



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER AUDITORÍA Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN EXISTENTE

Autor: Pablo Pérez Ariza

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2026

ANEXO I

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Auditoría y análisis energético de instalación existente en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 25/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- ☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- ☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

En la elaboración del presente Trabajo Fin de Máster se han empleado herramientas de inteligencia artificial como apoyo en la búsqueda de información, en la generación de ideas y en la planificación y estructuración de la redacción de la memoria. En todos los casos, dichas herramientas se han utilizado como recurso auxiliar, siendo el autor el responsable del contenido,

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

del análisis, de los resultados y de las conclusiones del trabajo, que han sido revisados y validados en su totalidad

Firmado (alumno): Pablo Pérez Ariza
Fecha: 2/7/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Auditoría y análisis energético de instalación existente en la ETS de Ingeniería - ICAI de la
Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Pablo Pérez Ariza

Fecha: 05/07/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández

Fecha://



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER AUDITORÍA Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN EXISTENTE

Autor: Pablo Pérez Ariza

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Agradecimientos

A mi familia y a mis amigos, por su apoyo constante y por haberme acompañado a lo largo de todo este proceso.

A Hierros Paco Reyes, por su disposición y por facilitarme el acceso a la información de la nave, y en especial a Sebastián Durán, cuya ayuda ha sido fundamental para la realización de este trabajo.

A mi director, Íñigo Sanz Fernández, por su orientación y seguimiento durante el desarrollo del proyecto.

AUDITORÍA Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN EXISTENTE

Autor: Pérez Ariza, Pablo.

Director: Sanz Fernández, Íñigo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se ha realizado una auditoría energética de una fábrica de ferralla para construcción, caracterizando su consumo eléctrico anual (unos 213.350 kWh) a partir de la facturación real y de un modelo energético calibrado, e identificando y evaluando técnica y económicamente dos conjuntos de medidas de mejora. Los resultados muestran que el autoconsumo fotovoltaico es la actuación más rentable y robusta (VAN de 57.667 € y retorno de 5 años en el caso base), y que el plan de acción propuesto incide sobre cerca del 32 % del consumo de la planta.

Palabras clave: auditoría energética, eficiencia energética, autoconsumo fotovoltaico, ferralla, modelo energético, evaluación técnico-económica.

1. Introducción

La energía eléctrica constituye un factor de coste y de competitividad de primer orden para la industria, especialmente en sectores intensivos como la transformación de acero y la fabricación de ferralla para construcción, donde el margen por tonelada de producto es ajustado. En un contexto de precios eléctricos elevados y volátiles y de crecientes exigencias de descarbonización, la auditoría energética se erige en una herramienta clave para conocer con detalle cómo, dónde y cuándo se consume la energía y para decidir de forma fundamentada qué inversiones resultan rentables.

El reto característico de este tipo de instalaciones es que, en la práctica, carecen de una infraestructura de medida detallada, sin subcontadores por máquina ni monitorización en tiempo real, disponiendo únicamente de la factura eléctrica global. El presente Trabajo Fin de Máster afronta ese reto realizando una auditoría energética de una fábrica de ferralla, con el objetivo de caracterizar su consumo, identificar sus principales focos de gasto y proponer y evaluar un plan de acción priorizado de medidas de mejora técnica y económicamente viables.

2. Definición del proyecto

El proyecto tiene un alcance deliberadamente realista, coherente con la información disponible en la planta: facturación eléctrica real, inventario de equipos con sus potencias nominales, condiciones de operación y la información cualitativa obtenida en visitas y entrevistas. A partir de estos datos, el trabajo caracteriza el consumo, construye un modelo energético global, identifica oportunidades de mejora y las evalúa económicamente mediante indicadores de rentabilidad.

Las medidas de mejora se organizan en dos conjuntos o clusters de naturaleza complementaria. El Cluster 1, de eficiencia energética, actúa sobre la demanda mediante

la optimización del alumbrado LED de la nave, el control y la zonificación de la iluminación, la mejora de la eficiencia en oficinas y la reducción de pérdidas eléctricas. El Cluster 2, de autoconsumo fotovoltaico, actúa sobre el suministro, sustituyendo energía comprada a la red por generación solar propia sobre la cubierta de la nave. Ambos inciden sobre el término de energía de la factura, que es su componente dominante.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El núcleo metodológico del trabajo es un modelo energético que hace compatibles dos perspectivas. Una perspectiva descendente toma el consumo real facturado como dato firme y lo reparte entre las grandes familias de uso (factores productivos, servicios auxiliares y servicios generales, en una proporción del 75 %, 10 % y 15 %). Una perspectiva ascendente modela el consumo de cada equipo a partir de su potencia nominal y su régimen de operación. La clave es la calibración: el modelo ascendente se ajusta mediante factores de utilización de modo que la suma de los consumos estimados reproduzca el consumo facturado, evitando el sobredimensionamiento de casi siete veces que produciría el uso directo de las potencias nominales. El modelo se valida de forma cruzada, comprobando que la estimación ascendente de los servicios generales coincide, con una diferencia inferior al 2 %, con la obtenida por reparto de la facturación.

Para el autoconsumo fotovoltaico se ha desarrollado, además, un modelo financiero de proyecto de base anual a 25 años, que simula año a año la generación (con la degradación de los módulos y la producción específica obtenida de la herramienta PVGIS), el ahorro (a partir del grado de autoconsumo y con indexación del precio de la energía), la inversión (incluida la reinversión del inversor), los costes de operación y unos estados financieros completos, de los que se obtienen el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de retorno bajo tres escenarios.

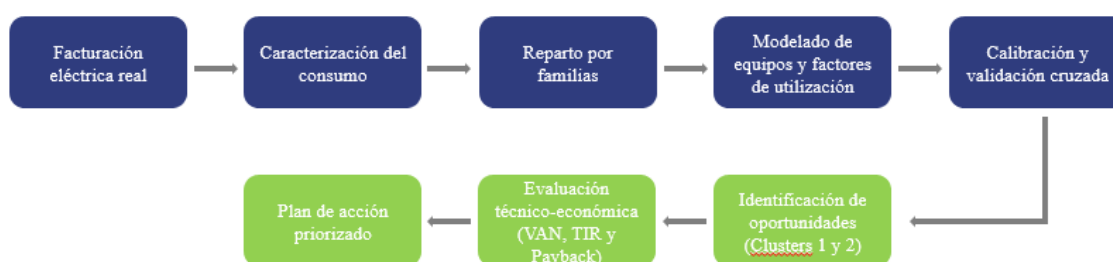


Ilustración 1 – Diagrama de flujo.

4. Resultados

La caracterización del consumo arroja un ratio de intensidad energética de 14,7 kWh por tonelada, con una distribución temporal favorable, fuertemente concentrada en el periodo tarifario más económico como reflejo de la operación a tres turnos, y un precio del término de energía de 0,129 €/kWh. El mapa de consumos revela que los factores

productivos concentran tres de cada cuatro kilovatios hora, y que la iluminación es el principal consumidor accesible a la mejora entre los servicios generales.

En la evaluación económica, las medidas de eficiencia del Cluster 1 suponen un ahorro de 11.193 kWh anuales (un 5,2 % del consumo), con una rentabilidad global marginal cuando se valoran solo por el ahorro energético, si bien la reducción de pérdidas destaca como una actuación de mínima inversión y rápido retorno (3,6 años). El autoconsumo fotovoltaico, dimensionado en 43,1 kWp, autoconsume unos 57.124 kWh anuales (el 27 % del consumo de la planta) y presenta en el caso base un VAN de 57.667 €, una TIR del 22,9 % y un retorno de 5 años, manteniéndose rentable incluso en el escenario pesimista. El plan de acción resultante, priorizado por impacto y esfuerzo, incide sobre cerca del 32 % del consumo eléctrico de la planta y genera un valor agregado superior a los 54.000 €, sustentado de forma robusta en el autoconsumo fotovoltaico.

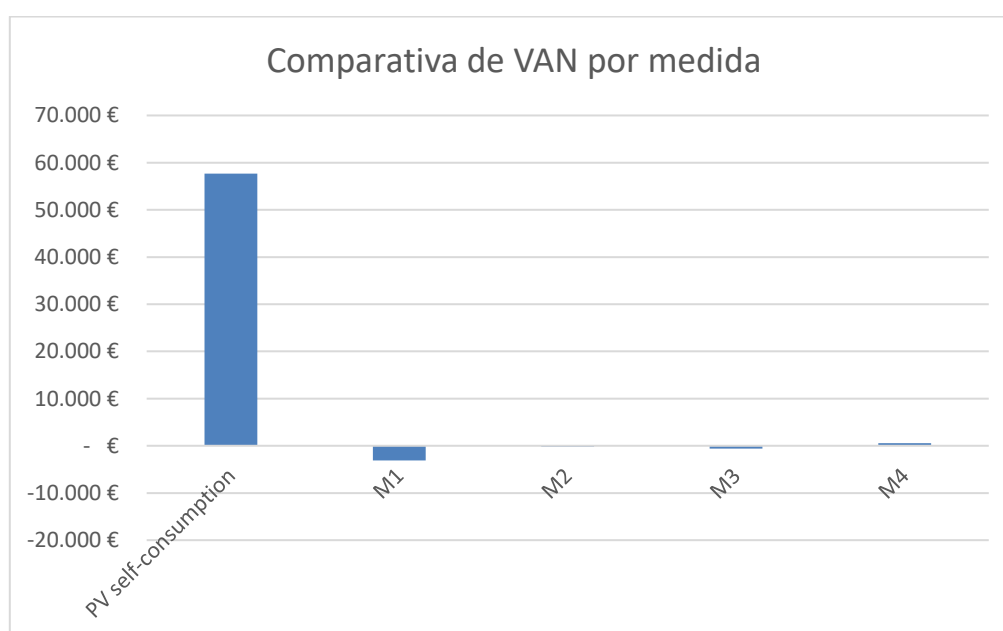


Ilustración 2 – Comparativa de VAN por medida.

5. Conclusiones

El trabajo demuestra que es posible construir un modelo energético fiable y útil a partir de información limitada, sin medida desagregada, combinando la facturación real con el modelado físico de los equipos y un conjunto de hipótesis justificadas y validadas. De la evaluación se desprende una jerarquía nítida de actuaciones: el autoconsumo fotovoltaico es la inversión estratégica y prioritaria, por su elevada rentabilidad y su robustez frente a la incertidumbre; la reducción de pérdidas es la victoria rápida de implantación inmediata; y las restantes medidas de eficiencia completan el plan por su bajo coste y sus beneficios no monetizados. El estudio confirma que rentabilidad y sostenibilidad son propósitos convergentes, y proporciona a la empresa una hoja de ruta concreta y fundamentada, alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7, 9, 12 y 13.

6. Referencias

[1] AENOR, UNE-EN 16247-1:2012. Auditorías energéticas. Parte 1: Requisitos generales. Madrid, 2012.

[2] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril de 2019.

[3] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC), Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/

[4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), guías técnicas de eficiencia energética en iluminación. Madrid.

[5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. Madrid, 2024.

[6] Organización de las Naciones Unidas, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Resolución A/RES/70/1, 2015.

ENERGY AUDIT AND ANALYSIS OF AN EXISTING FACILITY

Author: Pérez Ariza, Pablo.

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

An energy audit of a rebar (steel reinforcement) manufacturing plant for construction has been carried out, characterising its annual electricity consumption (around 213,350 kWh) from actual billing data and a calibrated energy model, and identifying and assessing, both technically and economically, two sets of improvement measures. The results show that photovoltaic self-consumption is the most profitable and robust measure (NPV of €57,667 and a 5-year payback in the base case), and that the proposed action plan addresses close to 32% of the plant's consumption.

Keywords: energy audit, energy efficiency, photovoltaic self-consumption, rebar, energy model, techno-economic assessment.

1. Introduction

Electricity is a cost and competitiveness factor of the first order for industry, particularly in energy-intensive sectors such as steel processing and the manufacture of rebar for construction, where the margin per tonne of product is tight. In a context of high and volatile electricity prices and growing decarbonisation requirements, the energy audit becomes a key tool for understanding in detail how, where and when energy is consumed, and for deciding on a well-founded basis which investments are worthwhile.

The characteristic challenge of this type of facility is that, in practice, it lacks a detailed metering infrastructure, with no sub-meters per machine or real-time monitoring, relying solely on the overall electricity bill. This Master's Thesis addresses that challenge by carrying out an energy audit of a rebar plant, with the aim of characterising its consumption, identifying its main cost drivers, and proposing and assessing a prioritised action plan of technically and economically viable improvement measures.

2. Project definition

The project has a deliberately realistic scope, consistent with the information available at the plant: actual electricity billing, an inventory of equipment with its rated powers, operating conditions and the qualitative information obtained through site visits and interviews. Based on these data, the work characterises the consumption, builds a global energy model, identifies improvement opportunities and assesses them economically by means of profitability indicators.

The improvement measures are organised into two complementary sets or clusters. Cluster 1, energy efficiency, acts on demand through the optimisation of the LED lighting of the plant, the control and zoning of the lighting, the improvement of office efficiency and the reduction of electrical losses. Cluster 2, photovoltaic self-consumption, acts on supply, replacing electricity purchased from the grid with the

plant's own solar generation on the roof of the building. Both act on the energy term of the bill, which is its dominant component.

3. Model description

The methodological core of the work is an energy model that reconciles two perspectives. A top-down perspective takes the actual billed consumption as a firm figure and distributes it among the major end-use categories (productive equipment, auxiliary services and general services, in a proportion of 75%, 10% and 15%). A bottom-up perspective models the consumption of each item of equipment from its rated power and operating regime. The key is the calibration: the bottom-up model is adjusted by means of utilisation factors so that the sum of the estimated consumptions reproduces the billed consumption, avoiding the almost sevenfold overestimation that the direct use of rated powers would produce. The model is cross-validated by checking that the bottom-up estimate of the general services matches, with a difference of less than 2%, the one obtained from the breakdown of the billing.

For photovoltaic self-consumption, an annual project finance model over 25 years has also been developed, which simulates year by year the generation (with module degradation and the specific yield obtained from the PVGIS tool), the savings (based on the self-consumption ratio and with indexation of the energy price), the investment (including inverter reinvestment), the operating costs and complete financial statements, from which the Net Present Value, the Internal Rate of Return and the payback period are obtained under three scenarios.

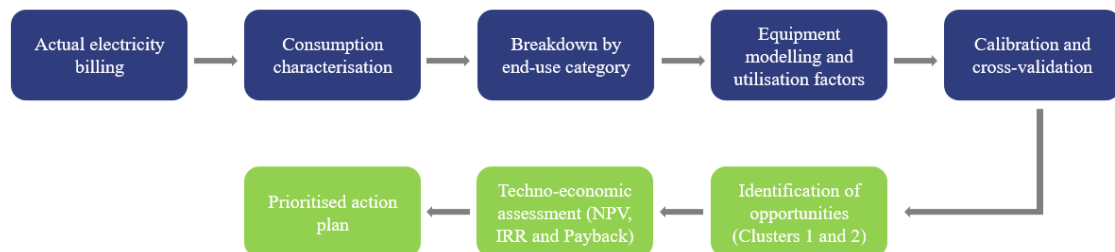


Ilustración 3 – Flow chart.

4. Results

The characterisation of the consumption yields an energy intensity ratio of 14.7 kWh per tonne, with a favourable temporal distribution, strongly concentrated in the cheapest tariff period as a reflection of three-shift operation, and an energy term price of €0.129/kWh. The consumption map reveals that productive equipment accounts for three out of every four kilowatt-hours, and that lighting is the main consumer accessible to improvement among the general services.

In the economic assessment, the Cluster 1 efficiency measures entail savings of 11,193 kWh per year (5.2% of consumption), with a marginal overall profitability when valued only by the energy savings, although the reduction of losses stands out as a measure of minimal investment and rapid payback (3.6 years). Photovoltaic self-consumption, sized at 43.1 kWp, self-consumes about 57,124 kWh per year (27% of the plant's consumption) and, in the base case, presents an NPV of €57,667, an IRR of 22.9% and a 5-year payback, remaining profitable even in the pessimistic scenario. The resulting action plan, prioritised by impact and effort, addresses close to 32% of the plant's electricity consumption and generates an aggregate value of over €54,000, robustly underpinned by photovoltaic self-consumption.

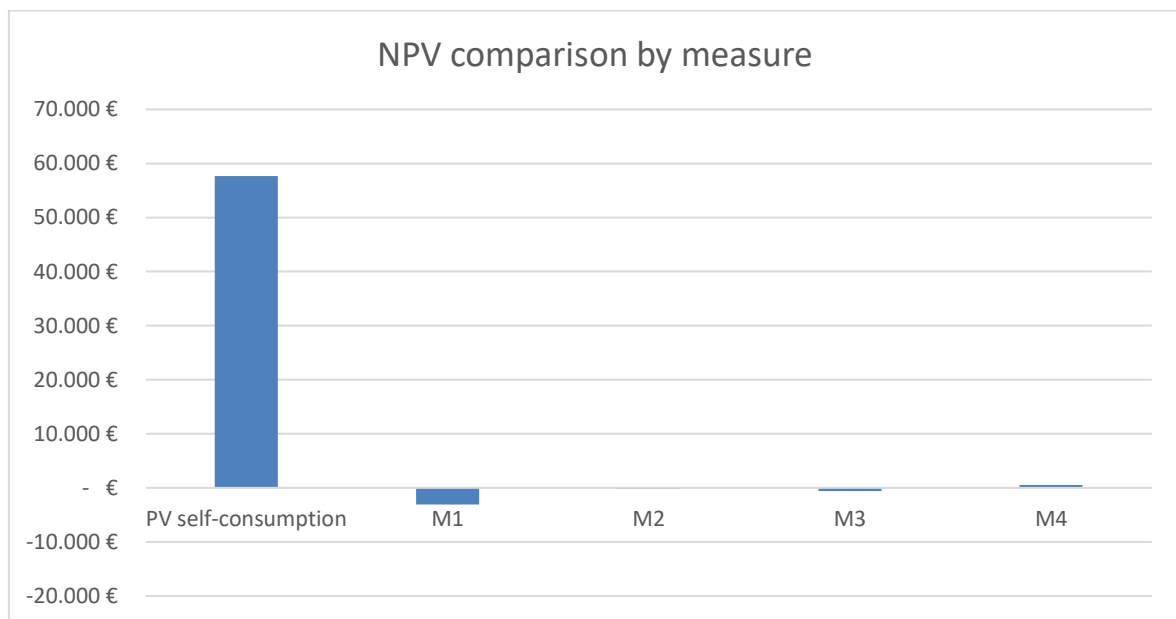


Ilustración 4 - NPV comparison by measure.

5. Conclusions

The work demonstrates that it is possible to build a reliable and useful energy model from limited information, without disaggregated metering, by combining actual billing with the physical modelling of the equipment and a set of justified and validated assumptions. From the assessment, a clear hierarchy of measures emerges: photovoltaic self-consumption is the strategic and priority investment, owing to its high profitability and its robustness against uncertainty; the reduction of losses is the quick win for immediate implementation; and the remaining efficiency measures complete the plan by

virtue of their low cost and their non-monetised benefits. The study confirms that profitability and sustainability are converging goals, and provides the company with a concrete and well-founded roadmap, aligned with Sustainable Development Goals 7, 9, 12 and 13.

6. References

- [1] AENOR, UNE-EN 16247-1:2012. Energy audits. Part 1: General requirements. Madrid, 2012.
- [2] Royal Decree 244/2019, of 5 April, regulating the administrative, technical and economic conditions for the self-consumption of electrical energy. Official State Gazette (BOE), no. 83, of 6 April 2019.
- [3] European Commission, Joint Research Centre (JRC), Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/
- [4] Institute for Energy Diversification and Saving (IDAE), technical guides on energy efficiency in lighting. Madrid.
- [5] Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge, National Integrated Energy and Climate Plan (NECP) 2023-2030. Madrid, 2024.
- [6] United Nations, Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. Resolution A/RES/70/1, 2015.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Caso de estudio.....	10
1.3 Objetivos	11
1.4 Alcance.....	11
1.5 Estructura de la memoria.....	12
Capítulo 2. Marco teórico y normativo	14
2.1 La auditoría energética: definición, objetivos y tipología	14
2.2 Fases de una auditoría energética según la norma UNE-EN 16247.....	15
2.3 Marco normativo de la eficiencia energética.....	15
2.4 Indicadores para la evaluación económica de medidas de ahorro.....	16
2.5 El autoconsumo fotovoltaico: fundamentos y marco regulatorio.....	17
2.6 Bases técnicas de las medidas de eficiencia consideradas	18
Capítulo 3. Descripción de la instalación	20
3.1 La empresa y su actividad	20
3.2 Descripción del proceso productivo	21
3.3 Inventario de equipos consumidores	21
3.4 Servicios auxiliares de proceso	23
3.5 Servicios generales de la instalación	23
3.6 Régimen de operación.....	24
3.7 Suministro y contratación eléctrica	24
Capítulo 4. Metodología	26
4.1 Enfoque metodológico general.....	26
4.2 Fuentes de datos y su tratamiento.....	27
4.3 Hipótesis del modelo energético	28
4.3.1 Reparto del consumo entre familias de uso.....	28
4.3.2 Factores de utilización de los equipos	29
4.3.3 Estimación de los servicios generales.....	29
4.4 Calibración y validación del modelo	30

4.5	Metodología de la evaluación técnico-económica.....	30
4.6	Limitaciones del estudio.....	31
Capítulo 5. Caracterización del consumo eléctrico.....		32
5.1	Consumo eléctrico anual y evolución interanual.....	32
5.2	Evolución mensual del consumo.....	34
5.3	Distribución del consumo por periodos tarifarios	36
5.4	Estructura del coste de la energía	38
5.5	Precio medio de la energía	40
5.6	Síntesis de la caracterización.....	41
Capítulo 6. Modelo energético y reparto de consumos		42
6.1	Reparto de consumo entre familias de uso	42
6.2	Reparto y consumo de los factores productivos	43
6.3	Reparto y consumo de los servicios auxiliares.....	45
6.4	Modelado de los servicios generales	46
6.5	Validación cruzada del modelo	47
6.6	Síntesis: mapa de consumos de la instalación	48
Capítulo 7. Identificación de oportunidades de mejora		51
7.1	Criterios para la identificación de oportunidades	51
7.2	Estructura en dos clusters	52
7.3	Cluster 1: medidas de eficiencia energética	52
7.3.1	Medida 1: optimización del alumbrado LED de la nave.....	52
7.3.2	Medida 2: control de encendido y zonificación de la iluminación.....	53
7.3.3	Medida 3: mejora de la eficiencia en oficinas	54
7.3.4	Medida 4: reducción de pérdidas eléctricas	54
7.3.5	Síntesis del Cluster 1	55
7.4	Cluster 2: autoconsumo fotovoltaico.....	56
7.4.1	Justificación y enfoque	56
7.4.2	Criterio de dimensionamiento y parámetros de la simulación PVGIS.....	56
7.4.3	Producción estimada y grado de autoconsumo.....	59
Capítulo 8. Evaluación técnico-económica		61
8.1	Criterios y parámetros de la evaluación	61
8.2	Evaluación del Cluster 1: medidas de eficiencia.....	62

8.2.1 Criterio de estimación de la inversión	62
8.2.2 Resultados por medida	64
8.3 Evaluación del Cluster 2: autoconsumo fotovoltaico	65
8.3.1 Estructura del modelo financiero	65
8.3.2 Tratamiento de los inputs del modelo.....	66
8.3.3 Definición de escenarios	67
8.3.4 Resultados	70
8.3.5 Discusión	70
8.4 Comparación y discusión conjunta.....	71
8.5 Análisis de sensibilidad	71
8.6 Síntesis de la evaluación.....	72
Capítulo 9. Plan de acción priorizado.....	73
9.1 Criterios de priorización.....	73
9.2 Matriz de priorización por impacto y esfuerzo.....	74
9.3 Clasificación y priorización de las medidas	75
9.4 Hoja de ruta para la implantación.....	77
9.5 Impacto global del plan	78
9.6 Recomendaciones complementarias.....	79
9.7 Síntesis	80
Capítulo 10. Conclusiones y líneas futuras	81
10.1 Cumplimiento de los objetivos.....	81
10.2 Conclusiones sobre el diagnóstico energético	82
10.3 Conclusiones sobre las medidas de mejora	82
10.4 Limitaciones del estudio.....	83
10.5 Líneas de trabajo futuras	84
10.6 Reflexión final.....	85
Capítulo 11. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible	86
11.1 La Agenda 2030 como marco de referencia.....	86
11.2 ODS 7. Energía asequible y no contaminante	87
11.3 ODS 9. Industria, innovación e infraestructura	87
11.4 ODS 12. Producción y consumo responsables	88
11.5 ODS 13. Acción por el clima	88

11.6 Consideración final.....	89
Capítulo 12. Bibliografía.....	91
ANEXO I	93

Índice de figuras

Figura 1. Consumo mensual años 2024 y 2025 (kWh). Fuente: elaboración propia.	34
Figura 2. Diagrama de sectores del consumo por períodos tarifarios. Fuente: elaboración propia.	37
Figura 3. Representación gráfica de la estructura del coste eléctrico (2025). Fuente: elaboración propia.	39
Figura 4. Matriz impacto-esfuerzo. Fuente: elaboración propia.	74

Índice de tablas

Tabla 1. Inventario de equipos consumidores y potencias nominales. Fuente: elaboración propia.....	22
Tabla 2. Consumo eléctrico anual y variación interanual. Fuente: elaboración propia.....	33
Tabla 3. Consumo eléctrico mensual (kWh). Fuente: elaboración propia.	35
Tabla 4. Distribución del consumo por periodos tarifarios (2025). Fuente: elaboración propia.	38
Tabla 5. Estructura del coste eléctrico (2025). Fuente: elaboración propia.	40
Tabla 6. Precios medios de la energía (2025), ponderados por consumo. Fuente: elaboración propia.	41
Tabla 7. Reparto del consumo anual entre familias de uso. Fuente: elaboración propia. ...	43
Tabla 8. Consumo estimado y factor de utilización de los factores productivos. Fuente: elaboración propia.	44
Tabla 9. Consumo estimado y factor de utilización de los servicios auxiliares. Fuente: elaboración propia.	45
Tabla 10. Modelado ascendente de los servicios generales. Fuente: elaboración propia....	47
Tabla 11. Validación cruzada del consumo de servicios generales. Fuente: elaboración propia.	48
Tabla 12. Ranking de consumidores eléctricos de la instalación. Fuente: elaboración propia.	49
Tabla 13. Medidas de eficiencia energética del Cluster 1 y ahorro estimado. Fuente: elaboración propia.	55
Tabla 14. Parámetros de la simulación PVGIS y del dimensionamiento fotovoltaico. Fuente: elaboración propia.	59
Tabla 15. Síntesis de las oportunidades de mejora identificadas. Fuente: elaboración propia.	60
Tabla 16. Parámetros comunes de la evaluación económica. Fuente: elaboración propia..	62
Tabla 17. Resultados económicos de las medidas de eficiencia (Cluster 1). Fuente: elaboración propia.	64

Tabla 18. Hipótesis del modelo fotovoltaico por escenario. Fuente: elaboración propia. ..	70
Tabla 19. Resultados económicos del autoconsumo fotovoltaico (Cluster 2). Fuente: elaboración propia.	70
Tabla 20. Sensibilidad del VAN del Cluster 1 al precio de la energía. Fuente: elaboración propia.	72
Tabla 21. Clasificación y priorización de las medidas. Fuente: elaboración propia.	76
Tabla 22. Hoja de ruta para la implantación del plan de acción. Fuente: elaboración propia.	78
Tabla 23. Impacto global del plan de acción. Fuente: elaboración propia.	79

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo del payback.....	16
Ecuación 2. Cálculo del VAN.	16
Ecuación 3. Cálculo de la TIR (Tasa interna de retorno).	17
Ecuación 4. Cálculo del CEE (Coste de la energía ahorrada).	17
Ecuación 5. Factor de utilización de una familia de uso.	29
Ecuación 6. Consumo estimado de un equipo.	29
Ecuación 7. Consumo anual de iluminación.	30
Ecuación 8. Potencia fotovoltaica a instalar.	58
Ecuación 9. Producción fotovoltaica anual.	60
Ecuación 10. Energía autoconsumida.....	60

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La energía eléctrica se ha consolidado como uno de los principales factores de coste y de competitividad para la industria española. La volatilidad de los precios del mercado eléctrico durante los últimos años, unida al endurecimiento de los objetivos de descarbonización, recogidos en España en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, que fija para 2030 una mejora del 43 % en eficiencia energética y un 48 % de renovables sobre el consumo final [1], y a la creciente presión normativa sobre la eficiencia energética, impulsada por la Directiva 2012/27/UE [2] y su transposición al ordenamiento español mediante el Real Decreto 56/2016 [3], ha situado la gestión de la energía en el centro de la estrategia operativa de las plantas industriales. En este contexto, la auditoría energética deja de ser un mero ejercicio de cumplimiento para convertirse en una herramienta de diagnóstico, normalizada a través de la norma UNE-EN 16247 [4], que permite a una instalación conocer dónde, cómo y por qué consume, y a partir de ahí decidir de forma fundamentada en qué medidas conviene invertir.

El sector de la transformación del acero para construcción y, en particular, la fabricación de ferralla, resulta especialmente sensible a esta cuestión. Se trata de una actividad con un consumo eléctrico significativo, concentrado en un número reducido de máquinas de gran potencia (líneas de corte, doblado, soldadura y armado), cuyo coste energético repercute directamente sobre el margen de un producto sometido a una fuerte competencia en precio. Optimizar el consumo eléctrico no es, por tanto, solo una cuestión ambiental, sino una palanca directa de rentabilidad.

Pese a ello, es habitual que estas instalaciones carezcan de una infraestructura de medida detallada: no disponen de subcontadores por máquina, ni de sistemas de monitorización en tiempo real, ni de históricos SCADA explotables. El conocimiento del consumo se limita, en la práctica, a la factura eléctrica global. Esta situación, lejos de invalidar el análisis, define

el verdadero reto metodológico de una auditoría energética realista: construir un modelo energético fiable y útil a partir de información limitada pero veraz, combinando los datos de facturación reales con las potencias nominales de los equipos, los regímenes de operación observados y un conjunto de hipótesis justificadas. Precisamente en esa tensión, entre la profundidad del análisis y la información realmente disponible, se enmarca la motivación de este trabajo.

1.2 CASO DE ESTUDIO

El presente Trabajo Fin de Máster toma como caso de estudio una fábrica de ferralla para construcción. La nave pertenece a la empresa Hierros Paco Reyes, situada en Los Palacios y Villafranca, Sevilla, España. La planta transforma acero corrugado y mallazo en elementos de armado a medida, con una producción anual del orden de 14.558 toneladas y un consumo eléctrico anual aproximado de 213.350 kWh (valor medio de los ejercicios 2024 y 2025). Estas cifras arrojan un ratio de intensidad energética en torno a 14,7 kWh por tonelada producida, indicador que servirá de referencia a lo largo del análisis.

El proceso productivo se articula en torno a un conjunto de máquinas principales, líneas de corte y doblado de barra, estribadoras, líneas de mallazo y sistemas de armado, complementadas por servicios auxiliares de proceso (puentes grúa, soldadura y doblado manual) y por los servicios generales de la nave (iluminación, oficinas y pérdidas de la instalación eléctrica). Un primer análisis de la facturación permite estimar que el reparto del consumo se distribuye aproximadamente en un 75 % asociado a los factores productivos, un 10 % a los servicios auxiliares y un 15 % a los servicios generales, hipótesis de partida que se justifica y valida en los capítulos de metodología y modelado.

La instalación no cuenta con medida eléctrica desagregada ni con monitorización avanzada, por lo que el estudio se apoya en la información efectivamente disponible: facturas eléctricas reales, inventario de equipos con sus potencias nominales, horarios y condiciones de operación, y la información cualitativa recabada mediante visitas a planta y entrevistas con el personal de mantenimiento y producción.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo general de este Trabajo Fin de Máster es realizar una auditoría energética de la instalación que permita caracterizar su consumo eléctrico, identificar los principales focos de gasto y proponer y evaluar medidas de mejora técnica y económicamente viables, articuladas en un plan de acción priorizado.

Este objetivo general se concreta en los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar el consumo eléctrico anual de la fábrica a partir de la facturación real, identificando su estructura por periodos tarifarios y su evolución temporal.
- Identificar los principales equipos y procesos consumidores y estimar el reparto del consumo entre factores productivos, servicios auxiliares y servicios generales.
- Construir un modelo energético global de la instalación, coherente con la operación real y con el consumo facturado, mediante hipótesis justificadas y modelos simplificados.
- Detectar oportunidades de mejora energética, tanto de eficiencia en el uso de la energía como de generación mediante autoconsumo fotovoltaico.
- Evaluar técnica y económicamente las medidas propuestas mediante indicadores de rentabilidad (periodo de retorno, VAN, TIR y coste de la energía ahorrada), contemplando distintos escenarios y un análisis de sensibilidad.
- Elaborar un plan de acción priorizado que ordene las medidas según su impacto y su esfuerzo de implantación.

1.4 ALCANCE

Por tratarse de un Trabajo Fin de Máster, el alcance se ha definido de forma deliberadamente realista y coherente con la información disponible en la planta. El estudio se construye sobre datos veraces, facturación eléctrica real, información de producción, inventario de equipos,

potencias nominales y condiciones de operación, complementados con visitas a planta y entrevistas al personal.

Quedan fuera del alcance, por no existir en la instalación, las medidas eléctricas detalladas por máquina, los subcontadores energéticos, la monitorización en tiempo real y los registros SCADA completos. En consecuencia, los consumos de los distintos equipos y procesos no se miden, sino que se estiman mediante modelos simplificados y físicamente coherentes, calibrados de modo que el consumo total modelado reproduzca el consumo realmente facturado. Esta es la decisión metodológica central del trabajo y se desarrolla en detalle en el Capítulo 4.

El estudio abarca dos familias de medidas de mejora, que se han denominado clusters: un Cluster 1 de eficiencia energética (optimización del alumbrado de la nave, control y zonificación del encendido, mejora de la eficiencia en oficinas y reducción de pérdidas eléctricas) y un Cluster 2 de autoconsumo fotovoltaico, modalidad regulada en España por el Real Decreto 244/2019 [5] y dimensionado en torno a una potencia de 43 kWp para cubrir parte del consumo diurno de la planta. Para cada medida se realiza una evaluación técnico-económica con un horizonte temporal de 25 años en el caso del autoconsumo, y la rentabilidad se analiza bajo escenarios pesimista, base y optimista.

No forman parte del alcance la ejecución material de las medidas, la tramitación administrativa del autoconsumo ni el diseño de detalle de las instalaciones propuestas, que se abordan únicamente en la medida necesaria para fundamentar la evaluación técnico-económica.

1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

Tras esta introducción, el Capítulo 2 establece el marco teórico y normativo de la auditoría energética y del autoconsumo. El Capítulo 3 describe la instalación, su proceso productivo y su inventario de equipos. El Capítulo 4 detalla la metodología empleada para construir el

modelo energético a partir de información limitada, así como sus hipótesis y limitaciones. El Capítulo 5 presenta la caracterización del consumo a partir de la facturación, y el Capítulo 6, el modelo energético y el reparto de consumos, incluyendo su validación. El Capítulo 7 identifica las oportunidades de mejora, que el Capítulo 8 evalúa técnica y económicamente. El Capítulo 9 propone el plan de acción priorizado, y el Capítulo 10 recoge las conclusiones y las líneas de trabajo futuras. Finalmente, los anexos reúnen el detalle de la facturación, los cálculos del modelo energético, el informe de generación fotovoltaica y las fichas de cada medida.

Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

Este capítulo establece las bases conceptuales, normativas y metodológicas sobre las que se asienta el trabajo. Se define qué es una auditoría energética, sus tipos y las fases que marca la norma UNE-EN 16247, y se revisa el marco normativo de eficiencia energética y de autoconsumo aplicable en España. Asimismo, se presentan los indicadores empleados para evaluar la rentabilidad de las medidas y los fundamentos técnicos de las soluciones consideradas. El objetivo es dotar al lector del contexto necesario para comprender y juzgar las decisiones metodológicas y los resultados que se desarrollan en los capítulos posteriores.

2.1 LA AUDITORÍA ENERGÉTICA: DEFINICIÓN, OBJETIVOS Y TIPOLOGÍA

Una auditoría energética es un procedimiento sistemático destinado a obtener un conocimiento fiable del perfil de consumo energético de una instalación, identificar y cuantificar las oportunidades de ahorro de energía e informar de los resultados al respecto. Su finalidad última no es solo describir cómo se consume la energía, sino convertir ese diagnóstico en decisiones de inversión justificadas, ordenadas según su rentabilidad y su impacto.

Atendiendo a su profundidad, es habitual distinguir tres niveles. La auditoría preliminar o de diagnóstico ofrece una primera fotografía del consumo a partir de la facturación y de inspecciones visuales, sin instrumentación específica. La auditoría general combina la facturación con campañas de medida puntuales y un modelado por usos. La auditoría detallada o de inversión incorpora monitorización extensa y un análisis pormenorizado por equipos, con el fin de dimensionar proyectos concretos. El presente trabajo se sitúa, por la información disponible, en el nivel de auditoría general, apoyándose en datos de facturación reales y en un modelo energético calibrado, sin disponer de subcontadores ni de monitorización continua.

2.2 FASES DE UNA AUDITORÍA ENERGÉTICA SEGÚN LA NORMA UNE-EN 16247

La metodología de referencia en el ámbito europeo es la norma UNE-EN 16247 [4], que normaliza tanto los requisitos generales de una auditoría energética (parte 1) como su aplicación específica a procesos industriales (parte 3), la más pertinente para una fábrica de ferralla. La norma estructura el trabajo en una secuencia de fases bien definidas: el contacto preliminar, en el que se acuerdan el alcance y los objetivos; la reunión de inicio y la recopilación de datos, donde se reúnen facturas, inventarios y condiciones de operación; el trabajo de campo, con visitas e inspecciones a la planta; el análisis, en el que se construye el modelo energético y se detectan las oportunidades de mejora; la elaboración del informe, y la reunión final de presentación de resultados. Esta estructura es la que vertebra el desarrollo de los capítulos siguientes de esta memoria.

La propia norma, y la regulación que la invoca, exigen que las auditorías se basen en datos operativos actualizados, medidos y verificables, y que se fundamenten preferentemente en criterios de rentabilidad a lo largo del ciclo de vida antes que en simples periodos de amortización. Ambos principios se han adoptado como guía metodológica del presente trabajo.

2.3 MARCO NORMATIVO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

El impulso europeo a la eficiencia energética se articula en torno a la Directiva 2012/27/UE [2], que estableció un marco común de medidas para fomentar el ahorro energético en la Unión, incluida la obligación de que las empresas que no sean pymes se sometan periódicamente a auditorías energéticas. Esta directiva se incorporó al ordenamiento español mediante el Real Decreto 56/2016 [3], que regula las auditorías energéticas, la acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia del suministro, y que reconoce expresamente que las auditorías realizadas conforme a la norma UNE-EN 16247 cumplen sus criterios.

En el plano de la planificación nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 [1] fija los objetivos de España a 2030, entre ellos una mejora del 43 % en eficiencia energética y un 48 % de renovables sobre el consumo final de energía, junto con un papel central del autoconsumo fotovoltaico dentro del crecimiento de la potencia solar instalada. Conviene precisar que, dado que el caso de estudio podría tener la consideración de pyme, la auditoría no se plantea aquí como una obligación legal, sino como una herramienta voluntaria de mejora de la competitividad, coherente con los objetivos del marco normativo descrito.

2.4 INDICADORES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE MEDIDAS DE AHORRO

La viabilidad de cada medida se evalúa mediante un conjunto de indicadores financieros ampliamente aceptados en ingeniería económica [6]. El periodo de retorno simple, o payback, mide los años necesarios para recuperar la inversión con los ahorros anuales que genera; es intuitivo, pero ignora el valor temporal del dinero. El Valor Actual Neto (VAN) corrige esa limitación descontando los flujos de caja futuros a una tasa de descuento, de modo que un VAN positivo indica que la medida crea valor por encima de la rentabilidad exigida. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que anula el VAN, y permite comparar la rentabilidad de la medida con el coste del capital. Finalmente, el coste de la energía ahorrada (CEE) expresa la inversión por unidad de energía ahorrada a lo largo de la vida útil de la medida, en euros por kilovatio hora, lo que ofrece una comparación directa frente al precio de compra de la energía: una medida es atractiva cuando su CEE es inferior a dicho precio. Los indicadores se calculan siguiendo las ecuaciones 1, 2, 3 y 4.

Ecuación 1. Cálculo del payback.

$$\text{Payback} = I_0 / A$$

Ecuación 2. Cálculo del VAN.

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum (\text{desde } t = 1 \text{ hasta } n) [FC_t / (1 + r)^t]$$

Ecuación 3. Cálculo de la TIR (Tasa interna de retorno).

$$0 = -I_0 + \sum (\text{desde } t = 1 \text{ hasta } n) [FC_t / (1 + TIR)^t]$$

Ecuación 4. Cálculo del CEE (Coste de la energía ahorrada).

$$CEE = I_0 / (E_{\text{ahorro}} \cdot n)$$

En este trabajo, los ahorros de energía se valoran al precio real evitado, obtenido como media ponderada del término de energía de las facturas, y se aplica una misma tasa de descuento y un mismo precio de la energía a todas las medidas, con el fin de garantizar la comparabilidad entre ellas. La rentabilidad se analiza, además, bajo escenarios pesimista, base y optimista, complementados con un análisis de sensibilidad a las variables más influyentes.

2.5 EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO: FUNDAMENTOS Y MARCO REGULATORIO

El autoconsumo fotovoltaico consiste en generar electricidad mediante paneles solares para cubrir total o parcialmente la demanda de la propia instalación, reduciendo la energía comprada a la red. Su atractivo económico depende esencialmente del grado de autoconsumo, es decir, de la fracción de la energía generada que se consume de forma instantánea en la planta, ya que esa fracción es la que evita compras al precio minorista de la energía. En instalaciones industriales con actividad fundamentalmente diurna, como una fábrica de ferralla, el perfil de consumo encaja razonablemente con la curva de generación solar, lo que favorece grados de autoconsumo elevados.

El marco regulatorio español del autoconsumo experimentó un cambio decisivo con el Real Decreto-ley 15/2018 [7], que suprimió los antiguos peajes a la energía autoconsumida, popularmente conocidos como impuesto al sol, y posteriormente con el Real Decreto 244/2019 [5], que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo. Esta última norma simplificó las modalidades a dos, autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes, e introdujo el mecanismo de compensación simplificada de excedentes para instalaciones de hasta 100 kW, por el que la energía sobrante

vertida a la red se compensa económicamente en la factura. Para la estimación de la generación fotovoltaica esperable en el emplazamiento se ha empleado la herramienta PVGIS [8], desarrollada por el Joint Research Centre de la Comisión Europea, que proporciona la producción a partir de datos de irradiación y de las características de la instalación.

2.6 BASES TÉCNICAS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA CONSIDERADAS

Las medidas de eficiencia que integran el Cluster 1 se sustentan en fundamentos técnicos y normativos concretos.

En cuanto a la iluminación, la sustitución de tecnologías convencionales por LED y la incorporación de sistemas de control de encendido permiten reducir la potencia instalada y las horas de funcionamiento efectivas sin menoscabar la calidad lumínica. Los niveles de iluminancia, uniformidad y confort visual que debe garantizar cualquier solución vienen determinados por la norma UNE-EN 12464-1:2022 [9], que especifica los requisitos de iluminación de los lugares de trabajo en interiores, en coherencia con las disposiciones mínimas de seguridad y salud establecidas en el Real Decreto 486/1997 [10]. Cualquier optimización del alumbrado debe, por tanto, preservar los valores mínimos exigidos para cada tipo de tarea.

En cuanto a la reducción de pérdidas eléctricas, una parte significativa de las pérdidas internas de una instalación se asocia al transporte de energía reactiva, que incrementa la corriente circulante y, con ella, las pérdidas por efecto Joule en cables y transformadores. La compensación de energía reactiva mediante baterías de condensadores, que aproxima el factor de potencia a la unidad, reduce esas pérdidas y, además, evita las penalizaciones por reactiva en la factura. Los requisitos de las instalaciones de baja tensión que enmarcan estas actuaciones se recogen en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002 [11].

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El presente capítulo describe la instalación objeto de estudio con el nivel de detalle necesario para sustentar el análisis energético posterior. Se presenta la actividad de la empresa y su proceso productivo, se inventarían los equipos consumidores con sus potencias nominales, y se detallan los servicios auxiliares y generales, el régimen de operación de la planta y las condiciones de su suministro eléctrico. El propósito es trazar una imagen fiel del funcionamiento físico y operativo de la fábrica, que constituye la base sobre la que en los capítulos siguientes se construye y se calibra el modelo energético.

3.1 LA EMPRESA Y SU ACTIVIDAD

La instalación analizada es una fábrica de ferralla para construcción, Hierros Paco Reyes, situada en Los Palacios y Villafranca, Sevilla, España. Su actividad consiste en la transformación de acero corrugado y mallazo en elementos de armado a medida destinados a obra civil y edificación, tales como estribos, barras cortadas y dobladas, mallas electrosoldadas, jaulas de armado para pilotes y conjuntos de ferralla armada. La planta produce del orden de 14.558 toneladas anuales de producto y presenta un consumo eléctrico anual aproximado de 213.350 kWh, lo que arroja un ratio de intensidad energética en torno a 14,7 kWh por tonelada producida.

El proceso es esencialmente electromecánico: la práctica totalidad de la energía consumida es eléctrica, accionando los motores de las líneas de corte, doblado, soldadura y armado, así como los equipos de manipulación y los servicios generales de la nave. Esta circunstancia simplifica el alcance del estudio, que se centra en el vector eléctrico, a la vez que concentra el potencial de mejora en un número reducido de equipos de gran potencia.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

El proceso de fabricación de ferralla sigue una secuencia de operaciones bien definida, que parte del acero en bruto y termina en el elemento de armado terminado y listo para su expedición.

En primer lugar, se recepciona y almacena la materia prima, acero corrugado suministrado en barra y en rollo, junto con el mallazo de partida. A continuación, el acero suministrado en rollo se somete a operaciones de enderezado y corte a la longitud requerida. La barra recta pasa por las líneas de corte y doblado, donde se obtienen las piezas a la medida y la forma especificadas en el despiece de proyecto, incluida la fabricación de estribos. Posteriormente, en la fase de armado, las piezas se ensamblan y se sueldan para conformar los conjuntos finales, ya sean paneles electrosoldados, jaulas de armado para pilotes o elementos de ferralla armada. Finalmente, el producto terminado se acopia y se expide a obra.

A lo largo de toda la secuencia, el puente grúa realiza la manipulación y el transporte interno del acero entre las distintas estaciones de trabajo, y las operaciones de ajuste o de pequeño formato se completan mediante doblado y soldadura manuales.

3.3 INVENTARIO DE EQUIPOS CONSUMIDORES

El núcleo del consumo eléctrico de la planta lo constituyen las máquinas principales de producción, a las que se asocian los servicios auxiliares de proceso. La tabla siguiente recoge el inventario de equipos, con su potencia nominal, el número de unidades y su régimen de funcionamiento.

<i>Equipo</i>	<i>Potencia nominal (kW)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Turnos/día</i>
PS12	15,0	1	3
MS16	40,0	1	3
MSR20	31,5	1	3
SL28	38,0	1	3
BAMTEC MMR	40,0	1	3
PILOTERA	4,0	1	3
Puente grúa	10,0	3	3
Soldadoras manuales	17,1	3	2
Dobladora manual	4,0	1	3

Tabla 1. Inventario de equipos consumidores y potencias nominales. Fuente: elaboración propia.

Los seis primeros equipos (PS12, MS16, MSR20, SL28, BAMTEC MMR y PILOTERA) constituyen las líneas principales de producción y, por tanto, los factores productivos sobre los que se concentra la mayor parte del consumo. Todos ellos realizan esencialmente las mismas operaciones de corte y doblado del acero, diferenciándose fundamentalmente en su capacidad productiva, expresada en toneladas por día, y en el formato de materia prima que admiten. Así, las líneas PS12, MS16, MSR20 y SL28 cubren un rango creciente de capacidad, desde las 4 hasta las 24 toneladas diarias, mientras que la PILOTERA se dedica específicamente a la fabricación de jaulas de armado para pilotes. La línea BAMTEC MMR,

correspondiente al sistema de armado prefabricado del mismo nombre, presenta la particularidad de poder trabajar directamente a partir de la bobina de acero, que es el formato en el que habitualmente se recibe la materia prima, integrando el desbobinado en el propio proceso. Los tres equipos restantes (puente grúa, soldadoras manuales y dobladora manual) constituyen los servicios auxiliares de proceso, de apoyo a la producción.

Conviene subrayar que la potencia recogida en la tabla es la potencia nominal de placa. Si se estimase el consumo multiplicando esta potencia por las horas de funcionamiento suponiendo un factor de utilización unitario, se obtendría un consumo del orden de 1.425,9 MWh anuales, casi siete veces el consumo realmente facturado. Esta diferencia evidencia que las máquinas no operan de forma continua a plena carga y justifica la necesidad de introducir factores de utilización realistas, cuestión que se aborda en los capítulos de metodología y modelado.

3.4 SERVICIOS AUXILIARES DE PROCESO

Los servicios auxiliares agrupan los equipos que, sin transformar directamente el producto, son imprescindibles para la operación. El puente grúa, del que la planta dispone de tres unidades de 10 kW, asegura la manipulación y el transporte interno del acero. Las soldadoras manuales, tres unidades de 17,1 kW, y la dobladora manual, de 4 kW, complementan las líneas automáticas en las operaciones de ajuste, remate y pequeño formato. En el modelo energético, el conjunto de estos servicios auxiliares representa aproximadamente el 10 % del consumo total de la instalación.

3.5 SERVICIOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

Los servicios generales comprenden los consumos no asociados directamente a la producción: la iluminación de la nave, el equipamiento de oficinas y las pérdidas de la instalación eléctrica.

La iluminación de la nave de producción se ha caracterizado a partir de una potencia instalada de referencia de 6 W/m^2 sobre una superficie de 2.552 m^2 (nave de 22 por 116 m), con un funcionamiento de 16 horas diarias durante 251 días laborables. Aplicando los factores de utilización y de mantenimiento correspondientes, el consumo anual estimado de iluminación asciende a unos 24.809 kWh.

El consumo de oficinas se ha estimado a partir de 8 puestos de trabajo con una potencia de 120 W por puesto, una jornada de 8 horas y 251 días laborables, lo que supone un consumo anual del orden de 1.349 kWh. Por su parte, las pérdidas de la instalación eléctrica se han estimado en un 3 % del consumo anual, equivalentes a unos 6.400 kWh. En conjunto, los servicios generales suman alrededor de 32.559 kWh anuales, cifra que, como se verá, resulta muy próxima al 15 % del consumo total obtenido por reparto de la facturación, lo que constituye una primera validación cruzada del modelo.

3.6 RÉGIMEN DE OPERACIÓN

La planta opera en régimen de tres turnos de 8 horas a lo largo de 251 días laborables al año, lo que define un marco temporal común para la mayoría de los equipos productivos. Las soldadoras manuales operan, por su parte, en dos turnos. La iluminación de la nave se mantiene encendida durante 16 horas diarias, y las oficinas funcionan en una jornada de 8 horas. Este régimen de operación, junto con las potencias nominales del inventario, constituye el punto de partida para estimar las horas anuales de funcionamiento de cada equipo y, a partir de ellas, su consumo.

3.7 SUMINISTRO Y CONTRATACIÓN ELÉCTRICA

El suministro eléctrico de la planta se realiza en alta tensión bajo una tarifa de acceso de seis periodos, P1 a P6, conforme a la estructura de peajes vigente establecida por la Circular 3/2020 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [12]. Esta estructura discrimina el precio de la energía y el término de potencia según el periodo horario y la

época del año, de modo que el coste de cada kilovatio hora depende del momento en que se consume. La potencia contratada es de 60 kW y la tarifa de acceso contratada es 6.1TD.

El análisis detallado de la facturación, incluida la distribución del consumo y del coste entre los seis periodos, así como la evolución mensual a lo largo de los ejercicios considerados, se desarrolla en el Capítulo 5, dedicado a la caracterización del consumo a partir de las facturas reales.

Capítulo 4. METODOLOGÍA

Este capítulo expone la metodología seguida para construir el modelo energético de la instalación a partir de información limitada pero veraz. Se describe el enfoque general adoptado, las fuentes de datos y su tratamiento, las hipótesis que sustentan el reparto y la estimación de los consumos, el procedimiento de calibración y validación del modelo, y la metodología de la evaluación técnico-económica. El capítulo se cierra con una discusión explícita de las limitaciones del estudio, en coherencia con el alcance definido en la introducción.

4.1 ENFOQUE METODOLÓGICO GENERAL

La ausencia de medida eléctrica desagregada condiciona por completo la estrategia de modelado. No es posible medir el consumo de cada equipo, de modo que este debe estimarse. Ahora bien, una estimación que partiera únicamente de las potencias nominales y de las horas de funcionamiento conduciría, como se mostró en el capítulo anterior, a un consumo del orden de 1.426 MWh anuales, casi siete veces el realmente facturado. El enfoque puramente ascendente, por sí solo, es por tanto inservible.

La metodología adoptada combina, en consecuencia, dos perspectivas complementarias. Por un lado, una perspectiva descendente, que toma el consumo real facturado como dato firme y lo reparte entre las grandes familias de uso de la energía. Por otro, una perspectiva ascendente, que modela el consumo de cada equipo y de cada servicio a partir de sus características físicas y de su régimen de operación. La clave del método consiste en hacer compatibles ambas perspectivas: el modelo ascendente se calibra mediante factores de utilización de modo que la suma de los consumos estimados reproduzca el consumo facturado y respete el reparto por familias. De esta forma, el resultado es a la vez físicamente coherente, porque respeta las potencias y los regímenes reales, y consistente con la facturación, que es el único dato medido de que se dispone.

Este planteamiento se ajusta a las directrices de la norma UNE-EN 16247 [4], que exige que las auditorías se basen en datos operativos verificables y que sean proporcionadas y representativas, de modo que permitan trazar una imagen fiable del comportamiento energético global e identificar las oportunidades de mejora más significativas, sin necesidad de una instrumentación desproporcionada para el tamaño de la instalación

4.2 FUENTES DE DATOS Y SU TRATAMIENTO

El modelo se nutre de tres fuentes principales de información, de naturaleza y fiabilidad distintas.

La primera, y la de mayor peso, son las facturas eléctricas reales de la planta correspondientes a los ejercicios 2024 y 2025. De ellas se extrae el consumo mensual y anual, su distribución entre los seis periodos tarifarios, el término de potencia y el coste de la energía, lo que permite obtener el consumo de referencia y el precio medio real de la energía. Las facturas constituyen el dato medido y verificable sobre el que se ancla todo el modelo.

La segunda fuente es el inventario de equipos, que aporta las potencias nominales, el número de unidades y las características técnicas de la maquinaria principal y de los servicios auxiliares. Esta información, de carácter técnico, se ha contrastado con las placas de características y con la documentación de los equipos.

La tercera fuente es la información operativa y cualitativa, obtenida mediante visitas a la planta y entrevistas con el personal de mantenimiento y de producción. De ella se derivan los horarios reales de funcionamiento, el número de turnos, los días laborables, el grado de simultaneidad de las máquinas y las condiciones de uso de la iluminación y de los servicios generales. Esta información es la que permite traducir las potencias nominales en horas de funcionamiento realistas y, en última instancia, fundamentar los factores de utilización.

4.3 HIPÓTESIS DEL MODELO ENERGÉTICO

A partir de las fuentes anteriores, el modelo se construye sobre un conjunto de hipótesis explícitas y justificadas, que se exponen a continuación.

4.3.1 REPARTO DEL CONSUMO ENTRE FAMILIAS DE USO

El consumo total facturado se reparte entre tres grandes familias: los factores productivos, es decir, las líneas principales de producción; los servicios auxiliares de proceso; y los servicios generales de la instalación. El reparto adoptado asigna aproximadamente un 75 % a los factores productivos, un 10 % a los servicios auxiliares y un 15 % a los servicios generales.

Esta distribución es una hipótesis informada, no una medida, y por ello se justifica desde varios ángulos convergentes. En primer lugar, responde a la tipología de la actividad: en una planta de transformación de acero, el consumo se concentra de forma natural en las líneas de producción de gran potencia, que operan de manera continua a lo largo de los tres turnos, mientras que los servicios auxiliares, como el puente grúa, la soldadura manual y el doblado manual, tienen un funcionamiento marcadamente intermitente y de apoyo. El predominio de los factores productivos y el carácter menor de los auxiliares son, por tanto, coherentes con el régimen operativo observado. En segundo lugar, y de forma decisiva, la fracción asignada a los servicios generales se ha validado de manera independiente, como se detalla en el apartado de calibración, mediante un cálculo ascendente que aproxima de forma autónoma ese 15 %. Esta coincidencia refuerza la verosimilitud del reparto global.

Se reconoce, no obstante, que la frontera entre factores productivos y servicios auxiliares es la parte más sensible de esta hipótesis y la que mayor incertidumbre presenta, al no disponer de medida específica. Su refinamiento mediante una campaña de medida puntual se señala explícitamente entre las líneas de mejora del estudio.

4.3.2 FACTORES DE UTILIZACIÓN DE LOS EQUIPOS

Una vez fijado el consumo de cada familia, este se distribuye entre los equipos que la integran. Para los factores productivos, el consumo se reparte de forma proporcional a la energía nominal de cada equipo, entendida como el producto de su potencia nominal por sus horas anuales de funcionamiento. Este criterio equivale a asumir un factor de utilización homogéneo para el conjunto de las líneas productivas, calculado como el cociente entre el consumo productivo estimado y la energía nominal total de dichas líneas.

Ecuación 5. Factor de utilización de una familia de uso.

$$fu = E_familia / \sum_i (P_i \cdot h_i)$$

Ecuación 6. Consumo estimado de un equipo.

$$E_i = fu \cdot P_i \cdot h_i = [(P_i \cdot h_i) / \sum_j (P_j \cdot h_j)] \cdot E_familia$$

Se ha optado por este criterio, basado en la potencia, frente a una alternativa basada en el tonelaje producido por cada máquina, porque esta última ignoraría las muy distintas potencias de los equipos y conduciría a factores de utilización físicamente incoherentes, atribuyendo, por ejemplo, un consumo desproporcionado a máquinas de baja potencia. El reparto proporcional a la energía nominal garantiza, en cambio, que cada equipo reciba un consumo acorde con su tamaño eléctrico y con su régimen de funcionamiento, y que los factores de utilización resultantes sean coherentes entre sí. El mismo criterio se aplica al reparto del consumo entre los servicios auxiliares.

4.3.3 ESTIMACIÓN DE LOS SERVICIOS GENERALES

Los servicios generales se modelan de forma ascendente, equipo por equipo, a partir de sus parámetros físicos. La iluminación de la nave se estima a partir de la potencia instalada por unidad de superficie, la superficie de la nave, las horas de encendido y los días laborables, afectados por un factor de utilización y un factor de mantenimiento que recogen, respectivamente, el aprovechamiento real y la depreciación de la instalación lumínica. El consumo de oficinas se estima a partir de la potencia por puesto de trabajo, el número de

puestos y la jornada. Las pérdidas de la instalación eléctrica se estiman como un porcentaje del consumo anual. La suma de estos tres conceptos proporciona el consumo de servicios generales por vía ascendente, de forma independiente al reparto descendente.

Ecuación 7. Consumo anual de iluminación.

$$E_{\text{ilum}} = (p \cdot S \cdot h \cdot d \cdot f_u \cdot f_m) / 1000$$

4.4 CALIBRACIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO

La fiabilidad de un modelo construido sobre hipótesis exige verificar su consistencia. En este trabajo, la validación se apoya en dos comprobaciones.

La primera es la calibración global: por construcción, la suma de los consumos estimados de todas las familias y equipos reproduce el consumo total facturado, que es el dato de referencia. El modelo no puede, por tanto, sobreestimar ni subestimar el consumo agregado.

La segunda, y más relevante por su carácter independiente, es la validación cruzada de los servicios generales. El consumo de servicios generales obtenido por vía ascendente, sumando iluminación, oficinas y pérdidas, asciende a unos 32.559 kWh anuales. Esta cifra resulta muy próxima a la que se obtiene asignando el 15 % del consumo total por vía descendente, del orden de 32.000 kWh. Que dos métodos independientes, uno ascendente y físico y otro descendente y basado en la facturación, converjan en prácticamente el mismo valor constituye una validación robusta de la coherencia del modelo y, en particular, del reparto por familias adoptado.

4.5 METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Las oportunidades de mejora identificadas se evalúan mediante los indicadores definidos en el marco teórico: el periodo de retorno simple, el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el coste de la energía ahorrada [6]. Con el fin de garantizar la comparabilidad entre todas las medidas, la evaluación se realiza bajo un criterio único y homogéneo: los ahorros de energía se valoran al mismo precio, correspondiente al término de energía real

evitado, obtenido como media ponderada por consumo de las facturas; se aplica una misma tasa de descuento a todas las medidas; y se consideran las vidas útiles propias de cada tecnología.

Para reflejar la incertidumbre inherente a un horizonte temporal largo, especialmente en el caso del autoconsumo fotovoltaico, la rentabilidad se analiza bajo tres escenarios, pesimista, base y optimista, que combinan hipótesis coherentes sobre el precio de la energía, el nivel de consumo y la inversión. La estimación de la generación fotovoltaica esperable se ha obtenido con la herramienta PVGIS [8]. Este planteamiento permite acotar el resultado entre un límite conservador y uno favorable, en lugar de ofrecer un único valor puntual, y se completa con un análisis de sensibilidad a las variables más influyentes.

4.6 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

La principal limitación del trabajo deriva de la ausencia de medida eléctrica desagregada, de subcontadores y de monitorización en tiempo real. Como consecuencia, los consumos por equipo y por familia son estimaciones fundamentadas, no medidas directas, y su exactitud depende de la validez de las hipótesis adoptadas, en particular del reparto entre factores productivos y servicios auxiliares. Asimismo, la caracterización del autoconsumo se apoya en una hipótesis sobre la fracción de consumo en horario diurno que convendría afinar con datos de perfil de carga horario. Estas limitaciones no invalidan los resultados, que son coherentes y están validados en su conjunto, pero sí acotan su precisión y se traducen en recomendaciones concretas de mejora de la instrumentación, dirigidas a sustentar futuras fases de análisis con datos medidos.

Capítulo 5. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

Este capítulo presenta la caracterización del consumo eléctrico de la planta a partir del análisis de su facturación real. Se examina el consumo anual y su evolución interanual, su distribución a lo largo del año, su reparto entre los seis periodos tarifarios, la estructura del coste y el precio medio efectivamente pagado por la energía. Esta caracterización constituye la línea base del estudio, es decir, la referencia firme y medida sobre la que se calibra el modelo energético y frente a la que se evaluarán, más adelante, los ahorros de las medidas propuestas.

5.1 CONSUMO ELÉCTRICO ANUAL Y EVOLUCIÓN INTERANUAL

El análisis se ha realizado sobre las facturas eléctricas de los ejercicios 2024 y 2025, que constituyen el dato medido y verificable de partida. El consumo eléctrico anual de la planta ascendió a 226.226 kWh en 2024 y a 200.474 kWh en 2025, lo que supone una reducción interanual del 11,4 %. Con el fin de disponer de una referencia estable y representativa, no condicionada por las particularidades de un único ejercicio, se adopta como consumo de referencia la media de ambos años, esto es, 213.350 kWh anuales. Este es el valor que se emplea como consumo total facturado en la construcción del modelo energético.

Relacionando este consumo con la producción anual, del orden de 14.558 toneladas, se obtiene un ratio de intensidad energética de aproximadamente 14,7 kWh por tonelada producida. Este indicador, que vincula el consumo eléctrico con la actividad real de la planta, constituye una referencia útil para el seguimiento del desempeño energético y para comparar la instalación con valores de referencia del sector.

La reducción del consumo entre 2024 y 2025 merece una observación. Como se detalla en el apartado siguiente, dicha reducción se concentra en los últimos meses de 2025, en los que el consumo registrado es notablemente inferior al del resto del año. Esta circunstancia puede responder a una menor actividad productiva en ese periodo o a que la facturación de esos meses estuviera aún incompleta en el momento de realizar la auditoría. En cualquier caso, la adopción de la media de los dos ejercicios como consumo de referencia atenúa el efecto de esta variabilidad, y se recomienda confirmar el dato con la facturación anual completa una vez disponible.

<i>Concepto</i>	2024	2025
Consumo anual (kWh)	226.226	200.474
Consumo de referencia adoptado (kWh)	213.350 (media)	
Variación interanual	-11.4%	
Producción anual (t)	14.558	
Ratio (kWh/t)	14.7	

Tabla 2. Consumo eléctrico anual y variación interanual. Fuente: elaboración propia.

5.2 EVOLUCIÓN MENSUAL DEL CONSUMO

El análisis de la evolución mensual permite identificar la estacionalidad y la regularidad del consumo. Durante la mayor parte de ambos ejercicios, el consumo mensual se mantiene en una banda relativamente estable, comprendida aproximadamente entre 15.000 y 23.000 kWh, coherente con una actividad productiva continua a lo largo del año, sin paradas estacionales acusadas. La Tabla 3 recoge el consumo mensual de ambos ejercicios, cuya representación gráfica (Figura 1, diagrama de barras comparativo por meses) facilita la visualización de su evolución.

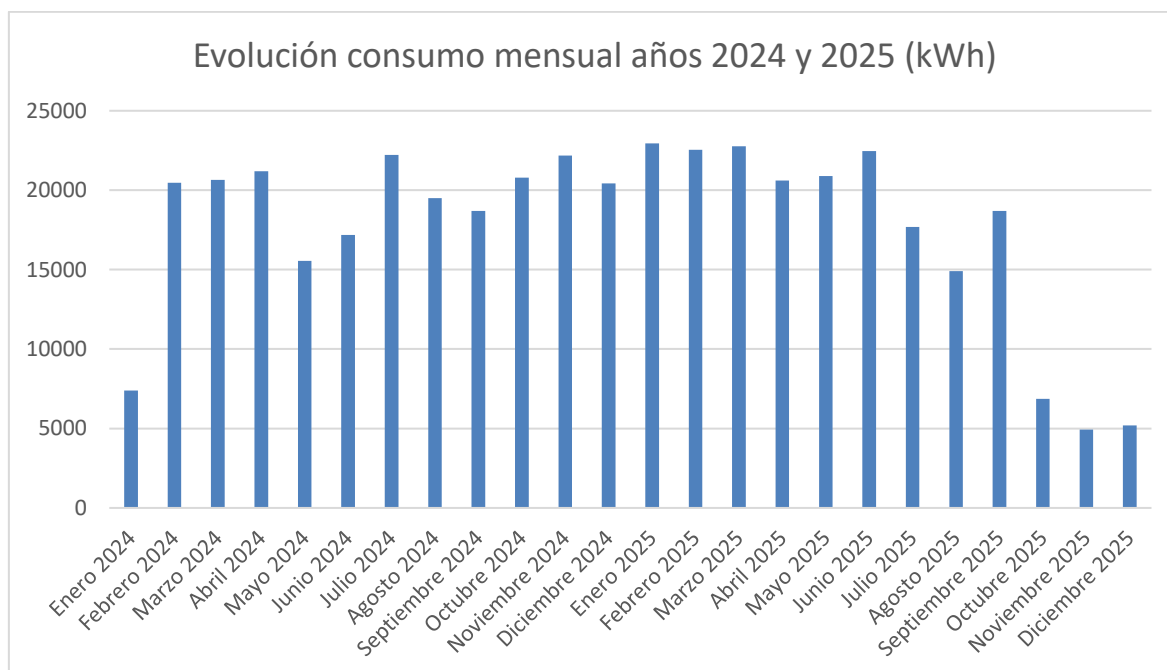


Figura 1. Consumo mensual años 2024 y 2025 (kWh). Fuente: elaboración propia.

Mes	2024	2025
Enero	7.399	22.939
Febrero	20.472	22.552
Marzo	20.641	22.759
Abril	21.197	20.600
Mayo	15.541	20.883
Junio	17.190	22.458
Julio	22.213	17.697
Agosto	19.501	14.910
Septiembre	18.694	18.694
Octubre	20.788	6.871
Noviembre	22.171	4.926
Diciembre	20.419	5.185
TOTAL	226.226	200.474

Tabla 3. Consumo eléctrico mensual (kWh). Fuente: elaboración propia.

Del examen de la tabla se desprenden dos rasgos relevantes. En primer lugar, el ejercicio 2024 presenta un valor anómalamente bajo en enero, atribuible probablemente a un periodo de facturación parcial. En segundo lugar, y de mayor importancia, el consumo de 2025 cae de forma marcada a partir de octubre, situándose entre 4.900 y 6.900 kWh frente a los más de 20.000 kWh habituales. Esta caída, junto con la coincidencia exacta del valor de septiembre en ambos ejercicios, sugiere que los datos del último trimestre de 2025 podrían corresponder a una facturación incompleta en el momento del estudio o a una reducción puntual de la actividad. Se trata de una observación que conviene contrastar y que, como ya se ha indicado, motiva el empleo de la media interanual como referencia.

5.3 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR PERIODOS TARIFARIOS

El suministro se factura bajo una tarifa de acceso de seis periodos, P1 a P6, conforme a la estructura de peajes vigente [12], en la que el periodo P1 corresponde a las horas de mayor coste y el P6 a las de menor coste, típicamente las horas nocturnas y los fines de semana. La distribución del consumo entre estos periodos es determinante para el coste final, ya que un mismo kilovatio hora tiene un precio muy distinto según el periodo en que se consume.

La Tabla 4 recoge la distribución del consumo por periodos correspondiente al ejercicio 2025. El rasgo más característico es la elevada concentración del consumo en el periodo P6, que absorbe el 41,4 % del total, muy por encima del resto. Este resultado es plenamente coherente con el régimen de tres turnos de la planta: una parte sustancial de la producción se realiza en horario nocturno y en fin de semana, que es precisamente el periodo más económico. El consumo se reparte de forma más equilibrada entre los periodos P1 a P4, mientras que el P5 presenta el menor peso. Esta distribución, favorable desde el punto de vista del coste, constituye en sí misma una fortaleza de la operación actual y debe tenerse en cuenta al valorar el potencial de las medidas de mejora. Su representación gráfica (Figura 2, diagrama de sectores del consumo por periodo) ilustra con claridad el predominio del P6.

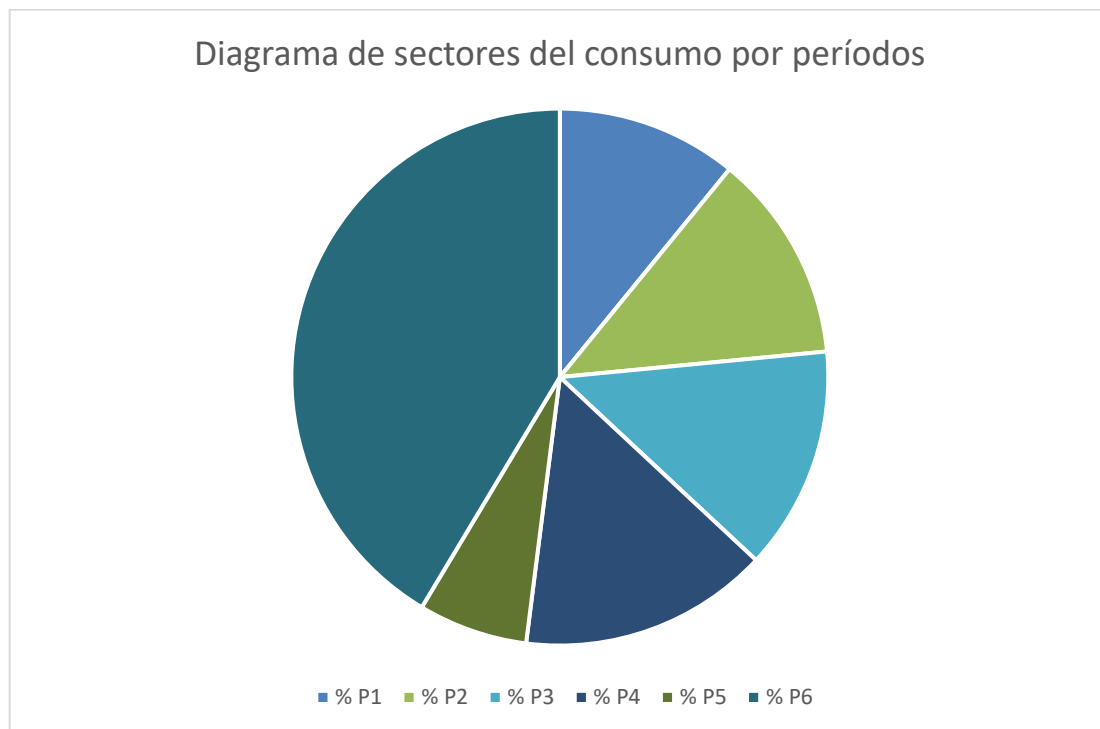


Figura 2. Diagrama de sectores del consumo por períodos tarifarios. Fuente: elaboración propia.

Mes	Consumo (kWh)	Porcentaje
P1	21.840	10,9 %
P2	25.226	12,6%
P3	27.003	13,5%
P4	30.197	15,1%
P5	13.210	6,6%
P6	82.998	41,4%
TOTAL	200.474	100,0%

Tabla 4. Distribución del consumo por periodos tarifarios (2025). Fuente: elaboración propia.

5.4 ESTRUCTURA DEL COSTE DE LA ENERGÍA

El coste eléctrico no se compone únicamente del término de energía. La factura integra, además, el término de potencia, asociado a la potencia contratada con independencia del consumo, y un conjunto de otros costes, que incluye peajes, cargos e impuestos sobre la electricidad, sobre los que se aplica finalmente el IVA. El desglose de estos componentes es esencial para entender qué fracción del coste es susceptible de reducción mediante medidas de ahorro energético.

La Tabla 5 presenta la estructura del coste correspondiente al ejercicio 2025. El término de energía representa el 72,4 % de la base imponible, lo que confirma que es, con gran diferencia, el componente dominante y, por tanto, el que concentra el potencial de ahorro: cada kilovatio hora que se deja de consumir o que se autogenera incide directamente sobre esta partida. El término de potencia supone únicamente el 9,8 %, y los otros costes, el 17,8 % restante. Esta estructura tiene una implicación metodológica directa: dado que las medidas

de eficiencia y de autoconsumo reducen la energía consumida pero no la potencia contratada, el ahorro debe valorarse sobre el término de energía, criterio que se ha adoptado de forma sistemática en la evaluación económica. La composición del coste se ilustra gráficamente en la Figura 3 (diagrama de sectores de la base imponible).

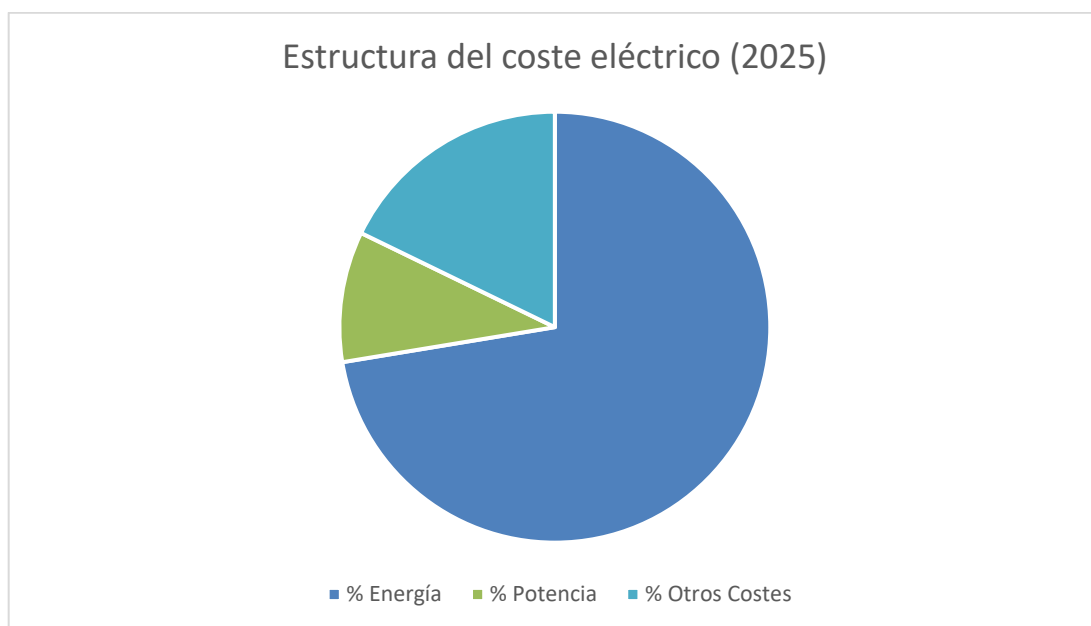


Figura 3. Representación gráfica de la estructura del coste eléctrico (2025). Fuente: elaboración propia.

<i>Componente</i>	<i>Importe (€)</i>	<i>Porcentaje sobre base imponible</i>
Término de energía	25.909,82	72,4 %
Término de potencia	3.506,91	9,8 %
Otros costes	6.363,75	17,8 %
Base imponible	35.780,48	100,0 %
IVA (21 %)	7.513,90	
Coste total	43.294,38	

Tabla 5. Estructura del coste eléctrico (2025). Fuente: elaboración propia.

5.5 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA

A partir de la facturación pueden derivarse distintos precios medios, según el componente de coste que se considere, todos ellos ponderados por el consumo real. El precio medio del término de energía, obtenido como cociente entre el coste de energía y el consumo total, asciende a 0,129 €/kWh. El precio medio sobre la base imponible, que incorpora además el término de potencia y los otros costes, se sitúa en 0,178 €/kWh. Por último, el precio medio total, con el IVA incluido, alcanza 0,216 €/kWh.

La elección del precio adecuado para valorar los ahorros no es trivial y debe ser coherente con la naturaleza de las medidas. Puesto que las actuaciones propuestas reducen la energía consumida, el coste marginal realmente evitado por cada kilovatio hora ahorrado es el precio del término de energía, 0,129 €/kWh. Este es, por tanto, el valor que se ha adoptado como precio de referencia para la evaluación económica de todas las medidas, tanto las de

eficiencia como las de autoconsumo, garantizando así su comparabilidad. El IVA, recuperable para la empresa, se excluye de esta valoración, y el término de potencia se mantiene al margen por no verse afectado por las medidas. La Tabla 6 resume estos precios.

<i>Concepto</i>	<i>Precio (€/kWh)</i>
Término de energía	0,129
Base imponible (sin IVA)	0,178
Total (con IVA)	0,216

Tabla 6. Precios medios de la energía (2025), ponderados por consumo. Fuente: elaboración propia.

5.6 SÍNTESIS DE LA CARACTERIZACIÓN

El análisis de la facturación permite trazar un retrato preciso del comportamiento energético de la planta. La instalación consume del orden de 213.350 kWh anuales de referencia, con una producción asociada de unas 14.558 toneladas y un ratio de 14,7 kWh por tonelada. Su consumo es regular a lo largo del año, sin una estacionalidad acusada, y se concentra de forma muy favorable en el periodo tarifario más económico, el P6, como reflejo de la operación a tres turnos. En la estructura del coste, el término de energía es claramente dominante, lo que orienta el potencial de ahorro hacia la reducción del consumo y la autogeneración, valoradas al precio del término de energía de 0,129 €/kWh.

Esta caracterización, basada en datos medidos, constituye la línea base del estudio. Sobre ella se construye, en el capítulo siguiente, el modelo energético que reparte este consumo entre los distintos equipos y procesos, y frente a ella se cuantificarán los ahorros de las medidas de mejora.

Capítulo 6. MODELO ENERGÉTICO Y REPARTO DE CONSUMOS

Este capítulo desarrolla el modelo energético de la instalación, que traduce el consumo total facturado, caracterizado en el capítulo anterior, en un reparto detallado entre las distintas familias de uso, los equipos productivos, los servicios auxiliares y los servicios generales. Se aplica la metodología descrita en el Capítulo 4, combinando el reparto descendente del consumo facturado con el modelado ascendente de cada equipo, y se cierra con la validación cruzada que confiere fiabilidad al conjunto. El resultado es un mapa completo de los consumos de la planta, que constituye la base para identificar los principales focos de gasto y las oportunidades de mejora.

6.1 *REPARTO DE CONSUMO ENTRE FAMILIAS DE USO*

El punto de partida del modelo es la distribución del consumo de referencia, 213.350 kWh anuales, entre las tres grandes familias de uso definidas en la metodología. Conforme a la hipótesis justificada en el Capítulo 4, se asigna un 75 % a los factores productivos, un 10 % a los servicios auxiliares y un 15 % a los servicios generales. La Tabla 7 recoge esta distribución en valores absolutos.

<i>Familia</i>	<i>Porcentaje</i>	<i>Consumo (kWh)</i>
Factores productivos	75 %	160.012,5
Servicios auxiliares	10 %	21.335,0
Servicios generales	15 %	32.002,5
Total	100 %	213.350,0

Tabla 7. Reparto del consumo anual entre familias de uso. Fuente: elaboración propia.

Esta primera desagregación ya ofrece una conclusión relevante para la auditoría: tres de cada cuatro kilovatios hora consumidos en la planta se destinan a las líneas principales de producción, mientras que los servicios auxiliares tienen un peso modesto y los servicios generales, encabezados por la iluminación, representan una porción apreciable pero secundaria. El esfuerzo de modelado y de identificación de mejoras debe, por tanto, concentrarse de forma prioritaria en los factores productivos, sin descuidar los servicios generales, que por su naturaleza son a menudo más accesibles a la intervención.

6.2 REPARTO Y CONSUMO DE LOS FACTORES PRODUCTIVOS

Una vez fijado el consumo de la familia productiva, 160.012,5 kWh, este se distribuye entre los seis equipos que la integran de forma proporcional a su energía nominal, entendida como el producto de la potencia nominal por las horas anuales de funcionamiento de cada máquina. Este criterio, justificado en la metodología, equivale a asumir un factor de utilización homogéneo para el conjunto de las líneas productivas. Dicho factor se obtiene como cociente entre el consumo productivo estimado, 160.012,5 kWh, y la energía nominal total de las líneas productivas, que asciende a 1.015.044 kWh, resultando un valor de 0,158.

La interpretación de este factor es ilustrativa del funcionamiento real de la planta. Significa que las máquinas productivas, que si operasen de forma continua y a plena carga durante sus horas de funcionamiento consumirían más de un millón de kilovatios hora al año, consumen en realidad solo en torno al 16 % de esa cifra. Este factor recoge de manera agregada los tiempos de espera, las cargas parciales, los cambios de formato, la no simultaneidad de las máquinas y, en general, la diferencia entre la potencia de placa y la potencia efectivamente demandada en la operación cotidiana. La Tabla 8 detalla, para cada equipo, su energía nominal, el consumo estimado y el factor de utilización resultante.

<i>Equipo</i>	<i>Energía nominal (kWh)</i>	<i>Consumo estimado (kWh)</i>	<i>Factor de utilización</i>
PS12	90.360	14.244,4	0,158
MS16	240.960	37.985,2	0,158
MSR20	189.756	29.913,3	0,158
SL28	228.912	36.085,9	0,158
BAMTEC MMR	240.960	37.985,2	0,158
PILOTERA	24.096	3.798,5	0,158
Total	1.015.044	160.012,5	0,158

Tabla 8. Consumo estimado y factor de utilización de los factores productivos. Fuente: elaboración propia.

El reparto resultante atribuye los mayores consumos a las máquinas de mayor potencia, MS16 y BAMTEC MMR, ambas de 40 kW, seguidas de SL28 y MSR20, mientras que la PILOTERA, de tan solo 4 kW, recibe el consumo más reducido. Este resultado es físicamente coherente, ya que vincula el consumo de cada equipo a su tamaño eléctrico y a

su régimen de funcionamiento, y corrige el sesgo que introduciría un reparto basado en el tonelaje producido, que habría asignado consumos desproporcionados a máquinas de baja potencia.

6.3 REPARTO Y CONSUMO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

De forma análoga, el consumo de la familia auxiliar, 21.335 kWh, se distribuye entre los tres equipos de apoyo de forma proporcional a su energía nominal. La energía nominal total de los servicios auxiliares asciende a 410.837 kWh, de modo que el factor de utilización homogéneo resultante es de 0,052. La Tabla 9 recoge el detalle.

<i>Equipo</i>	<i>Energía nominal (kWh)</i>	<i>Consumo estimado (kWh)</i>	<i>Factor de utilización</i>
Puente grúa (3 uds)	180.720	9.384,9	0,052
Soldadoras manuales (3 uds)	206.021	10.698,8	0,052
Dobladora manual	24.096	1.251,3	0,052
Total	410.837	21.335,0	0,052

Tabla 9. Consumo estimado y factor de utilización de los servicios auxiliares. Fuente: elaboración propia.

Resulta significativo que el factor de utilización de los servicios auxiliares, 0,052, sea sensiblemente inferior al de los factores productivos, 0,158. Esta diferencia es plenamente coherente con la naturaleza de cada familia: mientras las líneas de producción operan de forma sostenida a lo largo de los turnos, los equipos auxiliares, como el puente grúa o las soldadoras manuales, tienen un funcionamiento marcadamente intermitente, entrando en

servicio solo de forma puntual para apoyar a la producción. El modelo refleja, por tanto, no un valor arbitrario, sino un patrón de uso reconocible en la operación real.

6.4 MODELADO DE LOS SERVICIOS GENERALES

A diferencia de las dos familias anteriores, los servicios generales no se reparten de forma descendente, sino que se modelan de forma ascendente, equipo por equipo, a partir de sus parámetros físicos. Este modelado independiente es el que, posteriormente, permite la validación cruzada del conjunto.

La iluminación de la nave se ha estimado a partir de una potencia instalada de 6 W/m² sobre una superficie de 2.552 m², con un funcionamiento de 16 horas diarias durante 251 días laborables, afectada por un factor de utilización de 0,45 y un factor de mantenimiento de 0,90. El producto de estos parámetros arroja un consumo anual de 24.809 kWh. El consumo de oficinas se ha estimado a partir de 8 puestos de trabajo de 120 W cada uno, con una jornada de 8 horas durante 251 días laborables y un factor de utilización de 0,70, lo que supone 1.349 kWh anuales. Por último, las pérdidas de la instalación eléctrica se han estimado en un 3 % del consumo anual, equivalentes a 6.400 kWh. La Tabla 10 sintetiza el modelado de los servicios generales.

Concepto	Parámetros principales	Consumo (kWh)
Iluminación	6 W/m ² ; 2.552 m ² ; 16 h; 251 días; fu 0,45; fm 0,90	24.809
Oficinas	120 W/puesto; 8 puestos; 8 h; 251 días; fu 0,70	1.349
Pérdidas eléctricas	3 % del consumo anual	6.400
Total		32.559

Tabla 10. Modelado ascendente de los servicios generales. Fuente: elaboración propia.

Dentro de esta familia, la iluminación es, con diferencia, el concepto dominante, lo que la convierte en el principal foco de actuación entre los servicios generales y justifica que sobre ella se concentren varias de las medidas de eficiencia propuestas en el Cluster 1.

6.5 VALIDACIÓN CRUZADA DEL MODELO

La coherencia del modelo se sustenta en dos comprobaciones. La primera, de carácter constructivo, es que la suma de los consumos de las tres familias reproduce exactamente el consumo de referencia de 213.350 kWh, puesto que el reparto descendente parte de ese dato. La segunda, de mayor valor por su independencia, es la validación cruzada de los servicios generales.

En efecto, el consumo de servicios generales obtenido por vía ascendente, sumando iluminación, oficinas y pérdidas, asciende a 32.559 kWh, mientras que el obtenido por vía descendente, como el 15 % del consumo total, es de 32.002 kWh. La diferencia entre ambos es de tan solo 557 kWh, esto es, un 1,7 %. La Tabla 11 contrasta ambos valores.

<i>Método</i>	<i>Consumo (kWh)</i>
Ascendente (iluminación + oficinas + pérdidas)	32.559
Descendente (15 % del consumo total)	32.002
Diferencia	557 (1,7 %)

Tabla 11. Validación cruzada del consumo de servicios generales. Fuente: elaboración propia.

Que dos procedimientos completamente independientes, uno basado en el modelado físico de los equipos y otro en el reparto de la facturación, converjan en prácticamente el mismo valor constituye una validación robusta del modelo. Esta concordancia no solo respalda la estimación de los servicios generales, sino que, de forma indirecta, refuerza la verosimilitud del reparto global por familias, incluida la fracción asignada a los factores productivos y a los servicios auxiliares.

6.6 SÍNTESIS: MAPA DE CONSUMOS DE LA INSTALACIÓN

La integración de los apartados anteriores proporciona un mapa completo del consumo eléctrico de la planta, equipo por equipo. La Tabla 12 ordena todos los consumidores de mayor a menor, junto con su peso sobre el consumo total, y constituye uno de los resultados centrales de la auditoría, al identificar de forma cuantitativa los principales focos de gasto.

<i>Consumidor</i>	<i>Familia</i>	<i>Consumo (kWh)</i>	<i>% sobre total</i>
MS16	Productivo	37.985	17,8 %
BAMTEC MMR	Productivo	37.985	17,8 %
SL28	Productivo	36.086	16,9 %
MSR20	Productivo	29.913	14,0 %
Iluminación	General	24.809	11,6 %
PS12	Productivo	14.244	6,7 %
Soldadoras manuales	Auxiliar	10.699	5,0 %
Puente grúa	Auxiliar	9.385	4,4 %
Pérdidas eléctricas	General	6.400	3,0 %
PILOTERA	Productivo	3.799	1,8 %
Oficinas	General	1.349	0,6 %

Tabla 12. Ranking de consumidores eléctricos de la instalación. Fuente: elaboración propia.

(Nota: los consumos de los servicios generales proceden del modelado ascendente, por lo que el total de la tabla supera en un 0,3 % el consumo de referencia de 213.350 kWh; esta diferencia corresponde al residuo de la validación cruzada y es despreciable a efectos del análisis.)

El mapa de consumos permite extraer las conclusiones que orientan la búsqueda de oportunidades de mejora. Los cuatro primeros consumidores, todos ellos líneas de producción, concentran por sí solos más del 66 % del consumo de la planta, lo que confirma el predominio de los factores productivos. Sin embargo, la iluminación aparece en quinta posición, con un peso del 11,6 %, superior al de varias máquinas productivas, lo que la señala como un objetivo de intervención especialmente atractivo, dado que su consumo es más accesible a la mejora que el de las líneas de producción. Junto a ella, las pérdidas eléctricas, con un 3 %, completan el conjunto de focos sobre los que actuará el Cluster 1 de medidas de eficiencia, mientras que el elevado peso del consumo productivo, difícilmente reducible sin alterar el proceso, refuerza el interés de abordar la factura energética por la vía de la generación mediante el autoconsumo fotovoltaico que constituye el Cluster 2.

Capítulo 7. IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE MEJORA

A partir del diagnóstico energético desarrollado en los capítulos anteriores, este capítulo identifica y describe las oportunidades de mejora detectadas en la instalación. Las medidas se agrupan en dos conjuntos o clusters de naturaleza distinta: un primer cluster de medidas de eficiencia energética, orientado a consumir menos, y un segundo cluster de autoconsumo fotovoltaico, orientado a generar localmente parte de la energía que la planta necesita. Para cada medida se expone su fundamento técnico, la actuación propuesta y el ahorro energético estimado, dejando su evaluación económica detallada para el Capítulo 8.

7.1 CRITERIOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES

La selección de las medidas se ha guiado por los resultados del mapa de consumos del Capítulo 6 y por un conjunto de criterios de racionalidad técnica y económica. En primer lugar, se ha atendido al peso de cada consumidor sobre el total, priorizando los focos de mayor consumo. En segundo lugar, se ha valorado la accesibilidad de cada consumo a la intervención, entendida como la facilidad técnica y la ausencia de interferencia con el proceso productivo. Y en tercer lugar, se ha considerado la madurez y la fiabilidad de las soluciones disponibles en el mercado, primando tecnologías contrastadas frente a soluciones experimentales.

La aplicación de estos criterios conduce a una conclusión que vertebra todo el plan de mejora. El consumo de la planta está dominado por los factores productivos, que representan el 75 % del total, pero ese consumo es difícilmente reducible sin alterar el proceso de fabricación, que queda fuera del alcance de una auditoría energética. Por el contrario, los servicios generales, y muy en particular la iluminación, que con un 11,6 % del consumo total es el quinto mayor consumidor de la instalación, son mucho más accesibles a la mejora. De

ahí que el primer cluster se concentre en la eficiencia de los servicios generales y en la reducción de pérdidas, mientras que, para incidir sobre el consumo productivo sin modificar el proceso, se recurra a la generación renovable mediante el autoconsumo fotovoltaico que constituye el segundo cluster.

7.2 ESTRUCTURA EN DOS CLUSTERS

La organización de las medidas en dos clusters responde a una lógica complementaria. El Cluster 1, de eficiencia energética, actúa sobre la demanda, reduciendo la cantidad de energía que la planta necesita consumir mediante actuaciones sobre la iluminación, su control y la reducción de pérdidas. El Cluster 2, de autoconsumo fotovoltaico, actúa sobre el suministro, sustituyendo una parte de la energía comprada a la red por energía generada localmente a coste marginal nulo. Ambos enfoques inciden sobre el término de energía de la factura, que es el componente dominante del coste, y son perfectamente compatibles entre sí, de modo que pueden implantarse de forma conjunta o secuencial dentro de un mismo plan de acción.

7.3 CLUSTER 1: MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

El primer cluster agrupa cuatro medidas de eficiencia, dirigidas a los servicios generales y a las pérdidas de la instalación. Su definición sigue criterios habituales de auditoría energética industrial, apoyados en las guías técnicas del IDAE [13], en las fichas técnicas de fabricantes de referencia del sector (Signify, Ledvance y Zumtobel) y en la reglamentación aplicable.

7.3.1 MEDIDA 1: OPTIMIZACIÓN DEL ALUMBRADO LED DE LA NAVE

La iluminación de la nave constituye, con 24.809 kWh anuales, el principal consumo entre los servicios generales y el quinto de toda la planta. La medida consiste en la optimización del sistema de iluminación existente mediante luminarias LED de alta eficiencia, acompañada de una posible redistribución puntual de los puntos de luz, reduciendo la densidad de potencia instalada de 6 a 4 W/m². Esta reducción, del 33 % de la potencia, es coherente con las soluciones LED industriales actuales, que permiten mantener los niveles

de iluminancia, uniformidad y confort visual exigidos por la norma UNE-EN 12464-1 [9]. Según las guías del IDAE [13] y las fichas técnicas de fabricantes industriales, son habituales reducciones superiores al 30 % en el consumo eléctrico asociado a la iluminación industrial, lo que respalda el objetivo planteado.

El ahorro asociado se ha calculado de forma coherente con la línea base, esto es, aplicando a la reducción de potencia los mismos factores de utilización y de mantenimiento que afectan al consumo de iluminación. Bajo este criterio, la reducción de un tercio de la potencia se traduce en un ahorro anual de 8.270 kWh, equivalente a ese mismo 33 % del consumo de iluminación. Conviene subrayar que este ahorro es proporcional a la mejora real de potencia y no debe confundirse con una reducción del consumo total de iluminación.

7.3.2 MEDIDA 2: CONTROL DE ENCENDIDO Y ZONIFICACIÓN DE LA ILUMINACIÓN

De forma complementaria a la sustitución de luminarias, la segunda medida actúa sobre las horas de funcionamiento efectivas de la iluminación mediante la incorporación de sistemas de control. Se propone la sectorización de la iluminación por zonas de la nave, la instalación de temporizadores y detectores de presencia en las zonas de paso y el apagado automático fuera de los turnos productivos, de modo que solo se iluminen las zonas efectivamente ocupadas y solo durante el tiempo necesario. Estas soluciones, especialmente eficaces en naves con zonas de ocupación intermitente, permiten eliminar encendidos innecesarios sin afectar a la actividad.

Las guías del IDAE [13] y la práctica habitual en auditorías energéticas industriales sitúan las reducciones adicionales alcanzables mediante sistemas de control y gestión entre el 10 % y el 20 % del consumo de iluminación. De forma conservadora, se ha adoptado el extremo inferior de ese rango, un 10 % adicional, aplicado sobre el consumo de iluminación ya optimizado por la Medida 1. Sobre esa base, el ahorro anual estimado es del orden de 1.654 kWh. El cálculo se ha realizado sobre la iluminación ya reducida, y no sobre la de partida, con el fin de evitar contabilizar dos veces un mismo ahorro.

7.3.3 MEDIDA 3: MEJORA DE LA EFICIENCIA EN OFICINAS

La tercera medida se dirige al consumo de las oficinas que, si bien es modesto en términos absolutos, con 1.349 kWh anuales, constituye un consumo constante y fácilmente optimizable. Se proponen actuaciones de gestión del apagado de equipos, la sustitución progresiva por equipos de mayor eficiencia y la reducción de consumos en modo de espera. Las guías del IDAE para edificios de oficinas [13] indican reducciones típicas de entre el 10 % y el 30 % mediante medidas de gestión y buenas prácticas. Se ha adoptado un valor intermedio y prudente del 15 %, que se traduce en un ahorro anual aproximado de 202 kWh. Aunque su contribución al ahorro global es reducida, la medida se incluye por su muy bajo coste, su sencillez de implantación, al basarse principalmente en medidas organizativas y de gestión, y su valor ejemplarizante en materia de cultura energética.

7.3.4 MEDIDA 4: REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

La cuarta medida actúa sobre las pérdidas de la instalación eléctrica, estimadas en un 3 % del consumo anual, equivalentes a 6.400 kWh. La medida contempla actuaciones de carácter operativo y de mantenimiento, como la revisión de las cargas del transformador, el equilibrado de fases y el mantenimiento de las conexiones eléctricas. Las pérdidas en transformadores y líneas están reconocidas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, en particular en sus instrucciones técnicas ITC-BT-19 e ITC-BT-20 [11], siendo habitual considerar valores de entre el 2 % y el 5 % del consumo anual en auditorías energéticas. Una mejora operativa permite reducir estas pérdidas del 3 % al entorno del 2,5 %, lo que supone un ahorro anual de 1.067 kWh.

El rasgo distintivo de esta medida es que no requiere una inversión significativa, al estar ligada a operaciones de mantenimiento preventivo, lo que la convierte, a priori, en una de las actuaciones más eficientes en términos de relación entre ahorro e inversión.

7.3.5 SÍNTESIS DEL CLUSTER 1

En conjunto, las cuatro medidas de eficiencia del Cluster 1 suponen un ahorro energético anual estimado de 11.193 kWh, equivalente a un 5,2 % del consumo total de la planta. La Tabla 13 resume las medidas y sus ahorros.

<i>Medida</i>	<i>Actuación</i>	<i>Ahorro (kWh/año)</i>
M1. Alumbrado LED de la nave	Reducción de 6 a 4 W/m ² con luminarias LED de alta eficiencia	8.270
M2. Control y zonificación	Sectorización, detección de presencia y apagado automático	1.654
M3. Eficiencia en oficinas	Gestión del apagado y equipos eficientes	202
M4. Reducción de pérdidas	Revisión de transformador, equilibrado de fases y mantenimiento	1.067
Total Cluster 1		11.193

Tabla 13. Medidas de eficiencia energética del Cluster 1 y ahorro estimado. Fuente: elaboración propia.

7.4 CLUSTER 2: AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

El segundo cluster aborda la reducción de la factura energética por la vía del suministro, mediante una instalación fotovoltaica de autoconsumo sobre la cubierta de la nave.

7.4.1 JUSTIFICACIÓN Y ENFOQUE

La justificación de esta medida es doble. Por un lado, el consumo productivo, que domina la factura, no es reducible sin alterar el proceso, por lo que la única forma de incidir sobre él es sustituir energía de red por energía generada localmente. Por otro lado, el perfil de consumo de la planta, con actividad sostenida a lo largo del día, encaja razonablemente con la curva de generación solar, lo que favorece un aprovechamiento elevado de la energía producida. A ello se suma la favorable localización de la instalación, en el sur de España, caracterizada por una elevada irradiación solar.

Se ha optado por una instalación fija sobre cubierta. Aunque inicialmente se valoró el empleo de seguimiento solar a un eje, que incrementa la producción, esta opción se descartó por las restricciones técnicas asociadas al montaje sobre cubierta, que lo hacen inviable o desaconsejable.

7.4.2 CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO Y PARÁMETROS DE LA SIMULACIÓN PVGIS

El dimensionamiento de la instalación parte del consumo en horario diurno, que es el único que la fotovoltaica puede cubrir de forma instantánea. Como hipótesis de partida, se ha estimado que el consumo diurno representa el 45 % del consumo anual, lo que equivale a 96.008 kWh al año. Sobre esta base, se ha adoptado el criterio de cubrir una fracción de ese consumo diurno, representada por el parámetro α , fijado en un 70 %, evitando así un sobredimensionamiento que generaría excedentes excesivos.

La producción esperable por unidad de potencia instalada se ha obtenido mediante la herramienta PVGIS [8], a partir de un conjunto de parámetros cuya elección responde a criterios de representatividad del emplazamiento real, y no a condiciones teóricas

idealizadas. La justificación detallada de cada parámetro se recoge en el **Anexo** y se sintetiza en la Tabla 14.

Las coordenadas geográficas corresponden a la ubicación exacta de la nave industrial, obtenida mediante Google Maps y expresadas en grados decimales para asegurar una correcta geolocalización y la coherencia espacial de la estimación de radiación. Se ha seleccionado la modalidad de sistema fotovoltaico conectado a red, al tratarse de una instalación de autoconsumo sin almacenamiento, simulada con una potencia unitaria de 1 kWp. Esta elección no es casual: al simular 1 kWp, la producción anual obtenida coincide numéricamente con la producción específica del sistema, expresada en kWh por kWp y año, que equivale a las horas equivalentes de funcionamiento y puede incorporarse directamente al modelo de dimensionamiento. En el emplazamiento estudiado, este valor asciende a 1.559,6 kWh/kWp·año.

En cuanto a la tecnología, se ha adoptado el silicio cristalino, mayoritario en las instalaciones fotovoltaicas industriales actuales y representativo tanto de los módulos monocristalinos como policristalinos. La inclinación se ha fijado en 20°, valor coherente con la geometría de una cubierta industrial inclinada a dos aguas y deliberadamente elegido como caso base realista, alineado con la disposición observable de la nave, en lugar de la inclinación óptima teórica, que no sería representativa del emplazamiento real. El azimut se ha fijado en 0°, correspondiente a la orientación sur, ya que el faldón seleccionado presenta una orientación predominantemente meridional, la más favorable para la captación solar anual en el hemisferio norte. Finalmente, las pérdidas del sistema se han mantenido en el valor por defecto del 14 %, aproximación estándar y agregada de las pérdidas por inversor, cableado, temperatura, suciedad y desajustes, adecuada para un estudio preliminar sin ingeniería de detalle.

Conviene subrayar el carácter conservador y realista de estas elecciones. La adopción de una inclinación representativa de la cubierta real, en lugar de la óptima, y el mantenimiento de las pérdidas por defecto, sin asumir mejoras de ingeniería aún no definidas, garantizan que

la estimación de producción no esté sobrevalorada y que los resultados económicos posteriores se sustenten sobre una base prudente.

La potencia fotovoltaica necesaria se obtiene dividiendo el consumo diurno objetivo, es decir, el consumo diurno multiplicado por α , entre el rendimiento específico del emplazamiento, lo que arroja una potencia necesaria de 43,1 kWp.

Ecuación 8. Potencia fotovoltaica a instalar.

$$P_{FV} = (E_{\text{diurno}} \cdot \alpha) / NEH$$

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Justificación</i>
Coordenadas	37,2021 N; -5,9284 E	Ubicación exacta de la nave (Google Maps), en grados decimales
Tipo de simulación	Conectada a red; 1 kWp	Autoconsumo sin almacenamiento; 1 kWp da la producción específica directa
Tecnología	Silicio cristalino	Tecnología mayoritaria; representa mono y policristalino
Inclinación (tilt)	20°	Coherente con cubierta industrial a dos aguas; caso base realista

Azimut	0° (sur)	Faldón orientado al sur, óptimo para captación anual
Pérdidas del sistema	14 % (por defecto)	Agregado estándar (inversor, cableado, temperatura, suciedad, desajustes)
Rendimiento específico (NEH)	1.559,6 kWh/kWp·año	Resultado de la simulación PVGIS
Consumo diurno (45 % anual)	96.008 kWh/año	Hipótesis de fracción diurna del consumo
Fracción a cubrir, α	70 %	Criterio de dimensionamiento sin sobredimensionar
Potencia FV instalada	43,1 kWp	Calculada: (consumo diurno x α) / NEH

Tabla 14. Parámetros de la simulación PVGIS y del dimensionamiento fotovoltaico. Fuente: elaboración propia.

7.4.3 PRODUCCIÓN ESTIMADA Y GRADO DE AUTOCONSUMO

Con la potencia instalada de 43,1 kWp y el rendimiento específico del emplazamiento, la producción fotovoltaica anual estimada asciende a 67.205 kWh. No toda esta energía se aprovecha de forma directa: una fracción se consume instantáneamente en la planta, evitando compras a la red, mientras que el resto se vierte a la red como excedente. Esta fracción aprovechada se representa mediante el grado de autoconsumo, estimado en un 85 % para el caso base, y analizado entre un 80 % y un 90 % en los distintos escenarios.

Ecuación 9. Producción fotovoltaica anual.

$$E_{\text{gen}} = P_{\text{FV}} \cdot \text{NEH}$$

Aplicando el grado de autoconsumo del caso base, la energía autoconsumida asciende a unos 57.124 kWh anuales, lo que equivale a cubrir cerca del 60 % del consumo diurno y en torno al 27 % del consumo total de la planta con energía solar propia. Esta es la energía que efectivamente sustituye compras a la red al precio del término de energía y, por tanto, la que genera el ahorro económico que se evalúa en el capítulo siguiente. Síntesis de las oportunidades identificadas

Ecuación 10. Energía autoconsumida.

$$E_{\text{auto}} = \text{GA} \cdot E_{\text{gen}}$$

El conjunto de oportunidades identificadas combina una reducción de la demanda de 11.193 kWh anuales a través del Cluster 1 y una sustitución de energía de red de unos 57.124 kWh anuales a través del autoconsumo del Cluster 2. La Tabla 15 sintetiza ambas vías y su efecto energético sobre la instalación.

<i>Cluster</i>	<i>Naturaleza</i>	<i>Energía afectada (kWh/año)</i>	<i>% sobre consumo total</i>
Cluster 1. Eficiencia energética	Reducción de demanda	11.193	5,2 %
Cluster 2. Autoconsumo fotovoltaico	Sustitución de suministro	57.124	26,8 %
Total		68.317	32,0 %

Tabla 15. Síntesis de las oportunidades de mejora identificadas. Fuente: elaboración propia.

Capítulo 8. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

Este capítulo evalúa la viabilidad económica de las medidas identificadas en el Capítulo 7. Se exponen primero los criterios y parámetros comunes a toda la evaluación, garantizando la comparabilidad entre medidas, y se analiza después cada cluster con sus indicadores de rentabilidad. El Cluster 1 se evalúa medida a medida, y el Cluster 2 bajo los tres escenarios definidos. El capítulo se cierra con una comparación conjunta y un análisis de sensibilidad que acota la robustez de las conclusiones.

8.1 CRITERIOS Y PARÁMETROS DE LA EVALUACIÓN

Con el fin de que las medidas sean comparables entre sí, toda la evaluación se ha realizado bajo un conjunto único y homogéneo de criterios. Los ahorros de energía, tanto los procedentes de la eficiencia como los del autoconsumo, se valoran al mismo precio, el del término de energía realmente evitado, de 0,129 €/kWh, obtenido como media ponderada por consumo de las facturas y justificado en el Capítulo 5. Se aplica una tasa de descuento del 7 % a todas las medidas, valor representativo del coste de capital para inversiones industriales de esta naturaleza. Para cada medida se considera su vida útil propia y, en los flujos descontados, una indexación del precio de la energía del 2 % anual. Los indicadores empleados son los definidos en el marco teórico [6]: el periodo de retorno simple, el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el coste de la energía ahorrada. La Tabla 16 resume estos parámetros.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Precio de la energía evitada	0,129 €/kWh
Tasa de descuento	7 %
Indexación del precio de la energía	2 % anual
Vida útil	Según cada tecnología
Indicadores	Payback, VAN, TIR, CEE

Tabla 16. Parámetros comunes de la evaluación económica. Fuente: elaboración propia.

8.2 EVALUACIÓN DEL CLUSTER 1: MEDIDAS DE EFICIENCIA

8.2.1 CRITERIO DE ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN

La inversión de cada medida se ha estimado de forma coherente con el alcance real de la actuación y con el ahorro modelado, apoyándose en las guías técnicas del IDAE [13] y en bases de precios de la construcción [14]. Este punto merece una precisión metodológica importante en el caso de la Medida 1. El ahorro estimado para esta medida, de 8.270 kWh, corresponde a la mejora marginal de la densidad de potencia de 6 a 4 W/m², es decir, a una actualización selectiva de un sistema de iluminación ya razonablemente eficiente, y no a la renovación integral de una instalación obsoleta. En coherencia con ese alcance, la inversión se ha estimado a partir de costes unitarios de sustitución de luminarias industriales, resultando del orden de 12.400 €.

Conviene señalar que las guías del IDAE y las fichas de fabricantes sitúan el coste de una renovación integral del alumbrado en un rango superior, de 40 a 70 €/m². Dicho rango correspondería al supuesto de sustituir una instalación antigua e ineficiente, escenario en el que tanto la inversión como el ahorro serían sustancialmente mayores que los aquí considerados, al partir de una densidad de potencia inicial muy superior a los 6 W/m². La

elección entre ambos alcances depende, por tanto, de la potencia de iluminación realmente instalada en la actualidad, cuya confirmación se recomienda. En este trabajo se adopta el alcance de actualización selectiva, por ser el coherente con la línea base caracterizada de 6 W/m². Para las Medidas 2 y 3 se han estimado inversiones acordes con su alcance de control y de gestión, y la Medida 4, conforme a su naturaleza de mantenimiento preventivo, no requiere una inversión significativa, asignándose únicamente un coste simbólico de intervención.

8.2.2 RESULTADOS POR MEDIDA

La Tabla 17 recoge los resultados económicos de las cuatro medidas del Cluster 1.

<i>Medida</i>	<i>Inversión</i> (€)	<i>Ahorro</i> (€/año)	<i>Payback</i> (años)	<i>VAN al</i> 7% (€)	<i>TIR</i>	<i>CEE</i> (€/kWh)
M1. Alumbrado LED	12.420	1.067	11,6	-3.099	2,2 %	0,125
M2. Control y zonificación	1.800	213	8,4	-177	4,9 %	0,109
M3. Eficiencia en oficinas	800	26	30,6	-601	-15,0 %	0,395
M4. Reducción de pérdidas	500	138	3,6	547	26,3 %	0,047
Total Cluster 1	15.520	1.444	10,7	-3.330	2,8 %	0,121

Tabla 17. Resultados económicos de las medidas de eficiencia (Cluster 1). Fuente: elaboración propia.

El análisis revela un resultado matizado. La Medida 4, de reducción de pérdidas, es claramente la más rentable: con una inversión mínima de carácter de mantenimiento, presenta un periodo de retorno de apenas 3,6 años, un VAN positivo y una TIR del 26,3 %, y su coste de la energía ahorrada, de 0,047 €/kWh, es muy inferior al precio de la energía, lo que confirma su atractivo. La Medida 2, de control de la iluminación, se sitúa próxima al

umbral de rentabilidad, con un VAN ligeramente negativo. En cambio, las Medidas 1 y 3 presentan, valoradas únicamente por el ahorro de energía, un VAN negativo y periodos de retorno largos, de 11,6 y 30,6 años respectivamente.

En conjunto, el Cluster 1 arroja un VAN de -3.330 € y un periodo de retorno de 10,7 años, lo que indica que, valoradas exclusivamente por el ahorro energético al precio del término de energía, las medidas de eficiencia no resultan rentables en su conjunto, lastradas por la Medida 1. Este resultado, lejos de invalidar el cluster, debe interpretarse correctamente. En primer lugar, la Medida 4 sí es claramente recomendable de forma aislada. En segundo lugar, como se analiza en la sensibilidad, el resultado depende fuertemente del precio al que se valore el ahorro. Y en tercer lugar, las medidas de iluminación aportan beneficios no estrictamente energéticos, como la mejora de la calidad lumínica y del confort visual, la reducción de los costes de mantenimiento y la mayor vida útil de las luminarias LED, que no se han monetizado y que refuerzan su conveniencia más allá del estricto retorno energético.

8.3 EVALUACIÓN DEL CLUSTER 2: AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

A diferencia de las medidas de eficiencia, cuya evaluación admite un tratamiento estático, el autoconsumo fotovoltaico es una inversión de largo recorrido cuya rentabilidad solo puede valorarse correctamente a lo largo de toda su vida útil. Por ello se ha desarrollado un modelo financiero específico, de mayor complejidad, que se describe a continuación antes de presentar sus resultados.

8.3.1 ESTRUCTURA DEL MODELO FINANCIERO

El modelo es un modelo de proyecto de base anual, que simula la instalación año a año durante todo su periodo de operación, fijado en 25 años, desde la puesta en marcha prevista en 2027 hasta el final de su vida útil en 2052. Cada año del horizonte constituye una columna del modelo, para la que se calculan de forma encadenada la generación, el ahorro, los costes, los estados financieros y los flujos de caja. Esta estructura anual permite capturar fenómenos que un cálculo estático ignoraría, como la degradación progresiva de los módulos, la

evolución del precio de la energía, la reinversión en el inversor a mitad de vida y el efecto del descuento sobre flujos lejanos en el tiempo. El modelo se organiza en bloques sucesivos, generación, ahorro, inversión, costes de operación, estados financieros y rentabilidad, que se describen seguidamente.

8.3.2 TRATAMIENTO DE LOS INPUTS DEL MODELO

El bloque de generación parte de la potencia pico instalada, de 43,1 kWp en el caso base, y del rendimiento específico del emplazamiento obtenido de PVGIS, de 1.559,6 kWh por kWp y año. Su producto proporciona la producción anual a pleno rendimiento, del orden de 67.205 kWh. Sobre esta cifra se aplican dos correcciones que dotan de realismo al modelo. La primera es la degradación de los módulos, fijada en un 0,5 % anual, que reduce progresivamente la producción a lo largo de los 25 años. La segunda es la consideración de un primer año parcial, al no entrar la instalación en operación el 1 de enero, de modo que el primer ejercicio computa solo una fracción de la producción. Como resultado, la producción del primer año se estima en 50.404 kWh, y la producción total acumulada a lo largo de la vida útil asciende a unos 1,61 millones de kWh.

El bloque de ahorro traduce la generación en ahorro económico. En primer lugar, la energía generada se multiplica por el grado de autoconsumo, del 85 % en el caso base, para obtener la energía efectivamente autoconsumida, que es la única que evita compras a la red. En el primer año, esta energía autoconsumida asciende a 42.843 kWh. A continuación, esta energía se valora al precio del término de energía, de 0,129 €/kWh, idéntico al empleado en el Cluster 1 para garantizar la comparabilidad. Un aspecto relevante del modelo es que trabaja con valores nominales: el precio de la energía se incrementa cada año mediante una indexación del 2 % anual, lo que refleja la previsible subida de los precios energéticos a largo plazo y, en consecuencia, el creciente valor del ahorro. El ahorro del primer año asciende así a 5.527 €, y el ahorro nominal acumulado a lo largo de la vida útil, a unos 227.104 €.

El bloque de inversión recoge el desembolso de capital. La inversión inicial se obtiene aplicando un coste unitario, de 850 €/kWp en el caso base, a la potencia instalada, lo que

arroja unos 36.628 €. A ello se añade el coste del inversor, estimado en un 10 % de la inversión inicial, que constituye una reinversión prevista en torno al año 15 de operación, momento en que el inversor agota su vida útil y debe sustituirse. La inversión total considerada en el caso base es, por tanto, de 40.290 €.

El bloque de costes de operación estima los gastos anuales de mantenimiento y explotación como un porcentaje de la inversión, del 1,5 % en el caso base, lo que supone unos 549 € el primer año, igualmente sujetos a la indexación anual del 2 %.

Sobre estos bloques, el modelo construye unos estados financieros completos, con una cuenta de resultados y un estado de flujos de caja. La cuenta de resultados obtiene el EBITDA como diferencia entre el ahorro y los costes de operación, y deduce la amortización del activo, repartida linealmente a lo largo de 15 años, para llegar al resultado de explotación. En el estado de flujos de caja, el flujo de cada año se obtiene sumando al resultado la amortización, que no supone salida de caja, y restando la inversión. Conviene precisar, como ya se indicó en la metodología, que la evaluación se realiza antes de impuestos, por lo que la amortización resulta neutra sobre el flujo de caja, que equivale en la práctica al EBITDA menos la inversión; la amortización se mantiene por completitud del estado financiero.

Finalmente, el bloque de rentabilidad descuenta los flujos de caja anuales a una tasa del 7 % para obtener el Valor Actual Neto, calcula la Tasa Interna de Retorno como aquella tasa que anula el VAN, y determina el periodo de retorno a partir del flujo de caja acumulado.

8.3.3 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

La incertidumbre propia de un horizonte de 25 años se ha abordado mediante tres escenarios, pesimista, base y optimista, que no varían un único parámetro, sino que combinan de forma coherente hipótesis sobre todas las variables influyentes. El escenario pesimista asume un mayor consumo de la planta, lo que obliga a una instalación de mayor potencia, junto con un menor rendimiento del emplazamiento, una inversión unitaria más alta, mayores costes de operación, ausencia de subvención y un precio de la energía más bajo. El escenario optimista invierte todas estas hipótesis. El caso base adopta valores intermedios y

representativos. Cabe señalar que el grado de autoconsumo acompaña al nivel de consumo, siendo mayor en el escenario de más consumo, pues una mayor demanda permite absorber instantáneamente una fracción mayor de la generación. La Tabla 18 recoge las hipótesis de cada escenario.

<i>Parámetro</i>	<i>Pesimista</i>	<i>Base</i>	<i>Optimista</i>
Consumo anual (kWh)	234.685	213.350	192.015
Fracción diurna del consumo	49 %	45 %	41 %
Rendimiento específico (kWh/kWp)	1.404	1.560	1.716
Potencia instalada (kWp)	66,2	43,1	27,2
Coste unitario (€/kWp)	1.000	850	700
Subvención sobre la inversión	0 %	0 %	25 %
Costes de operación (% inversión)	2,0 %	1,5 %	1,0 %
Grado de autoconsumo	90 %	85 %	80 %
Precio de la energía (€/MWh)	105	129	155

Tabla 18. Hipótesis del modelo fotovoltaico por escenario. Fuente: elaboración propia.

8.3.4 RESULTADOS

La Tabla 19 recoge los principales resultados del modelo para los tres escenarios.

Escenario	Potencia (kWp)	Inversión (€)	VAN al 7 % (€)	TIR	Payback (años)
Pesimista	66,2	72.831	35.160	12,6 %	8
Base	43,1	40.290	57.667	22,9 %	5
Optimista	27,2	20.942	59.018	39,5 %	3

Tabla 19. Resultados económicos del autoconsumo fotovoltaico (Cluster 2). Fuente: elaboración propia.

Los resultados del autoconsumo son claramente favorables. En el caso base, la instalación de 43,1 kWp, con una inversión de 40.290 €, presenta un VAN de 57.667 €, una TIR del 22,9 % y un periodo de retorno de 5 años, indicadores muy atractivos para una inversión de este tipo. Y, lo que resulta más relevante desde el punto de vista del riesgo, incluso en el escenario pesimista el VAN se mantiene positivo en 35.160 €, con una TIR del 12,6 % y un retorno de 8 años. El escenario optimista, con una instalación menor y una inversión de apenas 20.942 €, alcanza una TIR del 39,5 % y un retorno de solo 3 años. Que los tres escenarios sean rentables, y que el VAN se mantenga en una horquilla elevada de entre 35.000 y 59.000 €, confiere a la medida una notable robustez frente a la incertidumbre y la convierte en la actuación de referencia del estudio.

8.3.5 DISCUSIÓN

El análisis del modelo permite identificar las palancas de las que depende la rentabilidad del autoconsumo. El VAN es especialmente sensible al precio de la energía y al grado de autoconsumo, que determinan el valor del ahorro anual, así como a la inversión unitaria. La degradación de los módulos y los costes de operación tienen, en cambio, un efecto de

segundo orden. El hecho de que la rentabilidad se mantenga holgada incluso bajo las hipótesis conservadoras del escenario pesimista, que acumula simultáneamente un mayor coste, un menor precio y un menor rendimiento, indica que la conclusión es robusta y no depende de hipótesis optimistas. Este resultado contrasta con el del Cluster 1 y consolida al autoconsumo fotovoltaico como la inversión prioritaria del plan de acción.

8.4 COMPARACIÓN Y DISCUSIÓN CONJUNTA

La comparación de ambos clusters arroja una conclusión nítida. El autoconsumo fotovoltaico es, con diferencia, la medida más rentable y robusta del estudio, con un VAN del caso base superior a 57.000 € y rentabilidad positiva en todos los escenarios. Frente a ello, las medidas de eficiencia del Cluster 1 presentan, en conjunto, una rentabilidad marginal cuando se valoran únicamente por el ahorro de energía, con la clara excepción de la Medida 4, que destaca por su mínima inversión.

Esta diferencia no debe llevar a descartar el Cluster 1, sino a ordenar las prioridades. La Medida 4 es recomendable de inmediato por su excelente relación entre ahorro e inversión. El autoconsumo constituye la inversión principal y prioritaria por su elevada rentabilidad. Y las medidas de iluminación y oficinas, aunque marginales en términos estrictamente energéticos, encuentran su justificación bien en un alcance de renovación más amplio asociado a una instalación más antigua, bien en sus beneficios no monetizados, lo que las sitúa como actuaciones secundarias dentro del plan de acción.

8.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Dado que la rentabilidad de las medidas de eficiencia depende críticamente del precio al que se valore el ahorro, se ha realizado un análisis de sensibilidad del Cluster 1 a esta variable. La Tabla 20 muestra el VAN total del cluster para tres niveles de precio: un valor bajo de 0,100 €/kWh, el precio base del término de energía de 0,129 €/kWh, y el precio sobre la base imponible de 0,178 €/kWh, que incorpora peajes, cargos e impuestos.

<i>Precio de la energía (€/kWh)</i>	<i>VAN total del Cluster 1 (€)</i>	<i>Payback (años)</i>
0,100	-5.740	13,9
0,129 (base)	-2.904	10,7
0,178	+1.888	7,8

Tabla 20. Sensibilidad del VAN del Cluster 1 al precio de la energía. Fuente: elaboración propia.

El análisis es revelador: el Cluster 1 se encuentra en el umbral de la rentabilidad, de modo que la elección del precio de valoración determina el signo del resultado. Valorado al término de energía, el cluster es ligeramente deficitario, pero valorado al precio completo de la base imponible, que refleja el coste total realmente evitado por cada kilovatio hora no consumido, el VAN del conjunto pasa a ser positivo. Esta sensibilidad confirma que las medidas de eficiencia se sitúan en una zona de viabilidad marginal, muy condicionada por las hipótesis de valoración, a diferencia del autoconsumo, cuya rentabilidad es holgada y robusta. En el caso del Cluster 2, el propio análisis por escenarios, con su rango de VAN entre 35.000 y 59.000 €, constituye en sí mismo el análisis de sensibilidad a las variables más influyentes.

8.6 SÍNTESIS DE LA EVALUACIÓN

La evaluación económica permite establecer una jerarquía clara de las actuaciones. El autoconsumo fotovoltaico es la medida estrella, con una rentabilidad elevada y robusta en todos los escenarios. La Medida 4 de reducción de pérdidas es la actuación de eficiencia más rentable, recomendable de forma inmediata por su mínima inversión. Las restantes medidas de eficiencia presentan una rentabilidad marginal en términos energéticos, supeditada al precio de valoración y a beneficios no monetizados. Esta jerarquía, fundamentada en los indicadores de rentabilidad, constituye la base del plan de acción priorizado que se desarrolla en el capítulo siguiente.

Capítulo 9. PLAN DE ACCIÓN PRIORIZADO

Este capítulo integra los resultados del diagnóstico y de la evaluación técnico-económica en un plan de acción priorizado, que constituye el entregable final y de mayor valor práctico de la auditoría. A partir de la rentabilidad y del impacto de cada medida, se establecen unos criterios de priorización, se clasifican las actuaciones mediante una matriz de impacto y esfuerzo, se propone una hoja de ruta temporal para su implantación y se cuantifica el efecto global del plan. El capítulo concluye con un conjunto de recomendaciones complementarias dirigidas a consolidar la gestión energética de la planta.

9.1 CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN

La ordenación de las medidas no puede atender a un único factor, sino que debe ponderar varios criterios de forma conjunta. El primero es la rentabilidad económica, medida por el VAN, la TIR y el periodo de retorno, que determina el valor que cada actuación crea para la empresa. El segundo es el impacto energético, es decir, la magnitud del consumo evitado o sustituido, que mide la contribución de cada medida al objetivo global de reducción de la factura. El tercero es la inversión requerida, que condiciona la capacidad financiera necesaria para acometer la actuación. El cuarto es la facilidad de implantación, entendida como la sencillez técnica, la rapidez de ejecución y la ausencia de interferencia con la producción. Y el quinto es el riesgo, o robustez del resultado frente a la incertidumbre de las hipótesis.

La aplicación conjunta de estos criterios permite distinguir entre actuaciones que conviene acometer de inmediato, por su elevada rentabilidad y baja barrera de entrada, e inversiones de mayor calado que, pese a requerir un desembolso superior, resultan estratégicas por su impacto y su retorno. Esta distinción es la que vertebra el plan de acción.

9.2 MATRIZ DE PRIORIZACIÓN POR IMPACTO Y ESFUERZO

Una herramienta habitual para ordenar las medidas de una auditoría es la matriz de impacto y esfuerzo, que sitúa cada actuación en función de su impacto, esto es, del ahorro o la rentabilidad que aporta, y de su esfuerzo, entendido como la inversión y la complejidad de implantación. La representación de las medidas sobre esta matriz (Figura 4, matriz de priorización impacto frente a esfuerzo) permite identificar visualmente cuatro categorías de actuación.

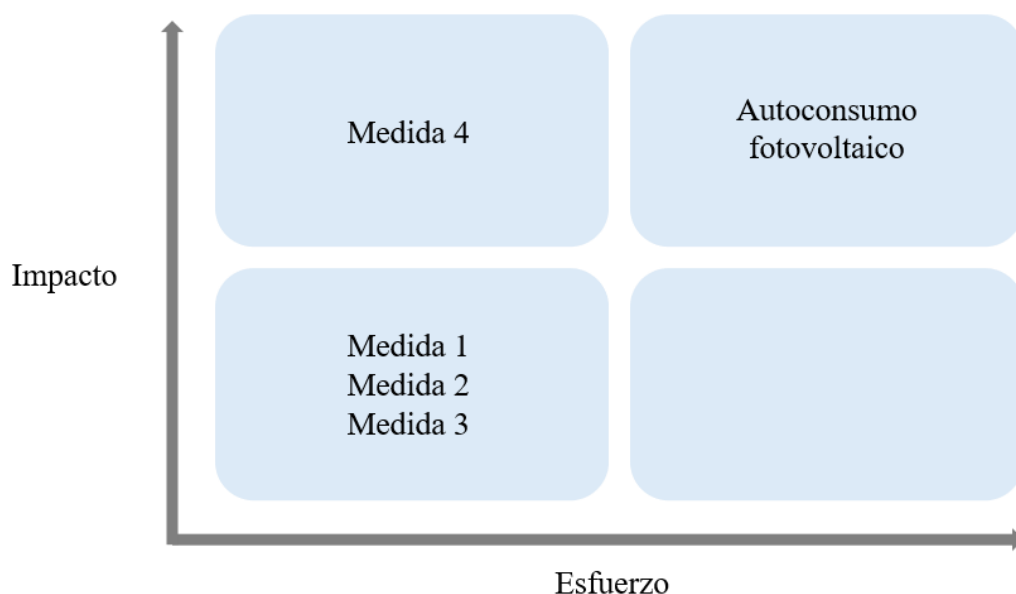


Figura 4. Matriz impacto-esfuerzo. Fuente: elaboración propia.

En el cuadrante de alto impacto y bajo esfuerzo se sitúan las actuaciones de victoria rápida, que deben acometerse de inmediato. A esta categoría pertenece la Medida 4 de reducción de pérdidas, que con una inversión mínima de mantenimiento ofrece un retorno de apenas 3,6 años y una rentabilidad elevada. En el cuadrante de alto impacto y alto esfuerzo se encuentran los proyectos estratégicos, que requieren una inversión apreciable pero generan un valor considerable. Aquí se ubica el autoconsumo fotovoltaico, la inversión de mayor envergadura y, al tiempo, la de mayor VAN y mayor robustez del estudio. En el cuadrante

de bajo impacto y bajo esfuerzo se sitúan las mejoras inmediatas de bajo coste, como las Medidas 2 y 3, que, aunque aportan un ahorro modesto, son sencillas y económicas de implantar. Finalmente, la Medida 1 de iluminación LED se sitúa en una posición intermedia, con un impacto moderado pero una inversión y una rentabilidad que, como se ha discutido, dependen del alcance real de la renovación.

9.3 CLASIFICACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LAS MEDIDAS

A partir de los criterios anteriores, las cinco actuaciones del estudio, las cuatro medidas de eficiencia y el autoconsumo fotovoltaico, se ordenan según su prioridad de implantación. La Tabla 21 resume esta clasificación, recogiendo para cada medida su impacto, su inversión, su rentabilidad y la prioridad asignada.

<i>Medida</i>	<i>Impacto energético</i>	<i>Inversión</i>	<i>Rentabilidad</i>	<i>Prioridad</i>
Autoconsumo FV	Muy alto	Alta	Muy alta (VAN 57.667 €)	1. Estratégica
M4. Reducción de pérdidas	Bajo	Mínima	Muy alta (payback 3,6 años)	2. Inmediata
M3. Eficiencia en oficinas	Muy bajo	Mínima	Marginal	3. Inmediata, bajo coste
M2. Control de iluminación	Bajo	Baja	En el umbral	4. Secundaria
M1. Alumbrado LED	Moderado	Media	Marginal o condicionada	5. Condicionada

Tabla 21. Clasificación y priorización de las medidas. Fuente: elaboración propia.

La lectura de esta clasificación arroja un plan de acción claro. El autoconsumo fotovoltaico se erige en la actuación prioritaria por su impacto y su rentabilidad, y constituye el núcleo de la inversión. La Medida 4 debe acometerse de forma inmediata, dado que su mínima inversión y su rápido retorno la hacen incuestionable. Las Medidas 3 y 2, de bajo coste, conviene implantarlas igualmente a corto plazo, tanto por el ahorro que aportan, aunque modesto, como por su contribución a una cultura de eficiencia. La Medida 1, por su parte, queda condicionada a la confirmación de la potencia de iluminación realmente instalada y al alcance de la renovación, recomendándose su ejecución conjunta con la Medida 2 para aprovechar las sinergias de una única intervención sobre el sistema de alumbrado.

9.4 HOJA DE RUTA PARA LA IMPLANTACIÓN

La traducción de la priorización en una secuencia temporal permite organizar la implantación en fases, escalonando el esfuerzo inversor y obteniendo resultados desde el primer momento. Se proponen tres fases, recogidas en la Tabla 22.

La primera fase, de carácter inmediato y horizonte de corto plazo, comprende las actuaciones de mínima inversión y rápido retorno, junto con las tareas preparatorias de las inversiones mayores. En ella se ejecutan la Medida 4 de reducción de pérdidas y la Medida 3 de eficiencia en oficinas, ambas de coste reducido, y se inician simultáneamente las gestiones del proyecto fotovoltaico, esto es, la ingeniería de detalle, la solicitud de los permisos y la búsqueda de financiación y de posibles subvenciones. En paralelo, se recopilan los datos que el propio estudio ha identificado como necesarios, en particular la energía reactiva facturada y la potencia de iluminación realmente instalada.

La segunda fase, de medio plazo, acomete las inversiones principales. En ella se ejecuta la instalación de autoconsumo fotovoltaico, que constituye el grueso del desembolso y del retorno del plan, y se aborda la renovación del alumbrado, integrando las Medidas 1 y 2 en una única intervención que combine la sustitución de luminarias por tecnología LED con la incorporación de los sistemas de control y zonificación.

La tercera fase, de seguimiento y consolidación, se orienta a verificar los ahorros conseguidos y a sostener la mejora en el tiempo, mediante la medición de los resultados, la comparación con las estimaciones del estudio y la implantación de una sistemática de gestión energética.

<i>Fase</i>	<i>Horizontes</i>	<i>Actuaciones</i>
Fase 1	Corto plazo	M4 y M3; inicio del proyecto FV (ingeniería, permisos, financiación); recopilación de datos (reactiva, iluminación)
Fase 2	Medio plazo	Ejecución del autoconsumo FV; renovación del alumbrado (M1 y M2 conjuntas)
Fase 3	Seguimiento	Medición y verificación de ahorros; sistemática de gestión energética

Tabla 22. Hoja de ruta para la implantación del plan de acción. Fuente: elaboración propia.

9.5 IMPACTO GLOBAL DEL PLAN

La consideración conjunta de todas las medidas permite cuantificar el efecto global del plan sobre la instalación. En el plano energético, las actuaciones inciden sobre unos 68.300 kWh anuales, repartidos entre los 11.193 kWh de reducción de demanda del Cluster 1 y los 57.124 kWh de energía solar autoconsumida del Cluster 2, lo que equivale a actuar sobre cerca del 32 % del consumo eléctrico de la planta. En el plano económico, la inversión total del plan asciende a unos 55.800 €, suma de los 15.520 € de las medidas de eficiencia y los 40.290 € del autoconsumo en su caso base, mientras que el valor creado, medido por el VAN conjunto, supera los 54.000 €, prácticamente en su totalidad atribuible al autoconsumo fotovoltaico. La Tabla 23 sintetiza este impacto global.

Concepto	Cluster 1	Cluster 2	Total
Energía afectada (kWh/año)	11.193	57.124	68.317
% sobre consumo total	5,2 %	26,8 %	32,0 %
Inversión (€)	15.520	40.290	55.810
VAN al 7 % (€)	-3.330	57.667	54.337

Tabla 23. Impacto global del plan de acción. Fuente: elaboración propia.

El plan, considerado en su conjunto, es claramente rentable, con un VAN agregado superior a 54.000 €, y su resultado se sustenta de forma robusta en el autoconsumo fotovoltaico, complementado por las medidas de eficiencia de rápido retorno. La estructura por fases permite, además, comenzar a obtener ahorros desde la primera fase, con una inversión inicial reducida, y reservar el grueso del desembolso para la fase en que se acomete la inversión de mayor rentabilidad.

9.6 RECOMENDACIONES COMPLEMENTARIAS

Más allá de las medidas evaluadas, el estudio permite formular un conjunto de recomendaciones complementarias que refuerzan la gestión energética de la planta. La primera, de carácter instrumental, es la mejora de la infraestructura de medida. La principal limitación del trabajo ha sido la ausencia de medida desagregada, por lo que se recomienda la instalación de subcontadores en las principales líneas de producción y de un sistema de monitorización que permita registrar el consumo de forma continua. Esta inversión, de coste moderado, habilitaría la verificación de los ahorros, el afinamiento del modelo energético y la detección temprana de desviaciones.

La segunda recomendación es la obtención de los datos pendientes que condicionan algunas medidas, en particular la energía reactiva facturada, que permitiría precisar la rentabilidad real de la Medida 4 al incorporar la posible eliminación de penalizaciones, y la potencia de iluminación realmente instalada, que determina el alcance y la rentabilidad de la Medida 1.

La tercera recomendación, de carácter organizativo, es la implantación de una sistemática de gestión energética conforme a la norma UNE-EN ISO 50001 [15], que proporciona un marco para la mejora continua del desempeño energético. La adopción de esta sistemática consolidaría las actuaciones del plan, integrándolas en la operación habitual de la planta y asegurando que los ahorros conseguidos se mantengan en el tiempo.

9.7 SÍNTESIS

El plan de acción ordena las oportunidades identificadas en una secuencia coherente y rentable. El autoconsumo fotovoltaico se confirma como la actuación estratégica y prioritaria, por su impacto y su rentabilidad robusta. La reducción de pérdidas constituye una victoria rápida de implantación inmediata. Las medidas de eficiencia en iluminación y oficinas, de menor rentabilidad estricta, completan el plan a corto y medio plazo, aprovechando sinergias y beneficios no monetizados. Y un conjunto de recomendaciones complementarias, centradas en la medida, la obtención de datos y la gestión energética, sienta las bases para la mejora continua. El plan, en su conjunto, incide sobre cerca de un tercio del consumo de la planta y genera un valor superior a los 54.000 €, dando cumplimiento al objetivo último de la auditoría.

Capítulo 10. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Este capítulo final recoge las conclusiones del Trabajo Fin de Máster, revisando el grado de cumplimiento de los objetivos planteados, sintetizando los principales resultados obtenidos en el diagnóstico y en la evaluación de las medidas, reflexionando sobre las limitaciones del estudio y proponiendo las líneas de trabajo futuras que permitirían profundizar y dar continuidad a la auditoría.

10.1 CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

El objetivo general de este trabajo era realizar una auditoría energética de una fábrica de ferralla que permitiera caracterizar su consumo eléctrico, identificar sus principales focos de gasto y proponer y evaluar medidas de mejora técnica y económicamente viables, articuladas en un plan de acción priorizado. A la luz de los resultados expuestos en los capítulos anteriores, puede afirmarse que este objetivo se ha alcanzado de forma satisfactoria, y que cada uno de los objetivos específicos en que se desglosaba ha encontrado respuesta a lo largo del estudio.

El primer objetivo específico, la caracterización del consumo eléctrico anual a partir de la facturación real, se ha cumplido en el Capítulo 5, donde se ha establecido un consumo de referencia de 213.350 kWh anuales, se ha analizado su evolución y su distribución entre los seis periodos tarifarios, y se ha determinado la estructura del coste y el precio medio realmente pagado por la energía. El segundo objetivo, la identificación de los principales equipos consumidores y la estimación del reparto del consumo, se ha satisfecho en el Capítulo 6, mediante un modelo que distribuye el consumo entre factores productivos, servicios auxiliares y servicios generales, y que ordena los consumidores en un mapa jerárquico. El tercer objetivo, la construcción de un modelo energético global coherente con la operación real, se ha logrado combinando un reparto descendente de la facturación con un modelado ascendente de los equipos, calibrado y validado de forma cruzada. El cuarto

objetivo, la detección de oportunidades de mejora, se ha materializado en el Capítulo 7 con la definición de dos clusters de medidas, de eficiencia y de autoconsumo. El quinto objetivo, la evaluación técnica y económica de las medidas, se ha desarrollado en el Capítulo 8 mediante indicadores de rentabilidad y un análisis por escenarios y de sensibilidad. Y el sexto y último objetivo, la elaboración de un plan de acción priorizado, se ha cumplido en el Capítulo 9, que ordena las actuaciones en una hoja de ruta por fases.

10.2 CONCLUSIONES SOBRE EL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

Del diagnóstico energético se extraen varias conclusiones de interés. La primera es que el consumo de la planta, con un ratio de en torno a 14,7 kWh por tonelada producida, presenta una distribución temporal favorable, fuertemente concentrada en el periodo tarifario más económico como reflejo de la operación a tres turnos, lo que constituye una fortaleza de la operación actual. La segunda es que el consumo está dominado por los factores productivos, que representan tres de cada cuatro kilovatios hora, mientras que la iluminación emerge como el principal consumidor accesible a la mejora entre los servicios generales.

La tercera conclusión, de carácter metodológico, es probablemente la más relevante del trabajo. Ha sido posible construir un modelo energético fiable y útil partiendo de una información muy limitada, sin medida desagregada ni monitorización, combinando los datos de facturación reales con el modelado físico de los equipos y un conjunto de hipótesis justificadas. La validación cruzada de los servicios generales, en la que dos métodos independientes convergen en prácticamente el mismo valor, confiere solidez a este enfoque y demuestra que una auditoría rigurosa no exige necesariamente una instrumentación costosa, sino un tratamiento metodológicamente cuidadoso de la información disponible.

10.3 CONCLUSIONES SOBRE LAS MEDIDAS DE MEJORA

De la evaluación de las medidas se desprende una jerarquía nítida. El autoconsumo fotovoltaico se confirma como la actuación más valiosa y robusta del estudio. La instalación dimensionada, de 43,1 kWp en el caso base, presenta un Valor Actual Neto de 57.667 €, una

Tasa Interna de Retorno del 22,9 % y un periodo de retorno de 5 años, y mantiene su rentabilidad positiva incluso bajo las hipótesis conservadoras del escenario pesimista. Esta robustez, unida a su elevado impacto sobre la factura, lo sitúa como la inversión estratégica y prioritaria de la planta.

Las medidas de eficiencia energética arrojan, en cambio, un resultado más matizado. La reducción de pérdidas, ligada a operaciones de mantenimiento de mínima inversión, destaca como la actuación de eficiencia más rentable, con un retorno inferior a cuatro años. Las restantes medidas, centradas en la iluminación y en las oficinas, presentan una rentabilidad marginal cuando se valoran exclusivamente por el ahorro energético al precio del término de energía, si bien el análisis de sensibilidad demuestra que se sitúan en el umbral de la viabilidad y que su resultado depende críticamente del precio de valoración y de beneficios no monetizados, como la mejora de la calidad lumínica, la reducción del mantenimiento y la mayor vida útil de las luminarias. En conjunto, el plan de acción incide sobre cerca de un tercio del consumo eléctrico de la planta y genera un valor agregado superior a los 54.000 €.

10.4 LIMITACIONES DEL ESTUDIO

La interpretación de las conclusiones debe hacerse a la luz de las limitaciones del trabajo, que se han reconocido de forma explícita a lo largo de la memoria. La principal es la ausencia de medida eléctrica desagregada, de subcontadores y de monitorización en tiempo real, lo que ha obligado a estimar los consumos por equipo mediante hipótesis fundamentadas en lugar de medirlos directamente. En consecuencia, el reparto entre familias de consumo, y en particular la frontera entre factores productivos y servicios auxiliares, conlleva una incertidumbre que solo una campaña de medida podría reducir.

A esta limitación se añaden otras de menor alcance. La caracterización del autoconsumo se apoya en una hipótesis sobre la fracción de consumo diurno que convendría contrastar con un perfil de carga horario real. La valoración económica de las medidas de eficiencia es sensible al precio adoptado para el ahorro, lo que sitúa a algunas de ellas en una zona de viabilidad marginal. Y la rentabilidad de ciertas actuaciones, como la reducción de pérdidas

o la renovación del alumbrado, podría precisarse con datos adicionales, como la energía reactiva facturada o la potencia de iluminación realmente instalada. Estas limitaciones no invalidan los resultados, que son coherentes y están validados en su conjunto, pero acotan su precisión y orientan las líneas de trabajo futuras.

10.5 LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

El presente estudio abre varias vías de continuidad que permitirían profundizar en el análisis y dar el siguiente paso hacia la implantación. La primera y más inmediata es la mejora de la infraestructura de medida, mediante la instalación de subcontadores en las principales líneas de producción y de un sistema de monitorización continua. Esta actuación transformaría el modelo estimado del presente trabajo en un modelo medido, permitiendo verificar los ahorros, afinar el reparto de consumos y detectar desviaciones de forma temprana, y constituye el habilitador natural de una auditoría de mayor nivel de detalle.

Una segunda línea es el desarrollo de la ingeniería de detalle de la instalación fotovoltaica, que partiendo del dimensionamiento preliminar aquí realizado abordaría el diseño definitivo, la disposición sobre cubierta, la selección de equipos y la tramitación administrativa del autoconsumo, así como el análisis del posible recurso a baterías de almacenamiento, descartadas en este estudio, para incrementar el grado de autoconsumo.

Una tercera línea consistiría en la elaboración de un perfil de carga horario de la planta, a partir de los datos de la nueva monitorización, que permitiría sustituir la hipótesis sobre la fracción de consumo diurno por un dato real y precisar así tanto el dimensionamiento como la rentabilidad del autoconsumo. Una cuarta línea sería la extensión del análisis a otros vectores energéticos y ambientales, como la cuantificación de la reducción de emisiones de CO₂ asociada a las medidas, que dotaría al estudio de una dimensión de sostenibilidad complementaria a la estrictamente económica. Y una quinta línea, de carácter organizativo, sería la implantación de un sistema de gestión de la energía conforme a la norma UNE-EN ISO 50001 [15], que institucionalizaría la mejora continua del desempeño energético de la instalación.

10.6 REFLEXIÓN FINAL

A modo de cierre, este trabajo ha mostrado cómo una auditoría energética rigurosa, sustentada en datos reales y en un tratamiento metodológico cuidadoso, puede ofrecer un diagnóstico fiable y un plan de acción rentable incluso en un contexto de información limitada, que es el habitual en la pequeña y mediana industria. La combinación de medidas de eficiencia de rápido retorno con una inversión estratégica en autoconsumo fotovoltaico permite a la planta actuar sobre una parte sustancial de su consumo, reducir su factura eléctrica y mejorar su competitividad, al tiempo que avanza en la senda de descarbonización que marca el contexto normativo. El estudio confirma, en definitiva, que la gestión energética constituye hoy una oportunidad tangible de mejora para la industria, y proporciona a la empresa una hoja de ruta concreta y fundamentada para aprovecharla.

Capítulo 11. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Más allá de su vertiente técnica y económica, este trabajo se inscribe en un marco más amplio de sostenibilidad. Este capítulo analiza la contribución del estudio y de las medidas propuestas a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de Naciones Unidas, identificando los objetivos con los que el proyecto guarda una relación más directa y vinculando esa contribución con los resultados cuantitativos obtenidos a lo largo de la memoria.

11.1 LA AGENDA 2030 COMO MARCO DE REFERENCIA

En septiembre de 2015, la Asamblea General de Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible [16], que establece un marco común de acción global articulado en diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible, en adelante ODS, y ciento sesenta y nueve metas asociadas. Estos objetivos plantean un modelo de desarrollo que integra de forma equilibrada las dimensiones económica, social y ambiental, y constituyen hoy una referencia ineludible para las políticas públicas, pero también para la estrategia de las empresas, que encuentran en ellos un lenguaje común para orientar y comunicar su contribución a la sostenibilidad.

Una auditoría energética industrial, por su propia naturaleza, se sitúa en el corazón de varios de estos objetivos, ya que actúa simultáneamente sobre el uso eficiente de un recurso, la modernización de la industria, la reducción del impacto por unidad de producto y la mitigación del cambio climático. En el caso de este trabajo, la contribución se concreta de forma directa en cuatro objetivos, el ODS 7, el ODS 9, el ODS 12 y el ODS 13, que se analizan a continuación, y de forma indirecta en algún otro, como el relativo al crecimiento

económico. Lo relevante es que esta contribución no es meramente declarativa, sino que puede respaldarse con los resultados cuantitativos del estudio.

11.2 ODS 7. ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

El ODS 7 persigue garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna, y entre sus metas figuran de forma destacada el aumento sustancial de la proporción de energías renovables en el conjunto de fuentes y la duplicación de la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética. El presente trabajo contribuye a este objetivo por las dos vías que contempla, que se corresponden precisamente con esas dos metas.

Por el lado de la eficiencia energética, las medidas del Cluster 1 reducen la demanda de la planta actuando sobre la iluminación, su control y las pérdidas de la instalación, en línea con la meta de mejora de la eficiencia. Por el lado de las energías renovables, el autoconsumo fotovoltaico del Cluster 2 introduce generación limpia en la instalación, aumentando la proporción de energía renovable en su mix de suministro, en coherencia con la meta correspondiente. La contribución conjunta es cuantificable: el plan de acción incide sobre cerca del 32 % del consumo eléctrico de la planta, con unos 57.124 kWh anuales de energía solar autoconsumida y unos 11.193 kWh anuales de reducción de la demanda. Además, la dimensión de asequibilidad del objetivo se ve reforzada, ya que las medidas reducen la factura eléctrica y la exponen menos a la volatilidad de los precios del mercado, mejorando la accesibilidad económica a la energía que necesita la planta.

11.3 ODS 9. INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA

El ODS 9 aspira a construir infraestructuras resilientes, promover una industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación. Su meta 9.4 llama de forma expresa a modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, mediante un uso más eficiente de los recursos y una mayor adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales. El presente trabajo se alinea de lleno con este objetivo.

En efecto, la auditoría energética constituye en sí misma un ejercicio de modernización basada en datos: analizar en detalle cómo, dónde y cuándo consume energía la fábrica permite tomar decisiones fundamentadas sobre la actualización de sus equipos y la optimización de sus procesos. Las medidas propuestas materializan esa modernización, ya sea mediante la incorporación de tecnología de iluminación de alta eficiencia y de sistemas de control, ya sea mediante la integración de generación fotovoltaica sobre cubierta, una tecnología limpia por excelencia. De este modo, el proyecto no solo mejora el desempeño energético de la instalación, sino que impulsa su transición hacia un modelo industrial más eficiente, más tecnificado y más sostenible, que es exactamente lo que persigue este objetivo.

11.4 ODS 12. PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES

El ODS 12 busca garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles, y entre sus metas figura el uso eficiente de los recursos naturales. La contribución del trabajo a este objetivo se articula en torno al concepto de eficiencia por unidad de producto, que resulta especialmente pertinente en una actividad industrial como la fabricación de ferralla.

El estudio ha caracterizado la intensidad energética de la planta en un ratio de en torno a 14,7 kWh por tonelada producida, indicador que vincula directamente el consumo con la producción. Al reducir consumos innecesarios y pérdidas, las medidas propuestas persiguen que cada tonelada de ferralla requiera menos energía, esto es, mejorar ese ratio de intensidad energética. Producir de forma más eficiente, con un menor consumo y un menor impacto ambiental por unidad de producto, es la esencia de la producción responsable que promueve este objetivo. Y dado que la ferralla es un insumo de la construcción, esta mejora se propaga aguas abajo, contribuyendo a una cadena de suministro del sector más alineada con criterios de sostenibilidad.

11.5 ODS 13. ACCIÓN POR EL CLIMA

El ODS 13 reclama la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. La relación del trabajo con este objetivo es igualmente directa, ya que existe un

vínculo inmediato entre el consumo eléctrico evitado o generado de forma renovable y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Cada kilovatio hora que la planta deja de consumir de la red, ya sea por eficiencia o por autoconsumo solar, evita las emisiones de dióxido de carbono asociadas a la generación de esa electricidad a partir del mix eléctrico, en el que todavía participan fuentes fósiles. Las medidas de eficiencia y, muy en particular, la generación fotovoltaica, contribuyen por tanto a reducir la huella de carbono de la fábrica y a prepararla ante las crecientes exigencias ambientales y regulatorias en materia climática. La cuantificación precisa de las emisiones evitadas, mediante la aplicación del factor de emisión correspondiente al mix eléctrico a la energía anual afectada por el plan, del orden de 68.300 kWh, se ha señalado como una de las líneas de trabajo futuras, que dotaría a esta contribución de una métrica concreta y verificable. Esta actuación se enmarca, además, en el contexto de los compromisos nacionales de descarbonización recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [1], con el que el proyecto resulta plenamente coherente.

11.6 CONSIDERACIÓN FINAL

En conjunto, el proyecto demuestra que la mejora del desempeño energético de una instalación industrial y la contribución a los grandes objetivos globales de sostenibilidad no son propósitos contrapuestos, sino convergentes. Las mismas medidas que reducen la factura eléctrica y refuerzan la competitividad de la fábrica, en un sector de márgenes ajustados, son las que disminuyen su consumo, incorporan energía renovable y reducen sus emisiones. Esta convergencia entre rentabilidad y sostenibilidad constituye, precisamente, uno de los mensajes de fondo de este Trabajo Fin de Máster.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, aprobado mediante el Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre. Madrid, 2024.
- [2] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE y se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Diario Oficial de la Unión Europea, L 315, 14 de noviembre de 2012.
- [3] Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. Boletín Oficial del Estado, núm. 38, de 13 de febrero de 2016.
- [4] AENOR, UNE-EN 16247-1:2012. Auditorías energéticas. Parte 1: Requisitos generales. Madrid, 2012. (Complementada por la UNE-EN 16247-3:2012. Parte 3: Procesos, aplicable a instalaciones industriales.)
- [5] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril de 2019.
- [6] L. T. Blank y A. J. Tarquin, Ingeniería económica. McGraw-Hill Interamericana.
- [7] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado, núm. 242, de 6 de octubre de 2018.

- [8] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC), Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/
- [9] AENOR, UNE-EN 12464-1:2022. Luz e iluminación. Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 1: Lugares de trabajo en interiores. Madrid, 2022.
- [10] Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo. Boletín Oficial del Estado, núm. 97, de 23 de abril de 1997.
- [11] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Boletín Oficial del Estado, núm. 224, de 18 de septiembre de 2002.
- [12] Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Boletín Oficial del Estado, núm. 25, de 24 de enero de 2020.
- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Comité Español de Iluminación (CEI), Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación. Madrid.
- [14] CYPE Ingenieros, Generador de Precios de la Construcción. España. Disponible en: <http://www.generadordeprecios.info/>
- [15] AENOR, UNE-EN ISO 50001:2018. Sistemas de gestión de la energía. Requisitos con orientación para su uso. Madrid, 2018.
- [16] Organización de las Naciones Unidas (ONU), Asamblea General, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Resolución A/RES/70/1, aprobada el 25 de septiembre de 2015.

ANEXO I

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Auditoría y análisis energético de instalación existente en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 25/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial²

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

² Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

En la elaboración del presente Trabajo Fin de Máster se han empleado herramientas de inteligencia artificial como apoyo en la búsqueda de información, en la generación de ideas y en la planificación y estructuración de la redacción de la memoria. En todos los casos, dichas herramientas se han utilizado como recurso auxiliar, siendo el autor el responsable del contenido, del análisis, de los resultados y de las conclusiones del trabajo, que han sido revisados y validados en su totalidad

Firmado (alumno): Pablo Pérez Ariza

Fecha: 2/7/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:

ANEXO II

Se incluye a continuación una factura eléctrica representativa de la instalación, correspondiente al periodo 10/2025, utilizada como fuente para la caracterización del consumo desarrollada en el Capítulo 5. Los datos identificativos de carácter sensible han sido anonimizados. La factura recoge el consumo desglosado por periodos tarifarios, los términos de energía y potencia y la estructura de costes.



CUPS: ESO03T105012238001PL Tarifa: 6.TTD
Dirección de suministro: Carretera N-IV C/ISMAN AHUJA PALACIOS - 41720, Los Palacios y Villafranca, Los Palacios y Villafranca, Sevilla Contrato ATR: 500019638716
Potencia contratada(kW): P1 / P2 / P3 / P4 / P5 / P6: 60 / 60 / 60 / 60 / 60 / 60

CONSUMO EN EL PERIODO FACTURADO

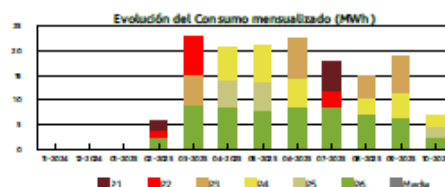
Consumo: 6.871 kWh.

Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora:
[HTTPS://ZONAPRIVADA.EDISTRIBUCION.COM/AREAPRIVADA](https://ZONAPRIVADA.EDISTRIBUCION.COM/AREAPRIVADA)

Lectura actual (Real) (31-10-2025)

Lectura en P1: 51.250 kWh
Lectura en P2: 65.032 kWh
Lectura en P3: 67.689 kWh
Lectura en P4: 74.697 kWh
Lectura en P5: 32.328 kWh
Lectura en P6: 172.061 kWh

Consumo en P1: 0 kWh
Consumo en P2: 0 kWh
Consumo en P3: 0 kWh
Consumo en P4: 2.365 kWh
Consumo en P5: 1.902 kWh
Consumo en P6: 2.604 kWh



Consumo medio, diario: 31,38 €
Consumo medio, últimos 14 meses: 72,81 €
Consumo acumulado, último año: 150.781 kWh

INFORMACIÓN SOBRE SU ELECTRICIDAD

Si bien la energía eléctrica que llega a nuestros hogares es indistinguible de la que consumen nuestros vecinos u otros consumidores conectados al mismo sistema eléctrico, ahora sí es posible garantizar el origen de la producción de energía eléctrica que usted consume.

A estos efectos se proporciona el desglose de la mezcla de tecnologías de producción nacional para así comparar los porcentajes del promedio nacional con los correspondientes a la energía vendida por su Compañía Comercializadora.

ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD E IMPACTO AMBIENTAL



Origen	ACCIONA energía	Mix generación nacional
Renovable	100%	56,5%
Cogeneración de alta eficiencia	0,0%	1,7%
CC Gas Natural	0,0%	14,2%
Carbón	0,0%	1,1%
Fuel/Gas	0,0%	1,1%
Nuclear	0,0%	20,2%
Otras	0,0%	5,2%

La letra "A" corresponde al mínimo impacto ambiental, la "D" a la media de generación nacional y la "G" al máximo impacto ambiental.

Emissiones de CO2 equivalente ACCIONA energía	Mix generación nacional ACCIONA energía
A	A
B	B
C	C
D	D
E	E
F	F
G	G
Emissiones de CO2 eq. (g/kWh) 0 Media nacional (g/kWh) 102	Residuos Radiactivos (µg/kWh) 0 Media nacional (µg/kWh) 446

ACCIONA energía