sistema	1500 V
Capacidad máxima del fusible. Ir	20 A
Tolerancia de potencia a la salida	0 - +3 %
Tolerancia de Voc e Isc	± 3 %
Clasificación de fuego	Broof (t4) (EN 13501-5)
	Clase A o C (UL 790)
Clase de protección	Clase II (IEC 61140)
Cargas mecánicas	Carga frontal 5400 Pa, carga trasera 2400 Pa

Certificados corporativos y de producto
Evaluación ECOVADIS - Medalla Platino (TOP 1%)
Compromiso de prevención del trabajo forzoso en la industria solar por SEIA
ISO9001:2015 - Sistemas de gestión de la calidad
ISO14001:2015 - Sistema de gestión ambiental
WEEE compliance in Germany
PV CYCLE Italia
IEC 61215 - Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre - Cualificación del diseño y homologación
IEC 61730 - Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)
IEC 61701 - Módulos fotovoltaicos (FV) - Ensayo de corrosión por niebla salina
IEC 62716 - Módulos fotovoltaicos (FV) - Ensayo de corrosión por amoníaco
IEC TS 62804 - Módulos fotovoltaicos (FV) - Métodos de ensayo para la detección de la degradación potencialmente inducida
Resistencia a granizo HW3/RG3
Certificate of Factory Production Control (UK) - MCS
Clase de reacción al fuego: 1 - LAPI
Sustainable materials assessment by Sundahus
Certificado de calidad Swissolar

NOTA: Toda la información contenida en esta ficha técnica se proporciona únicamente a título informativo. Las especificaciones del producto pueden estar sujetas a modificaciones técnicas. La recepción, instalación y uso deben ajustarse al Manual de Instalación, a las Condiciones Generales de Venta y a los Términos y Condiciones de Garantía aplicables. Las últimas versiones de toda la documentación técnica están disponibles en www.eurener.com.

DESDE 1997 más que energía

eurener.com
contact@eurenerworld.com
+34 960 045 515
Calle Colón, 1-23
46004, Valencia. España

Expertos europeos en módulos residenciales

Desde 1997 nuestro principal objetivo ha sido suministrar módulos fotovoltaicos de calidad y duraderos que nos permitan, a nosotros y a las generaciones futuras, seguir produciendo energía limpia para cuidar nuestro planeta.