

TÍTULO	Diseño y análisis de viabilidad de varios puntos de recarga de coches eléctricos respaldados por una planta fotovoltaica		
AUTOR	Marcial Jesús Martínez Olivares		
DIRECTOR / PONENTE	Mario Mañana Canteli /Francisco Manuel Somohano Rodríguez		
TITULACIÓN	<i>Máster de Ingeniería Industrial</i>	FECHA	Noviembre de 2025

PALABRAS CLAVE

Energía fotovoltaica, coche eléctrico, Pacto Verde, sostenibilidad, sistema eléctrico, emisiones de CO₂, autoconsumo energético, puntos de recarga

DESCRIPCIÓN RESUMEN DEL TFM

El presente Trabajo Fin de Máster, enmarcado en el proyecto ENROAD (Supporting the implementation by NRAs of renewable energy technologies in road infrastructure), encaja en la descripción de un proyecto de Consultoría y Auditoría tal y como se indica en el apartado 1.5 de la normativa de escuela.

Se desarrolla el diseño, dimensionamiento y análisis técnico–económico de una instalación fotovoltaica de 530 kWp, compuesta por 1.000 módulos solares de 530 W ubicados en Illescas (Toledo), destinada a la alimentación de una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos situada en Leganés (Madrid), mediante el volcado y consumo de la red eléctrica.

El objetivo principal del proyecto es comprobar la viabilidad de hacer frente a los problemas derivados de cubrir la demanda energética de la futura flota de vehículos eléctricos a través de una solución sostenible, eficiente y rentable económicamente, reduciendo la dependencia de la red y las emisiones de CO₂ asociadas. La infraestructura de recarga está formada por seis puntos de carga, tres de recarga rápida en corriente continua (CC) y tres de corriente alterna (CA), que permiten la recarga simultánea de toda la flota, optimizando los tiempos de disponibilidad y el rendimiento del sistema.

El trabajo incluye el análisis integral del sistema eléctrico, abarcando el diseño del campo fotovoltaico, selección de inversores, protecciones, cableado y sistemas de monitorización. Se estudia además la integración con la red de distribución, aplicando modelos de autoconsumo indirecto mediante compensación. El diseño se apoya en criterios normativos vigentes como UNE y REBT, y en herramientas de simulación energética como ENROAD, obteniéndose una producción anual estimada superior a 830 MWh, con un factor de rendimiento global del 82 %.

A nivel de sostenibilidad, se evalúa la huella de carbono evitada, estimando la posible reducción anual en toneladas de CO₂, así como el impacto económico del sistema mediante un análisis de rentabilidad (LCOE, VAN, TIR) y de retorno de inversión.

El estudio concluye que la implantación de esta solución fotovoltaica distribuida, junto con la infraestructura de recarga inteligente, permite un modelo de movilidad eléctrica autosuficiente y sostenible, replicable en otros entornos industriales o logísticos, y alineado con los objetivos de descarbonización y eficiencia energética marcados por la Unión Europea.

TÍTULO	Design and Feasibility Analysis of Multiple Electric Vehicle Charging Points Supported by a Photovoltaic Power Plant		
AUTHOR	Marcial Jesús Martínez Olivares		
DIRECTOR / SPEAKER	Mario Mañana Canteli /Francisco Manuel Somohano Rodríguez		
ACADEMIC DEGREE	<i>Master's in Industrial Engineering</i>	DATE	November 2025

KEYWORDS

Photovoltaic energy, electric vehicle, Green Deal, sustainability, electrical system, CO₂ emissions, energy self-consumption, charging points

SUMMARY DESCRIPTION OF TFM

The present Master's Thesis, undertaken within the framework of the ENROAD project (Supporting the implementation by NRAs of renewable energy technologies in road infrastructure), falls within the scope of a Consultancy and Audit project as described in Section 1.5 of the School's regulations.

It develops the design, sizing, and technical–economic analysis of a 530 kWp photovoltaic installation, composed of 1,000 solar modules of 530 W, located in Illescas (Toledo), intended to supply an electric vehicle charging infrastructure situated in Leganés (Madrid) through the injection into and consumption from the electricity grid.

The main objective of the project is to assess the feasibility of addressing the challenges associated with meeting the energy demand of a future electric vehicle fleet by means of a sustainable, efficient, and economically viable solution, thereby reducing dependence on the grid and the associated CO₂ emissions. The charging infrastructure consists of six charging points—three direct current (DC) fast chargers and three alternating current (AC) chargers—allowing the simultaneous charging of the entire fleet and optimising system performance and vehicle availability times.

The thesis includes a comprehensive analysis of the electrical system, covering the design of the photovoltaic field, inverter selection, protection systems, cabling, and monitoring systems. It also examines integration with the distribution network, applying indirect self-consumption models through compensation mechanisms. The design is supported by current regulatory standards such as UNE and REBT, and by energy simulation tools such as ENROAD. The installation is estimated to achieve an annual energy yield exceeding 830 MWh, with an overall performance ratio of 82%.

From a sustainability perspective, the avoided carbon footprint is assessed, estimating the potential annual reduction in CO₂ emissions, as well as the economic impact of the system through a profitability analysis (LCOE, NPV, IRR) and investment payback period.

The study concludes that the implementation of this distributed photovoltaic solution, together with the intelligent charging infrastructure, enables a self-sufficient and sustainable electric mobility model, which can be replicated in other industrial or logistics environments and is aligned with the European Union's decarbonisation and energy efficiency objectives.

IDENTIFICACIÓN INICIAL

DATOS DEL PROYECTO	
Título en español: Design and Feasibility Analysis of Multiple Electric Vehicle Charging Points Supported by a Photovoltaic Power Plant	
Título en inglés: Design and Feasibility Analysis of Multiple Electric Vehicle Charging Points Supported by a Photovoltaic Power Plant	
CÓDIGO: MII/2025-2026/MMO	
DATOS DEL DESTINATARIO	
Nombre	Mario Mañana Canteli
Entidad	Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Universidad de Cantabria
DATOS DEL AUTOR	
Nombre	Marcial Jesús Martínez Olivares
Titulación	Proyectante Ingeniero Superior Industrial
Entidad	Universidad de Cantabria E.T.S. de Ing. Industriales y Telecomunicación
Dirección	Avda. de los Castros, 46. 39005 Santander
Correo electrónico	mmo100@alumnos.unican.es
DATOS DEL PROMOTOR	
Nombre	Mario Mañana Canteli
Entidad	Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética
EMPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO	
No procede	
TRABAJOS PREVIOS	
No procede	



PRÓLOGO

El presente Trabajo Fin de Máster se enmarca en el ámbito de la transición energética y la movilidad sostenible, dos pilares fundamentales en la lucha contra el cambio climático y en la transformación del modelo energético actual.

El estudio desarrolla el diseño y análisis de viabilidad de una instalación fotovoltaica destinada a respaldar varios puntos de recarga de vehículos eléctricos, integrando criterios técnicos, económicos y medioambientales.

A lo largo del proyecto se ha tratado de aplicar los conocimientos adquiridos durante el Máster, combinando aspectos de ingeniería eléctrica, energías renovables y gestión sostenible, con el objetivo de ofrecer una propuesta realista y alineada con las directrices europeas en materia de eficiencia energética y descarbonización.

Este trabajo pretende, además, servir como punto de partida para futuras investigaciones o desarrollos que contribuyan a mejorar la implantación de infraestructuras energéticas sostenibles en entornos urbanos e industriales.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a mis padres, por su apoyo incondicional, su paciencia y su confianza a lo largo de todo el desarrollo de este trabajo y de mi formación académica. Sin su esfuerzo y ánimo constante, este proyecto no habría sido posible.

Asimismo, deseo agradecer la orientación, la disponibilidad y los valiosos consejos de mis tutores, Mario Mañana Canteli y Francisco Manuel Somohano Rodríguez, cuya guía ha sido esencial para la correcta elaboración de este Trabajo Fin de Máster.

Finalmente, extendiendo mi gratitud a todas las personas que, de una forma u otra, han contribuido a que este proyecto llegara a buen término, aportando su tiempo, sus conocimientos y su apoyo durante el proceso



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Trabajo Fin de Máster

**Diseño y análisis de viabilidad de varios puntos de
recarga de coches eléctricos respaldados por una planta
fotovoltaica (Design and Feasibility Analysis of Multiple
Electric Vehicle Charging Points Supported by a
Photovoltaic Power Plant)**

Para acceder al título de:

Máster de Ingeniería Industrial

Autor: Marcial Jesús Martínez Olivares

Director: Mario Mañana Canteli

Co-Director: Francisco Manuel Somohano Rodríguez

Convocatoria: Noviembre, 2025



Reflexión sobre la contribución del proyecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El proyecto desarrollado en este Trabajo de Fin de Máster, centrado en el diseño y dimensionamiento de una planta fotovoltaica de 530 MWp y su utilización como suministro energético para seis puntos de recarga de vehículos eléctricos, integrados en la vía pública del municipio de Leganés, presenta una relación directa con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). El análisis de dichos vínculos permite enmarcar técnicamente la propuesta dentro de la Agenda 2030 y, al mismo tiempo, valorar su aportación al avance de un modelo energético y urbano más sostenible.

En primer lugar, el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) se ve reflejado en la esencia misma del proyecto. La planta fotovoltaica propuesta no solo permite generar energía de origen renovable en cantidades suficientes para satisfacer la demanda de los puntos de recarga, sino que además contribuye al incremento de la penetración solar en el sistema eléctrico. El dimensionamiento a gran escala de la instalación (530 MWp) implica una capacidad significativa para reducir emisiones asociadas al mix energético, favoreciendo un suministro más estable y económicamente competitivo a medio y largo plazo. Esta aproximación no se limita a una mera sustitución de fuentes energéticas, sino que plantea un modelo de producción eléctrica alineado con los retos de descarbonización previstos en la normativa energética europea.

El ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura) también adquiere relevancia en este trabajo. La integración de puntos de recarga en la vía pública constituye una mejora de la infraestructura urbana que resultará cada vez más necesaria ante el incremento de vehículos eléctricos. En un entorno como Leganés, donde el nivel socioeconómico puede condicionar la adopción de tecnologías de movilidad eléctrica, el proyecto aporta una propuesta técnica que combina innovación y viabilidad: desde el aprovechamiento de energía renovable de origen local hasta estrategias de optimización del uso de la red. La solución presentada se entiende como un paso previo hacia el despliegue de una infraestructura más amplia, capaz de responder a la demanda futura y de reducir desigualdades en el acceso a sistemas de carga.

Por otro lado, el proyecto mantiene una relación clara con el ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles). La implantación de puntos de recarga accesibles en vía pública facilita el uso de vehículos eléctricos para personas que no cuentan con garaje privado o instalaciones propias de recarga, una situación frecuente en municipios de densidad urbana media. De esta forma, el trabajo no solo propone una mejora técnica, sino también social, al fomentar una movilidad más inclusiva. La reducción de emisiones contaminantes asociada tanto a la generación renovable como al uso del vehículo eléctrico repercute directamente en la calidad del aire y en la habitabilidad del entorno urbano.

Asimismo, el ODS 12 (Producción y consumo responsables) se relaciona con la necesidad de emplear la energía de manera eficiente. Uno de los valores añadidos del trabajo reside en el análisis del balance energético entre la planta fotovoltaica y la demanda de los puntos de recarga, lo que permite identificar oportunidades para

optimizar el uso de la energía generada, ya sea mediante integración en red, almacenamiento o regulación de carga. Este enfoque contribuye a un modelo energético más equilibrado, evitando un consumo basado únicamente en la disponibilidad de la red convencional.

Finalmente, el ODS 13 (Acción por el clima) queda implícito en todo el planteamiento. El proyecto aborda uno de los principales frentes de reducción de emisiones: el transporte urbano. La sustitución progresiva de vehículos de combustión por vehículos eléctricos, alimentados además con energía solar, supone una contribución directa a la mitigación del cambio climático. En este sentido, la magnitud de la planta diseñada y su capacidad para generar electricidad libre de CO₂ otorgan al trabajo un valor añadido, al mostrar una aplicación concreta y cuantificable de cómo puede avanzarse hacia los objetivos climáticos nacionales y europeos.

En conjunto, este TFM no solo propone una solución técnica para el suministro renovable de puntos de recarga, sino que sitúa dicha solución en un contexto más amplio de sostenibilidad urbana, transición energética y equidad en el acceso a nuevas tecnologías. Esta reflexión permite entender la aportación del proyecto no únicamente desde su eficacia técnica, sino desde su potencial transformador en el ámbito social, ambiental y energético.



ÍNDICE

Índice	11
1 Definición de la necesidad y especificaciones	21
1.1. Introducción.....	21
1.2. Justificación.....	23
1.3. ENROAD	25
1.4. Terminología	27
2 Objetivos y amplitud del estudio.....	30
2.1. Objetivo	30
2.2. Alcance.....	32
3 Toma de datos	36
3.1. Ubicación geográfica de los paneles.....	36
3.2. Esquema de conexión y vertido a red de la instalación fotovoltaica	37
3.2.1. Esquema eléctrico básico de la instalación	37
3.2.2. Justificación de la conexión a media tensión	38
4 Documentación.....	40
4.1. Sistema eléctrico.....	40
4.1.1. Anatomía del Sistema Eléctrico Convencional: Un Modelo Jerárquico y Determinista	40
4.1.1.1. Las Cuatro Fases de la Cadena de Valor Eléctrica.....	40
4.1.1.2. El Dogma del Equilibrio Instantáneo	41
4.1.2. La Disrupción del Paradigma: La Doble Revolución Renovable y Eléctrica	41
4.1.2.1. El Reto de la Generación Renovable: Variabilidad, Intermitencia y No Gestionabilidad	42
4.1.2.2. El Reto de la Generación Distribuida: El "Prosumidor" y los Flujos Bidireccionales.....	42
4.1.2.3. El Reto de la Electrificación de la Demanda: El Impacto del Vehículo Eléctrico	43
4.1.3. La Transformación Necesaria hacia un Sistema Eléctrico Inteligente, Flexible y Resiliente	43
4.1.3.1. El Concepto de Flexibilidad: El Nuevo Adalid del Sistema Eléctrico	43
4.1.3.2. Digitalización y Redes Inteligentes (Smart Grids)	44

4.1.3.3.	El Nuevo Rol de los Operadores y los Agregadores	44
4.1.4.	El Panorama Futuro: El Sistema Eléctrico como un "Internet de la Energía" Descentralizado	44
4.2.	Marco contextual y estratégico de los paneles fotovoltaicos	45
4.2.1.	La Crisis Energética y la Ineludible Transición hacia las Renovables	45
4.2.1.1.	La Abrumadora Dependencia Mundial de los Combustibles Fósiles	45
4.2.1.2.	Urgencia Global y Acuerdos Internacionales.....	45
4.2.1.3.	La Transición Energética: Un Futuro Sostenible	46
4.2.2.	El Sol como Fuente de Energía: Disponibilidad y Potencial.....	46
4.2.2.1.	La Abundancia Inagotable de la Energía Solar	46
4.2.2.2.	Ventajas Intrínsecas y Consideraciones Sociales	46
4.2.2.3.	La Irradiancia Solar: Midiendo el Recurso	47
4.2.2.4.	La energía solar como un tipo de energía sostenible.....	47
4.2.3.	Sinergia Estratégica: Energía Solar Fovoltaica y Movilidad Eléctrica ..	48
4.3.	Fundamentos, materiales, estructura del módulo y componentes del sistema fotovoltaico	48
4.3.1.	Principios Fundamentales: De la Luz al Electrón	48
4.3.1.1.	Naturaleza de la Luz Solar: Fotones y Espectro Electromagnético .	48
4.3.1.2.	El Efecto Fovoltaico: Arquitectura de la Conversión Energética .	49
4.3.1.3.	La Interacción Luz-Materia y los Límites de la Eficiencia.....	50
4.3.2.	La Célula Fovoltaica: Materiales y Tecnologías	51
4.3.3.	El Módulo Fovoltaico: Estructura, Ensamblaje y Componentes	51
4.3.3.1.	De la Célula al Módulo: Unidades y Conexión.....	51
4.3.3.2.	Anatomía de un módulo fotovoltaico.....	52
4.3.4.	El Sistema Fovoltaico: Componentes Clave del "Balance of System" (BOS)	52
4.3.4.1.	El Inversor Solar: El Cerebro del Sistema	52
4.3.4.2.	Estructuras de Soporte y Sistemas de Seguimiento	54
4.3.4.3.	Sistemas de Almacenamiento Energético (Baterías).....	54
4.3.4.4.	Cableado y Protecciones Eléctricas	55
4.4.	Rendimiento y optimización de sistemas fotovoltaicos	55
4.4.1.	Factores que Condicionan el Rendimiento Energético.....	55

4.4.1.1.	Impacto de las Condiciones Ambientales.....	55
4.4.1.2.	Influencia del Diseño Geométrico	56
4.4.1.3.	El desafío del sombreado	57
4.4.1.4.	Límite teórico de Shockley-Queisser	58
4.5.	Tipos de paneles (Tecnologías Avanzadas y Tendencias del Mercado)	61
4.5.1.	Predominancia del silicio	61
4.5.2.	Evolución hacia la Mejora de la Eficiencia en Células de Silicio	62
4.5.3.	Degradación y Vida Útil de los Módulos.....	64
4.5.4.	Mejoras Aplicadas a los Paneles para Paliar la Degradación.....	66
4.5.5.	Características del Mejor Panel Posible Actualmente	67
4.6.	Perspectivas, retos y conclusiones de la tecnología fotovoltaica.....	68
4.6.1.	Análisis Estratégico del Sector: Barreras, Oportunidades e Impulsores	69
4.6.2.	Estado actual de los paneles fotovoltaicos por tecnología	71
4.6.3.	El Horizonte de la Innovación: Futuro de la Tecnología Fotovoltaica.....	71
4.6.4.	Conclusiones.....	72
4.7.	El vehículo eléctrico: tecnología, baterías y proceso de recarga.....	73
4.7.1.	Arquitectura y Componentes Clave del Vehículo Eléctrico	73
4.7.2.	La Batería: El Corazón Energético del Vehículo	74
4.7.3.	El Proceso de Recarga: Modos, Conectores y Comunicación.....	76
4.7.4.	La Curva de Recarga y Factores que la Afectan	77
4.8.	La infraestructura de recarga: ecosistema tecnológico, protocolos y modelos de integración	78
4.8.1.	Arquitecturas de Carga: La Distinción Fundamental entre AC y DC.....	78
4.8.2.	Potencia y Modos de Carga: La Estandarización de la Seguridad y el Rendimiento	79
4.8.3.	Estandarización de Conectores: El Alfabeto Físico de la Interoperabilidad	81
4.8.4.	Gestión Inteligente de la Carga: Del Balanceo de Potencia al Vehículo como Activo de Red.....	81
4.8.5.	Tipologías Estructurales y Consideraciones de Diseño.....	82
4.8.6.	Desventajas de la implementación global del vehículo eléctrico.....	83
4.8.7.	Desventajas del vehículo eléctrico intrínsecamente	87
4.9.	El almacenamiento energético: la batería, el cuello de botella tecnológico..	90

4.9.1.	La Importancia Estratégica del Almacenamiento: El Gestor Activo de la Energía	91
4.9.1.1.	Gestión de la Intermitencia: El Desacoplamiento Temporal entre Oferta y Demanda	91
4.9.1.2.	Gestión de la Potencia: Habilitador de la Carga Rápida y Estabilizador de la Red	92
4.9.1.3.	Aporte de Resiliencia, Calidad de Suministro y Servicios de Red	92
4.9.2.	La Batería como Cuello de Botella: Un Análisis de los Desafíos Estructurales	92
4.9.2.1.	El Eje de los Materiales: Dependencia Geopolítica y Sostenibilidad Extractiva	93
4.9.2.2.	El Trilema Tecnológico: Densidad Energética, Coste y Vida Útil	93
4.9.2.3.	El Desafío de la Circularidad: Segunda Vida y Reciclaje	93
4.9.3.	El Horizonte de la Innovación: La Próxima Generación de Almacenamiento Energético	94
4.10.	Caso de estudio – diseño y análisis de un sistema integrado de generación fotovoltaica y recarga de vehículos	95
4.10.1.	De la Fundamentación Teórica a la Aplicación Práctica: Un Puente Metodológico	95
4.10.2.	Validación Estratégica mediante Simulación: El Papel Crucial de ENROAD	97
4.10.3.	Hoja de Ruta del Análisis Técnico: Fases y Objetivos del Dimensionado	97
5	Análisis del problema	100
5.1.	Selección de los módulos fotovoltaicos	100
5.1.1.	Elección del modelo de paneles	100
5.1.2.	Elección del número de paneles a instalar	100
5.1.3.	Requisitos Fundamentales para la Conexión FV a Red	101
5.1.4.	Selección del inversor para la instalación	101
5.1.5.	Características técnicas de los Componentes Clave	102
5.1.6.	Cálculos para la Configuración de Strings	103
5.1.7.	Resumen de la Configuración Final	105
5.2.	Diseño de la orientación, inclinación y soportes para la instalación fotovoltaica	106
5.2.1.	Justificación de la orientación e inclinación	106
5.2.2.	Elección del soporte y descripción técnica	106

5.2.3.	Integración en el campo solar y separación entre filas	107
5.2.4.	Cálculo del número de soportes para los paneles fotovoltaicos	107
5.3.	Pérdidas Operacionales en la Instalación Fotovoltaica	108
5.3.1.	Pérdidas por Sombreado	108
5.3.2.	Pérdidas en el Cableado por el Efecto Joule	109
5.3.3.	Pérdidas por Suciedad (Soiling)	109
5.3.4.	Rendimiento del Inversor	110
5.3.5.	Dispersión del Módulo Fotovoltaico (Mismatch)	110
5.3.6.	Pérdidas por Temperatura	110
5.3.7.	Índice de Rendimiento (Performance Ratio - PR)	112
5.4.	Horas de luz solar y horas de sol pico (HSP)	113
5.4.1.	Aplicación del concepto a la localidad de Illescas, Toledo	113
5.5.	Selección de puntos de recarga para vehículos eléctricos	114
5.5.1.	Tipos de carga y conectores en vehículos eléctricos	114
5.5.2.	Compatibilidad y funcionamiento de los conectores CCS y Tipo 2	115
5.5.3.	Alternativas de conectores y estándares	115
5.5.4.	Posibilidades para la instalación	116
5.5.5.	Tipos de cargadores elegidos	116
5.5.6.	Análisis de opciones comerciales de cargadores para vehículos eléctricos	117
5.5.7.	Selección del modelo de punto de recarga para la instalación	118
5.6.	Cálculo del consumo anual previsto por los 6 cargadores	118
5.6.1.	Datos de la ficha técnica de referencia	119
5.6.2.	Fórmulas para el cálculo del consumo	119
5.6.3.	Ejemplo numérico parametrizado	120
5.6.4.	Ejemplo con valores de uso típicos	120
5.6.5.	Aplicación práctica y exacta para el proyecto	120
6	Síntesis de la solución	123
6.1.	Comparativa entre la producción fotovoltaica y el consumo de los puntos de recarga	123
6.1.1.	Producción estimada de la instalación fotovoltaica	123
6.1.2.	Caso extremo de máxima demanda de los puntos de recarga	124

6.2.	Justificación de la implementación de un centro de transformación	124
6.2.1.	Adaptación de tensión.....	124
6.2.2.	Seguridad y control de la instalación.....	125
6.2.3.	Dimensionamiento preliminar del transformador	125
6.3.	Diseño de la conexión de inversores a transformador en una planta fotovoltaica de 530 kWp.....	126
6.3.1.	Establecimiento de los datos de partida	126
6.3.2.	Verificación de potencia nominal	126
6.3.3.	Corriente total en baja tensión.....	126
6.3.4.	Selección de la sección de los conductores.....	126
6.3.4.1.	Criterios de diseño.....	126
6.3.4.2.	Intensidad admisible.....	127
6.3.4.3.	Cálculo de caída de tensión	127
6.3.5.	Selección del transformador elevador.....	128
6.4.	Protecciones y sistema eléctrico de la instalación fotovoltaica	128
6.4.1.	Generador fotovoltaico, protecciones del tramo en corriente continua 129	
6.4.2.	Protecciones de los inversores	129
6.4.3.	Cuadro general de baja tensión (CGBT)	129
6.4.4.	Centro de transformación (BT/MT).....	130
6.4.5.	Conexión a red en media tensión.....	130
6.4.6.	Sistema de puesta a tierra y equipotencialidad	130
6.4.7.	Sistema de protección contra el rayo y sobretensiones	131
6.5.	Descripción Técnica Detallada de la Infraestructura de Recarga para Vehículos Eléctricos	133
6.5.1.	Acometida y Canalizaciones	133
6.5.2.	Sistema de Puesta a Tierra y Seguridad	134
6.5.3.	Protecciones y Requisitos por Tipo de Cargador.....	134
6.5.3.1.	Cargador KEBA KeContact P30.....	134
6.5.3.2.	Cargador ABB Terra 54.....	134
6.5.4.	Aclaración de los cálculos del cargador de CC	135
7	Contraste y aprobación.....	138
7.1.	Análisis comparativo de escenarios de uso y rentabilidad	138

7.1.1.	Establecimiento del precio del kWh de los excedentes vendidos.....	139
7.1.2.	Establecimiento del precio del kWh en los puntos de recarga	139
7.1.3.	Análisis del primer año del escenario 1, con 2 horas de uso diario por cargador	140
7.1.4.	Análisis del primer año del escenario 2, con 5 horas de uso diario por cargador	141
7.1.5.	Análisis del primer año del escenario 3, con 9 horas de uso diario por cargador	142
7.1.6.	Resumen del primer año de cada escenario	142
7.2.	Metodología de análisis económico	143
7.2.1.	Estructura y funcionamiento de la hoja de cálculo ENROAD	144
7.2.2.	Datos de la ubicación.....	145
7.2.3.	Parámetros generales y condiciones económicas del estudio	145
7.2.4.	Datos astronómicos y meteorológicos de referencia	147
7.2.5.	Definición de costes del proyecto: CAPEX, OPEX y DEC	148
7.2.6.	Evaluación del impacto medioambiental	150
7.2.7.	Análisis económico-financiero de la planta fotovoltaica.....	151
7.3.	Estimación de los costes de inversión (CAPEX) de la granja fotovoltaica y los puntos de recarga	153
7.3.1.	Estimación de los materiales misceláneos	154
7.3.2.	Distribución del CAPEX por material	155
7.3.3.	Justificación de la metodología de obtención de precios	155
7.3.4.	Referencias de precios de los materiales y equipos.....	155
7.4.	Análisis económico pormenorizado con la hoja de Excel de ENROAD.....	156
7.4.1.	Análisis detallado del escenario 1 con 2 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos	158
7.4.2.	Análisis detallado del escenario 2 con 5 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos	159
7.4.3.	Análisis detallado del escenario 3 con 9 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos	160
7.4.3.1.	Comparación entre los 3 escenarios expuestos	162
8	Documentos.....	165
8.1.	Ficha del catastro de la parcela de Illescas.....	165

8.2.	Ficha técnica de las placas	166
8.3.	Ficha técnica del inversor	168
8.4.	Ficha técnica de los soportes.....	170
8.5.	Ficha técnica del cargador de AC.....	172
8.6.	Ficha técnica del cargador de CC.....	175
8.7.	Distribución en filas de los paneles en la parcela elegida	177
8.8.	Vista aérea de la parcela seleccionada con la carretera colindante.....	177
8.9.	Vista aérea de la parcela seleccionada	178
8.10.	Vista aérea de la parcela seleccionada con las medidas	178
8.11.	Valores geométricos característicos de la parcela seleccionada	179
8.12.	Irradiación global mensual sobre la parcela seleccionada	179
8.13.	Irradiación global mensual acumulada sobre la parcela seleccionada	180
8.14.	Recorrido del sol a lo largo del año sobre la parcela elegida	181
8.15.	Panel fotovoltaico elegido para la instalación, de la empresa JASOLAR ..	182
8.16.	Inversor elegido para la instalación, de la empresa Goodwe.....	182
8.17.	Cargador AC elegido para la instalación, de la empresa KEBA	182
8.18.	Cargador AC elegido para la instalación, de la empresa KEBA con manguera 183	
8.19.	Cargador CC elegido para la instalación, de la empresa ABB	184
8.20.	Soporte elegido para los paneles de la empresa SUNFER	185
8.21.	Datos del emplazamiento obtenidos con ENROAD para los cálculos.....	185
9	Implementación.....	187
9.1.	Caso 1 con 2 horas de uso diarias de los cargadores	187
9.2.	Caso 2 con 5 horas de uso diario de los cargadores	187
9.3.	Caso 3 con 9 horas de uso diario de los cargadores	187
9.4.	Conclusiones.....	188
10	Seguimiento y control.....	193
10.1.	Objeto del proyecto	193
10.2.	Alcance.....	193
10.3.	Normativa aplicable.....	193
10.3.1.	Normativa técnica.....	193
10.3.2.	Normativa académica	194

10.4.	Documentación del proyecto	194
10.5.	Responsabilidades	194
10.6.	Especificaciones de materiales y equipos	194
10.6.1.	Módulos fotovoltaicos	194
10.6.2.	Estructura de soporte	195
10.6.3.	Inversores	195
10.6.4.	Transformador	195
10.6.5.	Puntos de recarga	195
10.6.6.	Cableado y protecciones	195
10.7.	Especificaciones de ejecución	195
10.7.1.	Generalidades.....	195
10.7.2.	Montaje	195
10.7.3.	Conexión e integración	196
10.7.4.	Instalación de puntos de recarga.....	196
10.7.5.	Pruebas y puesta en marcha	196
10.8.	Especificaciones económicas.....	196
10.8.1.	Presupuesto	196
10.8.2.	Pagos y garantías	196
10.8.3.	Penalizaciones.....	196
11	Bibliografía.....	198



1 DEFINICIÓN DE LA NECESIDAD Y ESPECIFICACIONES

1.1.Introducción

El modelo energético sobre el que se ha construido la sociedad moderna está llegando a un punto de inflexión. Durante más de un siglo, se ha dependido de los combustibles fósiles para casi todo aquello que daba sentido a la sociedad: generar electricidad, mover las industrias y, sobre todo, para el transporte. Este modelo ha permitido un gran desarrollo, pero también ha traído consigo dos problemas que ya no pueden ser ignorados: el agotamiento de estos recursos y, más importante aún, su impacto directo en el cambio climático. La conciencia sobre este problema ha crecido tanto que ya no es un debate, sino una realidad que obliga a buscar alternativas de forma urgente.

En este contexto, dos grandes revoluciones tecnológicas están avanzando en paralelo y están destinadas a encontrarse. Por un lado, las energías renovables, con la energía solar fotovoltaica a la cabeza, que han dejado de ser una anécdota para convertirse en la forma más barata y limpia de generar electricidad en muchas partes del mundo. Y, por otro lado, la industria del automóvil que está viviendo la mayor transformación de su historia con la irrupción del vehículo eléctrico, que abre la posibilidad a la movilidad sin emisión de gases contaminantes por el tubo de escape y con una eficiencia energética muy superior a la de los motores de combustión.

Sin embargo, el encaje entre estas dos revoluciones no es tan sencillo como se podría pensar en un principio. Para que el coche eléctrico sea una solución real para la mayoría de la población, necesita superar varias barreras importantes. Quizás la más grande de todas es la percepción de la recarga: la gente se preocupa por dónde podrá cargar, cuánto tiempo tardará y si habrá suficientes puntos disponibles para todos. Este miedo, conocido como "ansiedad de autonomía", junto con la realidad de una red de recargas públicas todavía en desarrollo, es uno de los principales obstáculos que frenan una adopción más rápida de la movilidad eléctrica.

Este Trabajo de Fin de Máster nace precisamente para explorar una solución práctica y tangible a este desafío. La idea central no es solo hablar de la teoría, sino aplicarla al diseño de un sistema real que una de forma inteligente la generación de energía limpia con la demanda del transporte eléctrico. En concreto, este trabajo se va a centrar en el diseño completo, desde el punto de vista técnico y energético, de una planta de energía solar fotovoltaica ubicada en los alrededores de Illescas en Toledo cuya producción se usará para cubrir el consumo de una nueva instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos. Como caso de estudio, se ha elegido una ubicación muy concreta: el municipio de Leganés (Madrid), un entorno urbano representativo de los retos que se deben afrontar.

Cabe destacar, que se ha elegido España como emplazamiento debido a su potencial fotovoltaico, además de su elevado nivel de irradiación y clima favorable, que la hace situarse entre los líderes europeos en producción de energía solar como se puede ver en la figura 1.

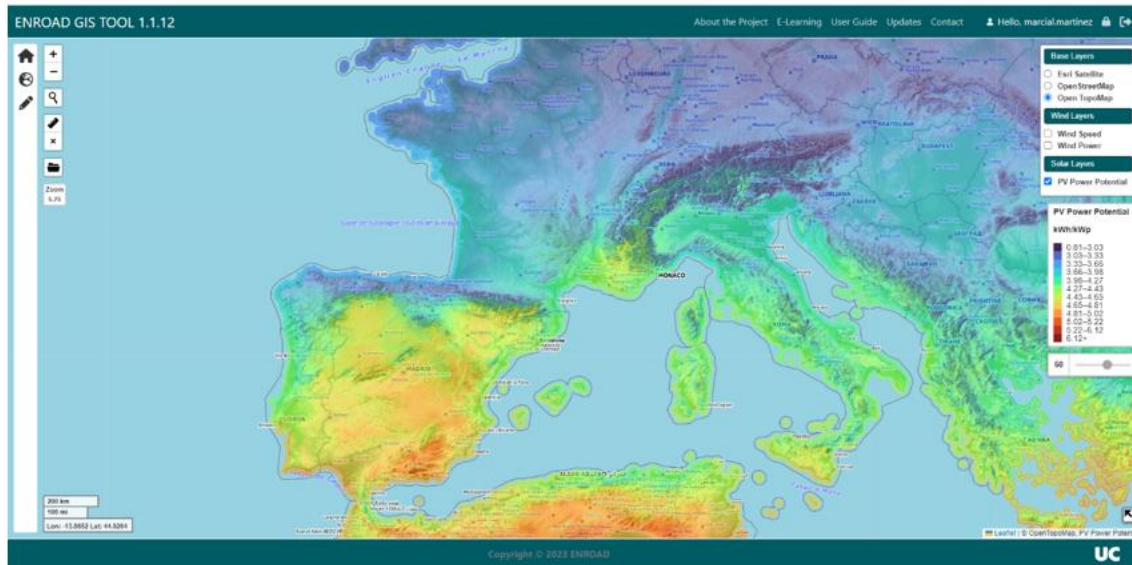


Figura 1: Mapa de Irradiancia

	2022	2023
Germany	60 304.0	61 216.0
Spain	31 187.0	42 922.0
Italy	28 121.5	30 700.0
France	19 642.2	23 242.0
Netherlands	17 079.0	21 173.0
Poland	8 309.7	11 395.6
Greece	7 139.7	8 394.0
Belgium	6 876.0	7 285.0
Hungary	4 732.0	6 536.6
Portugal	3 519.0	5 474.0
Austria	3 791.7	5 197.0
Denmark	2 202.6	3 363.3
Bulgaria	2 093.8	3 334.9
Sweden	1 980.0	3 098.0
Czechia	2 626.3	2 520.1
Romania	1 988.4	1 861.2
Slovenia	645.6	913.1
Slovakia	650.0	737.5
Cyprus	601.9	695.3
Estonia	596.0	692.9
Finland	392.3	646.5
Lithuania	342.0	633.0
Ireland	148.3	372.0
Croatia	151.9	341.5
Luxembourg	276.3	318.0
Malta	289.8	309.3
Latvia	41.3	128.2
Total EU 27	205 728.2	243 500.0

Figura 2: Generación por países de Europa

Fuente: EurObserv'ER 2024 [1]

Sin embargo, el hecho de que Alemania, con menor potencial solar, encabece la generación demuestra que España aún tiene un gran margen de crecimiento. Por ello, este trabajo pone especial énfasis en su papel estratégico dentro del desarrollo de la energía fotovoltaica y su contribución a los objetivos del Pacto Verde Europeo.

A lo largo de este documento, se realizará un análisis detallado de cada una de las tecnologías implicadas. Se empezará por el sistema eléctrico en general, para entender dónde se integra toda esta instalación. Luego, se profundizará en el funcionamiento de los paneles solares, en la tecnología de los vehículos eléctricos y sus baterías, y en el ecosistema de la recarga. La segunda parte del trabajo será puramente práctica, aplicando todo este conocimiento al dimensionado de la planta fotovoltaica y de los cargadores, para finalmente realizar un balance energético que demuestre si la propuesta es viable. El objetivo final es, por tanto, construir un puente sólido entre la teoría de la ingeniería y una solución concreta y evaluable para un problema actual.

1.2. Justificación

La decisión de enfocar este Trabajo de Fin de Máster en el diseño de una infraestructura de recarga solar fotovoltaica se fundamenta en una serie de motivaciones técnicas, sociales y regulatorias de gran peso. No se trata de un ejercicio académico abstracto, sino de una respuesta a una necesidad real y creciente en la sociedad.

En primer lugar, la justificación técnica reside en la necesidad de resolver el llamado "dilema del huevo y la gallina" que frena la movilidad eléctrica. Los potenciales compradores de vehículos eléctricos dudan por la falta de una red de recarga pública densa y fiable, mientras que las empresas no invierten masivamente en cargadores porque la flota de vehículos eléctricos aún es minoritaria. Romper este círculo vicioso para poder desbloquear la situación desde cualquiera de los bandos es fundamental. Este proyecto busca aportar una solución tangible, no solo proponiendo la instalación de nuevos puntos de recarga, sino haciéndolo de una manera que sea energética y económicamente sostenible. La coherencia es clave: de nada sirve impulsar un transporte sin emisiones locales si la electricidad que lo alimenta se genera quemando combustibles fósiles. Vincular la recarga a una planta fotovoltaica dedicada garantiza que el ciclo completo, desde la generación hasta el consumo, sea limpio, cerrando así el círculo de la sostenibilidad y dando un verdadero sentido a la etiqueta "cero emisiones". Este es uno de los principales puntos a mencionar sobre la implementación de los puntos de recarga, su alimentación debe provenir de energías renovables para así conseguir el impacto necesario en el medio ambiente porque si la producción proviniese de la quema de gas o combustibles fósiles, podría incluso llegar a ser perjudicial la adopción de vehículos eléctricos para el sistema debido a las pérdidas en el transporte que se minimizan si el combustible está directamente en el tanque del vehículo.

Desde un punto de vista social, el proyecto se justifica por su enfoque en la equidad y la accesibilidad. Uno de los mayores problemas para la expansión del coche eléctrico en España es que una gran parte de la población vive en pisos y aparca su coche en la calle. Para estas personas, la opción de instalar un punto de recarga en un garaje privado no existe. Esto crea una brecha, donde la movilidad eléctrica parece reservada solo para quienes viven en viviendas unifamiliares o disponen de plaza de garaje. La instalación de puntos de recarga en aparcamientos públicos de rotación o para

residentes, como el que se plantea en este proyecto para el municipio de Leganés, es una de las soluciones más directas y necesarias para democratizar el acceso a la recarga y asegurar que la transición sea inclusiva para todos los ciudadanos.

Finalmente, la justificación más relevante, que da sentido a este TFM, viene desde el marco regulatorio y las directrices a largo plazo que la Unión Europea ha establecido en una hoja de ruta muy clara y ambiciosa para la descarbonización del transporte.

El paquete de medidas "Fit for 55" incluye el objetivo de limitar la venta de turismos y furgonetas nuevos con motor de combustión a partir de 2035. Esta normativa, aunque pueda estar sujeta a revisiones, marca una dirección inequívoca: el futuro del transporte por carretera en Europa habrá de ser eléctrico.

Por otro lado, en línea con los objetivos establecidos en el Pacto Verde Europeo y recogidos en el Reglamento Europeo sobre el Clima (Reglamento (UE) 2021/1119), los Estados miembros de la Unión Europea deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % para 2030, con el propósito de alcanzar la neutralidad climática en 2050. Este marco normativo refuerza la necesidad de desarrollar proyectos que impulsen la descarbonización, como la generación renovable y la movilidad eléctrica.

Estas decisiones políticas tienen unas implicaciones enormes para la infraestructura. Significa que, en poco más de una década, la totalidad de los coches nuevos que se vendan necesitarán ser recargados con electricidad. La red de recarga actual está a años luz de poder soportar esa demanda.

Este fenómeno se vuelve más problemático cuando la generación eléctrica supera la capacidad de la red para transportarla o absorberla, o cuando excede la demanda en un momento dado. Ante esta saturación, los operadores del sistema, como Red Eléctrica en España, se ven obligados a limitar o anular la inyección de energía de ciertas plantas, lo que resulta en la pérdida de electricidad limpia que ya ha sido producida. Este desperdicio no solo implica una pérdida de eficiencia en la transición energética, sino que también genera un impacto económico negativo para los productores y requiere de urgentes inversiones en infraestructuras de transporte y almacenamiento para optimizar el uso de los recursos renovables disponibles. Esto se ha dado en España en repetidas ocasiones:

“Según los datos de Red Eléctrica, en los últimos 12 meses se han desperdiciado el 4,67% del total de la energía fotovoltaica generada, cuando en los peores meses de 2024 no superaba el 1,24%. Sin embargo, el pasado julio se desperdició un histórico 12,34%, en agosto, un 8,20% y en septiembre, un 5,40%. Eso como media, pero los ratios espectaculares de vertido en Extremadura superan el 40% y han alcanzado hasta el 60% citado.”

Por tanto, existe una urgencia crítica por planificar, diseñar y empezar a desplegar masivamente estas infraestructuras. Este TFM se enmarca directamente en esa necesidad, actuando como un estudio proactivo que no espera a que el problema sea insostenible. Además, se busca analizar cómo preparar nuestras ciudades para este

futuro inminente, proponiendo un modelo de despliegue que no solo cumple con la necesidad de tener más cargadores, sino que lo hace de forma sostenible y adaptada a las particularidades del entorno urbano español.

Cabe decir que, a la hora de plantear este proyecto, se dirimió sobre si lo mejor era diseñar una gran electrolinera en las afueras, similar a una gasolinera tradicional. Sin embargo, se ha decidido conscientemente optar por una solución diferente: la instalación de varios puntos de recarga en aparcamientos dentro de la propia ciudad. La razón de esta elección es que con ello se ataca directamente lo que, hoy en día, es uno de los mayores cuellos de botella para el coche eléctrico: su democratización. El verdadero reto para que el coche eléctrico se implante a gran escala no está solo en los viajes largos, sino en el día a día de la gente que vive en las ciudades y no tiene un chalé con garaje.

Además, la decisión de distribuir los puntos de recarga para vehículos eléctricos en varios aparcamientos, en lugar de concentrarlos en uno solo, obedece a una estrategia de optimización no solo funcional, sino también analítica. Esta configuración dual permitirá establecer estudios comparativos de rendimiento e impacto. Al evaluar la demanda, la tasa de uso y el retorno de la inversión en dos entornos diferenciados (ej. tráfico, visibilidad, etc.), se obtendrán datos cruciales para determinar cuál ha sido la mejor inversión. El análisis de estas variables ayudará a identificar los factores contextuales (como la accesibilidad, la proximidad a servicios o el patrón de movilidad de los usuarios) que mejor influyen en el éxito de una estación de carga.

Este TFM pretende resolver y mitigar precisamente ese problema, el de la persona que aparca en la calle y que, si no tiene opciones de recarga cerca de casa, nunca podrá plantearse comprar un vehículo eléctrico. Por tanto, el enfoque no es crear una "isla" de recarga rápida en una autopista, sino integrar la infraestructura de recarga en el tejido urbano, haciéndola accesible y normalizando su uso para la mayoría de la población.

En resumen, la justificación de este trabajo es proponer y analizar una solución de ingeniería realista y escalable para un problema que es, a la vez, técnico, social y una exigencia regulatoria ineludible.

1.3. ENROAD

El presente trabajo se enmarca dentro del proyecto ENROAD (Supporting the implementation by NRAs of renewable energy technologies in road infrastructure), un proyecto de investigación europeo financiado por el Transnational Road Research Programme en el marco de la Call 2019 – Renewable Energy in Road Infrastructure de la Conference of European Directors of Roads (CEDR). El consorcio encargado de su desarrollo está integrado por ARUP, SINTEF Energi, SINTEF AS y la Universidad de Cantabria, que actúa como coordinadora del proyecto.

El objetivo principal de ENROAD es facilitar la integración de tecnologías de energías renovables (RE) en las infraestructuras viarias europeas, proporcionando a las autoridades nacionales de carreteras (NRAs) herramientas precisas, accesibles y basadas en criterios técnico-económicos y medioambientales. Gracias a esta metodología, los gestores públicos y privados pueden identificar las soluciones más eficientes, sostenibles y rentables para avanzar en sus estrategias de descarbonización y transición energética dentro del ámbito del transporte y la infraestructura vial.

La herramienta ENROAD, desarrollada por este grupo de investigadores, representa un avance significativo en la evaluación de proyectos energéticos aplicados al sector de la movilidad. A través de un modelo detallado que integra variables económicas, energéticas y ambientales, permite analizar los impactos de distintas tecnologías, como la fotovoltaica o la eólica, y valorar su viabilidad bajo condiciones reales de mercado y de regulación. Además, la metodología desarrollada considera aspectos críticos como los costes de inversión (CAPEX), los costes operativos (OPEX), los ingresos previstos, los tiempos de retorno de la inversión, y parámetros de rentabilidad como el Valor Actual Neto (NPV) o la Tasa Interna de Retorno (IRR), entre otros.

En este contexto, el presente proyecto se apoya directamente en los resultados y herramientas generadas por ENROAD para analizar la viabilidad de una instalación fotovoltaica vinculada a una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. Este caso de estudio constituye una aplicación práctica de la metodología propuesta en ENROAD, adaptada a las condiciones específicas del entorno urbano de Leganés (Madrid) y al suministro energético procedente de una planta fotovoltaica en Illescas (Toledo).

La estrecha relación entre ambos proyectos refuerza la coherencia y el valor científico de este trabajo, que no solo busca evaluar la rentabilidad económica y técnica del sistema, sino también contribuir al objetivo común europeo de avanzar hacia una movilidad más limpia, resiliente y sostenible, en línea con los principios del Pacto Verde Europeo y las metas de neutralidad climática para 2050.

El desarrollo de este estudio se apoya metodológicamente en la herramienta ENROAD, así como en los conocimientos y directrices proporcionadas por los investigadores que participaron en su creación y desarrollo. En particular, se ha contado con la orientación del Dr. Francisco Manuel Somohano, co-tutor del presente trabajo, y del Dr. Mario Mañana, tutor, ambos miembros del equipo investigador de la Universidad de Cantabria que coordinó el proyecto ENROAD. Su experiencia y participación directa en dicho proyecto han permitido trasladar al ámbito académico y aplicado los principios metodológicos y las herramientas de análisis económico y energético desarrolladas en el marco de la investigación europea.

Gracias a esta colaboración, se ha podido diseñar un modelo de evaluación adaptado al caso de estudio, combinando la simulación energética de la planta fotovoltaica y los puntos de recarga con un análisis económico anualizado que sigue la misma lógica de evaluación de costes, ingresos y rentabilidad utilizada en ENROAD. Además, se ha implementado una hoja de cálculo complementaria que permite reproducir los cálculos

y ajustar las variables a distintos escenarios de operación, reforzando así la fiabilidad, trazabilidad y rigor técnico de los resultados obtenidos.

En conjunto, este trabajo no solo constituye una aplicación práctica de las metodologías desarrolladas en el proyecto ENROAD, sino también una extensión académica de sus objetivos, contribuyendo al avance del conocimiento en el ámbito de la integración de energías renovables en la infraestructura viaria y apoyando la transición hacia un modelo energético más sostenible, eficiente y descarbonizado en el contexto europeo.

1.4. Terminología

Conceptos importantes para el proyecto:

- **Irradiancia (W/m^2):** La irradiancia es la potencia radiante incidente por unidad de área sobre una superficie. En otras palabras, es la cantidad de energía radiante que llega a una superficie en un momento dado. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Es una medida instantánea de la potencia.
- **Irradiación (J/m^2 o kWh/m^2):** A diferencia de la irradiancia, que es una medida de potencia instantánea, la irradiación es la cantidad total de energía radiante recibida por una superficie durante un período de tiempo (por ejemplo, por día, mes o año). Es la integral de la irradiancia a lo largo del tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado (J/m^2) o kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m^2).
- **Radiación Solar Global:** Es la suma total de toda la radiación solar que llega a una superficie horizontal. Incluye la radiación directa, la difusa y, si la superficie no está libre de obstáculos, también la reflejada.
- **Radiación Directa (W/m^2):** También conocida como radiación de haz o normal directa, es la radiación solar que llega a la superficie terrestre directamente del disco solar sin haber sido dispersada o absorbida por la atmósfera. Es la radiación que crea sombras definidas. Su dirección es constante y proviene directamente del sol.
- **Radiación Difusa (W/m^2):** Es la radiación solar que ha sido dispersada por las moléculas de aire, las partículas de polvo, las nubes y los aerosoles en la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre. Esta radiación llega a la superficie desde todas las direcciones del cielo, lo que significa que no proyecta sombras nítidas. En días nublados, la mayor parte de la radiación que llega a la Tierra es difusa.
- **Radiación Reflejada (W/m^2):** Es la radiación solar que, después de incidir sobre una superficie (como el suelo, el agua, la nieve, edificios, etc.), es reflejada por esta superficie. Parte de esta radiación reflejada puede llegar a otra superficie cercana. La cantidad de radiación reflejada se mide con el albedo y depende de las características de la superficie, como por ejemplo su color y su textura.
- **Albedo (adimensional):** El albedo es una medida de la reflectividad de una superficie. Se define como la fracción de la radiación solar incidente que es reflejada por una superficie en todas las direcciones. Es un valor adimensional que varía entre 0 y 1 (o entre 0% y 100%).

Un albedo de 0 significa que la superficie absorbe toda la radiación incidente (negro perfecto). Un albedo de 1 significa que la superficie refleja toda la radiación incidente (blanco perfecto).

- **Ángulo Cenital Solar:** Es el ángulo entre el cenit (punto directamente sobre el observador) y la dirección del sol. Un ángulo cenital de 0° significa que el sol está directamente sobre la cabeza (mediodía solar en el ecuador durante los equinoccios).
- **Ángulo de Inclinación (Tilt Angle):** Es el ángulo que forma una superficie con el plano horizontal. Es crucial para el diseño de sistemas fotovoltaicos o colectores solares, ya que determina cuánta radiación solar directa recibe la superficie.
- **Acimut Solar:** Es el ángulo horizontal de la posición del sol, medido generalmente desde el norte (o a veces desde el sur) en el sentido de las agujas del reloj.
- **Película delgada:** Las celdas solares de película delgada usan capas extremadamente finas de material semiconductor para convertir la luz solar en electricidad. Son más ligeras, flexibles y requieren menos material que las celdas tradicionales de silicio, lo que las hace adecuadas para aplicaciones específicas donde la flexibilidad o el peso son clave.
- **Límite de Shockley-Queisser:** o Límite de Balance Detallado, designa la máxima eficiencia teórica de una célula fotoeléctrica basada en una unión p-n, aplicado únicamente a sistemas monocélulas. El cálculo fue desarrollado por William Shockley y Hans Queisser en 1961. Se le considera uno de los fundamentos básicos de la energía solar fotovoltaica y uno de los principales avances en el campo.

El límite sitúa la eficiencia máxima en el entorno de 33,7%, asumiendo una única unión p-n. Es decir, de la energía solar incidente (típicamente, 1000 W/m^2), solo 33,7% se podría convertir en electricidad (337 W/m^2). El material más usado en células fotovoltaicas, el silicio tiene una banda aún más desfavorable, de 1,1 eV, lo que rebaja el máximo para células comerciales al 29%. Tecnologías modernas como el silicio monocristalino han llegado a alcanzar eficiencias del 22%, separadas de este máximo solo por consideraciones prácticas como radiación reflejada en la superficie y sombras debidas a las conexiones de la unión.

Abreviaturas o terminología específica:

- CC-DC: Corriente Continua
- AC: Corriente Alterna
- V: medida de tensión (Voltios)
- W: medida de potencia (Vatios)
- Wh: Medida de energía (Vatios-hora)
- A: medida de corriente (Amperios)

2 OBJETIVOS Y AMPLITUD DEL ESTUDIO

2.1. Objetivo

Hoy en día, es sabido que el consumo de energía no para de crecer, y que casi toda esa energía viene de quemar combustibles fósiles. Esto ha hecho que en la sociedad exista una mayor preocupación por el medio ambiente y se pida que se usen energías más limpias y formas de moverse que no contaminen tanto. Debido a esto, las energías renovables son cada vez más importantes y su integración en gran parte de los elementos de la sociedad actual, y es en este contexto en el que ha aparecido la idea del coche eléctrico. El problema es que el coche eléctrico no termina de posicionarse como la alternativa a los vehículos de combustión interna por diferentes motivos, entre ellos está el pensamiento muy extendido de que se tarda mucho en cargar la batería y que, además, no hay suficientes sitios para hacerlo.

Este TFM busca intentar solucionar ese problema. La idea principal es, como ya se ha mencionado, diseñar unos puntos de recarga, conectados a la red, de vehículos eléctricos que funcionen de forma sostenible, pensados para cargar coches eléctricos de forma rápida y sin contaminar. Para conseguir esto, la energía será producida mediante paneles fotovoltaicos, es decir, de manera gratuita y limpia. De forma paralela, al estar conectados a la red, usando ésta como una batería virtual, se podrá acudir a demandar energía a la red eléctrica, reduciendo así los costes y problemas asociados con la instalación y el mantenimiento de sistemas de almacenamiento como baterías.

Es importante decir que este proyecto no es algo aislado. Forma parte de una idea más amplia que busca la preparación de la infraestructura necesaria para conseguir un éxodo hacia los vehículos eléctricos. El objetivo final es crear una red que de verdad apoye el uso del coche eléctrico y el cuidado del medio ambiente. Si se consigue, el coche eléctrico sería una opción mucho más atractiva para la gente.

Con esta red de puntos de recarga se atacarían los dos grandes problemas que frenan al coche eléctrico en España. Por un lado, se solucionaría la falta de puntos de recarga, que hace que la gente tenga miedo de quedarse tirada. Mientras que, por otro lado, al usar cargadores rápidos, el tiempo que se tarda en llenar la batería se reduciría en gran medida, quitando la idea de que hay que perder horas cada vez que es necesario realizar una recarga.

Así que, en resumen, este Trabajo de Fin de Máster consiste en el diseño técnico de una planta fotovoltaica y unos puntos de recarga que funcionarán con la electricidad generada por dicha planta. Con ello, lo que se busca es fomentar el uso de energías renovables y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

La instalación se diseñará pensando en que sea eficiente, para que la energía que se produce sea suficiente para la posible demanda de los puntos de recarga. Se busca que haya más cargadores en las ciudades y que sus tiempos de espera sean cortos. Esto es muy importante para la gente que no tiene un garaje y tiene que aparcar en la calle, que es uno de los grupos que más difícil lo tiene para pasarse al coche eléctrico.

Además, este TFM también se coloca en línea con lo que está sucediendo en Europa. Se está hablando de limitar la venta de coches nuevos de gasolina y diésel para 2035. Si eso pasa, se va a necesitar una cantidad mucho mayor de puntos de recarga y, sobre todo, cerca de donde vive la gente, en las ciudades. Por ello, se quiere dilucidar cómo se podría llegar a cubrir esas necesidades, especialmente en municipios con menos recursos donde la gente necesita más ayuda para comprarse un coche eléctrico.

De esta forma se explica la elección de Leganés para realizar la instalación de los puntos de recarga, ya que éste es, dentro de los municipios de Madrid, uno de los que tiene una renta neta anual media por habitante más baja. Es decir, a pesar de estar en una Comunidad Autónoma con una renta per cápita alta, Leganés se trata de uno de los municipios que más afectado puede verse por la inversión inicial que implican este tipo de instalaciones. Además, al estar en Madrid, la demanda será previsiblemente alta debido a la gran densidad de población que hay en esa zona.

A pesar de ello, la planta se va a ubicar en Illescas, Toledo. Esto se debe al poco espacio físico disponible en la Comunidad de Madrid para albergar una instalación fotovoltaica de gran tamaño, así como a las importantes dificultades legales y sociales que existen para su desarrollo. De hecho, según informaba Telemadrid, la Comunidad de Madrid impedirá la instalación de plantas fotovoltaicas en el 96 % del territorio regional, limitando severamente las posibilidades de ubicar proyectos de generación renovable de cierta envergadura dentro de la región.

Este desacople geográfico entre la planta fotovoltaica, situada en Toledo, y la instalación de recarga de vehículos eléctricos en Leganés responde, por tanto, a una necesidad práctica y regulatoria. Sin embargo, lejos de ser un inconveniente, esta configuración puede contribuir a mitigar algunos de los problemas señalados en el Informe Draghi (2024), donde se advierte que “aunque la energía eólica y la solar tienen perfiles de producción intermitente relativamente complementarios, el despliegue desequilibrado de ambas tecnologías [...] podría ejercer una presión adicional sobre la red eléctrica”. Además, el informe apunta que las áreas con mejores condiciones para la generación renovable no siempre coinciden con las de mayor demanda, lo que tensiona la red e impide aprovechar toda la energía disponible.

En este sentido, el modelo planteado con generación renovable en una zona con mayor disponibilidad de suelo y mejores condiciones de irradiación, y consumo en un área metropolitana con alta demanda energética, permite optimizar el uso de los recursos y reducir la saturación de la red local. De este modo, se avanza hacia una integración más equilibrada entre generación y consumo, aprovechando las sinergias regionales para fomentar una movilidad eléctrica verdaderamente sostenible.

En definitiva, el objetivo es doble, por una parte, adecuar las zonas urbanas para que en el momento en que entren en vigor las medidas de la Unión Europea de no comercialización de vehículos de combustible fósil, se pueda tener una infraestructura preparada para la recarga de este tipo de vehículos cuya demanda será creciente.

Por otro lado, es necesario comprobar si las medidas planteadas para reducir la contaminación son realmente fidedignas. Es decir, evaluar si es técnica y económicamente viable desarrollar las infraestructuras necesarias para que la población pueda disponer y utilizar vehículos eléctricos, o si, por el contrario, estas iniciativas acabarán limitándose a regiones con una renta mucho más alta.

En este sentido, el propio Informe Draghi (2024) advierte que “la concesión de permisos representa un importante cuello de botella para el desarrollo de las infraestructuras necesarias”, señalando que tanto la generación de energía, especialmente la renovable, como el desarrollo de redes eléctricas requieren largos periodos de tramitación, que en algunos Estados miembros pueden alcanzar hasta nueve años. Aunque la Unión Europea ha impulsado diversas iniciativas para acortar estos plazos, como las incluidas en la Directiva RED III, la implementación a nivel nacional y regional continúa enfrentando importantes obstáculos derivados de la falta de capacidad administrativa y de digitalización.

Esta situación pone de manifiesto que la transición hacia una movilidad eléctrica no solo depende del avance tecnológico o de la inversión económica, sino también de la capacidad institucional y regulatoria para agilizar los procesos que permitan desplegar de forma efectiva la infraestructura de generación y recarga necesaria.

2.2. Alcance

Este Trabajo de Fin de Máster se enfoca en el análisis y diseño de una instalación fotovoltaica destinada a cubrir la demanda energética de cargadores de vehículos eléctricos y, en caso de generar excedentes de energía, volcarlos a la red eléctrica para conseguir con ello un beneficio. El trabajo se centrará en el cálculo y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos y de recarga, además de realizar un análisis económico para evaluar la viabilidad del proyecto.

El alcance de este TFM incluye exclusivamente los siguientes aspectos:

1. **Cálculo y Dimensionado de la Generación Fotovoltaica:** Se realizará el cálculo de la energía que puede generar la instalación fotovoltaica, considerando las condiciones de irradiancia solar específicas de la ubicación seleccionada. Esto incluye el dimensionado de los paneles fotovoltaicos, la estimación de la producción energética y el dimensionado del inversor necesario para convertir la energía de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA), así como el transformador necesario para elevar la tensión desde baja a media, hasta el valor necesario para evacuar la energía generada a una subestación eléctrica cercana. También se tendrá en cuenta la eficiencia de los componentes y las pérdidas asociadas al sistema, sin profundizar en aspectos de la instalación complementaria como el cableado o el sistema de distribución de energía dentro del espacio físico.
2. **Cálculo de la Demanda Energética de los Cargadores EV:** Se llevará a cabo un cálculo de la demanda energética de los cargadores de vehículos eléctricos, basándose en el número de cargadores a instalar, el perfil de consumo y la potencia requerida por cada cargador, según ficha técnica del fabricante. A

partir de estos datos, se determinará el tamaño mínimo de la instalación fotovoltaica necesaria para satisfacer esta demanda, para a partir de estos poder establecer la cantidad de excedentes a vender esperados de la instalación.

3. Cálculo de Excedentes y Volcado a la Red: Se calculará el excedente energético que se generaría cuando la producción fotovoltaica supera la demanda de los cargadores. Estos excedentes serán evaluados para determinar la viabilidad de volcar la energía sobrante a la red eléctrica, tomando en cuenta la normativa vigente y el impacto económico asociado con la venta o compensación de energía.
4. Análisis Económico del Proyecto: Se realizará un análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto, teniendo en cuenta los costes de los componentes principales (paneles solares, inversores, cargadores), así como los costes de instalación. También el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y los posibles ingresos por el volcado de excedentes a la red. Este análisis se enfocará en una selección realista de los componentes, buscando optimizar la relación entre coste y rendimiento, con el objetivo de hacer el proyecto económicamente viable.

Por otro lado, se quedarán fuera del alcance del TFM:

1. Cálculos de Instalación Complementaria: No se abordarán cálculos específicos sobre los elementos complementarios del sistema, como las protecciones específicas o el sistema de gestión energética (EMS). Aunque estos componentes son importantes en una instalación real, no se dimensionarán en este trabajo. Tampoco el diseño detallado de la infraestructura interna de distribución de la energía desde los paneles solares hacia los cargadores, ni las conexiones específicas dentro de la instalación, como el tendido de cables, serán tratados en detalle.
2. Dimensionado de Equipos Auxiliares y Sistemas de Seguridad: Aspectos relacionados con los sistemas de protección, sistemas de monitoreo o equipos auxiliares (como interruptores, sistemas de protección contra sobrecargas, etc.) no serán objeto de este estudio. Solo se mencionarán de forma general, sin profundizar en su cálculo o especificación.
3. Permisos y Normativas Locales: No se incluirá el estudio detallado de los permisos o la tramitación administrativa necesaria para llevar a cabo la instalación fotovoltaica, ni el análisis exhaustivo de las normativas locales relacionadas con la venta de excedentes de energía. Aunque se harán referencias generales a la legislación aplicable, no se abordará un análisis exhaustivo de los trámites legales.
4. Estudio de Operación y Mantenimiento: El TFM no incluirá un estudio detallado sobre la operación y el mantenimiento a largo plazo de la instalación. Esto incluye aspectos como la vida útil de los paneles solares o el monitoreo de la producción energética a lo largo del tiempo.



5. Consideraciones de Diseño Estético o Impacto Visual: El diseño estético o el análisis del impacto visual de la instalación fotovoltaica no será abordado, aunque es un aspecto relevante en proyectos reales. El enfoque se centrará exclusivamente en los aspectos técnicos y económicos relacionados con la generación de energía y la carga de vehículos eléctricos.

Este TFM se limitará a tratar los aspectos técnicos del dimensionado y la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica diseñada para abastecer cargadores de vehículos eléctricos, con énfasis en los cálculos relacionados con la generación fotovoltaica, la demanda energética de los cargadores y el análisis económico. Los aspectos fuera del alcance incluyen todos los elementos complementarios y operativos de la instalación, como la infraestructura física, los sistemas de almacenamiento, las normativas específicas o los detalles de la operación a largo plazo.

3 TOMA DE DATOS

3.1. Ubicación geográfica de los paneles

La ubicación seleccionada para la instalación de la granja solar corresponde al Polígono 29, Parcela 80, Juan Cristo, Illescas (Toledo), con referencia catastral 45082A029000800000IZ y coordenadas 40°07'47.6"N 3°53'16.1"W. Esta parcela presenta características idóneas para el desarrollo del proyecto, tanto desde el punto de vista técnico como logístico.

Las imágenes relativas a la parcela y sus medidas se pueden observar en los subapartados 8.8, 8.9 y 8.10, de los documentos.

La elección de este emplazamiento responde a varios condicionantes claves. En primer lugar, su proximidad al municipio de Leganés facilita la gestión conjunta de los proyectos de infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos y la granja solar. Esta cercanía resulta especialmente relevante para optimizar las labores de mantenimiento, resolución de averías y supervisión operativa, reduciendo tiempos de desplazamiento y costes asociados.

Desde un punto de vista climático y energético, la zona destaca por su alta irradiancia solar, factor fundamental para maximizar la producción energética de la instalación fotovoltaica. Illescas y sus alrededores cuentan con una radiación solar media anual que supera ampliamente la media nacional, asegurando un rendimiento óptimo a lo largo del año y un retorno de la inversión eficiente.

Los datos tanto de irradiancia como de irradiación y el recorrido del sol sobre la parcela se pueden comprobar en los subapartados 8.11, 8.12, 8.13 y 8.14, de los documentos.

En cuanto a la calificación del suelo, la parcela está clasificada como suelo rústico de uso agrario, lo que se adapta a los requisitos legales para la instalación de parques solares en Castilla-La Mancha. La experiencia previa en la tramitación de permisos y autorizaciones para instalaciones similares en la zona garantiza la viabilidad administrativa del proyecto. Se estima que, debido a la existencia de proyectos fotovoltaicos ya en marcha en el entorno, la obtención de los permisos necesarios, tanto urbanísticos como ambientales, será un proceso ágil y sin incidencias destacables.

Esto se puede comprobar en la ficha del catastro de la parcela adjuntada en el subapartado 8.1, en los documentos.

Adicionalmente, la parcela dispone de acceso a infraestructuras eléctricas próximas, lo que facilita la conexión a la red y reduce los costes asociados a la evacuación de energía. Su topografía es favorable, con un terreno mayoritariamente plano que minimiza la complejidad y el coste de las labores de instalación.

En resumen, el Polígono 29, Parcela 80 de Juan Cristo en Illescas ofrece una ubicación estratégica que combina factores técnicos, económicos y administrativos favorables para el desarrollo exitoso del proyecto de generación fotovoltaica, garantizando una

integración eficiente con la infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos proyectada en la zona.

3.2. Esquema de conexión y vertido a red de la instalación fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica proyectada en la parcela Polígono 29, Parcela 80, Juan Cristo, Illescas (Toledo), con referencia catastral 45082A0290008000001Z, ha sido diseñada con el objetivo de verter el 100% de la energía generada a la red eléctrica, actuando de forma funcional como una batería virtual. Esta estrategia permite maximizar la eficiencia del sistema, eliminando la necesidad de sistemas de almacenamiento físico (baterías) y aprovechando la infraestructura de red como medio de acumulación energética indirecta, compensando posteriormente el consumo en otros puntos.

El modelo de vertido total a red con compensación en consumo futuro se alinea con la normativa vigente sobre autoconsumo con excedentes acogido a compensación o venta a mercado (según el modelo elegido), y es especialmente útil cuando la instalación no se encuentra directamente en el mismo punto de consumo eléctrico. Esta solución permite alimentar infraestructuras eléctricas futuras (como cargadores de vehículos eléctricos) situadas en una ubicación distinta, optimizando así el balance energético general del proyecto.

3.2.1. Esquema eléctrico básico de la instalación

El diseño contempla la siguiente arquitectura eléctrica:

- **Generación en corriente continua (DC):**

A partir de los módulos fotovoltaicos instalados, se genera energía en corriente continua (CC), la cual será canalizada hacia los inversores.

- **Inversores solares trifásicos:**

Se utilizarán inversores trifásicos de conexión a red, que transforman la energía de CC en corriente alterna (CA) con calidad y sincronización aptas para su inyección a la red. Estos inversores están dimensionados para operar a alto rendimiento en condiciones de irradiancia variables y cumplir con los requisitos de calidad de suministro establecidos por la normativa eléctrica española.

- **Transformador elevador (trafo):**

Tras la conversión a corriente alterna, la energía pasará por un transformador de elevación de tensión, que adapta el nivel de voltaje de salida del inversor (normalmente 400 V – 800 V CA) a un nivel de media tensión, típicamente 20 kV, compatible con las condiciones de acceso y conexión de la distribuidora local.

- **Centro de seccionamiento y medida:**

Previo al punto de entrega, se instalará un centro de medida y protección, conforme a los requisitos técnicos de la compañía distribuidora, para garantizar la correcta contabilización de la energía vertida y la protección de la infraestructura.

3.2.2. *Justificación de la conexión a media tensión*

Dado que la potencia pico total estimada de la instalación es de aproximadamente 530kWp, la planta se clasifica como una instalación de tamaño medio dentro de los estándares del sector. Este tipo de proyectos se encuentran en un rango de potencia intermedio, superior al de los sistemas residenciales o comerciales pequeños, pero aún por debajo de las grandes plantas fotovoltaicas de conexión a alta tensión (>5 MW).

Por tanto, la conexión a una subestación de media tensión (20 kV) se considera la solución técnica más adecuada. Este tipo de conexión:

Permite una evacuación eficiente y segura de la energía generada, reduce los costes de infraestructura, ya que evita la necesidad de construir o acceder a subestaciones de alta tensión (220 o 400 kV), lo cual implica mayores requisitos técnicos y económicos.

Se gestiona habitualmente con la distribuidora local, simplificando los trámites de acceso y conexión, lo que es una práctica común en instalaciones similares en España, lo que facilita la tramitación administrativa y el cumplimiento normativo.

Además, este tipo de conexión facilita el control operativo, el mantenimiento y la posibilidad de monitorización remota del sistema, aspectos clave para garantizar la continuidad del servicio y la eficiencia energética del conjunto de la instalación.

Esto se explicará posteriormente de forma más precisa y con valores exactos aplicables a este caso de estudio.

Por tanto, la instalación está diseñada para volcar toda su producción a la red eléctrica mediante una conexión en media tensión, actuando como generador distribuido dentro del sistema. La elección de este esquema responde tanto a criterios técnicos (potencia instalada, eficiencia del sistema), como económicos (optimización de costes de conexión) y estratégicos (facilitar la integración futura con otros sistemas eléctricos como cargadores para vehículos eléctricos). De este modo, la planta se convierte en un nodo generador sostenible, plenamente integrado en la transición energética hacia un modelo más limpio y distribuido.

4 DOCUMENTACION

4.1. Sistema eléctrico

Tras establecer en el capítulo anterior la necesidad imperiosa de una transición energética para hacer frente a los desafíos climáticos y de seguridad de suministro, es fundamental realizar una inmersión profunda en la naturaleza y el funcionamiento del sistema sobre el que esta transición debe materializarse: el sistema eléctrico.

Concebido y desarrollado a lo largo del siglo XX bajo un paradigma de producción centralizada y un flujo de energía unidireccional, el sistema eléctrico se enfrenta en la actualidad a una revolución estructural sin precedentes. Esta transformación está siendo impulsada por dos fuerzas disruptivas y convergentes: por un lado, la penetración masiva de fuentes de energía renovable, de naturaleza variable e intermitente; y por otro, la electrificación de nuevos y vastos sectores de la demanda, con el vehículo eléctrico como máximo exponente.

Ahora se propone un análisis en detalle de la arquitectura clásica del sistema eléctrico, desde las grandes centrales de generación hasta el consumidor final, para comprender su lógica operativa y sus limitaciones inherentes. A partir de ahí, se examinarán los profundos desafíos técnicos, operativos y regulatorios que la nueva era de la generación distribuida y la demanda flexible plantea. Se pondrá especial atención al contexto del sistema eléctrico español, un caso de estudio paradigmático por su alto grado de penetración renovable y su condición de "isla energética" parcial dentro del continente europeo. Finalmente, se intentará vislumbrar el nuevo paradigma hacia el que el sistema puede evolucionar: un modelo inteligente, flexible, digitalizado y descentralizado, donde la integración de la fotovoltaica y la movilidad eléctrica deja de ser un problema para convertirse en la solución.

4.1.1. *Anatomía del Sistema Eléctrico Convencional: Un Modelo Jerárquico y Determinista*

El sistema eléctrico que ha sustentado el desarrollo industrial y social durante el último siglo es una de las obras de ingeniería más complejas jamás creadas. Su diseño se optimizó para garantizar un suministro de energía fiable y de alta calidad bajo un modelo predecible y jerárquico.

4.1.1.1. *Las Cuatro Fases de la Cadena de Valor Eléctrica*

1. **Generación Centralizada:** El punto de partida era un número relativamente pequeño de grandes centros de producción de energía. Estas centrales, térmicas de carbón, fuel o gas; nucleares; o grandes complejos hidroeléctricos, se caracterizaban por su alta potencia instalada (del orden de cientos o miles de megavatios) y, de manera crucial, por su gestionabilidad. La producción de estas plantas podía ser programada y ajustada con precisión por un operador central para seguir la curva de la demanda. Este parque de generación se dividía a su vez en centrales base, que operaban de forma continua como las nucleares o algunas térmicas, y centrales pico o de apoyo, que se activaban rápidamente para cubrir los momentos de máxima demanda (ciclos combinados de gas, centrales de bombeo).

2. Transporte en Alta Tensión: Dada la imposibilidad de almacenar la electricidad a gran escala, la energía generada debía ser transportada instantáneamente a los centros de consumo, a menudo situados a cientos de kilómetros. Para minimizar las pérdidas por efecto Joule ($P = I^2R$), que son proporcionales al cuadrado de la intensidad, la solución de ingeniería fue elevar la tensión a niveles extremadamente altos (220 kV y 400 kV en España) para reducir la intensidad manteniendo la misma potencia. La Red de Transporte, operada en España en régimen de monopolio por Red Eléctrica de España (REE), conforma la espina dorsal del sistema, una red mallada de alta fiabilidad que actúa como las autopistas nacionales de la electricidad.
3. Distribución Capilar: Una vez que la energía llegaba a las áreas metropolitanas o industriales, su voltaje debía ser reducido para poder ser utilizado de forma segura. En las subestaciones de transformación, la tensión se reduce progresivamente a niveles de media tensión (ej. 15-66 kV) y, finalmente, a baja tensión (400/230 V para el consumo doméstico y comercial). La Red de Distribución es una red de naturaleza radial (en forma de árbol), mucho más extensa y menos mallada que la de transporte, diseñada para un flujo de energía estrictamente descendente, desde las subestaciones hasta cada punto de suministro final.
4. Consumo Pasivo: En el extremo final de la cadena se encontraba el consumidor, cuya única función en este modelo era demandar y consumir energía. El comportamiento de millones de consumidores individuales, aunque impredecible a nivel micro, resultaba en una curva de demanda agregada altamente predecible a nivel macro, con picos diarios y estacionales bien definidos.

4.1.1.2. *El Dogma del Equilibrio Instantáneo*

El principio operativo fundamental de este sistema es que la producción debe igualar al consumo en cada instante. Cualquier desequilibrio, por pequeño que sea, provoca una desviación en la frecuencia de la red (fijada en 50 Hz en Europa y 60 Hz en Norteamérica). Una caída de frecuencia indica un exceso de consumo sobre la generación, mientras que un aumento indica lo contrario. Desviaciones significativas pueden provocar el colapso del sistema, coloquialmente llamado apagón o blackout. Mantener esta estabilidad era la tarea del operador del sistema (REE), que lo lograba mediante la predicción de la demanda con un día de antelación y la programación de las centrales gestionables para que cubrieran esa curva prevista, utilizando las centrales más rápidas para corregir las desviaciones en tiempo real.

4.1.2. *La Disrupción del Paradigma: La Doble Revolución Renovable y Eléctrica*

El modelo determinista y centralizado está siendo desmantelado por una doble revolución que ataca sus cimientos: la forma en que se genera la energía y la forma en que se consume.

4.1.2.1. El Reto de la Generación Renovable: Variabilidad, Intermitencia y No Gestionabilidad

La integración a gran escala de la energía eólica y solar fotovoltaica introduce un cambio fundamental: la generación deja de ser determinista y pasa a ser estocástica, a menudo aleatoria, es decir, dependiente de un recurso meteorológico variable.

- Variabilidad e Intermitencia: La producción solar sigue un ciclo diario predecible pero no inalterable, y puede fluctuar bruscamente por el paso de una nube. La eólica depende de regímenes de viento que pueden variar en minutos. Esta variabilidad, a diferencia de la demanda, es mucho más difícil de predecir con exactitud.
- No Gestionabilidad: No se puede despachar la generación renovable a voluntad. Esto invierte la lógica del sistema: ya no es la generación la que sigue a la demanda, sino que el resto del sistema debe adaptarse a la producción renovable disponible en cada momento.
- La "Curva de Pato" y las Rampas de Potencia: Este fenómeno, observado por primera vez en California durante su gran apagón y recientemente en España, ilustra el problema a la perfección. Durante las horas centrales del día, la masiva producción fotovoltaica hunde la demanda neta que debe ser cubierta por las centrales convencionales (el "vientre" del pato). Al atardecer, la producción solar desaparece abruptamente justo cuando la demanda residencial comienza a aumentar, creando una rampa de subida de una magnitud y velocidad sin precedentes que las centrales térmicas deben cubrir en muy poco tiempo, sometiendo al sistema a un enorme estrés.

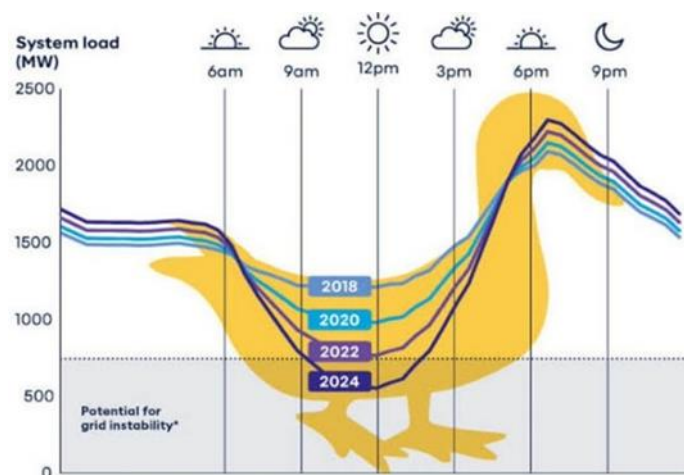


Figura 3: Curva de pato

4.1.2.2. El Reto de la Generación Distribuida: El "Prosumidor" y los Flujos Bidireccionales

El autoconsumo fotovoltaico rompe el paradigma del consumidor pasivo. Millones de tejados se convierten en pequeñas centrales eléctricas, dando lugar al "prosumidor". Esto tiene consecuencias directas sobre las redes de distribución:

- **Inversión del Flujo de Potencia:** Diseñadas para un flujo unidireccional descendente, estas redes ahora deben gestionar inyecciones de energía desde los puntos de consumo hacia la red.
- **Problemas Técnicos:** Esta inversión de flujo puede causar problemas técnicos como sobretensiones en los extremos de las líneas, desequilibrios entre fases y una operación anómala de los sistemas de protección tradicionales, que no fueron diseñados para este escenario. Esto obliga a una monitorización y refuerzo de las redes de distribución que no estaba prevista.

4.1.2.3. El Reto de la Electrificación de la Demanda: El Impacto del Vehículo Eléctrico

La electrificación del transporte, si bien es fundamental para la descarbonización, introduce un nuevo tipo de carga masiva con características muy desafiantes:

- **Concentración de Potencia:** La carga de un VE, especialmente la rápida, representa una carga individual de una magnitud muy superior a la de cualquier otro electrodoméstico. La conexión simultánea de varios vehículos en una misma zona puede sobrecargar los transformadores de distribución locales y los cables de baja tensión.
- **Simultaneidad y Creación de Nuevos Picos:** El comportamiento humano tiende a la simultaneidad. Si una mayoría de usuarios conecta su vehículo al llegar a casa (entre las 19:00 y las 21:00), se podría generar un nuevo pico de demanda nocturno que supere incluso los picos tradicionales, obligando a mantener operativas centrales de respaldo y a sobredimensionar la infraestructura para unas pocas horas al día.

4.1.3. La Transformación Necesaria hacia un Sistema Eléctrico Inteligente, Flexible y Resiliente

La respuesta a estos desafíos no es limitar la penetración de renovables o vehículos eléctricos, sino evolucionar el sistema hacia un nuevo paradigma basado en la flexibilidad, la digitalización y la gestión activa de todos sus componentes.

4.1.3.1. El Concepto de Flexibilidad: El Nuevo Adalid del Sistema Eléctrico

En un sistema con una alta proporción de generación no gestionable, la flexibilidad se convierte en el recurso más valioso. La flexibilidad es la capacidad de modificar la producción o el consumo para responder a las necesidades del sistema. Se puede obtener de diversas fuentes:

- **Flexibilidad de Generación:** A través de las centrales térmicas restantes, las centrales de bombeo hidroeléctrico o las interconexiones internacionales.
- **Flexibilidad de Demanda (Demand-Side Response):** A través de la gestión activa del consumo. La industria electro-intensiva ya participa en estos programas. El gran salto será la incorporación de la demanda residencial y comercial, donde el vehículo eléctrico, los sistemas de climatización y los electrodomésticos inteligentes pueden adaptar su consumo a las señales de la red.

- Flexibilidad mediante Almacenamiento: El almacenamiento en baterías es la forma más versátil de flexibilidad. Puede absorber energía cuando sobra y liberarla cuando falta, ofreciendo una respuesta casi instantánea y precisa.

4.1.3.2. Digitalización y Redes Inteligentes (Smart Grids)

Esta gestión activa y distribuida es imposible sin una infraestructura digital que la soporte. Las redes inteligentes (smart grids) son la espina dorsal de esta transformación. Implican el despliegue masivo de:

- Contadores Inteligentes: Permiten la lectura remota y en tiempo real del consumo, habilitando tarifas dinámicas y una gestión precisa de la demanda.
- Sensores y Actuadores en la Red: Permiten a los operadores de la red monitorizar en tiempo real el estado de las líneas y transformadores y realizar operaciones de forma remota para reconfigurar la red y aislar fallos.
- Plataformas de Comunicación: Crean un ecosistema donde todos los activos (generadores, baterías, cargadores de VE, consumidores) pueden comunicarse entre sí y con el operador del sistema para coordinar su comportamiento.

4.1.3.3. El Nuevo Rol de los Operadores y los Agregadores

El rol de los actores tradicionales también cambia. Los operadores de la red de distribución (DSOs) evolucionan de ser gestores pasivos de infraestructuras a ser operadores de sistemas activos, gestionando la congestión y los recursos en sus redes locales. Aparece la figura del agregador de la demanda, una empresa que agrupa la flexibilidad de miles de pequeños consumidores o prosumidores (como cargadores de VE o baterías domésticas) y la ofrece como un único bloque en los mercados de energía, permitiendo a los pequeños actores participar en un juego que antes estaba reservado a las grandes centrales.

4.1.4. El Panorama Futuro: El Sistema Eléctrico como un "Internet de la Energía" Descentralizado

La visión final es la de un sistema que opera no como una jerarquía, sino como una red distribuida y resiliente, a menudo comparada con la arquitectura de Internet.

En este "Internet de la Energía", la inteligencia se distribuye a los bordes de la red. Millones de prosumidores equipados con paneles solares, baterías y vehículos eléctricos interactúan de forma dinámica, coordinados por algoritmos y plataformas digitales. La energía fluye en múltiples direcciones, buscando siempre el camino más eficiente y económico.

La tecnología Vehicle-to-Grid (V2G), que se explorará más adelante, es la máxima expresión de este paradigma. La flota de vehículos eléctricos deja de ser una carga para convertirse en una gigantesca batería virtual y distribuida, capaz de estabilizar la red y de capitalizar los excedentes de generación renovable.

Este es el marco sistémico en el que se debe entender la integración de la energía solar fotovoltaica y la movilidad eléctrica: no como la suma de dos tecnologías, sino como la

creación de un nuevo ecosistema energético simbiótico, donde cada elemento refuerza al otro para construir un futuro más sostenible, eficiente y democrático.

4.2. Marco contextual y estratégico de los paneles fotovoltaicos

4.2.1. La Crisis Energética y la Ineludible Transición hacia las Renovables

Se atraviesa una compleja coyuntura energética global que plantea la necesidad urgente de redefinir el paradigma de consumo hacia fuentes de energía renovables. Esta no es solo una opción tecnológica, sino una estrategia imprescindible para enfrentar los desafíos ambientales, económicos y sociales del presente y del futuro.

4.2.1.1. La Abrumadora Dependencia Mundial de los Combustibles Fósiles

A pesar de los avances en energías limpias, la sociedad moderna mantiene una enorme dependencia de los combustibles fósiles como fuente primaria de energía. La mayor parte de la energía que mueve el transporte, la industria, la producción eléctrica y la calefacción sigue proviniendo de petróleo, carbón y gas natural, todos ellos recursos geológicos no renovables. Cada uno desempeña un rol clave: el petróleo domina en el transporte y la petroquímica; el carbón, aunque en declive, ha sido históricamente la principal fuente para generar electricidad; y el gas natural, a menudo presentado como una opción de "transición", sigue siendo una fuente fósil con un importante impacto climático.

Un ejemplo paradigmático de esta dependencia, incluso en economías avanzadas, es el caso de Alemania, que desde 2023 ha incrementado la quema de carbón por encima de lo esperado debido a factores geopolíticos como la guerra entre Rusia y Ucrania. Esta situación se hizo visible cuando las estadísticas mostraron que una parte significativa de la electricidad producida en el país procedía de la quema de carbón y gas [Fraunhofer ISE, 2023].

Esta dependencia tiene consecuencias graves. Primero, el agotamiento de los recursos, que compromete la seguridad energética futura. Segundo, la volatilidad de los precios sujeta a mercados geopolíticamente inestables, como evidenció la crisis energética exacerbada por el conflicto en Ucrania. Y, por último, el más crítico: el impacto ambiental. La quema de combustibles fósiles libera grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI) como el dióxido de carbono CO₂, el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), principales causantes del calentamiento global y sus efectos devastadores: aumento de temperaturas medias, intensificación de fenómenos meteorológicos extremos, deshielo de glaciares y pérdida de biodiversidad.

4.2.1.2. Urgencia Global y Acuerdos Internacionales

La creciente evidencia científica ha generado una toma de conciencia colectiva sobre la gravedad de la crisis climática. En este marco, los acuerdos internacionales se han convertido en herramientas cruciales. El Acuerdo de París, firmado en 2015, es el más representativo, estableciendo el compromiso global de limitar el aumento de la temperatura muy por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, con la aspiración de no superar los 1.5°C. Para lograrlo, cada país define sus propias metas de

reducción de emisiones, las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs), que son revisadas periódicamente para aumentar la ambición climática.

4.2.1.3. La Transición Energética: Un Futuro Sostenible

La estrategia para hacer frente a esta doble crisis, climática y energética, es la transición energética: una transformación profunda del modelo global que sustituya gradualmente los combustibles fósiles por un ecosistema de fuentes renovables como la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y la bioenergía. Esta transición es la base para construir un futuro sostenible, que no solo implica la reducción del impacto ambiental, sino también la creación de empleo, la estabilidad económica y el acceso universal a energía limpia y asequible.

Dentro de este ecosistema, la energía solar fotovoltaica se ha posicionado como una de las más prometedoras gracias a su disponibilidad casi universal, su continuo descenso en costes y su excepcional escalabilidad, siendo clave tanto para la descarbonización del sector eléctrico como para la autonomía energética.

4.2.2. El Sol como Fuente de Energía: Disponibilidad y Potencial

El sol representa una de las fuentes de energía más estratégicas para el siglo XXI. Su disponibilidad, sostenibilidad y bajo impacto ambiental lo convierten en un recurso fundamental.

4.2.2.1. La Abundancia Inagotable de la Energía Solar

El sol funciona como una gran central de fusión nuclear que irradia continuamente una cantidad de energía descomunal. Aunque la Tierra solo capta una pequeña porción, la magnitud es impresionante: se estima que la superficie terrestre recibe alrededor de 173.000 teravatios (TW) diarios, mientras que la demanda energética total de la humanidad es de apenas 18 TW anuales. Este dato evidencia una realidad clave: en tan solo una hora, el planeta recibe suficiente energía solar como para cubrir el consumo mundial durante todo un año, poniendo de manifiesto un enorme potencial de aprovechamiento aún lejos de ser explotado.

4.2.2.2. Ventajas Intrínsecas y Consideraciones Sociales

La energía solar no solo destaca por su abundancia. Durante su operación, la generación fotovoltaica no produce emisiones, lo que la hace ideal para mitigar el cambio climático. Su carácter inagotable garantiza una alta seguridad energética a futuro, al contrario de los combustibles fósiles. Además, su amplia disponibilidad geográfica permite la generación descentralizada, y su modularidad la hace adaptable a cualquier escala.

A pesar de estas ventajas, es crucial considerar el factor socioeconómico. En ciertas zonas del mundo, la pobreza puede ser una barrera para la inversión inicial necesaria para implementar estas tecnologías, un desafío que debe ser abordado para asegurar una transición energética justa y global.

4.2.2.3. La Irradiancia Solar: Midiendo el Recurso

Para diseñar correctamente un sistema fotovoltaico, es esencial medir el recurso disponible mediante la irradiancia solar, que indica la cantidad de energía por unidad de superficie (kWh/m²/día). La irradiancia varía geográfica y estacionalmente. Regiones cercanas al ecuador, como el sur de Europa (donde se sitúa España), gozan de una posición privilegiada. Los ingenieros se valen de mapas solares y datos históricos para optimizar el diseño de las instalaciones, ajustando la orientación e inclinación de los paneles para maximizar la captación energética anual, como se verá más adelante.

4.2.2.4. La energía solar como un tipo de energía sostenible

A lo largo de este trabajo van a ser nombradas varias veces las energías renovables, pero en el momento de revisar la documentación de la Unión Europea y otros organismos relacionados, también se nombran las energías verdes, limpias o sostenibles.

Por ello, se va a dar una definición de cada una de ellas para alcanzar a entender la diferencia y explicar cuál es la que bajo la consideración de este TFM va a ser usada.

- Una energía renovable es aquella que se obtiene de fuentes naturales que se regeneran a un ritmo superior al de su consumo, o que son inagotables a escala humana. La clave reside en la renovabilidad de la fuente, no necesariamente en su impacto ambiental en todo el ciclo de vida
- Una energía limpia es aquella que, durante su producción y uso, genera mínimas o nulas emisiones contaminantes a la atmósfera, al agua o al suelo. El foco está en el bajo impacto ambiental de la operación.
- El término energía verde es más restrictivo y a menudo se usa para referirse a aquellas energías que son tanto renovables como limpias, y que además tienen un impacto ambiental mínimo en todo su ciclo de vida, desde la extracción de materiales hasta la eliminación de residuos. Implica un enfoque más holístico en la sostenibilidad.
- La energía sostenible es el concepto más amplio y engloba tanto las características de ser renovable y limpia, pero va un paso más allá. Implica que la generación y el uso de la energía satisfacen las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas. Considera no solo el impacto ambiental, sino también la viabilidad económica y social a largo plazo.

Por lo tanto, al considerar la energía solar fotovoltaica una energía que tiene un ritmo de regeneración más grande que el de consumo y que además no produce contaminación en su producción ni en su uso, se puede afirmar que la energía solar fotovoltaica es una energía sostenible.

Cabe destacar que el término de energías limpias o el de energías verdes ha estado sujeto a cambio ya que ha sido profundamente politizado a lo largo de los años, modificando su definición según los intereses y las decisiones políticas de distintos gobiernos.

Un claro ejemplo de esto es el caso de la energía nuclear, que en su momento fue considerada una fuente de energía limpia y eficiente. Sin embargo, debido a decisiones políticas y a la presión social derivada de preocupaciones sobre la seguridad y los residuos radiactivos, muchos países, como Alemania, optaron por eliminar la energía nuclear de su mix energético. Esta decisión ha llevado a un giro en la política energética, donde, en lugar de aprovechar una fuente de energía baja en carbono, se han recurrido a fuentes de energía más contaminantes, como el carbón. “Desde el cierre de la energía nuclear, Alemania ha vuelto a los combustibles fósiles con un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y un incremento de la dependencia exterior”

Hoy en día, Alemania, que en su momento fue un referente en la adopción de energías renovables, enfrenta el desafío de depender nuevamente de la quema de carbón, un combustible altamente contaminante. Este cambio muestra cómo la política energética puede redefinir lo que se considera "renovable" o "sostenible", afectando directamente el futuro de la transición energética global.

4.2.3. Sinergia Estratégica: Energía Solar Fotovoltaica y Movilidad Eléctrica

Hablar de una transición hacia una movilidad verdaderamente sostenible es imposible sin poner sobre la mesa a las energías renovables. La energía solar no es un actor secundario, sino uno de los principales. Un vehículo eléctrico puede ser tan limpio como la energía que lo mueve; de nada sirve eliminar las emisiones del tubo de escape si la electricidad para cargarlo se genera quemando combustibles fósiles. Aquí es donde la energía solar fotovoltaica entra en juego para cerrar el círculo de la sostenibilidad.

La sinergia que se crea al instalar paneles fotovoltaicos directamente en los puntos de recarga es transformadora. Se alivia la presión sobre la red eléctrica, se crea un escudo contra la volatilidad de los precios de la energía y el excedente puede almacenarse o venderse. Otra de sus ventajas es la autonomía: combinar paneles con baterías permite crear puntos de recarga independientes de la red, un pilar de resiliencia que fortalece la infraestructura de movilidad.

Quizás la mayor ventaja de la energía solar fotovoltaica es su increíble versatilidad, convirtiendo espacios pasivos como marquesinas de aparcamientos o azoteas en centrales eléctricas activas. En definitiva, la energía solar fotovoltaica no es un simple añadido a la movilidad eléctrica; es su cimiento.

4.3. Fundamentos, materiales, estructura del módulo y componentes del sistema fotovoltaico

4.3.1. Principios Fundamentales: De la Luz al Electrón

4.3.1.1. Naturaleza de la Luz Solar: Fotones y Espectro Electromagnético

La conversión fotovoltaica comienza con la interacción entre la radiación solar y los materiales semiconductores. Desde la perspectiva de la mecánica cuántica, la luz solar es un flujo de partículas discretas denominadas fotones, cada uno transportando una

energía (E) inversamente proporcional a su longitud de onda (λ), según la ecuación de Planck-Einstein ($E = hc/\lambda$).

La radiación solar abarca un amplio espectro electromagnético (ultravioleta, visible e infrarrojo), que es filtrado por la atmósfera. Para estandarizar la evaluación, se utiliza el espectro de referencia AM1.5 (Air Mass 1.5), que simula una condición promedio anual en latitudes medias y es la referencia universal para caracterizar células y módulos en laboratorio.

4.3.1.2. El Efecto Fotovoltaico: Arquitectura de la Conversión Energética

En el corazón de la tecnología fotovoltaica yace el fenómeno físico que le da nombre: el efecto fotovoltaico. Descubierta conceptualmente por Alexandre-Edmond Becquerel en 1839, este proceso permite a ciertos materiales, conocidos como semiconductores, convertir la energía de los fotones de la luz directamente en una corriente eléctrica utilizable. Este no es un evento instantáneo, sino una secuencia elegante de eventos a nivel atómico, orquestada por la arquitectura interna de la célula solar.

El proceso se puede entender a través de una serie de pasos interdependientes que comienzan con la llegada de la luz solar:

1. Absorción de Fotones y Generación de Portadores de Carga

El primer paso ocurre cuando la luz solar, compuesta por un flujo de fotones, incide sobre el material semiconductor (habitualmente silicio). Cada fotón que posee una energía igual o superior a la brecha energética o band gap (E_g) del material es absorbido. Esta energía se transfiere a un electrón ligado a un átomo, provocando su liberación. Al liberarse, el electrón (con carga negativa) deja tras de sí un "hueco" (una vacante con carga positiva efectiva). A este dúo se le conoce como par electrón-hueco, y ambos son los portadores de carga fundamentales para la generación de electricidad.

En este punto, simplemente se han creado cargas móviles. Si no se hiciera nada más, el electrón y el hueco se recombinarían rápidamente, liberando la energía absorbida en forma de calor o luz y anulando cualquier efecto eléctrico útil. Es aquí donde la estructura interna de la célula juega su papel crucial.

2. La Unión P-N: El Motor de la Separación de Cargas

Para que los portadores de carga generen una corriente neta, es imprescindible separarlos y dirigirlos en direcciones opuestas. Esta es la función primordial de la unión P-N, la estructura clave que actúa como el motor de la célula solar.

Una unión P-N se crea artificialmente al unir dos capas del mismo material semiconductor que han sido dopadas de forma diferente:

- Una región de tipo P (positiva), que ha sido tratada con impurezas que generan una abundancia de huecos (portadores de carga mayoritarios positivos).
- Una región de tipo N (negativa), dopada con impurezas que crean un exceso de electrones libres (portadores de carga mayoritarios negativos).

En el momento en que estas dos regiones se unen, se produce un fenómeno de difusión natural: algunos electrones de la zona N se desplazan hacia la zona P para recombinarse con los huecos cercanos a la interfaz, este efecto se explicará más adelante como evitarlo ya que produce pérdidas por recombinación. Este movimiento inicial de cargas crea una región delgada en la frontera, desprovista de portadores de carga libres, que se conoce como la zona de agotamiento o de carga espacial.

La consecuencia más importante de la formación de esta zona es el establecimiento de un campo eléctrico interno permanente, dirigido desde la zona N hacia la zona P. Este campo actúa como una barrera invisible y unidireccional, y es el verdadero responsable de la separación de cargas.

3. Separación y Recolección: La Generación de Corriente Continua

Con la unión P-N ya establecida, el proceso fotovoltaico se completa:

- Cuando un par electrón-hueco es generado por un fotón en las proximidades de la zona de agotamiento, el campo eléctrico interno actúa inmediatamente sobre él: empuja con fuerza al electrón (negativo) hacia la región N y al hueco (positivo) hacia la región P.
- Esta separación forzada evita la recombinación y provoca una acumulación de cargas: un exceso de electrones en la región N y un exceso de huecos en la región P. Esta acumulación crea una diferencia de potencial eléctrico (tensión) entre las dos caras de la célula, de forma análoga a los polos de una batería.
- Finalmente, si se conectan contactos metálicos a ambas regiones y se cierra un circuito externo (por ejemplo, conectando una carga como una batería o una lámpara), se proporciona un camino para que los electrones acumulados en la región N fluyan a través del circuito para llegar a la región P y recombinarse con los huecos.

Este flujo ordenado y direccional de electrones a través del circuito externo es, por definición, una corriente eléctrica continua (DC). Así, la arquitectura de la unión P-N convierte la energía radiante del Sol en un movimiento ordenado de electrones, es decir, en electricidad lista para ser utilizada o transformada a corriente alterna (AC) mediante un inversor.

4.3.1.3. La Interacción Luz-Materia y los Límites de la Eficiencia

La capacidad de un material para convertir luz está intrínsecamente ligada a su band gap. La interacción se clasifica en tres escenarios:

- $E < E_g$: Los fotones no tienen suficiente energía y por tanto, atraviesan el material sin efecto.
- $E > E_g$: Generan pares electrón-hueco, pero el exceso de energía ($E - E_g$) se pierde como calor (termalización).
- $E \approx E_g$: Escenario de conversión ideal debido a que el fotón tiene justo la energía para generar el par sin pérdidas significativas.

Siendo E , la energía del fotón que incide sobre el material fotovoltaico que depende de la longitud de onda de la luz. La luz azul (corta) tiene fotones con más energía que luz roja (larga). Por otro lado, E_g es la mínima energía que necesita un fotón para liberar un electrón, es decir, para generar un par electrón-hueco. Por ejemplo, el silicio tiene un $E_g \approx 1.1$ eV.

Estas limitaciones, especialmente la termalización y la no absorción, imponen un límite teórico a la eficiencia de una célula de unión simple, conocido como el límite de Shockley-Queisser, que se sitúa en torno al 33.7% para un semiconductor ideal. El silicio cristalino, con su band gap de ~ 1.12 eV, aprovecha eficientemente el espectro visible, lo que explica su éxito comercial

4.3.2. *La Célula Fotovoltaica: Materiales y Tecnologías*

En el mundo de la generación fotovoltaica, un material reina de forma indiscutible: el silicio cristalino. Su hegemonía se fundamenta en su increíble abundancia, su sólido rendimiento, su notable estabilidad y durabilidad (+25 años) y la madurez de su tecnología de fabricación.

A pesar de este dominio, han surgido tecnologías alternativas que ofrecen soluciones para aplicaciones concretas, a menudo basadas en el concepto de "película delgada", que sacrifica parte de la eficiencia a cambio de ventajas como la flexibilidad.

- Silicio Amorfo (a-Si): Se deposita en capas finísimas, permitiendo paneles flexibles a bajo coste. Responde mejor a la luz difusa, pero su eficiencia es inferior y sufre degradación. Su uso se relega a aplicaciones de baja potencia como cargadores portátiles o calculadoras.
- CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio): Atractivas por su alta eficiencia, comparable al silicio policristalino. Sin embargo, su fabricación es compleja y depende de materiales escasos y caros.
- Teluro de Cadmio (CdTe): Ofrece un proceso de fabricación económico, pero la toxicidad del cadmio y la escasez del telurio plantean desafíos.

En definitiva, mientras las tecnologías alternativas encuentran su nicho, el silicio cristalino se ha consolidado como el pilar que impulsa la revolución solar a escala global.

4.3.3. *El Módulo Fotovoltaico: Estructura, Ensamblaje y Componentes*

4.3.3.1. *De la Célula al Módulo: Unidades y Conexión*

La unidad más elemental es la célula solar, una fina lámina de material semiconductor. Sin embargo, su poder es muy limitado (apenas 0,5-0,7 voltios). Para superar esta limitación, decenas de células se conectan eléctricamente en serie (para sumar voltajes) y a veces en paralelo (para sumar corrientes) y se encapsulan en una estructura protectora y resistente: el módulo o panel fotovoltaico. Esta increíble modularidad permite crear instalaciones de cualquier tamaño.

4.3.3.2. Anatomía de un módulo fotovoltaico

Cada parte del módulo cumple una función esencial para garantizar su rendimiento y durabilidad:

- Capa de Vidrio Templado: Primera línea de defensa contra impactos (granizo, ramas), humedad y polvo. Su alta transparencia, a menudo mejorada con un recubrimiento antirreflectante, maximiza el paso de la luz.
- Capas Encapsulantes (EVA/POE): Láminas de polímero transparente que sellan y adhieren las células, protegiéndolas de la humedad y la corrosión y proporcionando aislamiento eléctrico.
- Células Fotovoltaicas: El corazón del panel, encargadas de la conversión energética.
- Lámina Posterior (Backsheet): Una capa polimérica, por ejemplo, de Tedlar, que proporciona aislamiento eléctrico crucial, protección mecánica y una barrera contra la humedad y la radiación UV.
- Marco de Aluminio: Proporciona rigidez estructural, protege los bordes y facilita el montaje y la fijación.
- Caja de Conexiones: Contiene los terminales de salida y los diodos de bypass. Estos diodos son vitales: permiten que la corriente "salte" una sección de células sombreada o dañada, evitando que toda la cadena deje de producir y minimizando las pérdidas y el peligroso efecto de "punto caliente" (hot-spot).
- Cables de Salida y Conectores (MC4): Conducen la corriente DC generada y permiten una conexión rápida, segura y hermética entre paneles.

4.3.4. El Sistema Fotovoltaico: Componentes Clave del "Balance of System" (BOS)

Un módulo fotovoltaico, por sí solo, es incapaz de alimentar las cargas eléctricas convencionales o de integrarse en la red eléctrica. Para conformar una instalación funcional, se requiere un conjunto de componentes adicionales que gestionen, conviertan y aseguren la energía generada. Este conjunto de equipos se conoce como "Balance of System" (BOS) y es tan crítico para el rendimiento y la fiabilidad del sistema como los propios módulos. A continuación, se detallan sus elementos fundamentales.

4.3.4.1. El Inversor Solar: El Cerebro del Sistema

El inversor es, sin duda, el componente más sofisticado y el verdadero cerebro de una instalación fotovoltaica. Sus funciones van mucho más allá de una simple conversión de corriente, siendo responsable de la optimización, la gestión y la seguridad de todo el sistema.

- Función Principal: Conversión DC/AC:

La tarea más fundamental del inversor es convertir la corriente continua (DC), generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna (AC), que es el estándar utilizado por la red eléctrica y la gran mayoría de los aparatos eléctricos en hogares e industrias. Esta conversión debe realizarse sincronizando perfectamente la frecuencia y la fase de

la onda de salida con las de la red eléctrica para garantizar una inyección de energía estable y segura.

- Optimización: Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT):

Como se describió en el apartado 4.3.1.3, el rendimiento de un módulo fotovoltaico no es lineal, sino que se describe por su curva I-V, que presenta un único Punto de Máxima Potencia (MPP). Este punto varía constantemente en función de la irradiancia y la temperatura. La función más crítica del inversor es, por tanto, la de seguimiento de este punto (MPPT - Maximum Power Point Tracking). Mediante un avanzado algoritmo, el inversor ajusta de forma continua la resistencia eléctrica que "ve" el campo fotovoltaico para forzarlo a operar siempre en su MPP, maximizando así la extracción de energía en todo momento. Un MPPT eficiente es un factor decisivo en el rendimiento global anual de la instalación (kWh producidos).

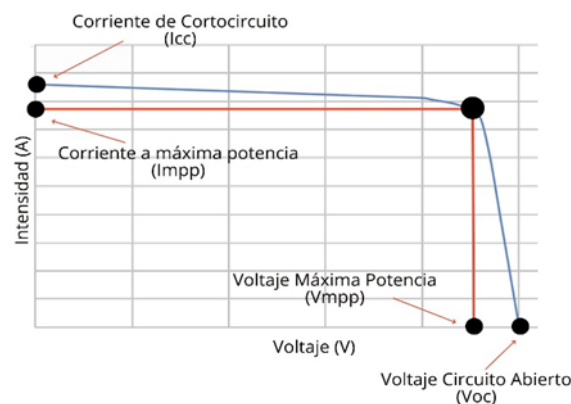


Figura 4: Puntos de funcionamiento del inversor

- Tipologías de Inversores:

La arquitectura del sistema fotovoltaico determina el tipo de inversor más adecuado. Las principales tecnologías son:

- Inversores de Cadena (String Inverters): Son la solución más extendida. Conectan en serie un grupo de módulos (una "cadena" o string) a una única entrada MPPT del inversor. Son eficientes y de coste optimizado, ideales para instalaciones sin sombras o con orientaciones uniformes. Sin embargo, si un panel de la cadena reduce su rendimiento (por ejemplo, por sombreado), afecta negativamente a toda la cadena.
- Microinversores: Son pequeños inversores que se instalan individualmente en cada módulo. Realizan tanto la optimización MPPT como la conversión DC/AC a nivel de panel. Su gran ventaja es que eliminan el impacto de las sombras parciales (un panel sombreado no afecta a los demás) y permiten la monitorización individual. Son ideales para tejados complejos con múltiples orientaciones o sombras.
- Optimizadores de Potencia: Representan una solución híbrida. Se instala un pequeño dispositivo optimizador en cada panel que realiza el MPPT de forma individual. Estos optimizadores se conectan en serie a un inversor de

cadena centralizado y más sencillo, que se encarga únicamente de la conversión DC/AC. Esta arquitectura combina la optimización a nivel de panel de los microinversores con la simplicidad y el coste reducido de un inversor de cadena.

4.3.4.2. Estructuras de Soporte y Sistemas de Seguimiento

La estructura de soporte es el esqueleto de la instalación. Su función es anclar los módulos de forma segura y duradera, garantizando la orientación e inclinación óptimas para maximizar la captación solar a lo largo del año.

- Estructuras Fijas: Son la opción más común por su simplicidad, bajo coste y nulo mantenimiento. Pueden ser coplanarias, instalándose paralelas a la superficie de un tejado inclinado, o con inclinación optimizada, utilizando triángulos metálicos para dar a los paneles el ángulo ideal en cubiertas planas o en instalaciones sobre suelo.
- Sistemas de Seguimiento Solar (Trackers): Son estructuras móviles que orientan los paneles para seguir la trayectoria del sol a lo largo del día.
 - Seguidores a un eje: Generalmente siguen al sol de Este a Oeste, maximizando la producción en las horas centrales del día.
 - Seguidores a dos ejes: Ajustan tanto el acimut (Este-Oeste) como la elevación (altura del sol). Son los que mayor ganancia energética ofrecen. Un sistema de seguimiento puede incrementar la producción anual de una instalación entre un 25% y un 40% en comparación con una estructura fija. Sin embargo, su mayor coste de inversión, la necesidad de mantenimiento y su mayor complejidad mecánica los reservan principalmente para grandes plantas fotovoltaicas donde se busca maximizar la rentabilidad del terreno.

4.3.4.3. Sistemas de Almacenamiento Energético (Baterías)

La generación solar es, por naturaleza, intermitente. Las baterías se han convertido en un componente cada vez más habitual del BOS para gestionar esta variabilidad. Su función es almacenar la energía excedente producida durante las horas de máxima radiación para poder utilizarla posteriormente, durante la noche o en días de baja producción.

- Tecnologías: Aunque existen diversas baterías químicas, las de Ion-Litio (Li-ion) dominan el mercado del almacenamiento estacionario residencial y comercial gracias a su alta densidad energética, su elevada eficiencia de carga/descarga (superior al 90%), su larga vida útil y la continua reducción de sus costes.
- Gestión (BMS): Toda batería moderna incorpora un Sistema de Gestión de Batería (BMS - Battery Management System), un circuito electrónico que monitoriza y controla parámetros críticos como el estado de carga (SoC), la tensión, la corriente y la temperatura de las celdas, garantizando una operación segura y optimizando su vida útil.

4.3.4.4. Cableado y Protecciones Eléctricas

A menudo subestimados, el cableado y las protecciones son fundamentales para la seguridad, eficiencia y longevidad del sistema.

- Cableado: Se requiere un cableado específico para energía solar, con doble aislamiento y resistencia a los rayos UV y a condiciones climáticas extremas. Es crucial dimensionar correctamente las secciones de los cables (tanto en el lado de DC como en el de AC) para minimizar las pérdidas de energía por efecto Joule.
- Protecciones Eléctricas: Un cuadro de protecciones es indispensable. Incluye:
 - Interruptores magnetotérmicos: Para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos.
 - Interruptores diferenciales: Para proteger a las personas contra contactos indirectos.
 - Fusibles (en el lado DC): Para proteger las cadenas de módulos contra sobrecorrientes.
 - Protectores contra sobretensiones (DPS): Para proteger los equipos sensibles (especialmente el inversor) contra picos de tensión, como los inducidos por la caída de un rayo en las proximidades.

4.4. Rendimiento y optimización de sistemas fotovoltaicos

Una vez comprendidos los componentes y el funcionamiento fundamental de la tecnología fotovoltaica, es imprescindible analizar los factores dinámicos que determinan su rendimiento en condiciones reales de operación. La potencia nominal de un módulo, medida en condiciones estándar de laboratorio (STC), es solo un punto de partida. La producción energética real de una instalación (kWh) depende de una compleja interacción entre las condiciones ambientales, el diseño del sistema y las características intrínsecas de la tecnología. Este capítulo aborda los principales factores que modulan la eficiencia, las tendencias tecnológicas que buscan mitigar las pérdidas y la inevitable degradación que afecta a los módulos a lo largo de su vida útil.

4.4.1. Factores que Condicionan el Rendimiento Energético

4.4.1.1. Impacto de las Condiciones Ambientales

- Irradiancia Solar: Es el factor más influyente. La corriente generada por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiancia (la cantidad de energía solar que incide sobre su superficie, medida en W/m^2). Días despejados y con sol directo resultarán en una producción máxima, mientras que la nubosidad o la niebla la reducirán drásticamente. La producción energética de un sistema no es constante a lo largo del día, sino que sigue una curva en forma de campana que alcanza su pico en las horas de mediodía solar.

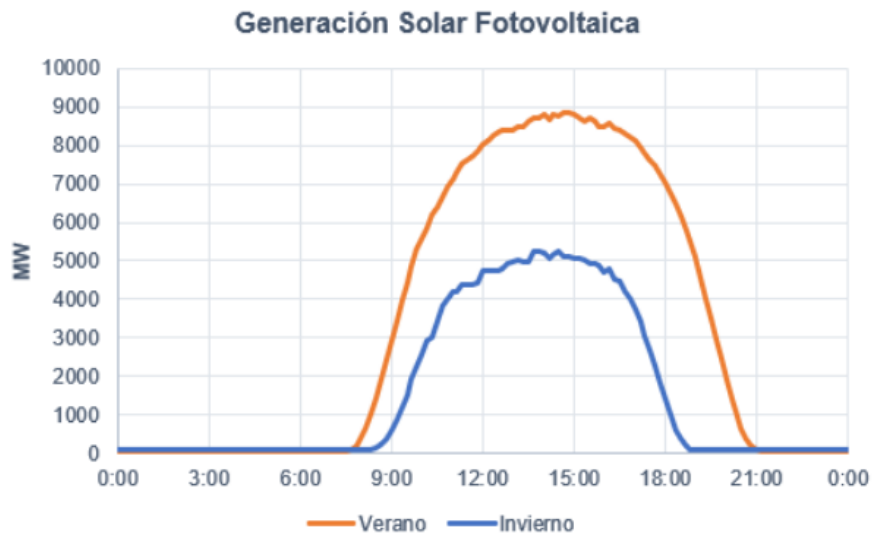


Figura 5: Generación fovoltáica por momentos del año

Como se puede observar en la figura 5 la generación solar fovoltáica es mayor en verano que en invierno, debido a la mayor proporción de días con sol directo, lo que justifica la afirmación de que la irradiancia solar es uno de los parámetros más relevantes en este tipo de tecnología

- Temperatura de la Célula: A diferencia de lo que se podría pensar intuitivamente, el calor es un enemigo de la eficiencia fovoltáica. A medida que la temperatura de la célula aumenta por encima de los 25°C (temperatura de referencia en Condiciones de Prueba Estándar, STC), su tensión de operación disminuye, lo que provoca una reducción en la potencia de salida. Este efecto se cuantifica mediante el coeficiente de temperatura de la potencia, un parámetro que se encuentra en la ficha técnica de cualquier módulo (expresado típicamente como %/°C). Por ejemplo, un coeficiente de -0.35%/°C significa que por cada grado que la célula supere los 25°C, el módulo perderá un 0.35% de su potencia máxima. En un día caluroso de verano, una célula puede alcanzar fácilmente los 60-70°C, provocando pérdidas de rendimiento superiores al 15%.

4.4.1.2. Influencia del Diseño Geométrico

- Orientación e Inclinación: Para maximizar la captación de energía anual en una instalación fija, la disposición geométrica de los módulos es crucial.
 - Orientación (Acimut): En el hemisferio norte, la orientación óptima es hacia el sur geográfico, ya que garantiza la máxima exposición solar a lo largo del día. Desviaciones hacia el este o el oeste son aceptables, pero conllevan pérdidas de producción que deben ser cuantificadas.
 - Inclinación (Ángulo): El ángulo de inclinación ideal depende de la latitud del lugar. Una regla general es fijar una inclinación similar a la latitud para maximizar la producción anual. Sin embargo, se puede optimizar para el invierno (mayor inclinación) o el verano (menor inclinación) si se quiere priorizar la producción en una estación concreta.

Para demostrar este efecto, se hace uso de la herramienta PVGIS de la Comisión Europea que permite generar estos datos fácilmente.

Los datos van a ser recopilados en una tabla en las que se muestran los valores de irradiancia anual en las coordenadas 40.507,-3.687 para un panel con acimut 0° y para distintas desviaciones.

Acimut	Irradiancia anual
0° (Norte)	1499.16
90° (Este)	1751.2
180° (Sur)	1992.77
270° (Oeste)	1764.89

Se puede observar como la diferencia entre norte y sur es muy significativa mientras que entre este y oeste no lo es tanto.

4.4.1.3. El desafío del sombreado

El sombreado, incluso parcial, tiene un impacto desproporcionadamente negativo en la producción de un sistema fotovoltaico, especialmente en aquellos con inversores de cadena. Esto sucede debido a que las células en un módulo y los módulos en una cadena están conectados en serie, y entonces el módulo con menor rendimiento actúa como un "cuello de botella", limitando la corriente de todo el conjunto. Una pequeña sombra de una chimenea, una antena o un árbol cercano puede reducir drásticamente la producción de una cadena entera.

Para mitigar este problema, se emplean dos estrategias técnicas clave (ya introducidas en el capítulo anterior):

- Diodos de Bypass: Integrados en la caja de conexiones del módulo, estos diodos permiten que la corriente "salte" o "evite" una subcadena de células sombreadas dentro del panel, evitando que todo el módulo deje de producir.
- Electrónica de Potencia a Nivel de Módulo (MLPE): Los microinversores y los optimizadores de potencia gestionan el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia o MPPT, de forma individual para cada panel. De esta manera, el bajo rendimiento de un módulo sombreado no afecta a los demás de la serie y así los paneles sin sombra producen al máximo, lo que los convierte en la solución ideal para instalaciones con sombreado inevitable.

Además, existen diferentes tecnologías actualmente para enfrentar este problema:

- IBC (Interdigitated Back Contact): La tecnología IBC se enfoca en la eliminación completa de los contactos metálicos (barras colectoras o busbars) de la parte frontal de la célula. Todos los contactos positivos y negativos se mueven a la parte trasera de la célula
- Celdas Shingled: En esta tecnología, las celdas fotovoltaicas se cortan en tiras finas y se superponen unas sobre otras, como si fueran tejas (de ahí el nombre "shingle"). Se conectan con un adhesivo conductor en lugar de las barras

colectoras (busbars) y cintas soldadas tradicionales. La disposición de las celdas shingled crea múltiples rutas de corriente en lugar de una sola, lo que significa que un área sombreada afectará a un grupo más pequeño de celdas, distribuyendo mejor el efecto y minimizando la pérdida de energía. Su diseño de interconexión en paralelo por columna reduce el impacto de las sombras parciales.

- Tecnología Multi-Busbar (MBB): La tecnología Multi-Busbar (MBB) utiliza un mayor número de barras colectoras (busbars) más delgadas en la superficie de la celda solar, en lugar de las 2, 3 o 4 tradicionales. El aumento del número de busbars (a 9, 10, 12 o incluso más) acorta la distancia que la corriente debe recorrer desde los "fingers" (líneas finas que recolectan la corriente) hasta los busbars. Esto no solo reduce las pérdidas por resistencia y aumenta la eficiencia general, sino que también crea más rutas para la corriente, minimizando la pérdida de potencia en caso de sombreado o micro-fracturas en la celda. Si una parte de la celda se sombra o se daña, el resto de las busbars pueden seguir transportando la corriente de manera efectiva

4.4.1.4. Límite teórico de Shockley-Queisser

Como se introdujo en el apartado 4.3.1.3, en la tecnología de células fotovoltaicas, existe un límite teórico llamado Límite de Shockley-Queisser que establece la eficiencia máxima de una célula solar de unión simple (una sola capa de material semiconductor, como el silicio) bajo luz solar estándar (espectro AM1.5g). En el caso del silicio, este límite es de aproximadamente 33.7%.

Pero entonces, ¿Por qué no se puede alcanzar ese 33.7% en paneles comerciales y por qué el 25% es un número común en el mercado? Porque el Límite de Shockley-Queisser considera condiciones ideales y excluye una serie de pérdidas inherentes e inevitables en la práctica:

- Pérdidas por el ancho de banda prohibido (Band Gap):
 - Energía Mínima Necesaria de los Fotones: La luz solar está compuesta por fotones de diferentes energías (diferentes longitudes de onda). Pero para que una célula de silicio genere electricidad, un fotón debe tener una energía igual o superior a la energía del "band gap" del silicio (aproximadamente 1.12 eV). Los fotones con energía inferior al band gap simplemente no son absorbidos y pasan a través del material (pérdida). Los fotones con energía superior al band gap sí son absorbidos, pero la energía excedente (por encima del band gap) se convierte en calor en lugar de electricidad (pérdida por termalización). Esta es la mayor fuente de pérdida en las células solares de unión simple, representando alrededor del 50% de las pérdidas potenciales.
- Pérdidas por Recombinación:
 - Como ya se introdujo anteriormente, la recombinación es un proceso en el que un electrón libre y un hueco (vacante de electrón) se unen, eliminando ambos portadores de carga y liberando energía en forma de calor o luz. La

recombinación es un fenómeno natural y ocurre constantemente en materiales semiconductores, siendo más frecuente en los materiales sin dopar. Una solución a este problema intrínseco de los semiconductores es la pasivación de su superficie.

- La pasivación consiste en aplicar una capa delgada de un material aislante, como el óxido de silicio o el nitruro de silicio, en la superficie del semiconductor. Esta capa reduce la cantidad de "defectos" en la superficie que actúan como puntos de recombinación. Al pasivar la superficie, se impide que los electrones y los huecos se recombinen allí, lo que ayuda a aumentar la eficiencia del dispositivo al permitir que más portadores de carga lleguen a los contactos eléctricos.

Aunque la pasivación ayuda, siempre habrá cierta recombinación de los pares electrón-hueco antes de que puedan ser recolectados por los contactos. Esto además provoca la reducción de la corriente y la tensión de la célula.

- Para evitar la recombinación mediante la pasivación se puede optar por dopar los módulos con boro, dando lugar a las placas tipo P o con fósforo dando lugar a las placas tipo N:
 - Obleas tipo P: Se dopan con un elemento que tiene un electrón de valencia menos que el silicio, como el boro. Esto crea "huecos" (cargas positivas) en la estructura, de ahí el nombre "tipo P" (positivo).
 - Obleas tipo N: Se dopan con un elemento que tiene un electrón de valencia más que el silicio, como el fósforo. Esto crea un exceso de electrones (cargas negativas), de ahí el nombre "tipo N" (negativo).

Característica	Paneles Tipo P (Convencionales)	Paneles Tipo N (Más Recientes)
Material Dopante	Boro (crea huecos)	Fósforo (añade electrones)
Rendimiento	Generalmente con eficiencias más bajas (~22-23%)	Generalmente con eficiencias más altas (~24-25%)
Degradación	Susceptibles a la degradación inducida por la luz (LID) debido a la interacción del boro con el oxígeno.	Menos propensos a la degradación inducida por la luz (LID) ya que el fósforo no interactúa de la misma manera.
Vida Útil	Tienen una vida útil y garantía del producto un poco menor. (~25 años)	Tienen una vida útil y garantía del producto más larga. (~30 años)
Costo	Suelen ser más asequibles debido a su amplia disponibilidad y madurez tecnológica.	Generalmente son más caros, aunque el precio está disminuyendo.
Sensibilidad a la temperatura	Sufren una mayor pérdida de eficiencia a altas temperaturas.	Tienen un mejor rendimiento a altas temperaturas.

- Pérdidas de Contacto y Resistencia Óhmica:
 - Los contactos metálicos (la frontera entre células) que recogen la corriente bloquean una pequeña parte de la luz.

- La resistencia del propio material semiconductor y de los contactos metálicos genera calor y disipa energía.
- Pérdidas Ópticas:
 - Reflexión: Una parte de la luz solar se refleja en la superficie del panel (aunque los recubrimientos antirreflectantes la minimizan).
 - Sombreado: Los contactos metálicos en la superficie de la célula sombrean una pequeña parte de la superficie activa.

¿Por qué el 25% es una cifra tan común en el mercado?

Las tecnologías como PERC, TOPCon y HJT, al minimizar las pérdidas por recombinación y mejorar la absorción de fotones (segunda oportunidad), han empujado la eficiencia de las células de silicio monocristalino muy cerca de los límites prácticos impuestos por el band gap del silicio.

Alrededor del 25% es el punto donde la mejora de la eficiencia se vuelve exponencialmente más difícil y costosa para las células de silicio de unión simple. Las pequeñas ganancias adicionales requieren grandes inversiones en investigación y desarrollo y procesos de fabricación extremadamente precisos.

¿Cómo se supera el 25-29%?

Para superar el Límite de Shockley-Queisser para una unión simple, los investigadores están trabajando en tecnologías de "próxima generación":

- Células de Uniones Múltiples (Multi-junction Cells): En lugar de una sola capa de silicio, estas células utilizan varias capas de diferentes materiales semiconductores, cada una optimizada para absorber una parte diferente del espectro solar, ampliando su band gap. Por ejemplo, una capa puede absorber la luz azul, otra la verde y otra la roja. Esto reduce significativamente las pérdidas por termalización. En laboratorio, estas células han alcanzado eficiencias superiores al 45%, e incluso más del 70% bajo luz concentrada. Son muy caras y complejas de fabricar, por lo que su uso se limita actualmente a aplicaciones espaciales o de muy alta concentración.
- Células de Perovskita: La perovskita es un compuesto con una estructura cristalina particular que ha demostrado propiedades excepcionales para la conversión de energía solar. El término "perovskita" se refiere a cualquier material que tenga la misma estructura cristalina que el mineral perovskita de titanato de calcio (CaTiO_3). En el contexto fotovoltaico, las más prometedoras son las perovskitas de haluro de plomo orgánico-inorgánico. Es un material emergente con un enorme potencial. Las células de perovskita pueden tener un band gap ajustable, y se están investigando células en tándem de silicio-perovskita que combinan la eficiencia del silicio con la capacidad de la perovskita para absorber partes del espectro solar que el silicio no aprovecha bien. Estas combinaciones ya han alcanzado eficiencias superiores al 30% en laboratorio y se espera que lleguen al mercado en la próxima década.

- **Concentradores Solares (CPV - Concentrated Photovoltaics):** Utilizan lentes o espejos para concentrar la luz solar en pequeñas células de alta eficiencia (generalmente de uniones múltiples). No aumentan la eficiencia de la célula per se, sino la cantidad de energía que llega a ella.

4.5. Tipos de paneles (Tecnologías Avanzadas y Tendencias del Mercado)

La industria fotovoltaica está en constante innovación para exprimir cada vatio de la luz solar, mejorar el rendimiento en condiciones reales y reducir costes.

4.5.1. Predominancia del silicio

Como ya se ha comentado anteriormente, el silicio se ha establecido como el material por excelencia para el desarrollo de los módulos fotovoltaicos siendo hoy en día el más extendido y usado por todo el mundo.

Gracias a sus múltiples ventajas entre ellas la reducción del coste de las instalaciones, se ha permitido la expansión y democratización de la energía fotovoltaica. Dentro de las tecnologías derivadas del silicio hay dos que son las que han sido usadas en los recientemente.

- **Paneles Solares Monocristalinos**

El panel se fabrica a partir de un único cristal de silicio puro. Este cristal se cultiva en un lingote cilíndrico mediante un proceso llamado Czochralski, que es muy preciso y lento. Una vez obtenido el lingote, se corta en finas obleas (células).

Las células monocristalinas tienen un color negro uniforme y oscuro, con bordes ligeramente biselados (las esquinas suelen estar "cortadas" para optimizar el uso del material circular del lingote), lo que les otorga un aspecto más elegante y moderno.

Actualmente, son los paneles más eficientes disponibles comercialmente, con rangos que suelen ir del 18% al 22% o incluso más en las tecnologías más avanzadas que añaden ciertas modificaciones que se explicarán más adelante. Esto se debe a la estructura cristalina uniforme del silicio, que permite que los electrones se muevan con mayor libertad y menos obstáculos.

- **Paneles Solares Policristalinos (o Multicristalinos)**

Se fabrican fundiendo varios fragmentos de silicio en un molde cuadrado. A medida que el silicio se enfría y solidifica, se forman múltiples cristales dentro de la oblea. Luego, este bloque se corta en finas células.

Las células policristalinas tienen un color azul moteado o jaspeado, y sus bordes son rectangulares y cuadrados. La apariencia no es tan uniforme como la de los monocristalinos debido a los múltiples cristales.

Su eficiencia es ligeramente menor que la de los monocristalinos, generalmente en el rango del 15% al 17%. Esto se debe a que los límites de los múltiples cristales actúan como barreras para el movimiento de los electrones, reduciendo ligeramente el flujo de corriente.

Históricamente, los paneles policristalinos fueron los más usados en el sector residencial y comercial debido a su menor costo de fabricación, lo que los hacía una opción más asequible para muchos consumidores.

Sin embargo, en los últimos años, ha habido una clara tendencia hacia el uso de paneles monocristalinos, y actualmente son los más prevalentes en el mercado. Varias razones explican este cambio:

- Reducción de costos de fabricación: La tecnología monocristalina ha mejorado y los costos de producción han disminuido significativamente. La diferencia de precio entre ambos tipos se ha estrechado considerablemente.
- Mayor producción por m²: Con la creciente popularidad de la energía solar fotovoltaica, el espacio en los tejados es a menudo un factor limitante. Los paneles monocristalinos, al ser más eficientes, permiten obtener más energía en menos espacio, lo que los hace muy atractivos para viviendas y negocios.
- Mejor rendimiento general: La mayor eficiencia y el mejor comportamiento en condiciones de baja luz y temperaturas elevadas de los monocristalinos se traducen en una mayor producción total de energía a lo largo del año, lo que a menudo compensa el costo inicial ligeramente más alto.
- Estética: La apariencia uniforme y oscura de los paneles monocristalinos es percibida como más atractiva y moderna por muchos consumidores, lo que influye en la decisión de compra.
- Avances tecnológicos: Dentro de la categoría monocristalina, han surgido tecnologías como Mono-PERC, TOPCon y HJT, que han empujado aún más los límites de la eficiencia y el rendimiento, consolidando su posición en el mercado.

En resumen, aunque los paneles policristalinos siguen siendo una opción viable, especialmente para instalaciones donde el espacio no es una limitación y el presupuesto inicial es muy ajustado, la balanza se ha inclinado hacia los monocristalinos debido a su mayor eficiencia, mejor rendimiento a largo plazo y la reducción de su precio, lo que los convierte en una inversión más rentable en la mayoría de los casos.

4.5.2. *Evolución hacia la Mejora de la Eficiencia en Células de Silicio*

La arquitectura de célula estándar ha evolucionado para incorporar nuevas capas y tratamientos que mejoran la captura de luz y reducen las pérdidas por recombinación que se dan al principio del establecimiento de la unión P-N y durante el proceso. Las tecnologías dominantes en el mercado actual son:

- Placas IBC (Interdigitated Back Contact): Se caracterizan por tener los contactos eléctricos de la célula solar en la parte trasera de la célula (en lugar de en la parte frontal). Este diseño elimina las pérdidas de energía causadas por

sombras de los cables, lo que mejora la eficiencia al permitir que toda la superficie de la célula sea aprovechada para capturar luz solar.

- **Mono-PERC (Passivated Emitter and Rear Cell):** Esta tecnología está basada en las obleas dopadas con Boro (tipo P) añade una capa dieléctrica pasivante en la parte trasera de la célula que refleja la luz no absorbida, dándole una segunda oportunidad de ser capturada, y reduce la recombinación de electrones. Ha sido la tecnología estándar en los últimos años. Por tanto, la tecnología PERC introduce dos mejoras clave en la parte trasera de la célula:
 - **Capa de pasivación dieléctrica:** Se añade una capa delgada (generalmente de óxido de aluminio) en la parte trasera de la célula. Esta capa actúa como un espejo interno, reflejando los fotones (partículas de luz) que no fueron absorbidos en el primer paso de vuelta al silicio. Esto les da una "segunda oportunidad" de ser absorbidos y generar electricidad.
 - **Aperturas para los contactos metálicos:** La capa de pasivación no cubre completamente la parte trasera. Se hacen pequeñas perforaciones o aberturas a través de esta capa para permitir que los contactos metálicos traseros se conecten al silicio. Esta pasivación selectiva reduce la recombinación de electrones en la superficie trasera.
- **TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact):** es la tecnología de célula solar N-type más prometedora y que está ganando rápidamente cuota de mercado. Representa una mejora significativa sobre PERC. Ya que mientras que las Mono-PERC se basan en obleas de tipo P (dopadas con boro), TOPCon utiliza obleas de silicio de tipo N (dopadas con fósforo). Las obleas tipo N son inherentemente mejores en términos de degradación inducida por la luz (LID) y tienen una mayor tolerancia a las impurezas. Además, su rendimiento se ve menos afectado por las altas temperaturas que PERC. Esto es crucial en climas cálidos como el de España.
 La característica principal de TOPCon es la adición de una capa ultrafina de óxido de silicio (óxido de túnel) seguida de una capa de silicio policristalino altamente dopado en la parte trasera de la célula (y a veces también en la frontal). Es decir, consta de 2 capas:
 - **Capa de óxido de túnel:** Es tan fina que permite a los electrones "hacer un túnel" a través de ella, pero al mismo tiempo pasiva eficazmente la superficie, reduciendo drásticamente la recombinación de electrones.
 - **Capa de polisilicio:** Actúa como una capa conductora que recoge los electrones y los dirige hacia los contactos metálicos con una resistencia muy baja.
- **HJT (Heterojunction Technology):** es una tecnología de célula solar que combina las ventajas del silicio cristalino con las del silicio amorfo (capa fina).

Una célula HJT se construye sobre una oblea de silicio monocristalino tipo N (similar a TOPCon). Sin embargo, en lugar de dopar las superficies directamente, se depositan capas ultrafinas de silicio amorfo hidrogenado (no dopado, pero intrínsecamente dopado) en ambas caras de la oblea de silicio cristalino.



Con esto se consiguen dos mejoras:

- Pasivación superior: Las capas de silicio amorfo actúan como una capa de pasivación excepcional, reduciendo drásticamente la recombinación de electrones en la superficie del silicio cristalino.
- Contactos transparentes: Se utilizan capas de óxido conductor transparente (TCO) para permitir la conducción de electrones y a la vez ser transparentes a la luz.

Característica	Mono-PERC	TOPCon	HJT
Material Base	Silicio Monocristalino Tipo P	Silicio Monocristalino Tipo N	Silicio Monocristalino Tipo N
Mecanismo Clave	Capa de pasivación trasera	Óxido de túnel + Polisilicio dopado	Capas de silicio amorfo intrínseco (pasivación)
Eficiencia Típica	20-22%	22-26% (creciendo)	23-25% (creciendo)
Degradación LID/LeTID	Presente (pero controlada)	Muy baja / Prácticamente inmune	Muy baja / Prácticamente inmune
Coefficiente de Temperatura	Bueno	Muy bueno	Excelente
Bifacialidad	Media (se puede hacer bifacial)	Alta (inherentemente bifacial)	Muy alta (inherentemente bifacial)
Costo	Bueno / Estándar	Mediano (reduciéndose)	Alto (pero justifica la eficiencia)
Cuota de Mercado	Dominante (hasta hace poco)	Crecimiento rápido, Tendencia dominante	Nicho de alta eficiencia, En crecimiento

4.5.3. Degradación y Vida Útil de los Módulos

Los módulos fotovoltaicos no mantienen su potencia nominal de forma indefinida. Sufren una degradación lenta y predecible a lo largo de su vida útil, que los fabricantes garantizan por 25 o incluso 30 años.

- **Concepto de Degradación Anual:** Se refiere a la pérdida de potencia paulatina que sufren los módulos por el estrés ambiental (ciclos de temperatura, humedad, radiación UV). Los fabricantes suelen garantizar que, tras 25 años, el módulo conservará al menos el 80-85% de su potencia original. La tasa de degradación típica se sitúa en torno al 0.5% anual.

- **Degradación Inducida por Luz (LID-Light Induced Degradation):** Es una pérdida de eficiencia que ocurre en las células de silicio (especialmente las de tipo P, dopadas con boro) durante las primeras horas o días, de su vida útil, de exposición a la luz solar. Se debe a la formación de complejos boro-oxígeno dentro del material semiconductor, que actúan como centros de recombinación de electrones y reducen la potencia de salida. Aunque estabiliza la producción a un nivel ligeramente inferior, es un fenómeno conocido y tenido en cuenta por los fabricantes en sus especificaciones. Tecnologías más modernas como las de tipo-n (usadas en TOPCon y HJT) son mucho menos susceptibles a este tipo de degradación.
 - Implicación y Cambio en los Paneles:
 - Pérdida de Rendimiento Inicial: Históricamente, los paneles podían perder hasta un 2-3% (o incluso más) de su potencia nominal en los primeros meses de funcionamiento debido a LID.
 - Células Tipo N (TOPCon y HJT): La principal ventaja de las células de silicio tipo N (dopadas con fósforo en lugar de boro) es su inmunidad casi total a LID. Al no tener boro en la capa principal, no se forman los complejos boro-oxígeno. Esto significa que los paneles TOPCon y HJT mantienen su potencia nominal desde el principio, sin la degradación inicial de LID.
 - Tecnologías de MITIGACIÓN en Tipo P: Para los paneles de tipo P (PERC), los fabricantes han desarrollado técnicas de "preacondicionamiento" o "regeneración" durante la fabricación para minimizar el efecto LID, como someter las células a luz y calor para estabilizar el material antes de salir de fábrica.
- **Degradación Inducida por Alta Temperatura y Luz (LeTID - Light and Elevated Temperature Induced Degradation):** Similar a LID, pero esta degradación se produce por la exposición a la luz y a temperaturas elevadas durante períodos prolongados. Se cree que está relacionada con la presencia de hidrógeno en el silicio y su interacción con defectos cristalinos, lo que lleva a una pérdida de eficiencia. Es un fenómeno más reciente y complejo que LID.
 - Implicación y Cambio en los Paneles:
 - Pérdidas a Largo Plazo: A diferencia de LID (que es una degradación inicial), LeTID puede manifestarse y agravarse a lo largo de meses o incluso años de funcionamiento, causando pérdidas de potencia significativas, especialmente en climas cálidos.
 - Afecta Principalmente a PERC: Las células PERC son más susceptibles a LeTID que otras tecnologías.
 - Ventaja de TOPCon y HJT: Las células de tipo N (TOPCon y HJT) muestran una resistencia superior a LeTID, lo que contribuye a su mayor fiabilidad y garantías de rendimiento a largo plazo. Esto es un factor crucial para los inversores y usuarios finales, ya que asegura que los paneles mantendrán su producción de energía de manera más consistente a lo largo de su vida útil.

4.5.4. Mejoras Aplicadas a los Paneles para Paliar la Degradación

La innovación no solo ocurre a nivel de célula, sino también en el ensamblaje del módulo:

- **Bifacialidad:** Un panel solar bifacial es aquel que puede generar electricidad por ambas caras: la frontal (que recibe la luz solar directa) y la trasera (que capta la luz reflejada del entorno, conocida como "albedo", o luz difusa). Por ello los módulos bifaciales cuentan con una parte trasera transparente (vidrio o backsheet transparente) que les permite capturar la luz reflejada desde la superficie sobre la que están instalados (el albedo). En condiciones óptimas (superficies claras como grava blanca o nieve), pueden aumentar la producción de energía entre un 5% y un 25%.

Implicación y Cambio en los Paneles:

- Mayor Producción de Energía: Esta es la ventaja principal. Dependiendo de la superficie de instalación (grava blanca, hormigón claro, césped, arena, nieve), la luz reflejada puede aumentar la producción total de energía del panel entre un 5% y un 30% (o incluso más en condiciones ideales con nieve).
- Diseño del Panel: Requieren un diseño diferente. En lugar de una lámina posterior opaca (backsheet), los paneles bifaciales suelen tener una cubierta de vidrio en la parte trasera (vidrio-vidrio), o un backsheet transparente, para permitir el paso de la luz.
- Tipo de Célula: Las tecnologías de células que inherentemente tienen contactos en ambas caras (como TOPCon y HJT) son ideales para la bifacialidad. Las células PERC también se pueden hacer bifaciales, pero su diseño es menos óptimo para este propósito.
- Consideraciones de Instalación: Para aprovechar la bifacialidad, es crucial la altura de instalación (para permitir que la luz llegue a la parte trasera), el tipo de superficie debajo y la separación entre filas para evitar sombreado. Son muy beneficiosos en instalaciones sobre el suelo, marquesinas o en tejados planos con superficies reflectantes.
- Disipación de Calor: Los paneles vidrio-vidrio bifaciales suelen tener una mejor disipación de calor que los paneles monofaciales vidrio-backsheet, lo que contribuye a un mejor rendimiento en climas cálidos.
- **Pasivación (Surface Passivation):** Es una técnica que consiste en reducir la cantidad de "defectos" o "lugares de recombinación" en las superficies de la célula de silicio. Cuando los fotones inciden en el silicio y liberan electrones, estos electrones pueden "recombinarse" con los huecos (cargas positivas) en la superficie de la célula antes de ser recolectados para generar corriente. Esta recombinación es una pérdida de eficiencia.

Implicación y Cambio en los Paneles:

- Aumento de Eficiencia: Al reducir la recombinación, más electrones libres pueden ser recolectados, lo que directamente aumenta la eficiencia de la célula. Tecnologías como PERC, TOPCon y HJT dependen en gran medida de técnicas de pasivación avanzadas.
- PERC: La pasivación en la parte trasera de la célula PERC ayuda a reflejar la luz no absorbida y a reducir la recombinación en esa zona, pero no es suficiente.
- TOPCon y HJT: Utilizan capas de pasivación aún más sofisticadas (óxido de túnel y polisilicio para TOPCon, silicio amorfo para HJT) que logran una pasivación casi perfecta de las superficies, permitiendo que la mayoría de los electrones generados sean recolectados. Esto es clave para sus altas eficiencias.
- Menos Pérdidas por Calor: Una mejor pasivación también significa que se pierde menos energía en forma de calor por la recombinación, contribuyendo a un mejor coeficiente de temperatura del panel.
- **Tecnología de Células Partidas (Half-Cut):** Consiste en cortar las células solares por la mitad. Esto reduce a la mitad la corriente que fluye por cada célula, lo que disminuye las pérdidas por resistencia interna y aumenta la eficiencia global del módulo. Además, mejora la tolerancia al sombreado. Hoy en día, es una tecnología casi universal en los módulos de calidad.

4.5.5. Características del Mejor Panel Posible Actualmente

Basado en las tecnologías actuales y emergentes, el panel solar perfecto tendría las siguientes características:

- Tecnología de Célula: Células Tándem de Silicio-Perovskita o Heterounión (HJT) de Ultra Alta Eficiencia.
Esto asegura la máxima conversión de energía solar en electricidad. Las células de Perovskita-Silicio ya están rompiendo barreras de eficiencia en laboratorio (>30%) y las HJT ya son líderes comerciales (>24%). La combinación de ambas ofrecería el espectro más amplio de absorción de luz. Permite la producción energética masiva en un espacio mínimo, ideal para cualquier aplicación, desde residencias hasta grandes plantas solares.
- Tipo de Oblea: Silicio Monocristalino Tipo N (para la base del tándem o HJT). Las obleas tipo N son inherentemente superiores a las P en términos de resistencia a la degradación. Sus principales ventajas son:
 - Inmunidad a LID y LeTID: Prácticamente no hay degradación inicial ni a largo plazo debido a la luz y la temperatura.
 - Degradación anual extremadamente baja: Mantiene su potencia de salida a lo largo de décadas con una degradación anual mínima
- Diseño: Bifacial Vidrio-Vidrio con Alta Transparencia.

La construcción de vidrio-vidrio no solo permite la captación de luz por ambas caras, sino que también ofrece una durabilidad y resistencia mecánica superiores. Sus principales ventajas son:

- Producción de energía adicional: Captura la luz reflejada del entorno (albedo), aumentando la producción total de energía del sistema (5-30% o más).
- Máxima durabilidad: El vidrio en ambas caras proporciona una protección excepcional contra la humedad, la abrasión y la degradación UV, lo que contribuye a una vida útil extendida.
- Mejor disipación de calor: Las construcciones de vidrio-vidrio tienden a disipar el calor de manera más eficiente que las de vidrio-backsheet, mejorando el rendimiento en climas cálidos.
- Coeficiente de Temperatura: Excepcionalmente bajo.

Así el panel perdería una cantidad mínima de potencia cuando la temperatura ambiente es alta. De esta forma se mantiene una alta producción energética incluso en días muy calurosos, cuando los paneles tradicionales pierden más eficiencia.

- Excepcional Rendimiento en Baja Irradiancia/Luz Difusa.

La célula sería capaz de generar una cantidad significativa de energía incluso en días nublados, al amanecer o al anochecer. Se consigue así una mayor producción total de energía anual, extendiendo las horas efectivas de generación.

- Marco: Ultraligero y de Alta Resistencia (Ej. fibra de carbono o aleaciones avanzadas).

Así se facilitaría la instalación y reduciría la carga estructural en los tejados o soportes, manteniendo la durabilidad.

- Tecnología de Conexión de Células: Sin Busbar o Multi-Busbar (MBB) de Última Generación.

Las tecnologías como "shingled" o MBB reducen las pérdidas por resistencia y sombreado en la superficie de la célula. Sus principales ventajas son:

- Mayor eficiencia: Menos espacio ocupado por los contactos, permitiendo más área activa para la absorción de luz.
- Mejor resistencia a microroturas: Las conexiones de múltiples busbars hacen que las células sean más robustas y menos propensas a fallos por fisuras.
- Mejor rendimiento con sombreado parcial: Las múltiples rutas de corriente ofrecen redundancia.

Un panel con todas estas características sería la cúspide de la tecnología solar fotovoltaica actual, ofreciendo el máximo rendimiento y fiabilidad posibles.

4.6. Perspectivas, retos y conclusiones de la tecnología fotovoltaica

Tras haber desgranado la tecnología fotovoltaica desde sus fundamentos físicos hasta los factores que determinan su rendimiento práctico, este capítulo se dedica a contextualizar su rol en el panorama energético actual y futuro.

Se realizará un análisis estratégico de las barreras y oportunidades que marcan su despliegue, se explorarán las innovaciones que definirán la próxima generación de la tecnología y, finalmente, se presentarán las conclusiones globales, sintetizando los conocimientos adquiridos y proponiendo una reflexión sobre su impacto en la transición energética.

4.6.1. *Análisis Estratégico del Sector: Barreras, Oportunidades e Impulsores*

El crecimiento exponencial de la energía solar fotovoltaica no está exento de desafíos, pero se sustenta sobre oportunidades y tendencias de gran calado.

- **Barreras y Desafíos Actuales:**
 - **Intermitencia y Gestión de la Red:** El principal reto técnico de la fotovoltaica reside en su naturaleza variable, dependiente del ciclo día-noche y de las condiciones meteorológicas. Su integración masiva requiere una profunda modernización de las redes eléctricas para gestionar la bidireccionalidad de los flujos y mantener la estabilidad.
 - **Dependencia de Materiales Críticos:** La producción de módulos de alta eficiencia depende de una cadena de suministro global para materiales como el silicio de alta pureza, la plata (usada en los contactos eléctricos) o el indio y el galio para ciertas tecnologías de película fina. La volatilidad geopolítica o la escasez de estos materiales puede impactar en los costes y la producción.
 - **Reciclaje y Economía Circular:** Con la primera generación de paneles instalados masivamente acercándose al final de su vida útil (25-30 años), el desarrollo de procesos de reciclaje eficientes y económicamente viables es un desafío ambiental crucial para evitar la generación de residuos a gran escala y recuperar materiales valiosos.
- **Oportunidades y Tendencias Consolidadas:**
 - **Liderazgo en Costes:** La drástica reducción de costes en la última década ha convertido a la energía solar fotovoltaica en la fuente de generación eléctrica más barata de la historia en muchas regiones del mundo. Su Coste Nivelado de la Energía (LCOE) es ya más competitivo que el de los combustibles fósiles, siendo el principal motor de su expansión.

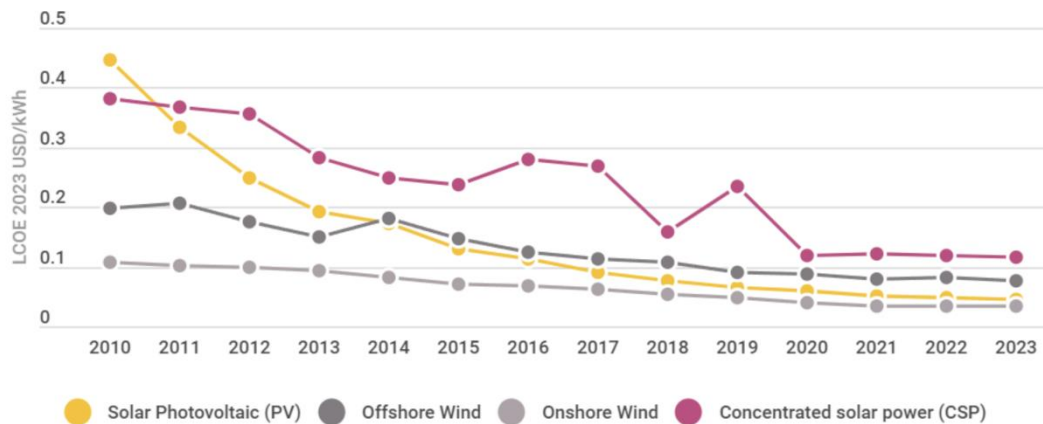


Figura 6: LCOE por tipo de tecnología de generación

Como se puede observar en la figura 6 obtenida de IRENA, el LCOE de la energía solar fotovoltaica ha caído a cotas más bajas que la mayoría de los combustibles fósiles. Los costos de la energía fotovoltaica en 2023 a nivel mundial fueron un 56% más bajos que los de las fuentes fósiles y la energía nuclear.

- Hibridación con Almacenamiento: La combinación de sistemas fotovoltaicos con baterías de ion-litio es la respuesta directa al reto de la intermitencia. Esta hibridación permite la gestión de la energía, maximiza el autoconsumo y habilita la provisión de servicios de red, convirtiendo una fuente variable en un recurso firme y flexible.
- Nuevos Modelos de Aplicación: La versatilidad de la tecnología está abriendo nuevos horizontes más allá de los tejados y las grandes plantas. La agrovoltaje (combinación de agricultura y generación solar), la fotovoltaica flotante (sobre embalses y lagos) y la integración arquitectónica (BIPV) son tendencias en auge que optimizan el uso del suelo y del espacio.
- Impulsores Políticos y Regulatorios: El despliegue de la fotovoltaica está fuertemente influenciado por el marco político. Las subvenciones a la inversión inicial, los incentivos fiscales y, sobre todo, una regulación estable que favorezca el autoconsumo y simplifique los trámites administrativos son factores clave que aceleran la adopción de la tecnología tanto a nivel residencial como industrial.

4.6.2. Estado actual de los paneles fotovoltaicos por tecnología

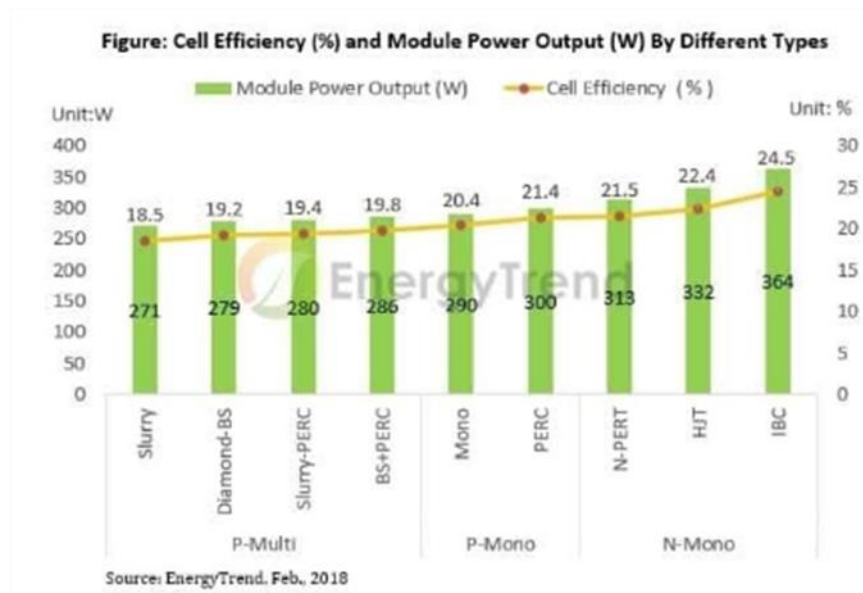


Figura 7: Eficiencia por tipo de panel fotovoltaico

A lo largo de este capítulo del TFM se ha intentado ilustrar como diferentes características de un panel fotovoltaico pueden hacer que éste tenga una u otra eficiencia. Tal y como se ve en la figura 7, en línea de lo ya explicado, las tecnologías predominantes son las monocristalinas y dentro de ellas las de obleas de tipo N, dopadas con fósforo, y siendo más específicos las IBC y HJT que cuentan con elementos de pasivación para reducir las pérdidas LID y LeTID además de mejorar su comportamiento a altas temperaturas reduciendo su degradación.

Gracias a los avances en esta línea y a la mejora de la eficiencia por el uso de nuevos materiales y nuevas tecnologías para reducir pérdidas o mejorar el comportamiento ante sombras o altas temperaturas, se puede conseguir que en un futuro no muy lejano la energía fotovoltaica sea un pilar fundamental en el mix energético de la mayoría de los países.

4.6.3. El Horizonte de la Innovación: Futuro de la Tecnología Fotovoltaica

La investigación no se detiene y promete llevar la tecnología solar a un nuevo nivel de eficiencia y aplicabilidad.

- Más allá de los Límites del Silicio: Aunque el silicio seguirá dominando a corto y medio plazo, la comunidad científica trabaja intensamente en materiales de tercera generación. Las células solares de perovskita son las más prometedoras, con eficiencias en laboratorio que ya rivalizan con las del silicio, pero con un potencial de fabricación a un coste mucho menor. La gran meta es el desarrollo de células tándem (silicio-perovskita), que combinan lo mejor de ambos mundos para superar el límite teórico de Shockley-Queisser y aspirar a eficiencias comerciales superiores al 35-40%.

- Digitalización y Redes Inteligentes (Smart Grids): El futuro de la gestión energética será digital. La aplicación de la Inteligencia Artificial (IA) y el Machine Learning permitirá:
 - Predicción de la generación con alta precisión, basándose en datos meteorológicos.
 - Mantenimiento predictivo de las plantas, identificando fallos antes de que ocurran.
 - Gestión optimizada de los flujos de energía en la red, coordinando la generación distribuida, el almacenamiento y la demanda en tiempo real.
- La Revolución del Vehicle-to-Grid (V2G): La sinergia con el vehículo eléctrico representa una de las mayores transformaciones venideras. La tecnología V2G permitirá que las baterías de los coches no solo se carguen, sino que actúen como un sistema de almacenamiento masivo y distribuido. Una flota de vehículos eléctricos podría, de forma coordinada, estabilizar la red eléctrica inyectando energía durante los picos de demanda y absorbiéndola durante los excedentes de producción solar, transformando un problema (la variabilidad) en una solución (la flexibilidad).

4.6.4. Conclusiones

La energía solar fotovoltaica ha trascendido su condición de energía alternativa para convertirse en un pilar central de la transición energética global. Su liderazgo en costes, su modularidad y su constante innovación tecnológica la posicionan como la herramienta más potente para la descarbonización del sector eléctrico. Sin embargo, su despliegue masivo exige abordar de forma proactiva los retos asociados a la gestión de su intermitencia, la sostenibilidad de su cadena de suministro y la circularidad de sus materiales. El éxito de la transición no dependerá solo de la tecnología en sí, sino de nuestra capacidad para integrarla de forma inteligente en nuestras redes, ciudades y modelos económicos.

- Líneas Futuras de Investigación:

Para continuar avanzando en este campo, se proponen las siguientes líneas de investigación futuras:

- Materiales Sostenibles: Desarrollo de células fotovoltaicas eficientes basadas en materiales abundantes y no tóxicos, y diseño de módulos concebidos para un fácil desmontaje y reciclaje.
- Optimización de Algoritmos: Creación de algoritmos de IA más sofisticados para la gestión predictiva y en tiempo real de sistemas híbridos (FV + baterías + VE), maximizando la rentabilidad y la estabilidad de la red.
- Modelos de Negocio para la Flexibilidad: Análisis y desarrollo de los marcos regulatorios y modelos de negocio que incentiven a los consumidores y a los propietarios de vehículos eléctricos a participar activamente en los mercados de flexibilidad de la red a través de tecnologías como V2G.

4.7. El vehículo eléctrico: tecnología, baterías y proceso de recarga

Tras haber analizado en profundidad la tecnología de generación fotovoltaica, es momento de dirigir la atención hacia el otro pilar de este TFM: el consumidor de esa energía, el vehículo eléctrico (VE). Para diseñar una infraestructura de recarga solar eficiente y coherente, es indispensable comprender la arquitectura interna del VE, la naturaleza de su "depósito" de energía, la batería de alta tensión y, de manera crucial, los mecanismos y protocolos que rigen el proceso de recarga. Este capítulo desglosa la tecnología del vehículo eléctrico no desde la perspectiva de la conducción, sino desde la de su interacción con la red eléctrica y la infraestructura que lo alimenta, sentando las bases para la posterior integración de ambas tecnologías.

4.7.1. *Arquitectura y Componentes Clave del Vehículo Eléctrico*

Un vehículo eléctrico representa una ruptura tecnológica y conceptual con el paradigma centenario del motor de combustión interna (VCI). Mientras que un VCI se basa en un complejo sistema de miles de piezas móviles para convertir la energía química de un combustible fósil en movimiento, el VE se fundamenta en la elegancia y la eficiencia de la electromecánica. Esta simplicidad estructural es una de sus mayores fortalezas, resultando en menores costes de mantenimiento, mayor fiabilidad y una experiencia de conducción completamente nueva.

- El Tren de Potencia Eléctrico (Powertrain):

El tren de potencia eléctrico es el conjunto de componentes que se encargan de la propulsión. Su diseño es significativamente más directo que el de un VCI. Sus componentes son:

- Motor Eléctrico: Es el músculo del vehículo. Su función es convertir la energía eléctrica, gestionada por la electrónica de potencia, en energía mecánica rotacional para mover las ruedas. Los tipos más comunes en la industria automotriz son los motores síncronos de imanes permanentes (PMSM), valorados por su alta eficiencia y densidad de potencia, y los motores de inducción asíncronos (ACIM), conocidos por su robustez y menor coste al no depender de tierras raras. La característica definitoria de cualquier motor eléctrico es su capacidad para entregar el 100% de su par motor de forma instantánea, desde cero revoluciones por minuto. Esto se traduce en una aceleración lineal, silenciosa y contundente, eliminando la necesidad de una caja de cambios con múltiples velocidades.

Además, su naturaleza reversible le permite ejecutar el frenado regenerativo. Al levantar el pie del acelerador o pisar el freno, el motor invierte su funcionamiento y actúa como un generador. La inercia de las ruedas lo hace girar, y esta energía cinética, que en un VCI se disiparía como calor en los frenos, es convertida de nuevo en energía eléctrica y almacenada en la batería. Este proceso puede aumentar la autonomía del vehículo hasta en un 20% en condiciones de conducción urbana con paradas y arranques frecuentes.

- Batería de Alta Tensión (Traction Battery): Es el corazón energético y el componente más determinante en el coste, peso y autonomía del VE. Ubicada generalmente en el suelo del vehículo para bajar el centro de gravedad y mejorar la estabilidad, esta batería no es una unidad monolítica, sino un "pack" compuesto por cientos o miles de celdas de batería individuales, agrupadas en módulos. Esta escalabilidad debido a la arquitectura modular permite una mejor gestión térmica y facilita la reparación o sustitución de partes de la batería sin necesidad de cambiar el pack completo.
- Electrónica de Potencia: Actúa como el sistema nervioso del tren de potencia, gestionando el flujo y la conversión de la electricidad con precisión milimétrica.
El inversor es el principal gestor de la propulsión. Recibe la corriente continua (DC) de alto voltaje de la batería y la transforma en una corriente alterna (AC) trifásica de frecuencia y amplitud variables, que es lo que permite controlar con exactitud la velocidad y el par del motor eléctrico. Durante el frenado regenerativo, realiza la función inversa: rectifica la AC generada por el motor a DC para recargar la batería.
El transformador interno o Convertidor DC-DC, es un componente auxiliar pero esencial. La batería principal opera a tensiones muy altas (típicamente 400V u 800V), incompatibles con los sistemas electrónicos convencionales del coche. Este convertidor actúa como un transformador reductor, proporcionando una salida estable de 12V para alimentar el conjunto de accesorios, así como todos los sistemas tradicionales: iluminación, radio, elevalunas, limpiaparabrisas y las unidades de control electrónico (ECUs).
- Sistema de Carga a Bordo (On-Board Charger - OBC):
Este componente es la puerta de entrada de la energía al vehículo durante la carga en corriente alterna (AC). Físicamente, es una unidad sellada dentro del coche cuya única misión es convertir la corriente alterna (AC) de la red eléctrica en la corriente continua (DC) que la batería puede asimilar. La potencia de este dispositivo (medida en kW) es un factor limitante clave: un VE con un OBC de 11 kW, por ejemplo, nunca podrá cargar en AC a más de esa potencia, aunque se conecte a un punto de recarga de 22 kW. La elección de la potencia del OBC por parte del fabricante es un compromiso entre el coste, el peso y la velocidad de carga deseada para el uso diario.

4.7.2. La Batería: El Corazón Energético del Vehículo

La batería de tracción es, con diferencia, la tecnología que ha catalizado la viabilidad del vehículo eléctrico moderno. Su evolución constante en términos de densidad energética, coste y durabilidad es el motor principal del progreso en el sector.

- Conceptos Fundamentales y Parámetros de Rendimiento:
 - Capacidad Energética (kWh): Se refiere a la cantidad total de energía que una batería puede almacenar y se mide en kilovatios-hora (kWh). Es el

equivalente directo a los litros de combustible y el principal determinante de la autonomía teórica del vehículo. Es importante distinguir entre la capacidad total (la capacidad física de la batería) y la capacidad útil o neta (la cantidad que el BMS permite utilizar), que suele ser ligeramente inferior para crear un "buffer" de protección que alargue su vida útil.

- Potencia (kW): Mide la capacidad de la batería para entregar (descarga) o absorber (carga) energía a un ritmo determinado. La potencia máxima de descarga influye directamente en la aceleración y el rendimiento del vehículo, mientras que la potencia máxima de carga define la velocidad a la que puede recargarse en un cargador rápido de DC.
- Estado de Carga (SoC) y Profundidad de Descarga (DoD): El SoC es el porcentaje de energía restante, similar al indicador de combustible. El DoD es su inverso: una descarga del 80% (llegar a un SoC del 20%) corresponde a un DoD del 80%. La vida útil de una batería se mide en ciclos de carga, y esta se ve maximizada evitando de forma recurrente tanto el SoC del 100% como las descargas muy profundas.
- Sistema de Gestión de la Batería (BMS): Es el cerebro de la batería, un sistema electrónico indispensable que realiza una supervisión y gestión activa para garantizar la seguridad y optimizar el rendimiento. Sus funciones incluyen:
 - Monitorización Celda a Celda: Mide la tensión y la temperatura de cada celda o módulo individual.
 - Balanceo de Celdas: Asegura que todas las celdas se carguen y descarguen de manera uniforme, evitando que unas se degraden más rápido que otras.
 - Gestión Térmica: Activa sistemas de refrigeración líquida o calefacción para mantener la batería en su rango de temperatura óptimo de funcionamiento (generalmente entre 20°C y 40°C).
 - Protección: Desconecta la batería en caso de detectar una sobretensión, subtensión, sobrecorriente o temperatura anómala, previniendo riesgos de seguridad.
- Química de las Baterías: El Duelo entre NMC y LFP

Dentro de la gran familia del ion-litio, dos químicas se han erigido como las protagonistas en el sector de la automoción:

- NMC (Óxidos de Níquel-Manganeso-Cobalto): Su principal ventaja es una alta densidad energética, lo que permite fabricar baterías más ligeras y compactas para una misma autonomía, o bien ofrecer autonomías muy elevadas. Sin embargo, su dependencia del cobalto, un material costoso y con una cadena de suministro controvertida, y su mayor sensibilidad a las altas temperaturas son sus principales desventajas.
- LFP (Fosfato de Hierro y Litio): Esta química está ganando un terreno inmenso. Aunque su densidad energética es menor, sus beneficios son sustanciales:

- Coste: Es significativamente más barata al prescindir del cobalto y el níquel.
- Vida Útil: Soporta un número de ciclos de carga y descarga mucho mayor (a menudo más de 3000 ciclos completos con una degradación mínima), lo que la hace extremadamente duradera.
- Seguridad: Su estructura química es más estable, lo que la hace mucho menos propensa a la fuga térmica en caso de daño.
- Tolerancia a la Carga Completa: A diferencia de las NMC, las baterías LFP pueden cargarse regularmente al 100% sin una degradación significativa, lo que simplifica su uso diario para el conductor.

4.7.3. El Proceso de Recarga: Modos, Conectores y Comunicación

La recarga de un VE es un proceso de comunicación y transferencia de energía regulado por estándares internacionales para garantizar la seguridad y la interoperabilidad entre vehículos e infraestructuras de diferentes fabricantes.

- Corriente Alterna (AC) vs. Corriente Continua (DC): La Diferencia Fundamental

Esta distinción es la base para entender los tipos de recarga:

- Carga en AC (Carga Vinculada): Es el método predominante para la recarga diaria y nocturna (en casa, en el trabajo...). El punto de recarga (un wallbox) suministra corriente alterna, y es el cargador de a bordo (OBC) del coche el que se encarga de la conversión a DC. La potencia está, por tanto, limitada por este componente (hasta 22 kW en el mejor de los casos). El proceso implica una "comunicación" digital entre el punto de recarga y el coche para acordar la potencia máxima segura a la que se puede realizar la carga.
- Carga en DC (Carga Rápida o de Oportunidad): Es la solución para viajes largos. El equipo de recarga es una estación de alta potencia que integra un convertidor industrial AC/DC. Este suministra corriente continua directamente a la batería, saltándose el OBC del coche. El BMS del vehículo toma el control total de la sesión, comunicando constantemente al cargador la tensión y corriente que necesita, ajustando la potencia para optimizar la velocidad sin comprometer la seguridad.
- Modos y Conectores Estandarizados:
 - Modos de Recarga: La norma internacional IEC 61851 define los modos de comunicación y seguridad. El Modo 3 es el estándar para la carga en AC, utilizando un cable específico y un punto de recarga que establece un "diálogo" con el vehículo antes de iniciar el suministro. El Modo 4 corresponde a la carga en corriente continua.
 - Conectores: La estandarización de conectores es clave para la interoperabilidad. En Europa:
 - Tipo 2 (o "Mennekes"): Es el conector estándar para la carga en AC.

-CCS (Combined Charging System o "Combo 2"): Es el estándar para la carga en DC. Es un conector que ingeniosamente combina los pines del Tipo 2 con dos grandes pines adicionales para la corriente continua, permitiendo a los vehículos usar el mismo puerto para ambos tipos de carga.

4.7.4. La Curva de Recarga y Factores que la Afectan

Uno de los conceptos más importantes y a menudo malentendidos por el público general es que la potencia de carga rápida no es constante.

- **Anatomía de la Curva de Carga en DC:**

La velocidad de recarga en DC sigue un perfil no lineal dictado por el BMS para proteger la salud de la batería. Esta curva se puede dividir en tres fases:

Fase de Corriente Constante (Bulk Phase): Cuando el SoC es bajo (típicamente por debajo del 50-60%), la batería puede absorber energía a la máxima potencia que el cargador o el vehículo permitan.

Fase de Absorción: A medida que las celdas se llenan, la resistencia interna aumenta. Para evitar un sobrecalentamiento y un estrés excesivo, el BMS ordena al cargador que reduzca progresivamente la corriente, lo que se traduce en una disminución de la potencia de carga.

Fase de Goteo (o Balanceo): Al alcanzar un SoC alto (aproximadamente >80-90%), la potencia de carga se reduce drásticamente. El BMS se centra en "rellenar" los últimos resquicios de capacidad y en balancear el voltaje de todas las celdas para que queden perfectamente igualadas. Por esta razón, cargar del 80% al 100% puede llevar casi el mismo tiempo que cargar del 20% al 80%.

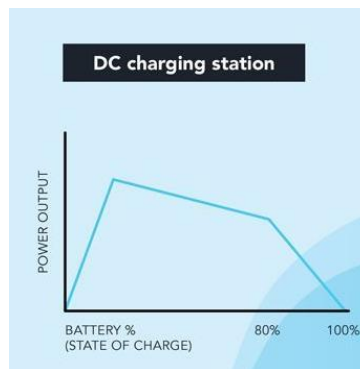


Figura 8: Etapas de carga de vehículo eléctrico

- **Factores que Modulan la Velocidad de Carga Real:**

El tiempo final de una sesión de recarga es el resultado de una interacción compleja de factores, siempre limitada por el eslabón más débil de la cadena:

- Temperatura de la Batería ("Goldilocks Zone"): La batería necesita estar en su "zona de confort" térmica. Si está demasiado fría (ej. en una mañana de invierno), el BMS limitará drásticamente la potencia para evitar situaciones que afecten al rendimiento como puede ser el "plateado de litio". Este es un

fenómeno que ocurre cuando el litio no puede incrustarse adecuadamente en el electrodo, formando una capa plateada en lugar de quedar atrapado en la estructura del material del electrodo lo que daña permanentemente las celdas.

Muchos vehículos modernos cuentan con un sistema de preacondicionamiento de la batería que la calienta automáticamente cuando se navega hacia un cargador rápido. Si está demasiado caliente, la potencia también se limitará para evitar la degradación.

- Especificaciones del Punto de Recarga: La potencia máxima, el voltaje y la corriente que puede suministrar el cargador.
- Especificaciones del Vehículo: La potencia máxima de carga que admite el VE, la tensión de su batería (los sistemas de 800V permiten potencias más altas con menor corriente) y, sobre todo, el software de su BMS, que es el que ejecuta la curva de carga.

4.8. La infraestructura de recarga: ecosistema tecnológico, protocolos y modelos de integración

Una vez analizadas las tecnologías de generación solar y del vehículo eléctrico, este capítulo final se centra en el punto de encuentro físico y digital entre todos estos elementos: la infraestructura de recarga. Un punto de recarga para vehículos eléctricos (denominado formalmente EVSE, Electric Vehicle Supply Equipment) no es un simple "enchufe", sino que se trata de un equipo de potencia sofisticado y un nodo de comunicación que garantiza una transferencia de energía segura, eficiente y gestionada entre la fuente de suministro (sea la red o un sistema de autoconsumo solar) y el vehículo. En este capítulo se tratará en profundidad las diferentes tipologías y arquitecturas de carga, los protocolos de comunicación que las gobiernan, los estándares físicos que garantizan la interoperabilidad, así como las estrategias de gestión inteligente que están transformando los puntos de recarga en activos dinámicos de la red eléctrica.

4.8.1. Arquitecturas de Carga: La Distinción Fundamental entre AC y DC

Tal y como se introdujo en el capítulo sobre el vehículo eléctrico, la arquitectura de la sesión de recarga define fundamentalmente su velocidad, coste y aplicación. La distinción clave reside en dónde se realiza la conversión de la corriente alterna (AC) de la red a la corriente continua (DC) que la batería del vehículo necesita para almacenar energía.

- **Carga en Corriente Alterna (AC): La Arquitectura de Carga Vinculada**

La carga en AC constituye el pilar de la recarga vinculada, es decir, aquella que se realiza en el destino final del vehículo durante periodos prolongados de estacionamiento (hogar, lugar de trabajo, hoteles, etc.). En esta arquitectura, el EVSE actúa como un dispositivo de control y seguridad que suministra corriente alterna directamente al vehículo.

El componente crítico en este proceso es el Cargador de a Bordo (OBC - On-Board Charger), un rectificador integrado dentro del propio vehículo. Es este dispositivo interno el que asume la tarea de convertir la AC en DC. Consecuentemente, la potencia máxima de la sesión de carga está intrínsecamente limitada por la capacidad nominal de este OBC, que en el mercado actual varía desde los 3,7 kW en modelos híbridos enchufables o eléctricos de gama de entrada, hasta los 11 kW (trifásica), que es el estándar más común, y los 22 kW en algunos modelos de gama alta.

La principal ventaja de esta arquitectura es el bajo coste de la infraestructura, ya que el componente más caro y complejo (el convertidor de potencia) es parte del vehículo y, por tanto, su coste se mutualiza entre todos los puntos de carga que utilice.

- **Carga en Corriente Continua (DC): La Arquitectura de Carga Rápida o de Tránsito**

La carga en DC está concebida para un caso de uso completamente diferente: la recarga en ruta o de oportunidad, donde el tiempo es el factor crítico. En esta arquitectura, el EVSE es una estación de carga de alta potencia que contiene uno o varios convertidores AC/DC industriales de gran tamaño en su interior.

El proceso consiste en "saltarse" el cargador de a bordo del vehículo. La estación de carga se conecta directamente al bus de alta tensión de la batería y le suministra corriente continua. Esto elimina el cuello de botella del OBC y permite alcanzar potencias drásticamente superiores. La comunicación entre el vehículo y el cargador es mucho más compleja, ya que es el Sistema de Gestión de la Batería (BMS) del coche quien toma el control total de la recarga, dictando en tiempo real al cargador la tensión y la corriente que puede aceptar para una recarga segura y eficiente. Esta arquitectura es la que hace que exista una distinción entre los tipos de carga generalmente designados por sus potencias y, por ende, velocidades de recarga.

Como se puede ver, la principal diferencia reside en la parte encargada de realizar la conversión de corriente alterna, la de distribución de la red, a corriente continua, la de almacenamiento de las baterías. Si se realiza en el cargador de a bordo que lleva intrínsecamente el vehículo eléctrico, la velocidad de recarga es menor ya que la potencia gestionable es menor. Por otro lado, si la conversión se realiza en el propio cargador, la potencia es mayor porque el poder de conversión es también mayor.

4.8.2. *Potencia y Modos de Carga: La Estandarización de la Seguridad y el Rendimiento*

La interacción entre vehículo y cargador se rige por una jerarquía de potencias y modos de comunicación estandarizados para garantizar una operación segura y universal.

- **Niveles de Potencia y sus Aplicaciones:**
 - Carga Lenta (hasta 3,7 kW): También conocida como "carga de goteo" o de oportunidad. Ideal para recargas nocturnas completas de híbridos enchufables o para recuperar una cantidad significativa de autonomía en un VE puro durante una jornada laboral de 8 horas.

- Carga Semi-rápida (7,4 kW - 22 kW): Es el estándar de oro para la carga vinculada. Un wallbox de 7,4 kW (monofásico, la potencia máxima habitual en una vivienda) puede recargar completamente la mayoría de los VE durante la noche. Los cargadores de 11 kW o 22 kW (trifásicos) son comunes en entornos empresariales y públicos, reduciendo los tiempos de carga a unas pocas horas.
- Carga Rápida (50 kW - 150 kW): Es el segmento más extendido en la red pública de carga en carretera. Un cargador de 50 kW puede añadir unos 100 km de autonomía en 20-25 minutos, mientras que uno de 150 kW puede realizar una carga del 20% al 80% en aproximadamente media hora, dependiendo del vehículo.
- Carga de Alta Potencia (Potencia > 150 kW): La vanguardia de la tecnología, con potencias que ya superan los 350 kW. Está diseñada para minimizar la parada en viajes largos, buscando una experiencia similar al repostaje de un VCI. Solo los vehículos con arquitecturas eléctricas de 800V pueden aprovechar plenamente estas potencias.

- **Modos de Carga (Norma IEC 61851):**

Estos modos no definen la potencia, sino el nivel de seguridad y comunicación de la conexión.

- Modo 1: Carga desde un enchufe doméstico estándar sin ninguna protección adicional en el cable. Es un método obsoleto y prohibido en muchos países por su falta de seguridad.
- Modo 2: Carga desde un enchufe convencional, pero utilizando un cable específico que integra una caja de control (IC-CPD, In-Cable Control and Protection Device). Esta caja garantiza las protecciones básicas y una comunicación mínima con el vehículo. Es la solución para recargas ocasionales donde no hay un punto dedicado.
- Modo 3: Es el estándar obligatorio para toda instalación de carga AC fija. Utiliza un EVSE dedicado (wallbox o poste) que se comunica con el vehículo a través de un pin de control (CP). Este "diálogo" digital permite verificar la conexión, acordar la corriente máxima que ambos extremos pueden manejar y bloquear el conector de forma segura durante la carga.
- El pin de control es el canal por el cual el coche y el cargador "hablan" para garantizar una carga segura, controlada y eficiente.
- Modo 4: Define la carga en corriente continua. La comunicación es mucho más rica y se realiza a través de un protocolo de comunicación de alto nivel (como los llamados CAN bus o Power-Line Communication) sobre los pines de control, permitiendo al BMS del vehículo gestionar la sesión de forma activa.

4.8.3. Estandarización de Conectores: El Alfabeto Físico de la Interoperabilidad

La interfaz física ha sido un campo de batalla en los primeros años de la electromovilidad, pero la industria ha convergido hacia unos pocos estándares dominantes.

- **Conector Tipo 2 ("Mennekes"):** Designado por la Comisión Europea como el estándar obligatorio para la carga en AC. Su diseño de siete pines es versátil, soportando desde cargas monofásicas de 3,7 kW hasta trifásicas de 43 kW (aunque en la práctica los OBC de los coches lo limitan a 22 kW). Su popularidad y estandarización garantizan que cualquier VE pueda cargar en cualquier punto público de AC en Europa.
- **Conector CCS (Combined Charging System - "Combo 2"):** Es el estándar dominante para la carga en DC en Europa, Norteamérica (con una adaptación) y otras muchas regiones. Su diseño es una extensión del Tipo 2, añadiendo dos grandes pines de potencia para la corriente continua. Esta retrocompatibilidad es su mayor fortaleza, ya que permite a los vehículos utilizar un único puerto tanto para la carga AC como para la DC, optimizando el diseño y la comodidad para el usuario.
- **Contexto de Otros Estándares:**
 - CHAdeMO: De origen japonés (Toyota, Nissan, Mitsubishi), fue el primer estándar de carga rápida en popularizarse. Permite la carga bidireccional (Vehicle to grid, V2G) de forma nativa. Aunque ha sido el conector de modelos muy vendidos como el Nissan Leaf, en Europa ha sido completamente desplazado por el CCS en los nuevos modelos.
 - NACS (North American Charging Standard): Originalmente el conector propio de Tesla, el cual destaca por su diseño compacto y elegante, capaz de gestionar tanto AC como DC. En un movimiento de mercado sin precedentes, Tesla abrió su patente en 2022, y la mayoría de los grandes fabricantes (Ford, GM, etc.) han anunciado su adopción para el mercado norteamericano a partir de 2025, convirtiéndolo en el estándar de facto de la región.

4.8.4. Gestión Inteligente de la Carga: Del Balanceo de Potencia al Vehículo como Activo de Red

La verdadera revolución de la infraestructura de recarga no está solo en la potencia, sino en la inteligencia. La gestión de la carga transforma un conjunto de cargadores individuales en un sistema coordinado y optimizado.

- **Balanceo de Potencia Dinámico (DLM - Dynamic Load Management):**

En instalaciones multi-punto, el DLM es una tecnología esencial. Un controlador central mide en tiempo real el consumo total del edificio o de la acometida eléctrica. A partir de este dato y conociendo la potencia máxima contratada, el sistema distribuye la potencia disponible de forma dinámica entre todos los vehículos conectados. Si un vehículo finaliza su carga, la potencia que libera se reasigna a los demás. Si el consumo

del edificio aumenta (por ejemplo, al encender la climatización), el sistema reduce la potencia de los cargadores para evitar disparar el interruptor principal. Esto permite instalar muchos más puntos de recarga sin necesidad de costosas ampliaciones de la potencia contratada.

- **Carga Inteligente (Smart Charging):**

Es el siguiente nivel de gestión. La carga inteligente no solo gestiona la potencia, sino que también tiene en cuenta factores externos para tomar decisiones. Por ejemplo:

- Carga Solar-Reactiva: El sistema puede ajustar la potencia de carga para que coincida en tiempo real con la producción de una instalación fotovoltaica, maximizando el autoconsumo solar.
- Carga basada en Tarifas: Puede programar la carga para que se realice automáticamente durante las horas en que el precio de la electricidad es más bajo (tarifas de las horas valle).
- Respuesta a la Demanda: El operador de la red puede enviar una señal para que los puntos de recarga reduzcan temporalmente su consumo para ayudar a estabilizar la red durante un pico de demanda general, lo cual puede repercutir positivamente en la factura de la luz.

- **Protocolos de Comunicación y Bidireccionalidad (V2G/V2H/V2L):**

La comunicación entre el vehículo y el cargador es la base para estas funciones avanzadas. El protocolo ISO 15118 es el estándar de comunicación de nueva generación que habilita la función "Plug & Charge" (el vehículo se identifica y autoriza el pago automáticamente al conectarse, sin necesidad de apps o tarjetas) y, de manera crucial, la carga bidireccional.

- Vehicle-to-Grid (V2G): Permite que el vehículo no solo tome energía de la red, sino que también la inyecte de vuelta para proporcionar servicios de estabilización o arbitraje de energía.
- Vehicle-to-Home (V2H): El vehículo puede alimentar una vivienda durante un apagón, actuando como un generador de respaldo silencioso y sin emisiones.
- Vehicle-to-Load (V2L): Permite utilizar la batería del coche para alimentar directamente aparatos eléctricos a través de un enchufe en el propio vehículo, ideal para actividades de ocio o trabajo en lugares sin red.

4.8.5. *Tipologías Estructurales y Consideraciones de Diseño*

Finalmente, la implementación física de la infraestructura debe considerar el entorno y el caso de uso.

- **Tipologías de Montaje:**

- Mural (Wallbox): La solución compacta para garajes y aparcamientos cubiertos.
- Pedestal o Poste: Para aparcamientos exteriores, ofreciendo mayor robustez y visibilidad. Pueden ser de un solo poste o postes dobles que sirven a dos plazas de aparcamiento.

- **Integración Arquitectónica y Urbana:**

La infraestructura de recarga es un nuevo elemento del paisaje urbano. Su diseño debe ser funcional, duradero y estéticamente integrado. Esto incluye desde la elección de materiales resistentes al vandalismo y a la intemperie hasta la integración en el mobiliario urbano (por ejemplo, en farolas).

El concepto de "hub" de recarga está ganando popularidad: grandes estaciones con múltiples cargadores de alta potencia, a menudo cubiertas por marquesinas fotovoltaicas y que ofrecen servicios adicionales al usuario (cafetería, wifi, etc.), buscando replicar y mejorar la experiencia de una estación de servicio tradicional. Este modelo representa la máxima integración de los conceptos de generación solar, almacenamiento y recarga de alta potencia.

4.8.6. *Desventajas de la implementación global del vehículo eléctrico*

La transición global hacia la movilidad eléctrica representa un paso fundamental en la descarbonización del sector transporte. No obstante, esta transformación presenta múltiples desafíos que deben ser abordados de manera integral para garantizar una adopción sostenible, equitativa y eficaz.

- **Infraestructura de carga insuficiente**

Uno de los principales desafíos para la adopción de vehículos eléctricos es la deficiente infraestructura de recarga. Este problema no solo se manifiesta en una distribución desigual e insuficiente de puntos de carga, especialmente entre zonas urbanas y rurales, sino que también es el origen de otras preocupaciones para los usuarios.

La escasez de puntos de recarga eficientes limita la capacidad de los conductores para recargar sus vehículos en diversos lugares, como estacionamientos, centros comerciales, áreas residenciales o incluso en las propias carreteras. Esta situación se agrava en países donde la infraestructura ya es limitada, generando inquietudes relacionadas con los tiempos de recarga, la autonomía de los vehículos y el costo de las recargas, factores que, en última instancia, desalientan la transición hacia la movilidad eléctrica.

Esta carencia genera un fenómeno conocido como range anxiety, o ansiedad por la autonomía, que disuade a potenciales compradores (International Energy Agency [IEA], 2023).

En la Unión Europea, solo entre Países Bajos, Francia y Alemania, que cubren más del 20% de la superficie del bloque comunitario albergan casi dos tercios, esto es, más de seis de cada diez puntos de recarga de toda la UE. El otro tercio (39%) del total de cargadores se distribuye en los otros 24 Estados miembros, cubriendo casi el 80% de la superficie de la región. [2]

El caso de España es particularmente grave, ya que busca implementar este tipo de vehículos mientras que su infraestructura no se adecúa a las futuras necesidades de los conductores de vehículos eléctricos.

La expansión de la red de recarga requiere no solo inversiones públicas y privadas significativas, sino también planificación estratégica, coordinación normativa y adaptación de las redes eléctricas locales para evitar cuellos de botella.

Otro problema, que debe ser el camino de mejora, es la disponibilidad de los puntos de carga rápida; además, de los coches que permiten hacer una carga rápida de su batería, llegando a reducir el tiempo en algunos casos hasta la mitad. Muchos de los últimos modelos de los vehículos eléctricos tienen una carga rápida que permiten pasar de 0 al 80 % en solo 30 minutos

La red de estaciones de carga aún no está tan desarrollada como la de gasolineras, especialmente en áreas rurales o países en desarrollo. Esto puede limitar la conveniencia y accesibilidad para los usuarios

Por tanto, se puede decir que uno de los mayores problemas de la implementación de los coches eléctricos y uno de sus cuellos de botella, es la infraestructura de carga, además este problema es del que nacen muchos otros que se expondrán a continuación como los tiempos, la autonomía y los precios de las recargas. Este problema se acrecienta si se tienen en cuenta países en los que la infraestructura ya es limitada de por sí.

- **Sobrecarga de la red eléctrica**

Otro de los problemas más significativos, y directamente relacionado con el anterior, es la sobrecarga del sistema eléctrico tanto a nivel nacional como local. La electrificación masiva del transporte implicará un aumento sustancial en la demanda de electricidad, lo que podría comprometer la estabilidad del sistema eléctrico si no se gestiona adecuadamente. En algunos escenarios, la carga simultánea de múltiples vehículos eléctricos en zonas residenciales podría superar la capacidad de las redes de distribución actuales (Zhang et al., 2021).

Por lo tanto, es crucial que la oferta de energía eléctrica aumente en consonancia con la demanda. Las infraestructuras y la red deben adecuarse para soportar este incremento de potencia y evitar averías frecuentes. Este proceso, además, no debe traducirse en un aumento del precio de la electricidad, ya que el acceso a la energía debe ser universal, dada la creciente dependencia de la sociedad.

Además, es imperativo que esta nueva electricidad se genere a través de procesos que no generen contaminación. De lo contrario, no se logrará una mejora sustancial en comparación con la situación actual, y el objetivo de la electrificación como solución sostenible se vería comprometido.

La adopción de vehículos eléctricos exige una red eléctrica confiable y robusta. En lugares donde la infraestructura es inestable o propensa a apagones, los propietarios de coches eléctricos pueden enfrentar serias dificultades para recargar sus vehículos de manera regular. Además, en situaciones de emergencia o desastres naturales, la interrupción del suministro eléctrico podría dejar a los vehículos eléctricos sin la posibilidad de ser recargados.

Un ejemplo claro de esta problemática se vivió en California en agosto de 2022, cuando una ola de calor sin precedentes provocó picos de demanda energética debido al uso intensivo de aire acondicionado. Ante el temor de que la red no pudiera soportar esta demanda, se solicitó a los propietarios de coches eléctricos que no los recargaran durante esos días, dejando a muchos usuarios sin la posibilidad de utilizar sus vehículos. Este incidente fue particularmente notorio, ya que ocurrió solo seis días después de que el mismo Estado de California prohibiera la venta de nuevos coches de gasolina.

Esta situación subraya una realidad ineludible: hoy en día, la electricidad disponible es insuficiente para el ritmo de electrificación que buscan las instituciones gubernamentales. Para mitigar este impacto y asegurar la viabilidad de la electrificación masiva, es imprescindible la integración de tecnologías de carga inteligente (smart charging), el uso de sistemas de almacenamiento energético y la implementación de tarifas dinámicas que incentiven la carga en horas valle.

Esto nos deja ante una situación clara, a día de hoy no hay electricidad suficiente para implantar el ritmo de electrificación que buscan desde las instituciones gubernamentales

- **Dependencia de materias primas críticas**

La producción de baterías de ion-litio, actualmente dominante en el mercado de los vehículos eléctricos, requiere minerales como el litio, el cobalto, el níquel y el grafito. Muchos de estos materiales son escasos o provienen de países con riesgos geopolíticos, condiciones laborales deficientes o prácticas de extracción ambientalmente cuestionables

Esta dependencia plantea importantes interrogantes sobre la sostenibilidad a largo plazo del modelo actual y destaca la necesidad de avanzar en la investigación de tecnologías de baterías alternativas y de sistemas de reciclaje eficientes.

- **Coste de adquisición elevado**

El costo inicial de los vehículos eléctricos sigue siendo superior al de los vehículos de combustión interna, a pesar de la disminución progresiva de los precios de las baterías (BloombergNEF, 2022). Este diferencial de precio constituye una barrera de entrada importante para muchos consumidores, especialmente en países donde no existen incentivos económicos suficientes o políticas de apoyo a la movilidad eléctrica. Además, a este precio inicial se suma la necesidad de reponer las baterías, cuya vida útil es generalmente menor que la del propio vehículo.

Aunque los menores costos operativos y de mantenimiento pueden compensar parcialmente esta inversión inicial, la percepción del alto costo sigue siendo un obstáculo relevante. Sin embargo, los fabricantes de coches eléctricos están haciendo esfuerzos para incluir nuevas tecnologías en las baterías que ayuden a reducir el precio del vehículo, sin necesidad de sacrificar la tecnología interior.

Este problema está estrechamente relacionado con la falta de variedad de modelos y el menor desarrollo de esta industria, lo que provoca que los precios no sean accesibles para todos los bolsillos. Esta situación debe cambiar si se pretende una implantación generalizada en toda la Unión Europea.

- **Impacto ambiental de la fabricación y reciclaje de baterías**

Aunque los vehículos eléctricos no producen emisiones directas, su impacto ambiental no es insignificante. La producción y fabricación de sus baterías conllevan un consumo intensivo de energía, materias primas y procesos que generan una huella ecológica considerable.

Las baterías se componen de materiales como litio, cobalto, níquel y manganeso. La extracción de estos materiales, en particular el litio, que requiere grandes cantidades de agua, provoca contaminación y degradación del entorno natural.

Además, la vida útil media de las baterías de coches eléctricos es de entre 15 y 20 años. Una vez que necesitan ser reemplazadas, surge la pregunta de qué hacer con ellas. Aunque las innovaciones tecnológicas permiten la reutilización de estas baterías para almacenar energía solar, eventualmente llega un momento en que su vida útil termina y deben desecharse. En ese punto, se convierten en un residuo perjudicial para el medio ambiente, y aún no se tiene una solución clara para su disposición final.

El reciclaje de baterías sigue enfrentando importantes desafíos técnicos, económicos y logísticos. La ausencia de normativas globales claras y de infraestructuras de reciclaje adecuadas plantea el riesgo de una futura acumulación de residuos peligrosos de difícil gestión.

- **Necesidad de implementación de un mix energético no contaminante**

A pesar de que los vehículos eléctricos (VE) son inherentemente mejores en cuanto a emisiones de CO₂ que los vehículos de combustión interna, esta ventaja depende crucialmente del origen de la electricidad que los alimenta.

Respecto a los procesos de fabricación del VE, sí impacta de forma negativa, sobre todo por los materiales empleados en la construcción de sus baterías. No obstante, se está haciendo un gran esfuerzo en la mejora de los procesos y tecnologías aplicadas para poder reducir el impacto ambiental.

En el peor caso, si el 100% de la electricidad es producida por grupos electrógenos diésel, el consumo de energía primaria del VE sería aproximadamente un 120% del de un vehículo de combustión interna (ICE), debido a pérdidas en la línea de transmisión y pérdidas de rendimiento del motor eléctrico. Esto resultaría en un 120% de consumo de energía y un 120% de emisiones comparado con el ICE.

De todas formas, la expansión del VE lleva consigo reducir los niveles de CO₂ en el interior de las grandes ciudades donde el tráfico es muy intenso. Ahora bien, para no solo evitar la concentración de las emisiones en las grandes ciudades, sino también reducirlas, es fundamental que la expansión del VE vaya acompañada de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energía renovables.

En el mejor caso, si el 100% de la electricidad procede de energías renovables, y dado que la eficiencia del motor eléctrico es superior, el consumo de energía primaria sería solo del 28% comparado con el ICE, y ese porcentaje sería libre de emisiones. El resultado sería un 28% de consumo de energía y un 0% de emisiones.

4.8.7. *Desventajas del vehículo eléctrico intrínsecamente*

A pesar de sus ventajas en términos de eficiencia energética y reducción de emisiones locales, los vehículos eléctricos presentan ciertas limitaciones inherentes a su tecnología, que deben ser consideradas en un análisis técnico y de viabilidad integral.

- **Autonomía limitada y sensibilidad a condiciones externas**

La autonomía de los vehículos eléctricos, aunque ha mejorado con los avances tecnológicos, sigue siendo inferior a la de los vehículos térmicos equivalentes. Además, esta autonomía se ve afectada por múltiples factores como la temperatura ambiente, el estilo de conducción, la velocidad y el uso de sistemas auxiliares como calefacción o aire acondicionado (Neubauer & Wood, 2014).

Estas limitaciones restringen la utilidad del vehículo eléctrico para viajes de larga distancia o en contextos donde no se garantiza una recarga rápida y frecuente.

- **Impacto de los climas extremos**

Las condiciones climáticas extremas, tanto el frío como el calor, afectan negativamente al rendimiento y eficiencia de las baterías en los vehículos eléctricos.

En ambientes fríos, especialmente a temperaturas bajo cero, se observa una reducción significativa de la autonomía. Esto se debe al aumento de la resistencia interna de la batería, provocado por la ralentización en la movilidad de los iones de litio dentro del electrolito, lo que dificulta la transferencia de carga entre el ánodo y el cátodo. Este fenómeno limita tanto la entrega de energía como la eficiencia de los procesos de carga. Además, el frío puede comprometer el funcionamiento de los sistemas de recarga y provocar una pérdida adicional de autonomía al activarse los sistemas de climatización del vehículo, como la calefacción, que requieren energía directamente de la batería.

En el extremo opuesto, las altas temperaturas aceleran los procesos de degradación química en la batería, reduciendo su vida útil y aumentando el riesgo de fallo térmico si no se dispone de una gestión térmica adecuada.

Ambos extremos, por tanto, inciden negativamente en el rendimiento operativo y la longevidad de las baterías, lo que condiciona la experiencia de uso y la planificación energética de los vehículos eléctricos en diferentes climas.

- **Tiempo de recarga elevado**

Una de las diferencias más significativas entre los vehículos eléctricos (VE) y los de combustión interna radica en el proceso de recarga. Mientras que repostar combustible es una operación rápida, la recarga de un VE, especialmente en estaciones de carga estándar, puede requerir tiempos considerablemente mayores. Aunque la

tecnología de carga rápida mediante corriente continua (DC) ha avanzado, permitiendo recuperar una parte sustancial de la autonomía en menos tiempo, su disponibilidad aún no es universal. La infraestructura de carga rápida sigue siendo limitada y no tan accesible como las estaciones de servicio tradicionales, lo que obliga a los conductores a planificar con antelación sus rutas y tiempos de recarga.

Además de la disponibilidad, el uso frecuente de la carga rápida plantea preocupaciones respecto a la salud de la batería. Estudios han demostrado que la carga rápida puede acelerar la degradación de las baterías de iones de litio, especialmente si se realiza en condiciones de temperatura extremas o cuando la batería está cerca de su capacidad máxima o mínima.

Esta problemática no solo afecta a los usuarios individuales, sino que tiene implicaciones más amplias en sectores como el transporte comercial y público. La necesidad de tiempos de inactividad prolongados para la recarga puede alterar la eficiencia operativa, requiriendo una reestructuración de las rutas y horarios para adaptarse a los nuevos ritmos de la movilidad eléctrica.

Para abordar estos retos, es crucial que las políticas públicas y las inversiones privadas se enfoquen en expandir y mejorar la infraestructura de carga, especialmente en áreas donde la demanda de VE está en crecimiento.

- **Degradación de la batería**

Las baterías de iones de litio, esenciales para los vehículos eléctricos, no son ajenas al paso del tiempo y el uso. Sufren un proceso natural de "degradación de la batería", que se traduce en una pérdida gradual de su capacidad. Esto significa que, con el tiempo, la batería ya no puede almacenar tanta energía como cuando era nueva, y factores como la profundidad de las descargas, las temperaturas a las que se expone y la frecuencia de las cargas rápidas influyen directamente en la velocidad de este desgaste.

El efecto más tangible de esta degradación para el conductor es la disminución de la autonomía. A medida que la batería envejece, el vehículo puede recorrer menos kilómetros con una sola carga, obligando a recargas más frecuentes y generando una comprensible ansiedad, especialmente en viajes largos donde la fiabilidad de la autonomía es crucial. Esta situación puede alterar la conveniencia y la funcionalidad esperada de un coche eléctrico.

A la larga, el eventual reemplazo de la batería emerge como una de las inversiones más costosas en la vida útil de un vehículo eléctrico. Si bien los fabricantes suelen cubrir un porcentaje de la capacidad original de la batería bajo garantía durante un período o kilometraje determinado (por ejemplo, que no baje del 70-80%), el coste de adquirir una batería nueva una vez que la garantía expira puede ser considerable. Esto plantea serias dudas sobre la rentabilidad a largo plazo para algunos usuarios, ya que el ahorro en combustible y mantenimiento podría verse eclipsado por este gasto importante.

- **Peso adicional**

Los vehículos eléctricos (VE) suelen ser significativamente más pesados que sus equivalentes con motor de combustión interna, principalmente debido a la masa de las baterías de iones de litio que alimentan sus sistemas de propulsión. Estas baterías, que pueden representar entre un 20% y un 30% del peso total del vehículo, influyen negativamente en la eficiencia energética.

A mayor masa, mayor es la energía requerida para desplazar el vehículo, lo cual repercute en un mayor consumo eléctrico, especialmente en entornos urbanos donde las aceleraciones y frenadas son frecuentes. Para entender este impacto podemos recurrir a un estudio realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, donde especifica que una reducción del 10% en el peso del vehículo puede resultar en una mejora del ahorro de combustible del 6% al 8%.

Este exceso de peso también acelera el desgaste de ciertos componentes como los neumáticos y los sistemas de frenado. Aunque los VE incorporan frenada regenerativa, que reduce el uso del freno mecánico, el peso adicional sigue teniendo un efecto directo sobre el deterioro de las ruedas, especialmente en condiciones de uso intensivo. Además, se ha identificado que el mayor peso contribuye a una mayor emisión de partículas contaminantes por abrasión de neumáticos.

- **Volumen ocupado**

El volumen que ocupan las baterías constituye otro desafío en términos de diseño y habitabilidad. Las celdas de almacenamiento, especialmente en modelos con baterías de gran capacidad, deben distribuirse estratégicamente en la arquitectura del vehículo, lo que puede reducir el espacio destinado al habitáculo o al maletero. Si bien muchos fabricantes emplean soluciones como el piso plano para alojar el paquete de baterías sin comprometer el espacio interior, esta estrategia no siempre es suficiente para mitigar la pérdida de volumen útil, especialmente en vehículos pequeños.

En este contexto, se plantea una disyuntiva técnica entre aumentar la capacidad de la batería para ofrecer una mayor autonomía a costa de un incremento en el peso y una posible reducción del espacio interior, o mantener baterías más ligeras y compactas, con el compromiso de una menor autonomía. La búsqueda de materiales más livianos y de nuevas químicas de baterías de alta densidad energética es una línea de investigación activa, esencial para optimizar esta relación peso-autonomía en los vehículos eléctricos del futuro.

- **Limitaciones en la oferta y en los servicios de postventa**

A pesar del crecimiento sostenido en el mercado de vehículos eléctricos (VE), persisten limitaciones significativas en cuanto a la diversidad de modelos disponibles. Por ejemplo, los vehículos industriales ligeros, los todoterrenos puros o los deportivos de altas prestaciones presentan una oferta muy reducida en comparación con los vehículos de combustión interna. Esta falta de variedad puede frenar la adopción en ciertos nichos profesionales o entre usuarios con necesidades específicas, y se relaciona en parte con estrategias de cumplimiento normativo por parte de algunos fabricantes.

A esta limitación se suma la complejidad del mantenimiento de los VE. Su tecnología avanzada, especialmente los sistemas eléctricos de alta tensión, requiere personal altamente cualificado y herramientas especializadas. Muchos talleres tradicionales no cuentan aún con los recursos ni la formación necesaria para atender este tipo de vehículos, lo que puede generar tiempos de espera prolongados y mayores costes de reparación. Esta situación es especialmente crítica fuera de las grandes urbes, donde la infraestructura técnica es todavía incipiente.

Para muchos usuarios, esta incertidumbre sobre la disponibilidad de servicios adecuados representa un factor disuasorio. La transición hacia una movilidad eléctrica no solo depende de ofrecer vehículos atractivos y eficientes, sino también de garantizar un soporte técnico accesible, profesionalizado y distribuido de forma equitativa.

Este conjunto de problemas ha sido plasmado en numerosas ocasiones en la realidad, como en California (ejemplo ya comentado), pero otro muy sonado que se dio en España fue el ocurrido en la Semana Santa de 2024 en la que se crearon colas en los puestos de recarga de la carretera provocando retrasos en los desplazamientos de muchas personas. Esto deja de manifiesto que la infraestructura no está preparada para la sobrecarga de demanda que puede producirse en momentos de desplazamientos masivos de personas como puede ser en vacaciones o fechas de festivos nacionales.

Además, esto tiene una difícil solución porque si bien la solución más inmediata y evidente sería establecer más puntos de recarga en la carretera, esto provocaría un sobredimensionamiento de las infraestructuras de carga que en momentos de una demanda normal no serían rentables y por tanto económicamente no serían viables ya que a lo largo de todo el año no serían utilizadas.

Por tanto, el problema está servido, o se sobredimensiona la infraestructura de carga para poder cubrir toda la demanda que puede aparecer eventualmente a lo largo del año en fechas muy marcadas o se asegura la rentabilidad de cada punto de recarga, pero dejando desprovistas a las personas en momentos con picos de demanda

4.9. El almacenamiento energético: la batería, el cuello de botella tecnológico

Una vez establecidas las bases tecnológicas de la generación fotovoltaica y del vehículo eléctrico, este capítulo busca adentrarse en el análisis del componente que actúa como catalizador y nexo indispensable entre ambos mundos: la batería. El almacenamiento electroquímico ha dejado de ser un elemento accesorio para convertirse en el eje estratégico del que depende la viabilidad de un sistema energético basado en fuentes renovables intermitentes y una demanda de transporte electrificada. Su función trasciende la de un simple depósito de electrones; es un gestor activo de flujos de energía y potencia, un habilitador de resiliencia y, de manera crítica, el principal cuello de botella tecnológico, económico y geopolítico que define el ritmo de la transición.

Este capítulo sirve para realizar un análisis actual y futuro de las baterías. Se examinará su rol estratégico en la gestión de la energía, se desglosarán con detalle los desafíos

técnicos y estructurales que la convierten en un factor limitante, y se explorará con profundidad el vasto horizonte de innovaciones químicas y conceptuales que prometen redefinir el futuro del almacenamiento energético.

4.9.1. *La Importancia Estratégica del Almacenamiento: El Gestor Activo de la Energía*

La sinergia entre la generación solar y la movilidad eléctrica solo es posible gracias a la intermediación de un sistema de almacenamiento capaz de armonizar dos perfiles, generación y consumo que, por naturaleza, están fundamentalmente desalineados. El papel de la batería es, por tanto, el de un gestor activo que aporta inteligencia y flexibilidad al sistema.

4.9.1.1. *Gestión de la Intermitencia: El Desacoplamiento Temporal entre Oferta y Demanda*

Todas las energías renovables enfrentan el reto de su irregularidad, ya que su producción está intrínsecamente ligada a recursos naturales que no siempre coinciden con los patrones ideales de consumo. Sin embargo, la energía solar fotovoltaica presenta una limitación particularmente notable: su producción es totalmente dependiente del ciclo diurno-nocturno y de las condiciones atmosféricas. Esto significa que la generación sigue una curva predecible, con un pico al mediodía, y es completamente inexistente durante la noche, una interrupción que no se observa en otras fuentes renovables como la eólica o la mareomotriz. Este desfase previsible entre la oferta y la demanda de electricidad genera un considerable desequilibrio temporal, lo que representa un serio desafío económico.

El problema se agrava cuando se empieza a considerar también la demanda de recarga de vehículos eléctricos (VE), que a menudo es altamente variable y, lo que es crucial, anticíclica respecto a la generación solar. Por ejemplo, es habitual que los VE se recarguen durante la noche en entornos residenciales o al final de la jornada laboral, momentos en los que la producción solar es baja o nula. Este desacople temporal entre cuándo se genera la energía y cuándo se necesita subraya la necesidad crítica de soluciones de almacenamiento.

Es precisamente aquí donde la batería se convierte en un componente indispensable, desempeñando su función más elemental y crucial: el desacoplamiento temporal. Actúa como un pulmón energético, recogiendo el excedente de energía solar producido durante las horas de máxima irradiancia y poniéndola a disposición precisamente cuando la demanda lo exige, incluso en periodos de nula generación. Sin esta capacidad de almacenamiento, el autoconsumo directo de un punto de recarga fotovoltaica sería muy limitado. Esto obligaría a inyectar a la red una parte significativa de la energía generada, a menudo a precios bajos o incluso sin remuneración, mientras que se tendría que comprar energía de la red en los momentos de recarga, potencialmente a precios elevados.

Por lo tanto, la batería es el elemento que permite maximizar el valor de cada kilovatio-hora (kWh) solar producido, asegurando una mayor rentabilidad. Ya que permite transformar la energía fotovoltaica, una fuente inherentemente no gestionable, en un

recurso eléctrico disponible y controlable en cualquier momento. Solo con el desarrollo y la extensión de estas soluciones de almacenamiento la energía solar fotovoltaica podrá convertirse en una pieza clave y estable del futuro panorama energético.

4.9.1.2. Gestión de la Potencia: Habilitador de la Carga Rápida y Estabilizador de la Red

Más allá de la energía (kWh), la batería es una herramienta indispensable para la gestión de la potencia (kW). La carga rápida y ultrarrápida de vehículos eléctricos impone a la red picos de demanda de una magnitud sin precedentes en el consumo eléctrico convencional. Un único cargador de 150 kW equivale a la potencia instantánea de unas 50 viviendas. Suministrar esta potencia directamente desde la red presenta dos problemas mayúsculos:

- **Costes Fijos Elevados:** Requiere la contratación de términos de potencia muy altos, lo que dispara la parte fija de la factura eléctrica y puede hacer inviable el modelo de negocio de la estación de recarga.
- **Estrés en la Infraestructura:** La red de distribución local, especialmente en zonas rurales o con infraestructuras antiguas, puede no estar preparada para soportar estos picos de potencia, requiriendo costosas y lentas actualizaciones.

La batería soluciona este problema mediante el llamado afeitado de picos "peak shaving" que es una estrategia muy eficaz para optimizar el uso de la electricidad, ahorrar costes y apoyar la integración de las energías renovables, suavizando los altibajos de la demanda energética.

La instalación puede recargar la batería de forma continua a baja potencia (por ejemplo, a 30 kW) y, cuando un vehículo demanda 150 kW, el sistema suministra 30 kW desde la red y los 120 kW restantes desde la batería. Este servicio de arbitraje de potencia reduce drásticamente la potencia contratada, optimiza los costes operativos y viabiliza la instalación de cargadores de alta potencia en lugares con redes débiles.

4.9.1.3. Aporte de Resiliencia, Calidad de Suministro y Servicios de Red

En un sistema energético cada vez más complejo, el almacenamiento no solo aporta valor para el arbitraje ya comentado, sino que va mucho más allá. Proporciona resiliencia, permitiendo que un punto de recarga opere de forma asilada durante un apagón, garantizando un servicio esencial. Además, mejora la calidad del suministro eléctrico al ser capaz de corregir microcortes o fluctuaciones de tensión.

Finalmente, abre la puerta a la participación en los mercados de servicios auxiliares de la red. Un sistema de baterías puede ofrecer servicios de regulación de frecuencia, ayudando a mantener el equilibrio constante entre la generación y la demanda en la red, un servicio por el que los operadores del sistema eléctrico pagan y que puede constituir una fuente de ingresos adicional para el propietario de la instalación.

4.9.2. La Batería como Cuello de Botella: Un Análisis de los Desafíos Estructurales

El rol central de la batería viene acompañado de una serie de desafíos y problemas intrínsecos que actúan como un freno a su despliegue global y que son el foco de una intensa actividad investigadora y de desarrollo industrial.

4.9.2.1. El Eje de los Materiales: Dependencia Geopolítica y Sostenibilidad Extractiva

La actual generación de baterías de ion-litio se fundamenta en una cadena de valor global con importantes vulnerabilidades:

- **Concentración Geográfica:** El suministro de materias primas clave está altamente concentrado. China domina el refinado de litio y grafito, la República Democrática del Congo produce más del 70% del cobalto mundial e Indonesia lidera la producción de níquel. Esta concentración crea una dependencia geopolítica que puede ser explotada como arma comercial y genera una enorme volatilidad en los precios ante cualquier disrupción en la cadena.
- **Impacto Ambiental y Social de la Minería:** La extracción de estos materiales no es inocua. La minería de litio en salares de Sudamérica consume grandes cantidades de agua en regiones áridas; la de cobalto en el Congo está a menudo asociada a la minería artesanal en condiciones precarias y con vulneración de derechos humanos; y la de níquel a cielo abierto tiene un considerable impacto paisajístico y ambiental. Una transición energética verdaderamente sostenible exige una minería más responsable y una reducción de la dependencia de estos materiales.

4.9.2.2. El Trilema Tecnológico: Densidad Energética, Coste y Vida Útil

El desarrollo de baterías se enfrenta a un "trilema" constante, donde la mejora de una característica a menudo compromete a otra:

- **Coste vs. Densidad Energética:** El coste por kWh sigue siendo el principal obstáculo. Químicas como la NMC ofrecen mayor densidad energética (más autonomía) pero a un coste superior debido al níquel y al cobalto. Químicas como la LFP son más baratas pero ofrecen menor densidad. La reducción del coste por debajo del umbral de los 100 \$/kWh es considerado el punto de inflexión para la paridad total con los VCI.
- **Potencia de Carga vs. Degradación:** La carga ultrarrápida somete a la batería a un enorme estrés térmico y químico. El flujo rápido de iones de litio puede provocar la formación de dendritas en el ánodo, unas estructuras metálicas que pueden causar cortocircuitos internos y reducir drásticamente la vida útil de la celda. El gran reto del diseño del BMS y de la química de los materiales es permitir altas potencias de carga minimizando esta degradación.
- **Rendimiento en Condiciones Extremas:** El rendimiento de las baterías de ion-litio es muy sensible a la temperatura. A bajas temperaturas, la movilidad de los iones en el electrolito se reduce, disminuyendo drásticamente tanto la capacidad disponible como la potencia de carga. A altas temperaturas, los procesos de degradación se aceleran. Esto requiere complejos y pesados sistemas de gestión térmica que añaden coste y consumen energía.

4.9.2.3. El Desafío de la Circularidad: Segunda Vida y Reciclaje

La gestión de las baterías al final de su vida útil es uno de los mayores retos a largo plazo.

- **Segunda Vida:** El concepto se basa en que una batería de VE, al alcanzar el ~70-80% de su capacidad original, ya no es óptima para la tracción, pero sí para aplicaciones estacionarias. El desarrollo de un mercado estandarizado y certificado para estas baterías de segunda vida es una oportunidad inmensa para la economía circular, pero enfrenta barreras como la falta de protocolos de diagnóstico, la diversidad de formatos de los packs y la incertidumbre sobre su degradación residual.
- **Reciclaje:** Cuando la batería es inservible, el reciclaje es la única vía sostenible. Los métodos actuales, como la pirometalurgia (fundición a altas temperaturas) o la hidrometalurgia (disolución en ácidos), son procesos energéticamente exigentes y, por tanto, muy costosos. El objetivo es desarrollar métodos de reciclaje directo, que permitan recuperar los materiales del cátodo sin destruir su estructura cristalina, conservando así un mayor valor y reduciendo enormemente la huella energética del proceso.

4.9.3. *El Horizonte de la Innovación: La Próxima Generación de Almacenamiento Energético*

El intenso campo de investigación actual promete superar muchos de los cuellos de botella existentes, con varias tecnologías disruptivas en el horizonte.

- **La Revolución del Estado Sólido (SSB - Solid-State Batteries):**

Esta es la tecnología que genera mayores expectativas. Al sustituir el electrolito líquido por un material sólido (cerámico, polimérico o de vidrio), las baterías de estado sólido prometen un salto cualitativo:

- Seguridad Intrínseca: La eliminación del componente inflamable anula casi por completo el riesgo de fuga térmica e incendio.
- Densidad Energética Extrema: El electrolito sólido actúa como una barrera impenetrable que permite el uso de ánodos de litio metálico puro, el mejor de los materiales de ánodo. Esto podría teóricamente duplicar la densidad energética, permitiendo autonomías de VE superiores a los 1000 km o baterías con mayor densidad de carga, de la mitad de peso y tamaño.
- Rendimiento Mejorado: Se espera que soporten velocidades de carga mucho más rápidas y un mayor número de ciclos de vida, al mitigar la formación de dendritas.

A pesar de los prototipos funcionales, los desafíos para su producción en masa son enormes, principalmente relacionados con la estabilidad de la interfaz entre el electrolito sólido y los electrodos y el coste de fabricación. Se espera una introducción gradual en nichos de mercado de alta gama hacia finales de esta década.

- **Evolución y Diversificación de las Químicas de Ion-Litio:**

Antes de la llegada del estado sólido, las químicas actuales deben seguir evolucionando. Se trabaja en cátodos con alto contenido de níquel y bajo o nulo contenido de cobalto, que buscan mantener una alta densidad energética reduciendo la dependencia del cobalto. De la misma forma, la adición de silicio en el ánodo de

grafito es una técnica ya utilizada que permite aumentar la capacidad de almacenamiento de energía, aunque su expansión y contracción durante los ciclos de carga presenta desafíos de estabilidad mecánica.

- **Alternativas Post-Litio para Aplicaciones Estacionarias:**

Para el almacenamiento a gran escala, donde el peso y el volumen no son críticos, están surgiendo alternativas al litio muy prometedoras:

- **Baterías de Iones de Sodio (Na-ion):** Son las más cercanas a la comercialización masiva. Utilizan sodio, un elemento mucho más abundante y barato que el litio. Su arquitectura es muy similar a la de las baterías de ion-litio, lo que permitiría adaptar las líneas de producción existentes. Su menor densidad energética las hace menos atractivas para los vehículos eléctricos, pero son candidatas ideales para el almacenamiento estacionario a gran escala.
- **Baterías de Flujo (Flow Batteries):** Almacenan la energía en tanques de electrolitos líquidos externos. Su principal ventaja es que la energía (tamaño de los tanques) y la potencia (tamaño del reactor electroquímico) se pueden escalar de forma independiente. Ofrecen una vida útil casi ilimitada sin degradación y son muy seguras, pero su densidad energética es muy baja y su complejidad mecánica es mayor.
- **Otras Químicas Emergentes:** Se investigan activamente tecnologías como las de Zinc-aire, Litio-azufre o las de Iones de Aluminio, cada una con su propio conjunto de promesas y desafíos, buscando un equilibrio óptimo entre coste, rendimiento y sostenibilidad.

- **La Batería como Plataforma de Software:**

El futuro del almacenamiento no es solo hardware. La "batería definida por software" es un concepto emergente. Mediante el uso de gemelos digitales (modelos virtuales de la batería que se actualizan en tiempo real) y algoritmos de inteligencia artificial, los sistemas de gestión podrán predecir con una precisión sin precedentes el estado de salud (SoH) y la vida útil restante de la batería. Esto permitirá optimizar las estrategias de carga y descarga de forma personalizada para cada usuario y aplicación, maximizando la durabilidad y habilitando nuevos modelos de negocio como las garantías de rendimiento dinámicas o la participación optimizada en mercados de energía, convirtiendo cada batería en un activo financiero inteligente y gestionable.

4.10. Caso de estudio – diseño y análisis de un sistema integrado de generación fotovoltaica y recarga de vehículos

4.10.1. De la Fundamentación Teórica a la Aplicación Práctica: Un Puente Metodológico

Hasta este punto, el trabajo se ha centrado en explicar las bases teóricas necesarias para tener una mejor comprensión de las tecnologías que impulsan la actual transición energética que enfrenta el mundo y que justifica un trabajo como este. Se ha mostrado desde los principios cuánticos de la energía fotovoltaica hasta la compleja arquitectura

de los vehículos eléctricos y sus sistemas de recarga. Sin embargo, la verdadera prueba de fuego de este análisis teórico está en su capacidad para resolver los problemas del mundo real. Es precisamente en este punto de inflexión donde se hará hincapié en este capítulo, explicando el procedimiento a seguir de forma más exhaustiva.

Este capítulo marca, por tanto, un cambio de enfoque: se va más allá del plano descriptivo para adentrarse en el terreno de la ingeniería de detalle y el análisis aplicado. El objetivo que se ha propuesto es desarrollar un caso de estudio integrador que no solo sirva como ejemplo, sino que también ponga a prueba la sinergia real entre la generación solar mediante paneles fotovoltaicos y la movilidad eléctrica. El proyecto se centra en buscar una solución energética robusta y sostenible para una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos de nueva implantación, cuya localización se ha fijado en varios aparcamientos de uso público en el término municipal de Leganés (Madrid).

La hipótesis de partida es clara y ambiciosa: el suministro energético de esta estación de recarga debe ser, en su balance neto anual, de origen 100% renovable. Sin embargo, la cuestión fundamental no reside simplemente en instalar paneles solares fotovoltaicos, sino también en determinar la estrategia de implementación más inteligente y eficiente para conseguir el mayor impacto posible. Una primera aproximación podría sugerir un modelo de autoconsumo directo, instalando los paneles sobre la propia marquesina del aparcamiento. Sin embargo, un análisis preliminar revela rápidamente las limitaciones inherentes a esta opción: la superficie disponible sería, con gran probabilidad, insuficiente para satisfacer la demanda de una estación con cargadores de alta potencia, y más importante aún, no resolvería el persistente desacople temporal entre las horas de máxima generación solar y los patrones de recarga de los usuarios que es algo en lo que se ha hecho hincapié a lo largo del trabajo.

Ante esta situación, se ha decidido optar por una metodología más escalable y alineada con la realidad del sistema eléctrico de hoy en día y el más próximo en el tiempo: la generación desacoplada geográficamente. Este modelo, también conocido como autoconsumo virtual o a través de red, se desliga de la necesidad de una proximidad física entre generación y consumo. Su lógica operativa se basa en un balance energético, no en un flujo instantáneo, y se articula en los siguientes pasos:

- **Optimización de la Generación:** Se buscará el mejor emplazamiento geográfico posible para la planta fotovoltaica, priorizando regiones con unos datos de irradiancia solar superior y un coste del suelo competitivo, maximizando de esta forma tanto la producción energética (kWh/kWp) como la viabilidad económica del proyecto.
- **Uso de la Red como Vector Energético:** La totalidad de la energía generada por esta planta se inyectará en la red de transporte eléctrica. De esta forma, la red deja de ser un mero respaldo para convertirse en el vehículo que transporta la energía limpia desde su punto óptimo de producción hasta su punto final de consumo.

- **Consumo Compensado:** En los puntos de recarga de Leganés, se consumirá energía directamente de la red de distribución, con la garantía firmada de que el cómputo global anual de esta energía consumida será igual o inferior a la energía renovable previamente vertida al sistema.

4.10.2. Validación Estratégica mediante Simulación: El Papel Crucial de ENROAD

Antes de sumergirse en los cálculos de ingeniería, cualquier proyecto de esta envergadura económica necesita una validación previa de su viabilidad. Para esta fase, se ha recurrido a la herramienta de simulación ENROAD.

Es importante destacar que el objetivo principal de usar ENROAD no ha sido obtener un dimensionado preciso esa tarea debe ser acometida con herramientas específicas más adelante, sino emplearlo como un simulador para distintos análisis estocásticos de los múltiples escenarios políticos y económicos que pueden variar el rumbo de la viabilidad de la instalación. Esto hace que ENROAD sea crucial para un proyecto de estas dimensiones ya que permite explorar la sensibilidad del proyecto a variables macroeconómicas: ¿Cómo impactaría una aceleración en la caída de costes de las baterías en el proyecto? ¿De qué manera afectaría una política de tarificación del carbono a la competitividad de la energía generada frente a la del mix de la red? Las respuestas a estas preguntas, aunque a veces puedan ser cualitativas, han sido fundamentales para confirmar la robustez del enfoque de generación desacoplada y para establecer un conjunto de hipótesis de partida (costes de inversión, proyecciones de demanda) que vertebrarán el análisis técnico posterior.

4.10.3. Hoja de Ruta del Análisis Técnico: Fases y Objetivos del Dimensionado

Con el planteamiento metodológico sólidamente justificado, este trabajo se adentra ahora en su núcleo cuantitativo. Los apartados siguientes están dedicados a un ejercicio de dimensionado transparente y riguroso, guiando al lector a través de cada una de las decisiones de ingeniería.

Para una mayor claridad expositiva, se ha estructurado el análisis en una secuencia lógica que aborda, por separado, la oferta y la demanda de energía:

- **Diseño y Dimensionado de la Planta de Generación Fotovoltaica:** El punto de partida será el diseño de la central de producción. Esta fase incluirá una justificación detallada de la ubicación seleccionada, un análisis de la irradiancia específica del lugar y el cálculo de la potencia pico (kWp) requerida para satisfacer el objetivo energético anual. Se detallará, asimismo, la elección de los componentes clave de la instalación.
- **Caracterización y Diseño de la Estación de Recarga:** Por otro lado, se analizará el punto de consumo. Se definirá una configuración realista y funcional para la estación de Leganés, determinando el mix de cargadores AC y DC, y se modelará un perfil de uso para estimar tanto la demanda de energía anual (kWh) como la potencia máxima requerida (kW).
- **Balance Energético y Verificación del Caso de Estudio:** El final del análisis será la confrontación de los resultados de las dos fases anteriores. Se presentará un



balance energético detallado que demuestre cómo la producción anual proyectada de la planta solar cubre satisfactoriamente el consumo previsto de la estación de recarga. Este balance final no solo validará la viabilidad técnica del proyecto, sino que también servirá como base para las conclusiones sobre su impacto y sostenibilidad.

Este capítulo, en esencia, actúa como un enlace entre el cuerpo teórico del trabajo y su posterior aplicación práctica, sentando las bases para una evaluación rigurosa y cuantificable del modelo de integración propuesto.

5 ANALISIS DEL PROBLEMA

5.1. Selección de los módulos fotovoltaicos

5.1.1. Elección del modelo de paneles

Para la presente instalación se ha optado por los módulos fotovoltaicos JA Solar JAM72S30 de 530 W, pertenecientes a la gama de alto rendimiento de la marca JA Solar. La elección de este modelo se fundamenta en sus excelentes características técnicas, fiabilidad y eficiencia energética, que lo convierten en una opción óptima tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Estos módulos incorporan tecnología PERC monocristalina y configuración half-cell, lo que mejora la eficiencia global del sistema al reducir las pérdidas por resistencia interna y reduce la necesidad de micro inversores u optimizadores, además de optimizar el rendimiento bajo condiciones de sombreado parcial. Con una eficiencia de conversión superior al 20 %, los JAM72S30 ofrecen una elevada producción energética por unidad de superficie, permitiendo un aprovechamiento máximo del espacio disponible.

Además, su robusta estructura de aluminio anodizado y su vidrio templado de alta transparencia garantizan una excelente durabilidad y resistencia frente a condiciones ambientales adversas (viento, nieve, humedad, radiación ultravioleta, etc.). Todo ello, junto con la garantía de potencia lineal de 25 años proporcionada por el fabricante, asegura una producción fiable y sostenida a lo largo de la vida útil del sistema.

En conjunto, el modelo JAM72S30-530W representa una solución tecnológica eficiente, fiable y de alta calidad, plenamente alineada con los objetivos de rendimiento, sostenibilidad y optimización energética del proyecto.

5.1.2. Elección del número de paneles a instalar

La instalación contempla la disposición de 1.000 módulos fotovoltaicos de 530 W cada uno, lo que proporciona una potencia pico total de aproximadamente 530 kWp, superior a 0,5 MWp, cota a la que se quería llegar. Esta capacidad ha sido dimensionada con el objetivo de garantizar un elevado nivel de autonomía energética y cubrir eficazmente la demanda asociada a los seis puntos de recarga eléctrica proyectados, tanto de corriente alterna (AC) como de corriente continua (CC).

La generación prevista permitirá satisfacer el consumo eléctrico de los cargadores en las horas de mayor radiación solar, reduciendo significativamente la dependencia de la red y, por tanto, los costes operativos de energía. Asimismo, el dimensionamiento propuesto posibilita la inyección de excedentes a la red, favoreciendo la rentabilidad económica de la instalación mediante los mecanismos de compensación o venta de energía disponibles en el marco regulatorio vigente.

Este enfoque no solo optimiza el aprovechamiento de los recursos renovables, sino que también contribuye a los objetivos de sostenibilidad y descarbonización, alineándose con las políticas energéticas actuales, que como ya se comentó, están orientadas a la transición hacia un modelo de movilidad eléctrica y energéticamente eficiente.

En definitiva, la elección de una planta fotovoltaica de aproximadamente medio megavatio pico responde a criterios técnicos, económicos y ambientales, asegurando un equilibrio óptimo entre capacidad de generación, consumo propio y aprovechamiento de excedentes, al tiempo que refuerza el compromiso del proyecto con la eficiencia y la sostenibilidad.

5.1.3. *Requisitos Fundamentales para la Conexión FV a Red*

El diseño de una instalación fotovoltaica de volcado a red requiere una cuidadosa planificación de la interconexión entre los paneles y el inversor. Esta interconexión debe garantizar no solo la máxima eficiencia en la conversión de energía, sino también la seguridad operativa y la longevidad de los equipos. Para ello, se deben cumplir una serie de requisitos técnicos dictados por las especificaciones de ambos componentes.

Los principales parámetros a considerar son:

- **Rango de Tensión del MPPT del Inversor:** Cada Maximum Power Point Tracker (MPPT) del inversor tiene un rango de tensión de operación específico. La tensión total de un string de paneles debe caer dentro de este rango para que el MPPT pueda extraer eficientemente la máxima potencia disponible de los módulos.
- **Tensión de Arranque del Inversor:** Es la tensión mínima que el inversor necesita para comenzar a operar. Los strings de paneles deben generar una tensión igual o superior a este valor para que el sistema inicie la producción de energía.
- **Tensión Máxima de Entrada del Inversor:** Un límite crítico que no debe ser excedido bajo ninguna circunstancia. La tensión en circuito abierto (Voc) de los strings aumenta significativamente con bajas temperaturas. Si esta tensión supera el límite máximo del inversor, puede causar daños permanentes al equipo.
- **Corriente Máxima de Entrada por MPPT:** El inversor tiene una capacidad máxima de corriente que puede aceptar por cada MPPT. La suma de las corrientes de los strings conectados en paralelo a un MPPT no debe exceder este valor para evitar sobrecargas.
- **Corriente Máxima de Cortocircuito por MPPT:** Es la corriente máxima que el MPPT puede soportar en una situación de cortocircuito en los paneles. Es un parámetro de seguridad crucial para el diseño de protecciones.

El incumplimiento de cualquiera de estas condiciones puede llevar a una operación ineficiente, fallos del equipo, riesgos de seguridad o, en el mejor de los casos, a que el inversor simplemente no funcione.

5.1.4. *Selección del inversor para la instalación*

Para la presente instalación fotovoltaica se ha seleccionado el modelo GoodWe GW250KN-HT, un inversor trifásico de alta potencia (250 kW AC) diseñado específicamente para aplicaciones en plantas solares de tipo comercial e industrial de media y gran escala.

La elección de este modelo se basa en su elevada eficiencia, fiabilidad operativa y compatibilidad con módulos de última generación, como los JA Solar JAM72S30 de 530 W empleados en el proyecto. El GW250KN-HT ofrece una eficiencia máxima del 99 % y una eficiencia europea del 98,8 %, lo que garantiza una conversión óptima de la energía generada, minimizando las pérdidas eléctricas y mejorando la rentabilidad global del sistema.

Cada inversor dispone de 6 seguidores MPPT independientes, lo que permite una gestión flexible de las cadenas fotovoltaicas y una optimización precisa de la producción ante posibles sombras parciales o diferencias de orientación e inclinación entre grupos de paneles. Además, su amplio rango de tensión de entrada y su corriente máxima por entrada de hasta 60 A por string lo hacen perfectamente compatible con módulos de alta potencia y configuraciones de strings largas, maximizando la eficiencia del diseño del campo solar.

La instalación contempla la utilización de dos inversores GoodWe GW250KN-HT conectados en paralelo, alcanzando así una potencia total instalada de 500 kW AC, en consonancia con la potencia pico de generada por los 1.000 módulos fotovoltaicos. Esta configuración en paralelo proporciona una mayor flexibilidad operativa y redundancia, asegurando la continuidad del suministro en caso de parada parcial o mantenimiento de uno de los equipos.

Adicionalmente, el modelo GW250KN-HT incorpora sistemas avanzados de monitorización y comunicación (Ethernet, WiFi, RS485, y comunicación vía plataforma SEMS de GoodWe), así como protecciones integradas contra sobretensiones, fallos de aislamiento y corrientes residuales, cumpliendo con las normativas internacionales IEC 62109-1/2 y EN 50549. Su grado de protección IP66 garantiza un funcionamiento fiable incluso en entornos exteriores y condiciones ambientales adversas.

En conjunto, la elección del inversor GoodWe GW250KN-HT responde a criterios de eficiencia, robustez, compatibilidad y escalabilidad, constituyendo una solución tecnológica idónea para la conversión de energía en sistemas fotovoltaicos de alta potencia, y asegurando un rendimiento óptimo y sostenido en el tiempo dentro del marco operativo del proyecto.

5.1.5. Características técnicas de los Componentes Clave

Para el análisis de conexión, se utilizan los datos de la ficha técnica, que se puede consultar en el apartado de documentos, de paneles fotovoltaicos e inversor respectivamente:

Feature	Description
Model	JAM72S30 530
Cell Type	Monocrystalline, 11BB PERC Half-cell
Rated Max Power (Pmax)	530W
Module Efficiency	20.5%
Open Circuit Voltage (Voc)	49.30V
Max Power Voltage (Vmp)	41.31V
Short Circuit Current (Isc)	13.72A

Power Tolerance	0~+5W
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C
Max. System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Dimensions (L × W × H)	2278±2mm × 1134±2mm × 30±1mm
Weight	27.3kg
Product Warranty	12-year
Linear Power Output Warranty	25-year (0.55% annual degradation over 25 years)

Feature	Description
Model	250 kW (Three-phase)
MPPTS	6
Max. Input Voltage	1500V
Min. Input Voltage	550V
MPPT Operating Voltage Range	500–1500V
Max. Input Current per MPPT	60A
Max. Output Power	250kW
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.80%
Operating Temperature Range	-30°C ~ 60°C
Max. Number of string per MPPT	3
Protection Degree	IP66

5.1.6. Cálculos para la Configuración de Strings

El objetivo es conectar un total de 1000 paneles fotovoltaicos, que deben estar en máximo 3 strings por MPPT, teniendo 6 cada inversor.

- **Determinación del Número Máximo de Paneles por String (Tensión Máxima en Frío)**

El factor más restrictivo para la longitud de un string suele ser la tensión de circuito abierto (V_{oc}) a bajas temperaturas, ya que no debe exceder la tensión máxima de entrada del inversor (1500V).

- Temperatura más baja de operación: Se asume una temperatura ambiente mínima de -10°C.
- Cambio de temperatura (ΔT):

$$\Delta T = T_{\text{mínima}} - T_{\text{STC}} = -10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = -35^{\circ}\text{C}$$

- Cálculo de V_{oc} por panel a -10°C:

$$V_{oc, \text{panel}, -10^{\circ}\text{C}} = V_{oc, \text{STC}} \times (1 + (\beta_{Voc}/100) \times \Delta T)$$

$$V_{oc, \text{panel}, -10^{\circ}\text{C}} = 49.3\text{V} \times (1 + (-0.275/100) \times (-35))$$

$$V_{oc, \text{panel}, -10^{\circ}\text{C}} = 49.3\text{V} \times (1 + 0.09625) = 50.02\text{V} \times 1.06957 \approx 53.5\text{V}$$

- Cálculo del número máximo de paneles por string (N):

$$N \times V_{oc,panel,-10^{\circ}C} \leq V_{m\acute{a}x,inversor}$$

$$N \times 53.5V \leq 1500V$$

$$N \leq 1500V/53.5V \approx 28$$

Por lo tanto, el número máximo de paneles por string para garantizar el cumplimiento de la tensión máxima en frío es 28 paneles.

- **Verificación de Tensión de Operación y Arranque por String**

Ahora se verifica que un string de 28 paneles cumpla con los rangos de operación y arranque del MPPT.

- $V_{mp,string}$ para 28 paneles:

$$V_{mp,string} = 28 \times V_{mp,panel} = 28 \times 41.31V = 1156.68V$$

1156.68V está dentro del Rango de Tensión de Operación MPPT (500V - 1500V). Además, está por encima de la Tensión de Arranque (550V).

- $V_{oc,string}$ para 28 paneles a STC:

$$V_{oc,string} = 28 \times V_{oc,panel} = 28 \times 49.3V = 1380.4V$$

550<1380.4<1500 V, por tanto, cumple con las especificaciones

- **Verificación de Corrientes por MPPT**

Cada MPPT del inversor GW250KN-HT puede admitir hasta 3 strings.

Corriente de operación por MPPT ($I_{mp,MPPT}$) con 3 strings de 28 paneles:

$$I_{mp,MPPT} = 3 \times I_{mp,panel} = 3 \times 12.83 = 38.49A$$

38.49 está por debajo de la Corriente Máxima de Entrada por MPPT (60A). $\rightarrow 38.49 < 60$ A

- **Corriente de cortocircuito por MPPT ($I_{sc,MPPT}$) con 3 strings de 28 paneles**

$$I_{sc,MPPT} = 3 \times I_{sc,panel} = 3 \times 13.72A = 41.16A$$

41.16A está por debajo de la Corriente Máxima de Cortocircuito por MPPT (90A). $\rightarrow 41.16 < 90$ A

Como cada inversor tiene 6 MPPT con capacidad para 3 strings de 28 paneles en cada uno y en total hay dos inversores, el total de paneles sería

$$28 * 3 * 6 * 2 = 1008 \text{ paneles}$$

Por tanto, sobran 8 paneles porque solo van a ser instalados 1000, con lo que se debe calcular la tensión de un string con 8 paneles menos, es decir, 20 paneles. La corriente no se calcula porque no cambia en función de la cantidad de paneles que haya en serie.

- **Verificación de Tensión de Operación y Arranque para string con 20 paneles**

Ahora se verifica que un string de 20 paneles cumpla con los rangos de operación y arranque del MPPT.

- $V_{mp,string}$ para 20 paneles:

$$V_{mp,string} = 20 \times V_{mp,panel} = 20 \times 41.31V = 826.2V$$

826.2V está dentro del Rango de Tensión de Operación MPPT (500V - 1500V). Además, está por encima de la Tensión de Arranque (550V).

- $V_{oc,string}$ para 20 paneles a STC:

$$V_{oc,string} = 20 \times V_{oc,panel} = 20 \times 49.3V = 986V$$

550<986<1500 V, por tanto, cumple con las especificaciones

5.1.7. Resumen de la Configuración Final

Para la instalación fotovoltaica de 1000 paneles JA Solar con dos inversores GoodWe Seri HT GW250KN-HT la configuración de strings se diseñará de la siguiente manera:

- **Longitud de String Principal:** La longitud máxima y segura de los strings será de 28 paneles conectados en serie. Esta decisión se basa en el cumplimiento de la tensión máxima de entrada del inversor, 1500V, bajo las condiciones más frías, aproximadamente -10°C, donde la tensión de circuito abierto de un string de 28 paneles es de 1480.41V.
- **Strings de 20 paneles:** Para optimizar la distribución de los paneles y alcanzar la cifra de 1000, se contempla el uso de un string de 20 paneles. Sin embargo, se ha podido comprobar que un string de 20 paneles también cumple con todos los requisitos de tensión del inversor.

Por tanto, la distribución para los 1000 Paneles:

El inversor GoodWe GW250KN-HT individual con 6 MPPTs y 3 entradas de string por MPPT, puede manejar un máximo de:

$$18 \times 28 = 504 \text{ paneles}$$

Por ello, se requerirá un total de 2 inversores GoodWe Seri HT GW250KN-HT para la instalación de 1000 paneles. Esto proporcionará un total de 12 MPPTs y 36 entradas de string. Esto desemboca en una distribución de la siguiente forma:

$$35 \text{ strings de 28 paneles} \rightarrow 35 \times 28 = 980$$

Los 20 restantes se colocarán en el string ya mencionado de 20 paneles una vez confirmado que las condiciones de temperatura no exceden el umbral máximo de 1500V.

La configuración propuesta, que establece un máximo de 28 paneles por string y utiliza una distribución estratégica de estos strings entre los MPPTs de 2 inversores GoodWe Seri HT GW250KN-HT, cumple con todos los requisitos técnicos de tensiones (operación, arranque y máxima en frío) y corrientes (operación y cortocircuito) de los equipos.

Esta estrategia garantiza una operación segura, eficiente y robusta de la instalación fotovoltaica de volcado a red, maximizando la producción de energía y protegiendo los equipos de posibles daños.

5.2. Diseño de la orientación, inclinación y soportes para la instalación fotovoltaica

En el diseño de la instalación fotovoltaica sobre suelo en Illescas, Toledo, se ha adoptado una configuración en la que los módulos se colocarán con orientación sur y una inclinación fija de 30° , utilizando el soporte comercialmente identificado como Sunfer 09H 30° , apto para disposición horizontal de los paneles. Esta elección responde, por un lado, a criterios de captación y eficiencia energética y, por otro, a consideraciones prácticas de sombreado, distancia entre filas y optimización del terreno.

5.2.1. Justificación de la orientación e inclinación

La orientación al sur (azimut = 180°) es la opción estándar más eficaz en el hemisferio norte para instalaciones fijas, pues permite que los rayos del sol incidan con ángulo más favorable durante la mayor parte del día. En cuanto a la inclinación, aunque la latitud de Toledo (aproximadamente $39^\circ 40' N$) puede sugerir una inclinación cercana a ese valor, se ha decidido utilizar 30° por varios motivos:

Una inclinación de 30° ofrece un excelente compromiso entre la captación anual de radiación, el rendimiento en los meses de mayor irradiancia (primavera/verano) y la simplicidad estructural. Al reducir ligeramente respecto a la latitud, se favorece una menor altura de filas, lo cual permite acercar más las filas de paneles sin incurrir en sombreados excesivos durante las horas de sol bajo, especialmente en invierno.

Además, el uso del soporte Sunfer 09H 30° , diseñado para instalación horizontal de módulos, facilita dicha disposición y contribuye a optimizar el espacio disponible en terreno, logrando una mayor densidad de instalación sin comprometer la producción.

Por estas razones, se considera que la elección de 30° es lo óptimo para este emplazamiento en Toledo, dentro del esquema de instalación sobre suelo, orientada al sur y fija (sin seguimiento).

5.2.2. Elección del soporte y descripción técnica

Para el montaje de los módulos se empleará el ya nombrado, soporte Sunfer 09H 30° , que responde a las siguientes características técnicas según ficha técnica y datos del fabricante:

- **Disposición de los módulos:** Se ha elegido la disposición horizontal. Una de las razones para esta disposición horizontal, en lugar de vertical, es que, si los paneles se pusieran en vertical, la sombra generada por cada fila resultaría más prolongada hacia la fila posterior, lo que obligaría a una mayor distancia entre filas para evitar pérdidas por sombreado. Al colocar los módulos horizontales, la fila “proyectora” de sombra tiene una geometría más contenida, lo que permite ajustar menor separación entre filas y por tanto una mayor ocupación útil del terreno.
- **Inclinación:** el soporte permite fijar la inclinación a 15° o a 30° . Se selecciona aquí la de 30° para los motivos expuestos.

- **Materiales:** perfiles de aluminio EN AW 6005A T6, lo que garantiza alta resistencia mecánica y resistencia a la corrosión. Tornillería de acero inoxidable tipo A2 70 para las fijaciones principales.
- **Compatibilidad de módulo:** admite paneles de hasta aprox. 2279 × 1150 mm y espesor de 28 40 mm.
- **Capacidad estructural:** la ficha técnica del soporte Sunfer 09H 30º en suelo declara una resistencia a una velocidad máxima del viento de hasta 150 km/h, lo que en la mayor parte de los casos es más que suficiente para soportar el panel ante inclemencias meteorológicas.
- **Instalación y anclaje:** el soporte se monta como triángulo preensamblado, se puede fijar al suelo mediante zapatas, lastres o pilotes según las condiciones del terreno, y se recomienda respetar las indicaciones del fabricante en cuanto a anclaje, firmeza del terreno y separación entre filas para evitar desplazamientos o asentamientos diferenciales.

5.2.3. Integración en el campo solar y separación entre filas

Al combinar la inclinación de 30° con la disposición horizontal de los paneles, el diseño permite reducir la separación entre filas sin que una fila sombreé a la siguiente en horas de sol bajo, lo que incrementa la eficiencia del uso del terreno. Este aspecto es clave en instalaciones sobre suelo donde el coste del terreno, el terreno útil y la eficiencia por metro cuadrado justifican un diseño optimizado.

El soporte Sunfer 09H 30º permite esta optimización gracias a su geometría y robustez, facilitando una mayor densidad de instalación manteniendo la accesibilidad para mantenimiento, limpieza y posibles revisiones estructurales.

En definitiva, la utilización de una inclinación fija de 30° junto con una orientación sur y la elección de un soporte técnico como el Sunfer 09H 30º responde a una estrategia de diseño equilibrada: maximizar la captación solar anual, optimizar el uso del terreno, facilitar la instalación y mantenimiento, y garantizar la durabilidad estructural. La disposición horizontal de los módulos, apoyada en datos técnicos del soporte, contribuye a una mejor gestión del sombreado entre filas y a una mayor densidad de módulos por hectárea.

5.2.4. Cálculo del número de soportes para los paneles fotovoltaicos

Para determinar el número de soportes necesarios en la instalación, se ha considerado que cada soporte puede alojar hasta 3 paneles solares. Sin embargo, debido a la disposición de las filas de paneles y al número total de paneles por fila, no siempre es posible dividir exactamente el total de paneles entre 3, por lo que es necesario redondear hacia arriba para garantizar la correcta sujeción y estabilidad de todos los módulos.

En el proyecto se han diseñado 35 filas de 28 paneles cada una. Si se divide 28 paneles entre 3 paneles por soporte, se obtiene:

$$28 \div 3 = 9,33$$

Como no se pueden utilizar fracciones de soportes, se redondea hacia arriba, por lo que se requieren **10 soportes por fila**. Para las 35 filas:

$$35 \times 10 = 350 \text{ soportes}$$

Adicionalmente, existe **una fila con 20 paneles**. Dividiendo entre 3 paneles por soporte:

$$20 \div 3 = 6,66$$

Redondeando hacia arriba, se necesitan **7 soportes** para esta fila. Por lo tanto, el número total de soportes necesarios en la instalación es:

$$350 + 7 = 357 \text{ soportes}$$

De esta manera, se garantiza que todos los paneles estén correctamente sujetos, considerando la distribución de las filas y el límite de capacidad de cada soporte, asegurando la estabilidad mecánica y la correcta instalación de la planta fotovoltaica.

5.3. Pérdidas Operacionales en la Instalación Fotovoltaica

Las pérdidas operacionales representan la diferencia entre la energía teórica que un sistema fotovoltaico podría generar y la energía real que efectivamente produce. Estas pérdidas son inherentes a cualquier instalación y su correcta estimación es fundamental para una proyección precisa del rendimiento energético y financiero del proyecto. En este caso, la optimización del diseño busca minimizar estas pérdidas al máximo posible, aunque su completa eliminación es inviable. A continuación, se detallan las principales fuentes de pérdidas consideradas para nuestra instalación de volcado a red.

5.3.1. Pérdidas por Sombreado

Las pérdidas por sombreado son, sin duda, una de las causas más significativas de reducción de rendimiento en una planta fotovoltaica. Un sombreado parcial en una o varias células de un módulo no solo reduce la producción de esa célula, sino que puede afectar drásticamente la intensidad de corriente de todo el string al que pertenece, limitando la potencia de la cadena completa. La arquitectura de media célula de los módulos JA Solar JAM72S30 y la configuración de múltiples MPPTs de los inversores GoodWe Seri HT, mitigan parcialmente este efecto al permitir una mayor granularidad en la gestión de la potencia.

En este proyecto, se ha prestado especial atención a la ubicación. Gracias a la disposición estratégica de la instalación y la ausencia de edificaciones o elementos naturales de gran altura en sus inmediaciones, no se prevén zonas sombreadas estructurales de carácter permanente. Además, gracias a los datos obtenidos mediante los cálculos de ENROAD, se sabe que el emplazamiento seleccionado ofrece una excelente exposición solar durante las horas de máxima irradiancia.

No obstante, se han considerado las posibles pérdidas menores causadas por factores puntuales. Entre ellos, el sombreado proyectado por aves voladoras sobre las placas se estima como mínimo y transitorio. Además, cualquier otra sombra eventual que

podiera proyectarse, por ejemplo, de fenómenos meteorológicos pasajeros, se espera que ocurra en rangos horarios de baja irradiancia, las primeras o últimas horas del día, donde la contribución energética del sistema es marginal. En tales situaciones, el propio inversor, gracias a su avanzado algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), ya habría modulado o incluso cortado la entrada de corriente para evitar ineficiencias o proteger los componentes.

El único factor a tener en cuenta sería la sombra proyectada por los paneles de las filas circundantes, pero al tener un terreno tan extenso, la ubicación de los paneles hará que estas sombras no puedan existir.

Por tanto, con la disposición óptima de los paneles y la avanzada gestión del inversor, las pérdidas significativas en la generación debido a las sombras se pueden prácticamente descartar por su insignificancia.

5.3.2. *Pérdidas en el Cableado por el Efecto Joule*

Las pérdidas por efecto Joule en el cableado son intrínsecas a la transmisión de corriente eléctrica y se calculan en función de la resistencia de los conductores, la longitud de éstos y la intensidad de la corriente. Para este tipo de instalaciones de volcado a red, donde se busca maximizar la eficiencia en grandes volúmenes de energía, la selección adecuada de la sección de los distintos cables (desde el string hasta la conexión al inversor y de ahí a la red) es crucial.

Se realizará un dimensionamiento exhaustivo de las secciones de cableado DC y AC, siguiendo la normativa vigente y los estándares de ingeniería para minimizar estas pérdidas. Se utilizarán cables de cobre con secciones optimizadas para las corrientes máximas esperadas y las distancias de recorrido. A pesar de una cuidadosa selección, siempre habrá una pequeña pérdida. Por lo general, en instalaciones fotovoltaicas bien diseñadas, estas pérdidas críticas suelen oscilar entre el 1% y el 2%. Para el presente proyecto, se considerará una estimación conservadora de pérdidas del 1.5% en el cableado. Este valor será validado posteriormente con un cálculo detallado de caída de tensión y pérdidas por efecto Joule para cada tramo de la instalación.

5.3.3. *Pérdidas por Suciedad (Soiling)*

La acumulación de polvo, polen, excrementos de aves u otras partículas sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos es una causa común de reducción de la irradiancia incidente y, por ende, de la potencia generada. Este fenómeno, conocido como "soiling", es especialmente relevante en entornos expuestos a la intemperie.

Para estimar estas pérdidas, se considera un valor generalizado para instalaciones en ubicaciones sin problemas extremos de polvo o contaminación, que suele situarse alrededor del 2%. No obstante, se prevé un plan de mantenimiento y limpieza periódica de los módulos, lo cual ayudará a mitigar estas pérdidas y a mantener el rendimiento cercano a los valores óptimos.

Para las proyecciones iniciales de rendimiento, se estiman unas pérdidas por suciedad del 2%. La monitorización continua del rendimiento permitirá ajustar esta estimación a la realidad operativa de la planta.

5.3.4. *Rendimiento del Inversor*

El inversor es el corazón de la instalación, transformando la corriente continua (DC) generada por los paneles en corriente alterna (AC) apta para el volcado a la red. Su eficiencia en esta conversión es un factor directo en el rendimiento global del sistema. Para este proyecto, se ha seleccionado el inversor GoodWe Seri HT GW250KN-HT, que, como se observa en sus hojas de características, presenta un rendimiento excepcional.

La eficiencia máxima del inversor GW250KN-HT alcanza el 99.00%, con una eficiencia europea (más representativa del rendimiento promedio bajo distintas condiciones de carga) del 98.80%. Para el cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico, se considera el valor de funcionamiento habitual y representativo de las instalaciones fotovoltaicas con inversores de alta calidad. En línea con su eficiencia europea, se considerará un rendimiento constante del inversor del 98.8% para las simulaciones, lo que refleja su alta capacidad de conversión energética.

5.3.5. *Dispersión del Módulo Fotovoltaico (Mismatch)*

Las pérdidas por dispersión de módulos (mismatch losses) se refieren a las pequeñas variaciones individuales en las características eléctricas (como V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp}) entre módulos de un mismo lote de fabricación. A pesar de los estrictos controles de calidad, no es posible fabricar módulos exactamente idénticos. Cuando algunos módulos con ligeras diferencias se conectan en serie en un string, el rendimiento del string se ve limitado por el módulo más débil, reduciendo la potencia total generada.

Los módulos JA Solar JAM72S30-555/MR presentan una tolerancia de potencia positiva ($0 \sim +5W$), lo que significa que su potencia real en condiciones STC siempre será igual o superior a su potencia nominal. Sin embargo, esta tolerancia se refiere a la potencia nominal, no a la homogeneidad entre módulos. Para estimar las pérdidas por dispersión, y considerando un enfoque conservador que cubra posibles variaciones, se considera el caso crítico para instalaciones bien diseñadas con paneles de calidad. Para este proyecto, y en ausencia de una caracterización individual de cada módulo en grandes plantas, se considera una pérdida por dispersión del 1%. Esto es un valor estándar que se aplica para tener en cuenta estas pequeñas variaciones inherentes a la fabricación y al envejecimiento diferencial de los paneles.

5.3.6. *Pérdidas por Temperatura*

La temperatura es un parámetro que influye sobre la potencia que es capaz de suministrar el módulo fotovoltaico a razón de los parámetros indicados por el fabricante en la ficha técnica. Por tanto, se puede aseverar que la temperatura afecta a la tensión y corriente de las placas.

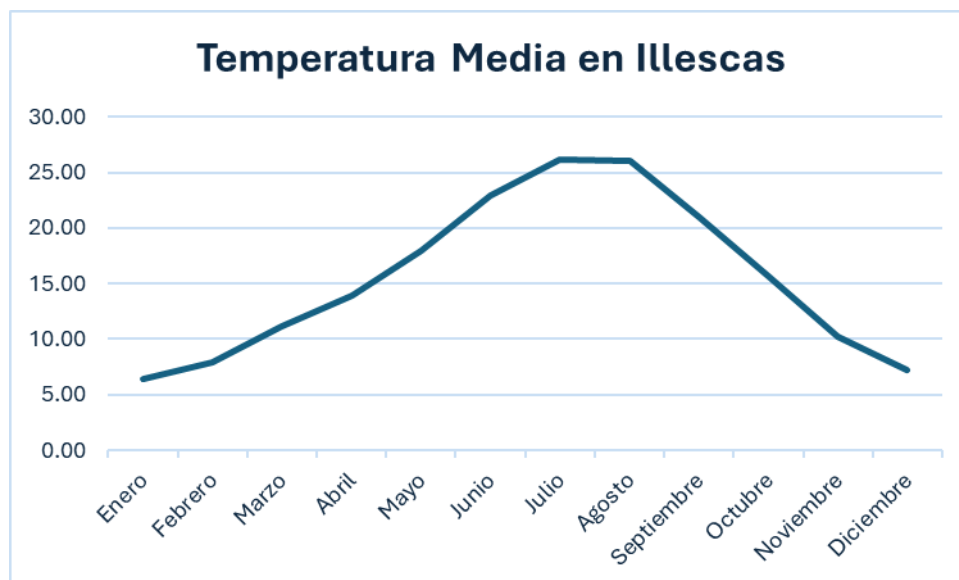
Por lo general, todos los parámetros facilitados por el fabricante, que son afectados por temperatura suelen estar medidos en condiciones estándar con una temperatura de 25°C. Por tanto, cuando en el ambiente haya una temperatura distinta a esta se

tendrán pérdidas. Los parámetros mencionados que se comentaban anteriormente son los siguientes:

Parámetro	Valor
Coef. de T^a de potencia de I_{sc}	0.045 % / °C
Coef. de T^a de potencia de V_{oc}	-0.275 % / °C
Coef. de T^a de potencia de (∇P_{MPP})	-0.350 % / °C
TONC	44 ± 2 °C

Por otro lado, los datos mensuales de la ubicación elegida de Temperatura Media (obtenidos de AEMET) e Irradiancia Media (obtenidos de PVGIS mediante ENROAD), son los siguientes:

Mes	Temperatura Media del Aire (°C)	Irradiancia solar media (kW/m2)
Enero	6.4	189
Febrero	7.9	285
Marzo	11.2	423
Abril	13.9	419
Mayo	18.0	489
Junio	22.9	492
Julio	26.2	619
Agosto	26.0	511
Septiembre	21.0	386
Octubre	15.6	326
Noviembre	10.2	227
Diciembre	7.2	233
Anual	15.8	383,25
Datos de AEMET		Datos de PVGIS y ENROAD



Con base a los valores mensuales registrados de temperatura ambiente e irradiancia solar en la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico, y aplicando la fórmula recomendada por el IDAE para estimar la temperatura media del módulo, se ha

determinado que la temperatura de las células suele superar los 25 °C de referencia, situándose alrededor de los 30 °C, siendo superados en verano y algo inferiores en invierno debido a las variaciones de la temperatura ambiente. Este incremento térmico tiene un impacto directo sobre el rendimiento del generador fotovoltaico.

Al considerar el coeficiente de pérdidas por temperatura (∇P_{MPP}) proporcionado por los fabricantes de -0.35 %/°C, y utilizando la temperatura de célula estimada, se obtiene una pérdida de rendimiento por temperatura del orden del **6 % medio anual** en condiciones normales de operación. Esta estimación es coherente con los valores esperados para instalaciones en zonas con alta irradiancia y temperaturas moderadamente elevadas, como es el caso de esta localización.

5.3.7. Índice de Rendimiento (Performance Ratio - PR)

El Performance Ratio (PR) es un indicador clave para evaluar el comportamiento real de una instalación fotovoltaica, ya que mide la relación entre la energía que realmente entrega el sistema y la energía que, en condiciones ideales, debería generar.

En otras palabras, refleja cuán eficientes son los componentes del sistema y cuánto influyen las pérdidas en el rendimiento total.

Para calcular el PR es necesario considerar distintos factores de pérdida que afectan al sistema, así como la eficiencia del inversor. La fórmula utilizada para su cálculo es la siguiente:

$$PR(\%) = (1 - P_{temp}) \cdot (1 - P_{suc}) \cdot (1 - P_{cab}) \cdot (1 - P_{som}) \cdot (1 - P_{mismatch}) \cdot \eta_{inv}$$

Donde:

- P_{temp} : pérdidas por temperatura
- P_{suc} : pérdidas por suciedad
- P_{cab} : pérdidas en el cableado
- P_{som} : pérdidas por sombreado
- η_{inv} : rendimiento del inversor

Sustituyendo estos valores por los ya calculados, en la ecuación se obtiene:

$$PR = (1 - 0,06) * (1 - 0,02) * (1 - 0,015) * (1 - 0) * (1 - 0,01) * 0,988 = 0,8875$$

Es decir, el sistema tiene un Performance Ratio del 88.75%, lo que significa que casi el 89 % de la energía teórica está siendo aprovechada, y el 11 % restante se pierde por los diferentes factores que se han ido explicando.

Este valor es totalmente aceptable en instalaciones bien diseñadas, ya que normalmente el PR de un sistema fotovoltaico se sitúa entre el 75 % y el 85 %, dependiendo de la calidad de los componentes, las condiciones ambientales y el mantenimiento general del sistema.

Para los cálculos se utilizará un dato más conservador para evitar problemas derivados por el envejecimiento anual de las placas que afecta su rendimiento a largo plazo. El valor elegido para los cálculos es de un 80% de rendimiento de la instalación global ya

que también han de ser tenidas en cuenta las pérdidas en el cableado de BT a MT y en distintas ubicaciones de la instalación como el inversor y el transformador.

5.4. Horas de luz solar y horas de sol pico (HSP)

En el diseño y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, uno de los parámetros más relevantes es la cantidad de energía solar disponible en el lugar donde se va a ubicar el sistema. Este recurso se cuantifica habitualmente mediante dos indicadores: las horas de luz solar y las horas de sol pico (HSP).

Las horas de luz solar hacen referencia al número total de horas de iluminación natural que se registran en una localización determinada a lo largo del año, es decir, el tiempo durante el cual el sol se encuentra por encima del horizonte. Sin embargo, este valor no representa de forma directa la energía solar aprovechable por los paneles fotovoltaicos, ya que durante gran parte del día la radiación solar no incide con la misma intensidad ni ángulo, y existen pérdidas asociadas a condiciones atmosféricas (nubes, polvo, humedad) y a la orientación e inclinación de los módulos.

Por este motivo, en ingeniería solar se emplea un parámetro más representativo denominado hora de sol pico (HSP, por sus siglas en inglés “Peak Sun Hour”). Una hora de sol pico equivale a una hora durante la cual la irradiancia solar tiene una intensidad de 1 kW/m² sobre una superficie horizontal. Así, las HSP permiten expresar la irradiancia solar diaria o anual de forma estandarizada, indicando cuántas horas de “sol pleno” recibiría el sistema a lo largo del día o del año.

El valor medio diario de HSP en una zona se obtiene a partir de los registros de irradiancia solar global horizontal (en kWh/m² día). Por ejemplo, una irradiancia diaria media de 5,5 kWh/m² día equivale a 5,5 horas de sol pico diarias. Este parámetro es fundamental en el cálculo de la energía que producirá una instalación fotovoltaica, ya que permite estimar de forma directa la producción anual mediante la siguiente relación simplificada:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{instalada}} \times HSP_{\text{anual}} \times \eta_{\text{sistema}}$$

donde:

- E_{anual} es la energía eléctrica generada (kWh/año),
- $P_{\text{instalada}}$ es la potencia nominal del campo fotovoltaico (kW),
- HSP_{anual} son las horas de sol pico anuales (h/año),
- η_{sistema} es el rendimiento global del sistema (considerando pérdidas por temperatura, cableado, inversor, suciedad, etc.).

En resumen, las horas de sol pico constituyen una medida estandarizada y práctica de la energía solar disponible, permitiendo comparar ubicaciones y estimar la producción de una instalación de manera precisa y homogénea.

5.4.1. Aplicación del concepto a la localidad de Illescas, Toledo

La localidad de Illescas, situada en la provincia de Toledo (Castilla-La Mancha), se caracteriza por un clima mediterráneo continentalizado, con veranos secos y calurosos, e inviernos fríos con baja nubosidad. Estas condiciones resultan favorables para el

aprovechamiento fotovoltaico, dado que la radiación solar es elevada durante la mayor parte del año y las precipitaciones son escasas.

Según los datos medios de irradiación y horas de sol publicados por distintas fuentes meteorológicas y energéticas (como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía – IDAE – y bases de datos solares europeas como PVGIS), la provincia de Toledo presenta aproximadamente 2100 a 2200 horas de sol pico anuales, lo que equivale a unas 5,8 horas de sol pico diarias en promedio y la sitúa entre las regiones con mayor recurso solar de la península ibérica.

Este valor de 5,8 HSP/día indica que, en promedio, la radiación solar recibida diariamente en Illescas equivale a 5,8 horas de irradiancia plena de 1 kW/m². Por tanto, la producción eléctrica estimada de una instalación fotovoltaica puede calcularse de la siguiente manera:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{instalada}} \times 5,8 \text{ HSP/día} \times 365 \text{ días} \times \eta_{\text{SISTEMA}}$$

De esta forma, una instalación de 1 kWp de potencia nominal correctamente orientada (azimut sur, inclinación entre 30° y 35°) podría generar en Illescas aproximadamente 2117 kWh/año, antes de aplicar pérdidas. Considerando un rendimiento global del sistema del 80%, la producción neta sería cercana a 1694 kWh/año por cada kWp instalado.

Este elevado nivel de radiación convierte a Illescas en una zona óptima para el desarrollo de proyectos de autoconsumo fotovoltaico, tanto en el ámbito residencial como industrial, garantizando una rápida amortización de la inversión inicial y una significativa reducción de la dependencia energética de la red eléctrica convencional.

5.5. Selección de puntos de recarga para vehículos eléctricos

En el diseño de la instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos, es fundamental comprender las tecnologías y estándares de carga disponibles, haciendo especial hincapié en la búsqueda de la compatibilidad con la flota actual y futura de vehículos. La elección del tipo de cargador y conector afecta directamente la accesibilidad, usabilidad y escalabilidad de la infraestructura.

5.5.1. Tipos de carga y conectores en vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos almacenan energía en baterías de corriente continua (DC), pero pueden recargarse de diferentes formas:

- **Carga en corriente alterna (AC):**

La energía se suministra en AC desde el cargador y se convierte en DC dentro del propio vehículo mediante su cargador interno. Esta carga es más lenta y adecuada para estancias prolongadas. En Europa, el conector estándar para carga en AC es el Tipo 2 (IEC 62196-2).

- **Carga en corriente continua (DC):**

La energía se suministra directamente en DC desde el cargador, permitiendo cargas rápidas. El estándar europeo para carga rápida DC es el conector CCS Combo 2 (IEC 62196-3), que combina físicamente la parte superior de un conector Tipo 2 con dos pines adicionales para corriente continua.

5.5.2. *Compatibilidad y funcionamiento de los conectores CCS y Tipo 2*

El conector CCS Combo 2 está diseñado para admitir ambos tipos de carga mediante un único puerto en el vehículo:

- **Parte superior (conector Tipo 2):** permite la carga en AC mediante un cable Tipo 2.
- **Parte inferior (dos pines grandes):** permite la carga rápida en DC mediante un cable CCS.

Sin embargo, la carga en AC y DC no se realizan simultáneamente ni mediante el mismo cable:

- Para cargar en AC, se utiliza un cable con conector Tipo 2 macho en el vehículo, que se conecta a un cargador AC con toma hembra Tipo 2.
- Para cargar en DC, se utiliza un cable con conector CCS completo (Combo 2) en el vehículo, que se conecta a un cargador DC con manguera fija CCS o toma hembra correspondiente.

Esta configuración garantiza que:

- Un vehículo con puerto CCS puede cargar en AC usando cables y cargadores tipo 2.
- La parte DC del conector CCS no se usa para carga en AC y viceversa.
- Los cables CCS no pueden conectarse a tomas que solo admiten Tipo 2, y esto previene incompatibilidades físicas o eléctricas.

5.5.3. *Alternativas de conectores y estándares*

Además de CCS, existen otros estándares:

- **Tipo 1 (SAE J1772):** estándar en América y algunos coches asiáticos, menos común en Europa.
- **CHAdeMO:** estándar de carga rápida DC japonés, usado principalmente por vehículos Nissan y Mitsubishi.
- **Tesla:** conector propietario que combina AC y DC, con adaptadores disponibles para CCS o Tipo 2.

Dado el mercado europeo y la evolución del parque de vehículos, el estándar CCS Combo 2 es el más extendido y recomendado para carga rápida, y el conector Tipo 2 para carga en AC.

5.5.4. Posibilidades para la instalación

Tras analizar las características técnicas, la compatibilidad y el uso previsto, se han considerado las siguientes opciones:

Instalación exclusiva de cargadores AC Tipo 2:

Permite cargar la mayoría de los vehículos eléctricos, incluidos híbridos enchufables, con menor coste y menor potencia. Sin embargo, no ofrece carga rápida, lo que puede limitar la usabilidad para ciertos usuarios.

Instalación exclusiva de cargadores DC CCS:

Facilita carga rápida para vehículos compatibles, pero excluye a los coches que solo aceptan carga en AC, además de implicar un coste elevado y mayor demanda eléctrica.

Combinación de cargadores AC y DC:

Proporciona versatilidad, cubriendo tanto la flota actual, que incluye vehículos con solo carga AC, como la futura, que será mayoritariamente DC con conectores CCS. Además, permite optimizar la inversión y ofrecer distintos servicios según la necesidad del usuario.

Uso de cargadores con mangueras fijas o tomas hembra:

Para maximizar compatibilidad, es recomendable instalar cargadores AC con toma hembra Tipo 2 para que los usuarios conecten sus propios cables, y cargadores DC con manguera fija CCS, ya que los cables DC suelen ser más caros y especializados.

5.5.5. Tipos de cargadores elegidos

Habiendo tenido todo este análisis en cuenta, se ha optado por instalar seis puntos de recarga distintos para poder abarcar la mayor parte de los vehículos y estar preparados para los cambios venideros en la tecnología de recarga:

- Tres cargadores AC con toma hembra Tipo 2 (hasta 7.4 kW en monofásica y 22 kW en trifásica), que permita carga semirrápida a vehículos con capacidad solo AC o híbridos enchufables.

La carga en corriente alterna trifásica permite reducir significativamente el tiempo de carga respecto a la monofásica, ya que se utilizan simultáneamente tres fases de alimentación, aumentando la potencia disponible. Mientras que una conexión monofásica de 230 V y 32 A proporciona una potencia máxima de aproximadamente 7,4 kW, una conexión trifásica de 400 V con la misma intensidad por fase puede alcanzar hasta 22 kW. En consecuencia, la recarga trifásica resulta idónea en entornos de uso público o de alta rotación, donde se requieren tiempos de carga más reducidos

- Tres cargadores rápido DC con manguera fija CCS (50 kW), para atender vehículos con carga rápida y baterías grandes.

Esta combinación garantiza la máxima compatibilidad, flexibilidad y escalabilidad, adaptándose a la diversidad de la flota actual y a la evolución futura, y optimizando los recursos técnicos y económicos del proyecto.

5.5.6. *Análisis de opciones comerciales de cargadores para vehículos eléctricos*

Tras definir el tipo de cargadores necesarios para la instalación (cargador AC Tipo 2 y cargador DC rápido CCS), es fundamental evaluar las opciones disponibles en el mercado, considerando marcas, versiones, prestaciones técnicas, fiabilidad y soporte.

- **Cargadores AC Tipo 2 (hasta 22 kW):**

Marcas y modelos más utilizados:

- KEBA KeContact P30:
 - Potencia: hasta 22 kW trifásico.
 - Comunicación: Ethernet, OCPP, compatible con redes inteligentes.
 - Robustez: uso industrial y comercial, alta fiabilidad.
 - Ventajas: integración en sistemas de gestión energética, soporte técnico.
- ABB Terra AC Wallbox:
 - Potencia: hasta 22 kW.
 - Comunicación: OCPP, soporte para gestión en la nube.
 - Características: diseño robusto, opciones de carga programable.
 - Ventajas: marca líder con experiencia en infraestructura eléctrica.

Especificaciones clave para la selección:

- Potencia máxima de carga: 11-22 kW según disponibilidad eléctrica.
- Conectividad: para control y monitorización remota (OCPP preferido).
- Compatibilidad con protocolos de comunicación y facturación.
- Seguridad y certificaciones.

Por otro lado, para los cargadores de carga rápida

- **Cargadores DC rápidos CCS (50 kW y superiores)**

Marcas y modelos destacados:

- ABB Terra 54 CJG:
 - Potencia: 50 kW DC.
 - Conectores: CCS Combo 2 y CHAdeMO (opcional).
 - Comunicación: OCPP 1.6, interfaz amigable.
 - Ventajas: alta fiabilidad, soporte global, actualizaciones firmware.
- Siemens VersiCharge Ultra:
 - Potencia: 50 kW DC.
 - Conector: CCS Combo 2.

-Características: integración con sistemas de gestión de energía, diseño compacto.

-Ventajas: buena reputación en calidad y soporte técnico.

Especificaciones clave para la selección:

- Potencia de salida estable y eficiente (mínimo 50 kW para carga rápida).
- Conectores compatibles con CCS Combo 2.
- Protocolo OCPP para integración y gestión remota.
- Seguridad eléctrica y resistencia a condiciones ambientales.
- Soporte y mantenimiento.

5.5.7. Selección del modelo de punto de recarga para la instalación

Después de analizar las opciones, se ha optado por las siguientes opciones:

- **Para carga AC, Tipo 2:**

KEBA KeContact P30, por su robustez, capacidad para integración en sistemas de gestión energética, y soporte técnico. Su balance entre características técnicas y fiabilidad la hace ideal para una instalación en aparcamiento público o corporativo.

- **Para carga rápida DC:**

ABB Terra 54 CJG, debido a su reputación en fiabilidad, compatibilidad con estándares CCS y CHAdeMO (ampliando la compatibilidad con vehículos), y soporte global. Además, su interfaz intuitiva y capacidad de integración facilita la gestión de la infraestructura.

- **Esta combinación garantiza:**

- Amplia compatibilidad con la flota actual y futura.
- Flexibilidad y escalabilidad técnica y económica.
- Gestión remota eficiente y segura.
- Soporte técnico consolidado y actualizaciones.

Para ofrecer una visión más realista el precio de los cargadores se ha determinado a partir de fuentes oficiales y verificables en línea.

De esta manera, los valores presentados se basan en precios de mercado actualizados obtenidos directamente de los sitios web de los respectivos proveedores.

5.6. Cálculo del consumo anual previsto por los 6 cargadores

Para la instalación propuesta se han seleccionado dos modelos de puntos de recarga con el fin de cubrir diferentes necesidades de potencia y tiempos de carga. Por un lado, se contemplan tres cargadores AC Tipo 2 KEBA KeContact P30, y por otro, otros tres cargadores de carga rápida DC ABB Terra 54 CJG. Ambos equipos son ampliamente utilizados en entornos públicos y corporativos debido a su fiabilidad, facilidad de integración y soporte técnico.

El KEBA KeContact P30 es un cargador de corriente alterna (AC) que permite un rango de potencia ajustable entre 4,6 kW y 22 kW, dependiendo del tipo de conexión

eléctrica y del vehículo conectado, monofásico o trifásico. Este dispositivo puede operar tanto en monofásico (hasta 4,6 kW) como en trifásico (hasta 22 kW), lo que le otorga gran versatilidad en distintos escenarios de instalación. La potencia efectiva de carga dependerá de la configuración de la red, del límite de corriente permitido y de la capacidad del cargador de a bordo del vehículo, que en muchos casos no aprovecha toda la potencia disponible del punto. Por ello, en los cálculos energéticos se suele considerar la potencia nominal máxima como hipótesis de dimensionamiento, es decir, el caso más exigente que podría presentarse cuando el cargador trabaja a plena capacidad.

Por su parte, el ABB Terra 54 CJG es un cargador de corriente continua (DC) diseñado para carga rápida, con una potencia nominal de 50 kW y compatibilidad con los conectores estándares CCS y CHAdeMO, lo que permite su uso con una amplia variedad de vehículos eléctricos. Este tipo de equipos está pensado para aplicaciones de uso intensivo o de recarga en periodos cortos de tiempo, como flotas o aparcamientos de rotación.

5.6.1. Datos de la ficha técnica de referencia

Cargador	Tipo	Potencia nominal	Tensión / Corriente	Comentario
KEBA KeContact P30	AC (monofásico o trifásico)	22 kW máx.	400 V / 32 A trifásico	Potencia ajustable entre 4,6 y 22 kW según configuración
ABB Terra 54 CJG	DC (carga rápida)	50 kW	400–920 V DC / máx. 125 A	Compatible con CCS, CHAdeMO y AC Tipo 2 simultáneo

5.6.2. Fórmulas para el cálculo del consumo

La energía diaria consumida por cada cargador dependerá de la potencia nominal y las horas efectivas de uso:

$$E_{\text{día}} = P_{\text{nominal}} \times t_{\text{uso diario}}$$

donde:

- $E_{\text{día}}$ = energía diaria consumida (kWh/día)
- P_{nominal} = potencia del cargador (kW)
- $t_{\text{uso diario}}$ = horas efectivas de carga al día (h/día)

El **consumo anual** se calcula como:

$$E_{\text{año}} = E_{\text{día}} \times 365$$

5.6.3. Ejemplo numérico parametrizado

Supongamos que la variable t representa las horas medias de uso al día.

Cargador	Potencia nominal (kW)	Energía diaria (kWh/día)	Energía anual (kWh/año)
KEBA KeContact P30	22	$(E = 22 \times t)$	$(E = 22 \times t \times 365 = 8030 \times t)$
ABB Terra 54 CJG	50	$(E = 50 \times t)$	$(E = 50 \times t \times 365 = 18250 \times t)$

A efectos de análisis energético, se consideran dos unidades de cada modelo. En el cálculo de consumo anual se asume inicialmente que todos los equipos pueden funcionar simultáneamente, de modo que se evalúa la potencia total instalada máxima. Sin embargo, en condiciones reales, el uso de los cargadores suele ser variable y no siempre coincidente. Por este motivo, puede introducirse un factor de simultaneidad (f_s) que refleje el porcentaje de tiempo en que los equipos están operando al mismo tiempo, ajustando así las estimaciones a un escenario más representativo del uso real.

5.6.4. Ejemplo con valores de uso típicos

Horas de uso diarias	Consumo anual KEBA (kWh/año)	Consumo anual ABB (kWh/año)
1 h/día	8030 kWh	18250 kWh
2 h/día	16060 kWh	36500 kWh
3 h/día	24090 kWh	54750 kWh
4 h/día	32120 kWh	73000 kWh
5 h/día	40150 kWh	91250 kWh

Estos valores suponen utilización a potencia máxima. En la práctica, el consumo real dependerá del tipo de vehículo, el estado de carga de la batería y la potencia efectiva de recarga (que rara vez se mantiene constante al máximo durante todo el proceso).

Pero para este proyecto, como ya se ha comentado, se supondrá el caso más limitante que es el más prudente para la estimación de consumo y el posterior análisis económico.

5.6.5. Aplicación práctica y exacta para el proyecto

Como se van a revisar varios escenarios para el análisis económico, el consumo se deja expresado de forma dependiente de la variable t (horas/día), lo que te permitirá simular después los distintos escenarios de utilización. Siendo:

$$E_{\text{anual, KEBA}}(t) = 8030t$$

$$E_{\text{anual, ABB}}(t) = 18250t$$

Para un cálculo que tenga en cuenta la hipótesis de caso más desfavorable, se debe prever el caso de integrar todos los equipos en la misma instalación por lo que se puede dar un uso simultáneo de los cargadores. En la realidad no suele darse por lo que suele aplicarse un factor de simultaneidad, f_s . Sin embargo, con el fin de ceñirse a

la condición de diseño más exigente, no va a ser tenido en cuenta para el dimensionamiento energético anual, por lo que la fórmula quedaría:

$$E_{\text{total}}(t) = 3 * (8030 + 18250) * t = 78840 * t [kWh]$$



6 SÍNTESIS DE LA SOLUCIÓN

6.1. Comparativa entre la producción fotovoltaica y el consumo de los puntos de recarga

La instalación fotovoltaica objeto de estudio dispone de una potencia pico de 530 kWp, destinada a alimentar un conjunto de seis puntos de recarga para vehículos eléctricos. El consumo energético total de estos equipos se ha parametrizado mediante la expresión $78840 \cdot t$ kWh, donde t representa el número de horas diarias de uso de cada punto de recarga. Este planteamiento permite evaluar distintos escenarios operativos en función del grado de utilización y del patrón de demanda previsto.

6.1.1. Producción estimada de la instalación fotovoltaica

Para estimar la producción anual de energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica, es necesario partir de los parámetros característicos del sistema y de las condiciones de radiación solar del emplazamiento. Este cálculo permite obtener una primera aproximación del potencial energético de la planta, considerando un rendimiento medio global del sistema y las horas solares pico disponibles en la ubicación seleccionada.

La producción fotovoltaica estimada depende directamente de la potencia pico instalada, del número de Horas Solares Pico (HSP) y del rendimiento global del sistema. Este último factor integra las pérdidas debidas a la temperatura, el rendimiento de los inversores, el cableado, las sombras parciales y el propio envejecimiento de los módulos, entre otros aspectos.

En este estudio se adopta un rendimiento global (η) de 0,8, valor representativo de una instalación bien dimensionada y con pérdidas moderadas. Asimismo, se considera una irradiación media anual equivalente a 5,8 HSP diarias, acorde con las condiciones medias de radiación en la zona de estudio.

A partir de estos valores, puede calcularse la energía eléctrica anual generada por la instalación mediante la expresión:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{instalada}} \times 5,8 \text{ HSP/día} \times 365 \text{ días} \times \eta_{\text{SISTEMA}}$$

$$E_{\text{anual}} = 530 \text{ kWp} \times 5,8 \frac{\text{HSP}}{\text{día}} \times 365 \text{ días} \times 0.8 = 820,228 \text{ MWh}$$

La producción anual estimada de una planta fotovoltaica de 530 kWp depende fundamentalmente de la radiación solar incidente en el emplazamiento, del rendimiento global del sistema y de las pérdidas asociadas. Considerando todo esto y el envejecimiento de la instalación que hará que cada año sea menor la producción, la energía anual estimada es de 820,228 MWh.

Al comparar esta magnitud con el consumo total de los puntos de recarga, el balance energético varía de manera significativa según el número de horas diarias de funcionamiento. En escenarios de baja demanda (por ejemplo, entre 2 y 4 horas de uso diario por cargador), la energía producida por la instalación fotovoltaica supera ampliamente el consumo, garantizando la autosuficiencia del sistema y permitiendo

inyectar excedentes a la red. A medida que aumenta el tiempo de utilización, el consumo crece proporcionalmente, reduciendo la diferencia respecto a la energía generada, aunque sin llegar a comprometer la cobertura total de la demanda.

6.1.2. Caso extremo de máxima demanda de los puntos de recarga

El escenario más exigente corresponde a un funcionamiento de 9 horas diarias por cargador, lo que implica un consumo anual de:

$$E_{consumo} = 78840 \times 9 = 709560 \text{ kWh/año} - 709,56 \text{ MWh}$$

En el caso más exigente, el consumo total anual de los seis puntos de recarga se eleva a aproximadamente "709,56 MWh", una cifra que, si se compara con la producción anual estimada de la planta de 820,228 MWh, representa un 86% de la energía total generada.

Por tanto, incluso en el escenario de máxima utilización de los puntos de recarga, la potencia y la capacidad de generación de la planta fotovoltaica resultan más que suficientes para cubrir la demanda, manteniendo un amplio margen para la exportación de energía o el abastecimiento de otros consumos complementarios.

No obstante, debe considerarse el desajuste temporal entre la generación solar y la demanda de recarga. Si las recargas se concentran fuera de las horas de máxima radiación (por ejemplo, al final de la jornada o durante la noche), será necesario disponer de sistemas de almacenamiento energético o conexión a red para garantizar la continuidad del suministro. En cambio, si los periodos de recarga coinciden con las horas de mayor producción solar, el aprovechamiento directo de la energía fotovoltaica será óptimo y las necesidades de apoyo externo se reducirán considerablemente.

En conclusión, el análisis demuestra que la energía generada por la planta fotovoltaica de 530 kWp excede ampliamente el consumo de los puntos de recarga en todos los escenarios planteados. La variable determinante no será la cantidad de energía disponible, sino la coincidencia temporal entre generación y demanda, aspecto clave para optimizar la gestión energética y maximizar la eficiencia del sistema.

6.2. Justificación de la implementación de un centro de transformación

En una planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica, la tensión de salida de los inversores suele ser de baja tensión (BT), en este caso 800 V AC trifásicos. Sin embargo, la red de distribución a la que se desea inyectar la energía opera típicamente en media tensión (MT), con valores estándar como 13,2 kV, 20 kV o 33 kV según la zona geográfica y la normativa local. Por tanto, es necesario adaptar la tensión mediante un transformador elevador.

6.2.1. Adaptación de tensión

Los inversores generan energía a baja tensión, que permite:

- Minimizar la complejidad y costo del cableado entre módulos e inversores.
- Facilitar la protección y control de la corriente en BT.

No obstante, inyectar directamente 800 V a la red de MT no es viable, por dos motivos principales:

- Compatibilidad con la red: las líneas de MT requieren tensiones mucho más altas (por ejemplo, 20 kV) para mantener la compatibilidad eléctrica y cumplir la normativa de operación de la red.
- Reducción de pérdidas: la corriente necesaria para entregar una potencia determinada disminuye al aumentar la tensión. Esto se deduce de la relación trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \text{fp}}$$

Si se intentara inyectar directamente a BT, la corriente sería muy elevada, aumentando las pérdidas por efecto Joule ($P_{\text{perd}} = I^2 \cdot R$) y requiriendo conductores de gran sección, más costosos y difíciles de instalar.

Además, por la relación del efecto Joule se puede ver que las pérdidas aumentan con el cuadrado de la corriente así que la reducción de dicha corriente es clave para disminuir las pérdidas, este fenómeno se puede comprobar con este ejemplo comparativo:

- Potencia total de la planta: 500 kW
- Corriente a 800 V (BT):

$$I_{\text{BT}} = \frac{500 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \text{ kV} \cdot 1} \approx 360 \text{ A}$$

- Corriente a 20 kV (MT):

$$I_{\text{MT}} = \frac{500 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} \cdot 1} \approx 14,4 \text{ A}$$

Esta reducción de corriente más de 25 veces menor disminuye significativamente las pérdidas y permite utilizar cables y equipos más económicos.

6.2.2. Seguridad y control de la instalación

El uso de un transformador elevador también aporta ventajas importantes en protección y seguridad:

- Permite la implementación de protecciones contra sobrecorriente y sobrevoltaje entre BT y MT, aislando fallos.
- Facilita la coordinación con la red de distribución, evitando perturbaciones en la tensión y frecuencia locales.
- Proporciona aislamiento galvánico entre la planta fotovoltaica y la red eléctrica, minimizando riesgos eléctricos y reduciendo interferencias.

6.2.3. Dimensionamiento preliminar del transformador

El transformador debe ser capaz de elevar la tensión de 0,8 kV a la tensión de la red de MT, 20kV, y soportar la potencia total de la planta, que es la suma de la potencia nominal de los inversores:

$$P_{\text{total}} = 2 \cdot 250 \text{ kW} = 500 \text{ kW}$$

Se selecciona un margen adicional de 10% para cubrir pérdidas y posibles sobrecargas temporales, determinando una potencia aparente alrededor de 550 kVA.

En resumen, el uso de un transformador elevador es imprescindible en esta instalación debido a:

- La necesidad de adaptar la tensión de los inversores (800 V) a la tensión de la red de MT (20 kV).
- La reducción de corrientes y, por tanto, de pérdidas en la línea de interconexión.
- La seguridad y aislamiento eléctrico entre la instalación fotovoltaica y la red.
- La compatibilidad con la normativa de conexión y operación de la red.

Sin este transformador, la conexión directa a la red sería técnicamente inviable, insegura y económicamente ineficiente.

6.3. Diseño de la conexión de inversores a transformador en una planta fotovoltaica de 530 kWp

6.3.1. Establecimiento de los datos de partida

Se considera una planta fotovoltaica de 530 kWp, compuesta por dos inversores de 250 kW cada uno, cuya tensión de salida trifásica es de 800 V AC y la corriente nominal de cada inversor, según ficha técnica, es de 180 A con factor de potencia unitario ($\text{fdp} = 1$). La instalación se conectará a un transformador elevador para inyectar la energía a media tensión (MT) de la red.

6.3.2. Verificación de potencia nominal

La potencia activa entregada por cada inversor se comprueba mediante la ecuación trifásica:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \text{fp}$$

Sustituyendo los valores:

$$\begin{aligned} P &= 1,732 \cdot 800 \text{ V} \cdot 180 \text{ A} \cdot 1 \\ P &= 249\,408 \text{ W} \approx 250 \text{ kW} \end{aligned}$$

Esta verificación confirma la correspondencia entre la **corriente nominal y la potencia del inversor**, según la ficha técnica.

6.3.3. Corriente total en baja tensión

Dado que la salida de los inversores se conectará en paralelo antes del transformador, la corriente total en el embarrado de baja tensión se calcula como:

$$I_{\text{total}} = 2 \cdot 180 \text{ A} = 360 \text{ A}$$

6.3.4. Selección de la sección de los conductores

6.3.4.1. Criterios de diseño

La selección de la sección de los conductores se realiza considerando:

- Intensidad nominal: el cable debe soportar la corriente de operación sin sobrecalentamiento.
- Caída de tensión: recomendada $\leq 1\%$ entre inversor y transformador.
- Material y aislamiento: cobre con aislamiento XLPE 90 °C.
- Condiciones de instalación: en bandeja ventilada, ambiente 40 °C.

6.3.4.2. Intensidad admisible

De acuerdo con la normativa UNE-HD 60364, para conductores de cobre:

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)
50	176
70	212
95	253

La corriente nominal por inversor es 180 A, por lo que 70 mm² sería suficiente. Para mayor margen de seguridad se selecciona 95 mm², cuya intensidad admisible de 253 A proporciona un margen térmico adicional de $\approx 40\%$.

6.3.4.3. Cálculo de caída de tensión

La caída de tensión se estima mediante:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot R$$

Donde:

- $I = 180$ A
- $L = 50$ m(longitud más desfavorable de línea, un sentido)
- $R_{95} \approx 0,00021$ (resistencia del conductor 95 mm² Cu)

$$\Delta V = 1,732 \cdot 180 \cdot 50 \cdot 0,00021$$

$$\Delta V \approx 3,3 \text{ V}$$

En porcentaje:

$$\frac{\Delta V}{V} \cdot 100 = \frac{3,3}{800} \cdot 100 \approx 0,41\%$$

Esta caída es muy inferior al límite recomendado del 1 %, garantizando un buen comportamiento eléctrico.

Como ya se ha comentado desde el punto de vista de caída de tensión, la sección 70 mm² Cu sería óptima y suficiente para la longitud de cable prevista, pero se opta por 95 mm² Cu para aumentar la protección y durabilidad.

6.3.5. Selección del transformador elevador

La potencia total por elevar es:

$$P_{\text{total}} = 2 \cdot 250 \text{ kW} = 500 \text{ kW}$$

Se recomienda considerar un margen de 10–20 % para pérdidas y sobrecarga:

$$S_{\text{trafo}} \approx 500 \cdot 1,1 = 550 \text{ kVA}$$

Por tanto, se selecciona un transformador de 550 kVA, con las siguientes características:

- Lado BT: 0,8 kV (800 V)
- Lado MT: 20 kV
- Conexión: Dyn11

La sección de conductor adoptada para la instalación es de 95 mm² de cobre, decisión que ha sido justificada por el mayor margen térmico, la durabilidad del cable, la robustez mecánica y la seguridad frente a posibles sobrecargas puntuales. No obstante, desde un punto de vista estrictamente técnico, cabe recalcar que la sección óptima sería de 70 mm² de cobre, ya que esta cumple sobradamente con los requisitos de intensidad nominal y caída de tensión en la línea, ofreciendo un comportamiento eléctrico adecuado. En consecuencia, la elección de 95 mm² se considera una solución conservadora y segura, mientras que 70 mm² representaría una alternativa más eficiente y económica sin comprometer la operación de la instalación.

Por tanto, a modo de resumen:

Elemento	Valor seleccionado
Nº de inversores	2 × 250 kW
Tensión de salida	800 V AC
Corriente por inversor	180 A
Corriente total BT	360 A
Sección del conductor	95 mm ² Cu XLPE 90 °C
Transformador	550 kVA, 0,8/20 kV Dyn11
Caída de tensión	0,41 %
Seguridad térmica	Excelente

6.4. Protecciones y sistema eléctrico de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica cuenta con 1.000 módulos de 530 W, que suman una potencia pico total de 530 kWp. Los módulos se agrupan en cadenas o strings que alimentan a dos inversores trifásicos encargados de transformar la energía de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) para su inyección a red.

Dada la potencia del sistema, la evacuación de la energía se realiza en media tensión (20 kV) mediante un centro de transformación, CT, propio, el cual eleva la tensión de salida de los inversores (400 V) al nivel de la red de distribución.

A continuación, se describen los principales componentes eléctricos y las protecciones asociadas en cada nivel de la instalación.

6.4.1. *Generador fotovoltaico, protecciones del tramo en corriente continua*

Cada conjunto de strings está conectado a una caja de combinadores (string box), donde se concentran las protecciones del lado DC:

- Fusibles por string: instalados en el polo positivo (y negativo si el sistema lo requiere) para evitar sobrecorrientes por retorno desde otros strings.
- Seccionador en carga DC: permite el aislamiento seguro de cada grupo de paneles o del conjunto del campo fotovoltaico para operaciones de mantenimiento.
- Protección contra sobretensiones transitorias (SPD tipo II DC): protege frente a descargas atmosféricas indirectas y maniobras en la red.
- Diodos de bloqueo o bypass: impiden corrientes inversas entre ramas y mejoran el comportamiento frente a sombras parciales.
- Puesta a tierra: todas las estructuras metálicas y masas conductoras se conectan a la red de tierra del sistema para garantizar la seguridad y el cumplimiento del REBT (ITC-BT-18). Los paneles suelen ser mediante un cable de equipotencialidad que los une para ir a tierra.

6.4.2. *Protecciones de los inversores*

- Protección anti-isla: desconecta automáticamente los inversores en ausencia de red, según UNE-EN 62116.
- Protección contra sobrecarga y sobretensión: evita daños internos por condiciones anómalas.
- Protección frente a sobretensiones (SPD tipo II AC): instalada en la salida de cada inversor para proteger los equipos de maniobras en el lado alterno.
- Interruptor seccionador AC: permite aislar el inversor del resto de la instalación.
- Interruptor magnetotérmico y diferencial tipo B: protege frente a cortocircuitos, sobrecargas y fugas a tierra en el lado de alterna.
- Sistema de monitorización: registro de producción, tensiones, corrientes y alarmas, integrable en un sistema SCADA.

6.4.3. *Cuadro general de baja tensión (CGBT)*

En este cuadro se agrupan las salidas de los dos inversores antes de la conexión al transformador elevador.

Contiene las siguientes protecciones:

- Barreras y embarrados principales de cobre.
- Interruptores automáticos magnetotérmicos de protección general y seccionamiento.
- Interruptores diferenciales para protección frente a contactos indirectos.
- Protección contra sobretensiones transitorias (SPD tipo II AC).

- Instrumentación de medida: amperímetros, voltímetros y contador de energía producida.
- Sistema de comunicaciones con el centro de control.

Desde este cuadro parte la línea de baja tensión hacia el transformador del centro de transformación.

6.4.4. Centro de transformación (BT/MT)

El centro de transformación eleva la tensión de 800 V, que es la tensión de salida de cada inversor a 20 kV, tensión propia de media tensión, permitiendo la conexión de la instalación a la red de distribución en media tensión.

Para una potencia de la salida combinada de ambos inversores de 500 kW, el transformador más adecuado es el de 550 kVA, lo que proporciona un pequeño margen de seguridad sobre la potencia nominal de los inversores. Cuenta con los siguientes elementos principalmente:

- Transformador elevador 800 V/20 kV, tipo seco o en aceite, conexión Dyn11, con refrigeración natural (ONAN).
- Cuadro de baja tensión (BT): con interruptor general, fusibles y protección diferencial.
- Celdas de media tensión (MT):
 - Celda de línea: con seccionador bajo carga.
 - Celda de protección: con interruptor automático y relé de protección (sobreintensidad, cortocircuito, tierra).
 - Celda de medida: para cumplimiento de requisitos de la distribuidora.
- Protección contra sobretensiones (SPD tipo I+II en BT y tipo II en MT).
- Sistema de puesta a tierra común: incluye tierras de protección, neutro, masas metálicas y malla perimetral, con resistencia $\leq 10 \Omega$.

6.4.5. Conexión a red en media tensión

Desde el centro de transformación parte la línea de evacuación en media tensión (20 kV) hacia el punto de conexión autorizado por la compañía eléctrica.

Esta línea puede ser subterránea o aérea y dispone de:

- Protección de cabecera (interruptor o fusible de línea).
- Seccionadores y equipos de maniobra accesibles desde el exterior del CT.
- Sistema de telemedida y comunicación con el operador de red.

No se requiere una subestación eléctrica, ya que la potencia instalada (530 kWp) no justifica la elevación a alta tensión.

6.4.6. Sistema de puesta a tierra y equipotencialidad

Todas las masas metálicas, estructuras, carcasas de equipos, envolventes de cuadros y armarios se conectan a un sistema de puesta a tierra común, que garantiza la equipotencialidad y la protección de las personas.

La resistencia de tierra debe mantenerse por debajo de 10Ω , y se recomienda la instalación de barras equipotenciales en los cuadros principales y en el CT.

6.4.7. Sistema de protección contra el rayo y sobretensiones

- Pararrayos externo (si el estudio de riesgo según UNE-EN 62305 lo exige).
- Protectores contra sobretensiones (SPD tipo I+II) en la entrada de baja tensión del CT.
- SPD tipo II en las cajas de strings y salidas de inversores.
- Interconexión equipotencial de todas las tierras (estructuras, módulos, CT, inversores).

De esta forma la instalación fotovoltaica de 530 kWp dispone de todos los sistemas necesarios para garantizar la seguridad eléctrica, la continuidad del servicio y la protección frente a fallos o sobretensiones, tanto en corriente continua como en alterna.

El uso de un centro de transformación propio permite una evacuación eficiente de la energía en media tensión y asegura la compatibilidad con la red de distribución, cumpliendo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y las normas UNE-EN 62446, UNE-EN 62548 y UNE-EN 50539.

Por tanto, los elementos de protección de la instalación serían:

Zona de la instalación	Elemento de protección / dispositivo	Función principal	Norma o referencia aplicable
Campo fotovoltaico (DC)	Fusibles por string	Protección frente a sobrecorrientes y retorno de corriente entre ramas	UNE-EN 60269 / UNE-EN 62548
	Seccionador en carga DC	Aislamiento y desconexión segura del generador	UNE-EN 60947-3
	SPD tipo II DC	Protección frente a sobretensiones transitorias y descargas indirectas	UNE-EN 50539-11 / UNE-EN 61643-31
	Diodos de bloqueo o bypass	Evitar corrientes inversas entre módulos y mejorar la respuesta ante sombras	UNE-EN 62548
	Conexión equipotencial y toma de tierra	Protección de personas y equipos frente a contactos indirectos	REBT ITC-BT-18 / UNE-HD 60364
Inversores	Protección anti-isla	Desconexión automática en caso de pérdida de red	UNE-EN 62116 / UNE-EN 50438

	Protección contra sobrecarga y sobretensión	Evita daños en el inversor por condiciones anómalas	UNE-EN 62109-1 / 2
	SPD tipo II AC	Protección frente a sobretensiones en el lado alterno	UNE-EN 61643-11
	Interruptor seccionador AC	Permite el aislamiento del inversor del resto del sistema	UNE-EN 60947-3
	Magnetotérmico trifásico	Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos	UNE-EN 60898-1
	Diferencial tipo B	Protección frente a fugas de corriente continua y alterna	UNE-EN 61008-1 / ITC-BT-24
Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)	Interruptor general automático	Protección de conjunto frente a sobreintensidades	UNE-EN 60947-2
	SPD tipo II AC	Protección frente a sobretensiones transitorias de red	UNE-EN 61643-11
	Instrumentación y contadores	Medida y control de la energía generada	REBT ITC-BT-40
	Sistema de monitorización	Supervisión del funcionamiento y alarmas	UNE-EN 61724
Centro de Transformación (CT)	Transformador elevador 400/20 kV (630 kVA)	Adaptación de la tensión para conexión a red MT	UNE-EN 60076
	Cuadro de BT con fusibles y seccionador	Protección y maniobra en el lado de baja tensión	UNE-EN 60947-3 / 60269
	Celdas de MT (línea, protección y medida)	Maniobra, seccionamiento y medida en media tensión	UNE-EN 62271-200
	Relés de protección de línea y tierra	Detección de sobreintensidad y fallos a tierra	UNE-EN 60255
	SPD tipo I+II (BT) y tipo II (MT)	Protección frente a sobretensiones atmosféricas y de conmutación	UNE-EN 50539 / UNE-EN 61643-11

	Sistema de puesta a tierra común	Protección de personas y equipos, equipotencialidad	REBT ITC-BT-18 / UNE-EN 50522
Línea de evacuación (MT)	Interruptor-seccionador de cabecera	Maniobra y protección general de la línea	UNE-EN 62271-105
	Fusibles de protección de línea	Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas	UNE-EN 60282-1
	Sistema de medida y telecontrol	Supervisión y comunicación con la red	Especificaciones distribuidora / UNE-EN 61850
Protección contra el rayo	Pararrayos externo (si aplica)	Protección ante descargas directas	UNE-EN 62305-3
	SPD tipo I+II en entrada de BT	Protección frente a impulsos atmosféricos	UNE-EN 61643-11
Puesta a tierra y equipotencialidad	Barra equipotencial principal y red de tierras	Garantizar continuidad y seguridad eléctrica	REBT ITC-BT-18 / UNE-HD 60364

6.5. Descripción Técnica Detallada de la Infraestructura de Recarga para Vehículos Eléctricos

Este proyecto contempla la instalación de 6 puntos de recarga para vehículos eléctricos en la vía pública del municipio de Leganés, conectados directamente a la red de baja tensión existente.

6.5.1. Acometida y Canalizaciones

La alimentación eléctrica se establecerá desde el Cuadro General de Protección y Medida (CGP) del emplazamiento, mediante una línea de alimentación exclusiva para los equipos de recarga. Esta línea principal conducirá a un Cuadro de Distribución Secundario (CDS).

El CDS alojará las protecciones generales, elementos de seccionamiento, equipos de medida, y los dispositivos de protección individual necesarios para cada cargador.

Las canalizaciones eléctricas se ejecutarán con conductores de cobre aislados de alta seguridad, tipo RV-K o equivalente (Libre de Halógenos), instalados en canalización estanca enterrada o empotrada, asegurando el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y, específicamente, la ITC-BT-52 ("Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos").

6.5.2. Sistema de Puesta a Tierra y Seguridad

El sistema de puesta a tierra será común para todos los equipos que estén juntos en la instalación, debiendo alcanzar una resistencia de tierra inferior a 10 ohmios. Se garantiza la protección contra contactos indirectos mediante la adecuada coordinación entre el sistema de tierra y los dispositivos de protección diferencial de alta sensibilidad.

6.5.3. Protecciones y Requisitos por Tipo de Cargador

6.5.3.1. Cargador KEBA KeContact P30

Este punto de recarga de Corriente Alterna (AC) de 22 kW se alimenta mediante una línea trifásica con neutro (400V), con una corriente nominal de 32 A por fase.

Elemento de Instalación	Especificación	Función y Justificación
Tipo de Cable	Cobre, RV-K (o similar H07Z1-K)	Aislamiento de alta seguridad.
Sección Mínima	6 mm ² (4P + N + T)	Según Ficha Técnica del Fabricante KEBA para 32 A (carga completa). Esta sección mínima es suficiente para la intensidad admisible y la conexión a los terminales del equipo. Se deberá verificar la caída de tensión en el tramo de cableado.
Protección Magnetotérmica	Tipo C, 40 A	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Se elige 40 A (inmediatamente superior a 32 A) con curva C.
Protección Diferencial	Tipo B (preferente) o A, 30mA	Imprescindible para detectar fugas a tierra de corriente alterna y continua (> 6 mA), requerida por la ITC-BT-52.
Protección Sobretensiones	Combinado Tipo 2 + 3	Protege contra sobretensiones transitorias y permanentes, con un nivel de protección ≤1,5 kV.
Seccionador	Interruptor de corte omnipolar	Aislamiento completo del equipo para tareas de mantenimiento seguro.

Cabe recalcar que el conjunto del cargador y sus protecciones debe instalarse en una envolvente con grado de protección mínimo IP54 e IK08.

6.5.3.2. Cargador ABB Terra 54

Este equipo de Corriente Continua (DC) se alimenta en AC trifásica de 400 V} y 50 kW}, lo que implica una corriente nominal de aproximadamente 80 A por fase en el lado de la acometida. Dada su alta potencia y la electrónica de conversión AC/DC interna, las exigencias son mayores.

Elemento de Instalación	Especificación	Función y Justificación
Tipo de Cable	Cobre, RV-K (o similar H07Z1-K)	Aislamiento de alta seguridad.
Sección Mínima	25mm ² (4P + N + T)	Calculada para 80 A por fase (o 94 A considerando el factor de simultaneidad del 85% según la ITC-BT-52), asegurando una intensidad admisible y una caída de tensión adecuada.
Protección Magnetotérmica	Tipo C o D, 100A	Protección robusta contra sobrecargas y cortocircuitos, considerando las posibles corrientes de arranque de los convertidores.
Protección Diferencial	Tipo B, 300mA	Adecuado para equipos con rectificadores. Se utiliza una sensibilidad de 300 mA como protección general de línea, confiando en las protecciones sensibles internas del equipo en el circuito DC.
Protección Sobretensiones	Tipo 1 + 2	Mayor nivel de protección requerido por la conexión a la red exterior y el riesgo de descargas atmosféricas. Nivel de protección ≤1,5kV.
Seccionamiento	Interruptor-seccionador general	Con capacidad de corte bajo carga y sistema de bloqueo para seguridad en el mantenimiento.

El cargador ABB incorpora internamente protecciones electrónicas avanzadas (control de corriente de salida, vigilancia de aislamiento en el circuito DC y detección de fallos de comunicación), cumpliendo con las normativas IEC 61851-23 y IEC 62196.

6.5.4. Aclaración de los cálculos del cargador de CC

Es habitual que, en los cargadores de corriente continua, los valores de potencia e intensidad no parezcan coincidir directamente con los de su alimentación en corriente alterna. Esto se debe a que el equipo realiza internamente una conversión de energía desde el sistema de CA trifásica de la red a CC para la recarga del vehículo, por lo que las intensidades en ambos lados (entrada y salida) son diferentes.

Ahora se detallará el cálculo de la intensidad de línea que circula por el lado de alimentación en corriente alterna del cargador ABB Terra 54, cuya potencia nominal es de 50 kW.

Para un sistema trifásico equilibrado, la relación entre la potencia activa, la tensión y la intensidad de línea viene dada por la expresión:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos \phi$$

Para este cálculo en particular, se consideran los siguientes valores característicos del equipo y de la red de alimentación:

- Potencia nominal: $P = 50.000 \text{ W}$
- Tensión de línea: $V_L = 400 \text{ V}$
- Factor de potencia: $\cos \phi = 0,95$ (valor típico en equipos electrónicos de potencia)

Por tanto, sustituyendo los valores en la fórmula:

$$I_L = \frac{50.000}{1,732 \cdot 400 \cdot 0,95}$$
$$I_L = \frac{50.000}{658,16} = 75,97 \text{ A}$$

De esto sale que la intensidad nominal de línea para el cargador ABB Terra 54 es aproximadamente 76 A.

Ahora bien, según la ITC-BT-52 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en las líneas de alimentación a puntos de recarga de vehículos eléctricos se puede aplicar un factor de simultaneidad del 85 % para el cálculo de la demanda global. Sin embargo, a efectos de protección individual del equipo, se recomienda considerar el valor nominal completo y prever un margen de seguridad que evite disparos indeseados del interruptor magnetotérmico durante el funcionamiento a plena carga.

En este sentido, la protección se selecciona como la inmediatamente superior a la intensidad calculada (76 A). De esta forma se llega a una $I_{PROTECCION} = 100 \text{ A}$

Se justifica así la instalación de un interruptor magnetotérmico trifásico de 100 A, curva C o D, adecuado para soportar los picos de corriente en el arranque del convertidor y asegurar una protección efectiva frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Con todo esto queda claro que la selección de un sistema combinado de recarga AC de 22 kW y DC de 50 kW garantiza una oferta de servicio versátil y de alta potencia. La configuración detallada de protecciones y el dimensionamiento de la sección de cable mínimo de 6 mm² para AC y 25 mm² para DC aseguran el estricto cumplimiento del REBT e ITC-BT-52, priorizando la seguridad de los usuarios y equipos y la fiabilidad y durabilidad de la instalación

7 CONTRASTE Y APROBACION

7.1. Análisis comparativo de escenarios de uso y rentabilidad

Con el objetivo de evaluar de forma integral la viabilidad técnica y económica del sistema de recarga de vehículos eléctricos alimentado por la planta fotovoltaica, se ha desarrollado un análisis comparativo basado en diferentes escenarios de utilización de los puntos de recarga. Este análisis permite determinar cómo varía la rentabilidad del proyecto en función del tiempo de uso de los puntos de recarga y del aprovechamiento de la energía generada.

Para ello, se ha parametrizado el consumo energético total en función del tiempo medio anual de utilización de cada cargador, considerando que este parámetro es el principal factor que condiciona tanto el balance energético como los resultados económicos del sistema. La producción eléctrica se ha calculado previamente mediante el software ENROAD, a partir de los datos de radiación solar y rendimiento estimado de la planta fotovoltaica ubicada en Illescas (Toledo). Posteriormente, se va a comparar dicha producción con la demanda correspondiente a cada escenario de uso, determinándose los excedentes energéticos disponibles para su inyección a la red y, con ello, los ingresos asociados a la venta de energía no autoconsumida.

El estudio contempla tres escenarios representativos:

- Escenario 1 – Baja utilización (2 horas diarias por cargador):

Representa una situación conservadora, correspondiente a una demanda reducida y un uso esporádico de los puntos de recarga. En este caso, la mayor parte de la energía generada por la planta fotovoltaica no se consume directamente, lo que da lugar a un volumen considerable de excedentes que pueden ser vendidos a la red. Este escenario permite analizar la rentabilidad mínima esperada del sistema, al reflejar un aprovechamiento parcial de la infraestructura de recarga.

- Escenario 2 – Utilización media (5 horas diarias por cargador):

Corresponde a una situación intermedia y realista, en la que la infraestructura se usa de manera sostenida y equilibrada. Este escenario refleja un funcionamiento cercano al esperado en condiciones normales de operación, permitiendo estimar la rentabilidad típica del sistema y su comportamiento en un contexto de demanda moderada, en línea con la progresiva adopción del vehículo eléctrico.

- Escenario 3 – Alta utilización (9 horas diarias por cargador):

Se considera un caso extremo, que implica un uso intensivo y continuo de los puntos de recarga. Aunque este escenario es menos prudente desde el punto de vista técnico, resulta útil para evaluar el potencial máximo de ingresos y el grado de autosuficiencia energética del sistema en condiciones de máxima demanda. En este caso, los excedentes se reducen significativamente, y el equilibrio entre generación y consumo es más ajustado, permitiendo valorar la capacidad de la planta para abastecer una demanda sostenida a lo largo del tiempo.

En cada uno de estos escenarios se determinan los parámetros clave de rentabilidad, incluyendo el consumo total, la energía excedentaria inyectada a la red, los ingresos derivados de su venta, y el ahorro económico asociado al autoconsumo. De esta forma, se obtiene una visión completa del comportamiento energético y financiero del sistema en distintos niveles de utilización, lo que permite identificar el punto de equilibrio más favorable entre inversión, producción y retorno económico.

7.1.1. Establecimiento del precio del kWh de los excedentes vendidos

Se ha definido un precio de venta de 0,08 €/kWh para los excedentes de energía eléctrica generados. Este valor se ha establecido considerando tanto la necesidad de mantener una estrategia conservadora frente a las fluctuaciones del mercado eléctrico como la necesidad de garantizar una retribución estable por la energía vertida a la red. La fijación de este precio permite cubrir posibles variaciones derivadas de la volatilidad de los precios mayoristas, asegurando la estabilidad económica del proyecto en el horizonte de operación previsto. Este es un precio mínimo de venta, por debajo del cual no es aceptable la rentabilidad obtenida.

Desde el punto de vista técnico y financiero, la implementación de este precio para excedentes contribuye a la optimización de los flujos de caja, facilitando la planificación económica y la evaluación de rentabilidad del sistema de generación. Además, se minimizan los riesgos asociados a la exposición directa a precios spot, lo que proporciona un marco de previsibilidad que es especialmente relevante en escenarios de incertidumbre del mercado eléctrico. Este enfoque asegura que los ingresos por excedentes complementen de manera estable la economía del sistema, optimizando tanto el aprovechamiento de la energía producida como la eficiencia financiera del proyecto.

Este enfoque comparativo no solo permite cuantificar los beneficios directos de la instalación, sino también analizar su resiliencia frente a diferentes condiciones operativas. Además, el estudio facilita la toma de decisiones estratégicas sobre el dimensionamiento óptimo de la planta fotovoltaica, la capacidad de los cargadores y la gestión de los excedentes, contribuyendo a garantizar la sostenibilidad técnica y económica del proyecto a largo plazo.

7.1.2. Establecimiento del precio del kWh en los puntos de recarga

El precio del kilovatio-hora (kWh) en los puntos de recarga de vehículos eléctricos depende de múltiples factores, entre los que destacan la potencia del punto de recarga, el tipo de corriente utilizada, la ubicación geográfica, los costes de operación y mantenimiento, y el modelo de negocio del operador. En España, los precios actuales muestran una dispersión significativa según estas variables.

Para cargas en puntos públicos de baja potencia (AC lenta o semirrápida), los precios suelen situarse en el rango de 0,25 a 0,45 €/kWh, mientras que en carga rápida o ultrarrápida (CC) los precios pueden alcanzar entre 0,45 y 0,80 €/kWh. Esta diferencia se debe principalmente a los mayores costes asociados a la infraestructura de carga

rápida, al mayor consumo de energía en un tiempo reducido y a los márgenes aplicados por los operadores de dichos puntos.

Dada la variabilidad de los precios en función de la hora del día, la ubicación y la demanda, se considera prudente establecer un precio de referencia promedio, que permita cubrir los costes y ofrecer competitividad frente a otros operadores sin exponer al proyecto a fluctuaciones extremas del mercado.

En el caso específico de este proyecto, se cuenta con un total de seis puntos de recarga, diferenciados en dos tipos:

- Tres cargadores de corriente alterna (AC) con potencia de 22 kW, destinados a cargas normales o semirrápidas.
- Tres cargadores de corriente continua (DC) con potencia de 50 kW, destinados a carga rápida.

Considerando los rangos de precios actuales y buscando un equilibrio entre rentabilidad y competitividad, se propone establecer los siguientes precios medios por kWh (IVA no incluido):

- Carga normal AC 22 kW: 0,35 €/kWh
- Carga rápida DC 50 kW: 0,60 €/kWh

Estos valores reflejan una media prudente de los precios de mercado, considerando tanto la franja de precios habitual como la variabilidad que puede existir según ubicación y demanda, y permiten diferenciar de manera clara la tarifa según la potencia y tipo de carga ofrecida.

Por otro lado, para los cálculos cabe recordar que la producción se había fijado en 820,228 MWh y el consumo total en $78840 \cdot t$ kWh siendo el t tiempo de uso diario medio de cada cargador. EL consumo desglosado sería; cada cargador de AC tiene un consumo medio anual de $8030 \cdot t$ y cada cargador de CC tiene un consumo medio anual de: $18250 \cdot t$.

Ahora se va a proceder al análisis del primer año a modo de ejemplo, pero el análisis exacto y teniendo en cuenta la variación de parámetros como el precio de la energía y los tipos de interés será realizado con la herramienta ENROAD para buscar los indicadores económicos finales de cada escenario de inversión

7.1.3. Análisis del primer año del escenario 1, con 2 horas de uso diario por cargador

- **Producción** = 820,228 MWh
- **Consumo anual por tipo de cargador**

Cargador de AC: $3 \times 8030 \times 2 = 48180$ kWh

Cargador de CC: $3 \times 18250 \times 2 = 109500$ kWh

Consumo total de los cargadores: $48180 + 109500 = 157680$ kWh

- **Excedentes energéticos:**

Excedentes = Producción - Consumo total = 820228 - 157680 = 662548 kWh

- **Ingresos por venta de energía a los vehículos**

AC: $48180 \times 0,60 \text{ €} = 28908 \text{ €}$

CC: $109500 \times 0,35 \text{ €} = 38325 \text{ €}$

Total de ingresos por consumo: $28908 + 38325 = 67233 \text{ €}$

- **Ingresos por venta de excedentes a red**

Excedentes: $662548 \text{ kWh} \times 0,08 \text{ €} = 52996 \text{ €}$

- **Ingresos totales aproximados:** $67233 + 52996 = 120.229 \text{ €/anuales}$

En el escenario de baja utilización, con 2 horas diarias por cargador, el consumo total anual es de 157,68 MWh, con 48,18 MWh correspondientes a los cargadores semirrápidos y 109,5 MWh a los cargadores rápidos. La venta directa de energía a los vehículos genera ingresos de 67233 euros, mientras que los excedentes de la planta, unos 662,55 MWh, pueden venderse a la red generando 52996 euros adicionales. En conjunto, este escenario refleja un uso moderado de la infraestructura y una significativa capacidad de generación de beneficios por consumo y excedentes

7.1.4. Análisis del primer año del escenario 2, con 5 horas de uso diario por cargador

- **Producción** = 820,228 MWh
- **Consumo anual por tipo de cargador**

Cargador de AC: $3 \times 8030 \times 5 = 120450 \text{ kWh}$

Cargador de CC: $3 \times 18250 \times 5 = 273750 \text{ kWh}$

Consumo total de los cargadores: $120.450 + 273.750 = 394200 \text{ kWh}$

- **Excedentes energéticos:**

Excedentes = $820228 - 394200 = 426028 \text{ kWh}$

- **Ingresos por venta de energía a los vehículos**

AC: $120450 \times 0,60 \text{ €} = 72.270 \text{ €}$

CC: $273750 \times 0,35 \text{ €} = 95813 \text{ €}$

Total de ingresos por consumo: $72270 + 95813 = 168083 \text{ €}$

- **Ingresos por venta de excedentes a red:**

Excedentes: $426028 \times 0,08 \text{ €} = 34082 \text{ €}$

- **Ingresos totales aproximados:** $168083 + 34082 = 202165 \text{ €}$

Con un uso medio de 5 horas diarias, el consumo anual de los cargadores alcanza 394,2 MWh, repartidos entre 120,45 MWh para cargadores AC y 273,75 MWh para cargadores CC. La venta directa a los vehículos genera 168083 euros, mientras que los

excedentes de 426,03 MWh permiten obtener ingresos adicionales de 34082 euros. Este escenario representa un equilibrio entre utilización de la infraestructura y rentabilidad económica, reflejando un comportamiento más realista del sistema frente a la demanda esperada.

7.1.5. Análisis del primer año del escenario 3, con 9 horas de uso diario por cargador

- **Producción** = 820,228 MWh
- **Consumo anual por tipo de cargador**

Cargador de AC: $3 \times 8030 \times 9 = 217890$ kWh

Cargador de CC: $3 \times 18250 \times 9 = 492750$ kWh

Consumo total de los cargadores: $217890 + 492750 = 710640$ kWh

- **Excedentes energéticos:**

Excedentes = $820228 - 710640 = 109588$ kWh

- **Ingresos por venta de energía a los vehículos**

AC: $217890 \times 0,60 \text{ €} = 130734 \text{ €}$

CC: $492750 \times 0,35 \text{ €} = 172463 \text{ €}$

Total de ingresos por consumo: $130734 + 172463 = 303197 \text{ €}$

- **Ingresos por venta de excedentes a red:**

Excedentes: $109588 \times 0,08 \text{ €} = 8767 \text{ €}$

- **Ingresos totales aproximados:** $303197 + 8767 = 311964 \text{ €}$

En el escenario extremo, con 9 horas de uso diario por cargador, el consumo anual se aproxima a 710,64 MWh, con 217,89 MWh provenientes de cargadores AC y 492,75 MWh de cargadores CC. La venta directa a los vehículos genera 303197 euros, mientras que los excedentes de solo 109,59 MWh producen 8767 euros adicionales. Este escenario permite cubrir casi toda la demanda con energía propia, pero reduce significativamente los ingresos por venta de excedentes, mostrando la importancia de un dimensionamiento equilibrado y una gestión eficiente de la demanda para maximizar la rentabilidad global.

7.1.6. Resumen del primer año de cada escenario

Horas diarias	Consumo AC (kWh)	Consumo CC (kWh)	Consumo total (kWh)	Excedentes (kWh)	Ingresos por consumo (€)	Ingresos por excedentes (€)	Ingresos totales (€)
2	48.18	109.5	157.68	662.548	67.233	52.996	120.229
5	120.45	273.75	394.2	426.028	168.083	34.082	202.165
9	217.89	492.75	710.64	109.588	303.197	8.767	311.964

El análisis de los tres escenarios de uso diario de los cargadores muestra claramente la relación directa entre las horas de uso, el consumo de energía y los ingresos obtenidos.

A medida que aumenta el tiempo de uso diario por cargador, el consumo total de la planta fotovoltaica se incrementa y, en consecuencia, disminuyen los excedentes de energía disponibles para la venta a la red eléctrica, aumentando los ingresos debido a la diferencia de precio de venta de excedentes y de energía en los puntos de recarga.

En el escenario de baja utilización (2 horas diarias), los cargadores consumen relativamente poca energía (157,68 MWh), lo que genera importantes excedentes de 662,55 MWh. Aunque estos excedentes pueden venderse, el precio de venta a la red es significativamente inferior (0,08 €/kWh) al precio de venta de la energía directamente a los vehículos (0,35 €/kWh para cargadores rápidos y 0,60 €/kWh para semirrápidos). Por ello, en este escenario, aunque la cantidad de energía sobrante es alta, los ingresos totales son menores en comparación con escenarios de mayor utilización de los cargadores.

En el escenario intermedio (5 horas diarias), el consumo aumenta a 394,2 MWh y los excedentes se reducen a 426,03 MWh. Esto incrementa los ingresos por venta directa a los vehículos, que ahora representan la mayor parte de los beneficios, mientras que los ingresos por excedentes disminuyen. Este caso refleja un equilibrio más eficiente entre la demanda de los cargadores y la capacidad de la planta, demostrando que un uso moderado-alto mejora la rentabilidad global del sistema.

Finalmente, en el escenario extremo (9 horas diarias), el consumo anual se aproxima a 710,64 MWh y los excedentes quedan reducidos a solo 109,59 MWh. La mayor parte de los ingresos proviene de la venta directa a los cargadores, dado que el precio de venta del kWh a los vehículos es mucho más elevado que el precio de venta a la red. Este escenario muestra que un uso intensivo maximiza los ingresos, aunque reduce significativamente los excedentes, lo que limita la capacidad de la planta para generar beneficios adicionales a través de la venta de energía sobrante.

Por ello, se podría decir que el análisis arroja unos resultados que evidencian que, en este tipo de instalaciones, los ingresos totales dependen más del consumo de los propios cargadores que de los excedentes vendidos a la red, dado que el precio de venta del kWh a los vehículos es sustancialmente mayor. Por ello, para optimizar la rentabilidad, es conveniente diseñar la infraestructura considerando tanto la capacidad de producción de la planta como el patrón de uso esperado de los cargadores. Un mayor tiempo de uso diario aumenta significativamente los ingresos, mientras que los excedentes solo aportan un complemento económico limitado.

7.2. Metodología de análisis económico

Con el objetivo de obtener una evaluación económica rigurosa y realista del sistema propuesto, el análisis de los tres escenarios se realizará considerando un horizonte temporal de 30 años, correspondiente al periodo de vida útil y explotación estimado de la planta fotovoltaica. Para ello, se empleará la herramienta ENROAD, desarrollada por un grupo de investigadores de la Universidad de Cantabria en el marco de un proyecto financiado por la Unión Europea.

Esta herramienta permite, como ya se ha explicado, llevar a cabo una simulación dinámica y parametrizada de la rentabilidad de proyectos energéticos, integrando variables clave como el precio de la energía, los costes operativos y de mantenimiento, los tipos de interés y otros factores económicos que pueden influir significativamente en la evolución del proyecto a lo largo del tiempo. Gracias a esta funcionalidad, ENROAD posibilita realizar un análisis de sensibilidad frente a distintos escenarios de mercado y de política energética, ofreciendo así una visión más certera y ajustada a la realidad del comportamiento financiero de la instalación.

A partir de los resultados obtenidos con ENROAD, se va a explicar una hoja de cálculo en Excel que ha permitido replicar y adaptar los cálculos económicos de forma detallada y transparente. En ella se recogen los flujos de caja anuales, los ingresos por venta de energía, los costes de operación y los beneficios acumulados, facilitando la comparación entre los distintos escenarios de uso y su impacto en la rentabilidad global del proyecto.

7.2.1. Estructura y funcionamiento de la hoja de cálculo ENROAD

Con el fin de desarrollar el análisis económico y energético anualizado del proyecto, se ha empleado la hoja de cálculo asociada a la herramienta ENROAD, la cual permite modelizar de manera detallada el comportamiento financiero, técnico y ambiental de instalaciones de generación renovable a lo largo de todo su ciclo de vida. Aunque el modelo está concebido para analizar simultáneamente hasta seis tecnologías de generación diferentes, en este estudio se ha adaptado para evaluar únicamente una instalación de energía fotovoltaica (FV), simplificando así la estructura y centrando el análisis en los flujos económicos derivados de la producción solar y el consumo de los puntos de recarga.

La hoja de cálculo se organiza en distintas secciones interconectadas que permiten parametrizar y calcular los principales indicadores de rendimiento del proyecto, incluyendo datos como:

- Los resultados globales del análisis, incluyendo la energía producida, los ingresos totales, los márgenes de beneficio y los impactos ambientales básicos.
- Las características técnicas del sistema de generación renovable, en este caso, la instalación fotovoltaica (potencia nominal, factor de capacidad, curvas de generación, etc.).
- Hipótesis económicas del modelo, tales como las proyecciones de precios de la energía, la inflación y los tipos de interés aplicables durante los 30 años de operación.
- Los datos de localización geográfica y las características del proyecto (potencia instalada, costes iniciales, vida útil, degradación anual, etc.), sirviendo como base para todos los cálculos posteriores.
- La producción anual estimada, los costes operativos y los ingresos generados, diferenciando entre venta de energía a red y consumo interno en los puntos de recarga.

- Los costes de inversión inicial (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX) a lo largo del tiempo, así como los gastos asociados a ingeniería y desarrollo (DEC).
- El análisis de beneficios, pérdidas y márgenes acumulados durante los 30 años de explotación, permitiendo evaluar la rentabilidad neta del proyecto.
- Los impactos ambientales, centrada en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a un escenario equivalente con generación convencional.

En conjunto, la estructura modular que tiene la hoja de cálculo facilita un análisis integral, permitiendo observar cómo las variaciones en parámetros como el precio de la energía, los costes de mantenimiento o el tipo de interés afectan a la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto. De esta forma, ENROAD se convierte en una herramienta de apoyo fundamental para la toma de decisiones estratégicas en el desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles.

7.2.2. Datos de la ubicación

La primera sección a comentar de la hoja de cálculo corresponde a los datos geográficos y físicos del emplazamiento en el que se desarrollará el proyecto, volcados por parte del software después de seleccionar el área de la planta de los. Esta información constituye la base sobre la cual se realizan los cálculos de producción energética, ya que influye directamente en la radiación solar incidente, las condiciones atmosféricas y, por tanto, en el rendimiento global de la instalación fotovoltaica.

En esta hoja se incluyen parámetros como la latitud (40.130°) y la longitud (-3.888°), que permiten ubicar la planta en el municipio de Illescas (Toledo), así como la altitud (616 m), factor determinante para estimar la densidad del aire y la temperatura media del entorno. Además, se especifica la superficie disponible ($33.809,918 \text{ m}^2$ o 50,01 ha) destinada a la instalación de los módulos fotovoltaicos, dato fundamental para determinar la potencia máxima que puede instalarse y la posible expansión futura de la planta.

En conjunto, esta hoja permite definir de forma precisa el entorno geográfico y climático del proyecto, asegurando que los cálculos posteriores de producción y rentabilidad se realicen con datos representativos del emplazamiento real, garantizando así la fiabilidad de los resultados generados por la herramienta ENROAD.

7.2.3. Parámetros generales y condiciones económicas del estudio

En esta sección de la hoja de cálculo se definen los parámetros de partida y las condiciones económicas y estructurales bajo las cuales se desarrolla el análisis del proyecto. Estos datos constituyen el punto de referencia para todas las simulaciones posteriores, determinando tanto la base financiera como el marco operativo de la instalación.

En primer lugar, se ha establecido que la planta fotovoltaica estará conectada directamente a la red eléctrica, descartando la instalación de sistemas de

almacenamiento mediante baterías. Esta decisión responde a varios criterios técnicos y estratégicos ya explicados. Por un lado, permite aprovechar la red eléctrica como una “batería virtual”, de modo que la energía excedentaria pueda ser vertida al sistema y posteriormente compensada con la demanda de los puntos de recarga cuando sea necesario. Este enfoque, conocido como desacople geográfico, posibilita la ubicación de la planta de generación en Illescas (Toledo) y el consumo en Leganés (Madrid), eliminando la necesidad de disponer de almacenamiento físico y mejorando la flexibilidad operativa del sistema. Además, al estar interconectado con la red, el sistema contribuye a la estabilidad del suministro y facilita la integración de las energías renovables en el mix energético regional.

Desde el punto de vista financiero, tanto la aportación de capital propio (NRAs equity) como la subvención gubernamental se han fijado en 0 euros. Esta decisión se ha tomado siguiendo un principio de prudencia financiera, con el objetivo de evaluar la rentabilidad del proyecto en un escenario conservador y potencialmente desfavorable. De esta forma se consigue financiar todo con deuda bancaria para con ello conseguir que, si en fases posteriores el proyecto llegase a recibir apoyo económico o financiación externa, los resultados obtenidos serían aún más positivos en comparación con el escenario base.

En cuanto a las condiciones macroeconómicas, se ha considerado una inflación media Harmonised Indices of Consumer Prices (HICP) del 4 %, valor representativo de las previsiones actuales en el contexto energético europeo. Por su parte, el tipo de interés de la deuda para la financiación del proyecto se ha fijado en un 5 % para toda la vida del préstamo, reflejando un entorno financiero relativamente restrictivo que busca mantener el análisis dentro de un marco realista pero exigente. De igual manera, se han adoptado una tasa de interés (IR) entre el 1,5% y el 4% como se puede ver en la figura siguiendo el mismo criterio de cautela. Este enfoque permite obtener una visión conservadora de la rentabilidad, aunque optimista a largo plazo, asegurando que el proyecto se mantenga viable incluso bajo condiciones menos favorables en los primeros años de explotación de la instalación.

Finalmente, el precio del suelo se ha establecido en 0 €/m², dado que la instalación se proyecta sobre un terreno propio o de cesión pública, sin costes asociados de adquisición. El año de inicio del proyecto se fija en 2024, coincidiendo con el comienzo previsto de la fase de desarrollo y ejecución técnica.

En conjunto, esta hoja define un escenario base técnica y económicamente prudente, orientado a garantizar la solidez del análisis de rentabilidad. La adopción de parámetros conservadores, sin ayudas públicas ni ventajas financieras, permite que los resultados obtenidos sean representativos de la realidad y ofrezcan un margen de mejora ante posibles condiciones más favorables en el futuro.

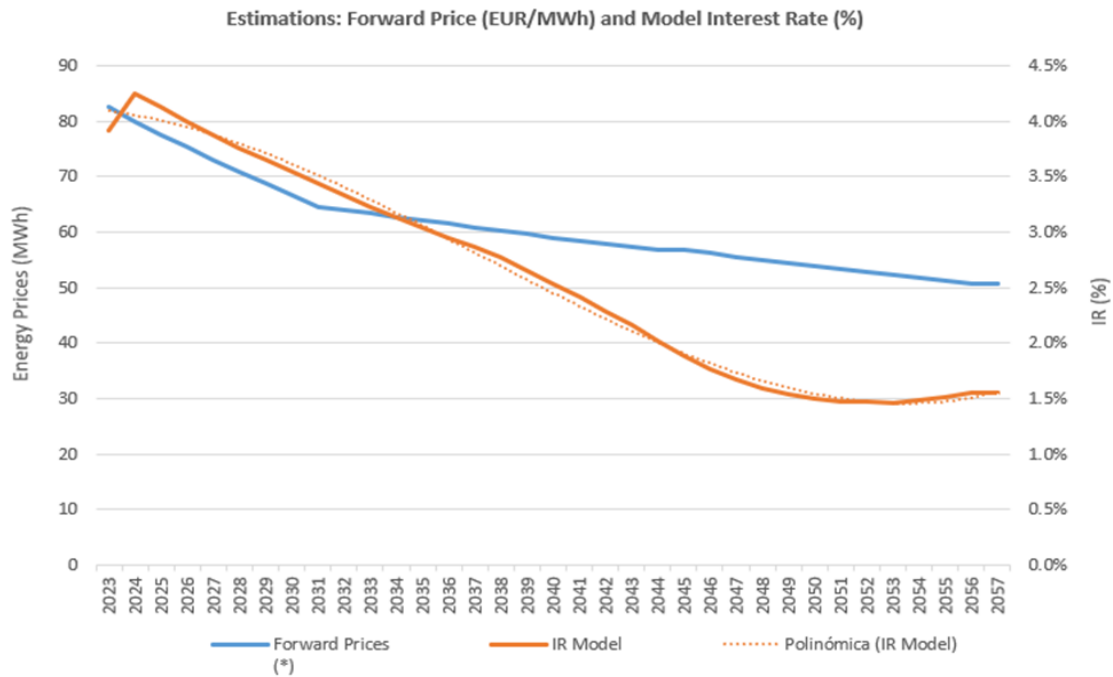


Figura 9: Evolución del tipo de interés de referencia (IR) a lo largo de la vida del proyecto

7.2.4. Datos astronómicos y meteorológicos de referencia

Esta parte del modelo ENROAD tiene como objetivo definir las condiciones astronómicas y meteorológicas de la localización seleccionada para el proyecto fotovoltaico. Se trata de una fase esencial, ya que a partir de estos datos se establecen las bases físicas y energéticas sobre las que se desarrollan los cálculos de producción anual de la planta.

En primer lugar, se definen las coordenadas geográficas exactas del emplazamiento y partir de estos valores se sitúa la instalación en un entorno característico del centro peninsular, con una irradiancia solar elevada y una atmósfera relativamente estable. La altitud influye ligeramente en la densidad del aire ($1,133 \text{ kg/m}^3$) y, en consecuencia, en la atenuación de la radiación solar incidente. Estos tres parámetros son la base de los cálculos astronómicos y radiativos posteriores, que permiten determinar con precisión el comportamiento solar a lo largo del año.

A partir de estas coordenadas, el modelo genera automáticamente una serie de cálculos astronómicos que describen la posición del Sol en el cielo en cada instante del año. Entre los parámetros más relevantes destacan:

- La declinación solar, que varía entre valores negativos en invierno y positivos en verano, reflejando la inclinación del eje terrestre y la estacionalidad de la radiación.
- La ecuación del tiempo y el factor de corrección temporal (Time Correction Factor), que ajustan la hora civil (UTC) a la hora solar local real.
- El ángulo horario (HRA), que cuantifica el desplazamiento angular del Sol respecto al meridiano local.

- Los ángulos de elevación solar (altura del Sol sobre el horizonte) y acimut solar (dirección horizontal desde el Norte), fundamentales para conocer la trayectoria solar diaria y optimizar la orientación e inclinación de los paneles.

Estos parámetros permiten al software calcular cuánta radiación directa incidirá sobre los módulos fotovoltaicos en cada momento del día y del año, lo que constituye el núcleo del análisis energético.

Complementariamente, se incluyen los datos meteorológicos históricos de la ubicación, extraídos de la base de datos TMY (Typical Meteorological Year). Esta fuente recopila valores representativos de temperatura, humedad y radiación solar para un año medio, eliminando las variaciones anómalas de años extremos.

El análisis de estas series horarias permite observar cómo durante las horas nocturnas (00:00–07:00) la irradiancia es nula, mientras que a partir de las 08:00 la energía incidente comienza a aumentar progresivamente hasta alcanzar valores máximos cercanos al mediodía solar. Este comportamiento diario y estacional constituye el patrón característico de la radiación en latitudes medias.

En conjunto, esta hoja combina cálculos astronómicos de precisión con datos meteorológicos reales, proporcionando una caracterización detallada de la radiación solar disponible en la zona de estudio. Esta información constituye la entrada fundamental del modelo energético, a partir de la cual se estimará la producción eléctrica anual de la planta fotovoltaica con la máxima fiabilidad posible.

7.2.5. Definición de costes del proyecto: CAPEX, OPEX y DEC

En esta hoja se recogen y parametrizan los costes económicos asociados al desarrollo, instalación y explotación de la planta fotovoltaica, con el objetivo de obtener una visión completa del esfuerzo financiero necesario a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Los datos introducidos constituyen la base de los cálculos de viabilidad económica que se desarrollan posteriormente mediante la herramienta ENROAD, permitiendo analizar indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de amortización o el coste nivelado de la energía (LCOE).

Los costes se dividen en tres grandes bloques CAPEX, OPEX y DEC, siguiendo la estructura estándar de los análisis financieros de infraestructuras energéticas.

- **CAPEX (Capital Expenditures)**

El CAPEX agrupa todos los costes de inversión inicial, es decir, aquellos necesarios para poner en marcha la instalación antes del inicio de su operación. Incluye la adquisición de equipos principales, como paneles, inversores, cargadores, además de su transporte y montaje, la instalación eléctrica, los sistemas de control y comunicación, así como los trabajos de ingeniería civil y las obras complementarias.

Estos costes determinan la magnitud económica inicial del proyecto y su amortización a lo largo de los años de explotación. En este apartado también se incluyen los Development and Engineering Costs (DEC), que se detallan más adelante, ya que forman parte de las inversiones previas al funcionamiento operativo.

- **OPEX (Operational Expenditures)**

El OPEX representa los costes anuales de operación y mantenimiento que deben asumirse durante todo el periodo de explotación (en este caso, 30 años). Estos gastos son fundamentales para garantizar el rendimiento, la seguridad y la disponibilidad de la planta fotovoltaica a lo largo del tiempo.

Entre los conceptos incluidos destacan:

- Maintenance: incluye las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos fotovoltaicos, inversores, cableado y estructuras de soporte.
- Insurances: seguros de daños materiales, responsabilidad civil y pérdida de beneficios por interrupción de servicio.
- Communications: costes asociados a la conectividad y transmisión de datos del sistema de monitorización y control.
- Security: medidas de vigilancia y protección de la instalación, tanto físicas como digitales.
- Monitoring: mantenimiento y actualización del sistema de supervisión remota, fundamental para garantizar la detección temprana de incidencias.
- Energy purchased: energía adquirida de la red, en caso de ser necesaria, para cubrir consumos auxiliares o periodos sin producción solar.

Estos costes operativos, aunque inferiores al CAPEX inicial, tienen un papel determinante en la rentabilidad global del proyecto, ya que afectan directamente al flujo de caja neto anual.

- **DEC (Development and Engineering Costs)**

Los DEC, Development and Engineering Costs, incluyen todos los costes asociados a la fase de desarrollo técnico y de diseño previo del proyecto. Constituyen el componente intelectual y de planificación de la inversión, garantizando que la instalación sea técnica y económicamente viable antes de ejecutarse.

Entre los conceptos principales se incluyen:

- Detailed Feasibility Study: estudio de viabilidad técnica, económica y ambiental, en el que se analizan los condicionantes normativos, de conexión y de producción energética.
- Development costs: gastos administrativos, legales y de gestión de permisos necesarios para la tramitación y autorización del proyecto.
- Engineering expenditures: desarrollo de la ingeniería de detalle, diseño de planos constructivos, estudios eléctricos, estructurales y de integración en red.

Estos costes se consideran inversiones estratégicas, ya que su correcta ejecución reduce los riesgos durante la fase de construcción y mejora la eficiencia operativa del sistema.

La hoja de costes proporciona una visión estructurada y completa del marco económico del proyecto, permitiendo alimentar el modelo financiero con datos realistas y prudentes. Gracias a esta parametrización, el modelo ENROAD puede evaluar diferentes escenarios de financiación, tipos de interés y estrategias operativas, facilitando la toma de decisiones informadas para garantizar la sostenibilidad económica y técnica del sistema fotovoltaico a largo plazo.

7.2.6. *Evaluación del impacto medioambiental*

Esta hoja tiene como objetivo cuantificar y evaluar el impacto ambiental asociado al ciclo de vida completo de la planta fotovoltaica, integrando todos los procesos vinculados a su fabricación, instalación, operación y desmantelamiento final. Los resultados permiten determinar el grado de sostenibilidad del proyecto y su coherencia con los compromisos de descarbonización y economía circular definidos por la Unión Europea en el marco del Pacto Verde Europeo y el Reglamento Europeo sobre el Clima.

El modelo empleado realiza un análisis de ciclo de vida (LCA, Life Cycle Assessment), expresando los impactos en diferentes categorías normalizadas como calentamiento global, toxicidad humana, consumo de recursos o uso del suelo, que permiten comparar la huella ambiental del proyecto con la de otras tecnologías energéticas. Aunque la hoja muestra una amplia gama de indicadores ambientales, el interés principal se centra en los valores agregados totales y en la intensidad de emisiones por unidad de energía producida, ya que constituyen los parámetros más representativos de la sostenibilidad del sistema.

En el caso analizado, la planta fotovoltaica de 530 kWp de potencia instalada y 30 años de vida útil alcanza una producción acumulada de 24.606,84 MWh, lo que se traduce en una intensidad de emisiones de 48,56 kgCO₂ eq/MWh. Este valor refleja un desempeño ambiental muy favorable frente a las tecnologías convencionales de generación eléctrica basadas en combustibles fósiles, que suelen superar los 400–500 kgCO₂ eq/MWh.

El modelo estima asimismo una reducción anual de emisiones equivalente a 341,58 toneladas de CO₂, lo que pone de manifiesto la capacidad del proyecto para contribuir activamente a los objetivos de neutralidad climática de la UE y a la mejora de la calidad del aire en el entorno metropolitano.

Aunque otras categorías de impacto como el consumo de agua, el uso del suelo o la escasez de recursos minerales, también son calculadas por el modelo, su incidencia es marginal en comparación con el beneficio ambiental global obtenido por la sustitución de energía fósil por energía solar limpia. En términos técnicos, la amortización energética y ambiental de la instalación se produce en los primeros años de operación, tras los cuales el sistema contribuye de manera netamente positiva al balance ecológico.

Esta hoja permite integrar el componente ambiental dentro del análisis técnico-económico del proyecto, demostrando que la solución planteada no solo es viable desde el punto de vista financiero, sino también sostenible, alineada con los principios

de eficiencia energética, descarbonización y responsabilidad ambiental que rigen las políticas energéticas europeas actuales.

7.2.7. *Análisis económico-financiero de la planta fotovoltaica*

La hoja de cálculo económica constituye el pilar fundamental para evaluar la viabilidad financiera de la planta fotovoltaica. En ella se incorporan todos los datos económicos, incluyendo el precio de venta de la energía, los costes de operación y mantenimiento, los tipos de interés de la deuda y la evolución de la producción anual debido a la degradación de los módulos. Esto permite realizar un análisis integral del comportamiento financiero del proyecto a lo largo de su vida útil, proporcionando una visión clara de su sostenibilidad y rentabilidad.

La hoja está estructurada de manera que cada sección se complementa para generar un marco de evaluación sólido y detallado:

- **Cash Budget (Presupuesto de caja):**

Esta sección permite calcular los flujos de caja anuales netos generados por la planta. Se incluyen los ingresos derivados de la venta de electricidad a los distintos puntos de recarga, los costes operativos, los pagos de seguros, monitorización y mantenimiento, así como los pagos asociados a cualquier financiación. El Cash Budget es fundamental para identificar años con mayor presión financiera, detectar posibles déficits de liquidez y planificar la cobertura de costes operativos y financieros.

- **Financial Assessment (Evaluación financiera):**

Esta sección sintetiza los indicadores clave de rentabilidad y riesgo financiero, permitiendo comparar distintos escenarios de uso de los cargadores eléctricos, variaciones en el precio de venta de la energía o cambios en los costes de operación. Permite a los planificadores y decisores evaluar la robustez del proyecto frente a incertidumbres económicas y comprender la sensibilidad de la inversión ante fluctuaciones en los principales parámetros financieros.

- **Debt Repayment & Amortization Schedule (Calendario de amortización de la deuda):**

Aunque el proyecto se ha planteado con financiación propia nula y sin subsidios gubernamentales para garantizar un escenario prudente, esta sección es esencial para simular la carga de deuda en casos futuros donde se considere apalancamiento. Incluye los pagos de capital e intereses, y proporciona una herramienta para proyectar la sostenibilidad de la financiación bajo distintos tipos de interés, permitiendo evaluar riesgos financieros y planificar estrategias de refinanciación.

- **Indicadores de rentabilidad y métricas financieras:**

La hoja permite calcular diversos indicadores financieros críticos para evaluar la viabilidad y atractivo del proyecto:

- Payback Period (Período de recuperación de la inversión): Determina el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja generados.
- Internal Rate of Return (IRR, Tasa Interna de Retorno): Evalúa la rentabilidad relativa del proyecto considerando la inversión inicial y los flujos de caja futuros.
- Net Present Value (NPV, Valor Neto Actual): Calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés del proyecto, permitiendo evaluar la rentabilidad real de la inversión y su capacidad para generar valor económico neto.
- Average Accounting Rate of Return (AARR, Rentabilidad media contable anual): Proporciona una medida de la rentabilidad media anual sobre el capital invertido, útil para comparaciones con otras alternativas de inversión.
- Levelized Cost of Energy (LCOE, Coste nivelado de la energía): Determina el coste medio por kWh generado por la planta durante toda su vida útil, incorporando CAPEX, OPEX y degradación de la producción. Este indicador es fundamental para comparar la competitividad de la planta con otras fuentes de energía renovable o convencional.

- **Consideración de la degradación y variabilidad anual de la producción:**

La hoja incorpora un modelo de degradación de módulos fotovoltaicos a lo largo de los años, así como la variabilidad interanual de la producción estimada. Esto permite obtener flujos de caja más realistas, reflejando la reducción gradual de generación y su impacto en los ingresos. Además, se pueden introducir escenarios de sensibilidad variando el precio de venta de la energía, los costes operativos o los tipos de interés, lo que proporciona un análisis robusto de riesgos y permite planificar estrategias de mitigación.

- **Escenarios prudentes y análisis conservador:**

En línea con la filosofía de prudencia aplicada en todo el proyecto, los cálculos se han realizado considerando tipos de interés elevados, ausencia de subsidios y financiación propia nula, de manera que los resultados presenten un escenario económico desfavorable. Esto asegura que cualquier mejora futura —como ayudas gubernamentales, reducción de costes operativos o optimización de precios de venta— solo incrementará la rentabilidad y reducirá los riesgos, reforzando la robustez de la planificación económica.

En conclusión, esta hoja constituye la herramienta central para la planificación financiera y la toma de decisiones estratégicas del proyecto fotovoltaico. Su estructura permite proyectar el comportamiento económico a lo largo de los 30 años de explotación, evaluar riesgos y oportunidades, y obtener indicadores clave como el Payback, IRR, NPV, AARR o LCOE. Gracias a la incorporación de escenarios conservadores y la capacidad de realizar análisis de sensibilidad, se garantiza una evaluación rigurosa, robusta y realista de la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto,

convirtiéndose en un elemento imprescindible dentro de la metodología general del estudio.

7.3. Estimación de los costes de inversión (CAPEX) de la granja fotovoltaica y los puntos de recarga

El CAPEX (Capital Expenditure) de un proyecto de generación fotovoltaica con integración de puntos de recarga para vehículos eléctricos representa la inversión inicial necesaria para la adquisición e instalación de todos los equipos y materiales esenciales para el funcionamiento del sistema. Este apartado incluye los costes asociados a los paneles solares, inversores, cargadores de vehículo eléctrico, estructuras de soporte, transformadores, y los materiales auxiliares necesarios para la conexión y operación segura de la instalación.

En un proyecto como el presente, donde se contempla una granja fotovoltaica de 1000 paneles, con dos inversores Goodwe, y la alimentación de seis cargadores eléctricos (tres de AC a 22 kW y tres de DC a 50 kW), los costes pueden agruparse en las siguientes categorías principales:

- **Paneles solares**

Los paneles representan generalmente la partida más significativa del CAPEX en términos de energía generada. Su coste depende de la tecnología (monocristalino o policristalino), eficiencia, y potencia nominal por unidad. En este apartado se detallará el número de paneles, su potencia individual y el coste unitario, así como el coste total estimado.

- **Inversores**

Los inversores son responsables de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna compatible con la red o la carga de los vehículos eléctricos. Para este proyecto, se incluyen dos inversores Goodwe que manejarán la potencia total de los 1000 paneles. Se describirá su potencia nominal, eficiencia, y coste unitario.

- **Cargadores de vehículos eléctricos**

Los seis cargadores representan una inversión importante dentro del CAPEX, especialmente los de corriente continua rápida (50 kW), que suelen ser significativamente más caros que los de carga normal AC (22 kW). Se desglosará la inversión por tipo de cargador y se hará referencia a la necesidad de diferenciar precios según potencia y tecnología de carga.

- **Estructuras de soporte de los paneles**

Las estructuras incluyen los soportes metálicos, tornillería y sistemas de anclaje necesarios para fijar los paneles solares al terreno o sobre cubiertas. Su coste depende del tipo de terreno, el sistema de inclinación y la resistencia estructural requerida. Este apartado permitirá desglosar el coste unitario por panel o por módulo y el coste total de las estructuras.

- **Centro de transformación (CT) y elevación de tensión**

Para inyectar la energía en media tensión, es necesario un transformador que eleve la tensión de baja tensión (BT) generada por los inversores a media tensión (MT). El CAPEX del CT incluye no solo el transformador en sí, sino también el equipamiento asociado, como protecciones, interruptores, y sistemas de conexión.

- **Materiales auxiliares y misceláneos**

Esta categoría incluye todos los elementos necesarios para la correcta instalación y funcionamiento del sistema, pero que no son fácilmente cuantificables de manera individual. Entre ellos destacan:

- Cables de conexión DC y AC.
- Canalizaciones y bandejas portacables.
- Protecciones eléctricas (interruptores, fusibles, seccionadores).
- Elementos de puesta a tierra y conectividad.
- Instrumentación y otros accesorios menores.

7.3.1. *Estimación de los materiales misceláneos*

Dentro del CAPEX de un proyecto fotovoltaico con integración de puntos de recarga, existe un conjunto de materiales auxiliares cuya cuantificación precisa puede resultar compleja, debido a la diversidad de elementos y a la variabilidad de los precios según proveedores y características de la instalación. Entre estos materiales se incluyen, principalmente, los cables de conexión en corriente continua y alterna, canalizaciones y bandejas portacables, protecciones eléctricas (interruptores, fusibles, seccionadores), elementos de puesta a tierra, instrumentación y otros accesorios necesarios para garantizar la correcta instalación y operación del sistema.

Dada la dificultad de obtener un coste unitario exacto para cada uno de estos elementos, es habitual establecer una aproximación basada en un porcentaje del coste total de los equipos principales del proyecto. En la práctica, los materiales misceláneos suelen representar entre un 5 % y un 10 % del CAPEX de los equipos principales, incluyendo paneles fotovoltaicos, inversores, cargadores y estructuras de soporte. Este rango se justifica considerando que, aunque individualmente cada componente es menos costoso que los equipos principales, su cantidad y la necesidad de asegurar una instalación segura y conforme a normativa hacen que su coste acumulado sea significativo.

Esta aproximación permite incorporar de manera prudente y conservadora los costes de todos los elementos auxiliares, ofreciendo una visión más realista del CAPEX total sin necesidad de detallar cada cable, protector o accesorio específico. Asimismo, proporciona una base sólida para posteriores análisis económicos, evaluaciones de rentabilidad o estudios de sensibilidad, manteniendo la coherencia técnica y financiera de la memoria del proyecto.

7.3.2. Distribución del CAPEX por material

A modo de ejemplo, el desglose por material para la memoria del TFM puede estructurarse de la siguiente manera:

Material / Equipo	Cantidad	Coste unitario (€)	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	1000	144	144000
Inversores Goodwe	2	6173,1	12346,2
Cargadores AC 22 kW	3	499	1497
Cargadores DC 50 kW	3	16899	50697
Estructuras de soporte	357	145	51765
Centro de transformación (CT)	1	55000	55000
Materiales misceláneos (cables, protecciones, etc.)			30300
Total			333259 €

Este esquema permite rellenar de forma clara los costes individuales y totales de cada partida, ofreciendo una visión transparente de la inversión necesaria y facilitando posteriores análisis económicos o financieros del proyecto.

7.3.3. Justificación de la metodología de obtención de precios

Para la estimación de los costes de los equipos y materiales incluidos en el presente proyecto, se han considerado precios de mercado obtenidos a partir de fuentes disponibles en internet, incluyendo catálogos de fabricantes, distribuidores y proveedores de equipos fotovoltaicos y cargadores de vehículos eléctricos. Esta metodología permite aproximar los valores a los que un inversor podría enfrentarse en un escenario real, reflejando de manera más fiel la situación actual del mercado.

Es importante señalar que, en instalaciones de esta magnitud, habitualmente se aplican descuentos por volumen o condiciones comerciales especiales que reducen significativamente el coste unitario de los equipos y materiales. Sin embargo, en este trabajo no se han considerado dichos descuentos, con el fin de adoptar un enfoque prudente y conservador al considerarlo parte del beneficio del instalador. Esta decisión garantiza que los cálculos reflejen un escenario económicamente conservador, evitando sobreestimar la rentabilidad del proyecto y que puede considerarse como un límite superior del coste de los equipos y materiales. De este modo, se asegura que cualquier evaluación económica o financiera derivada de estas cifras sea robusta frente a la variabilidad de precios y a posibles fluctuaciones del mercado, proporcionando una base sólida para el análisis de viabilidad del proyecto.

7.3.4. Referencias de precios de los materiales y equipos

Entre los equipos principales se incluyen los paneles fotovoltaicos, los inversores, las estructuras de soporte, los cargadores de vehículos eléctricos, y el centro de transformación necesario para elevar la tensión de baja tensión a media tensión. Los paneles fotovoltaicos utilizados en este proyecto son del modelo JA Solar JAM72S30 de 530 W, que proporcionan la generación eléctrica necesaria a partir de la radiación solar

(SoloSolar, s.f.). La conversión de corriente continua a alterna se realiza mediante dos inversores GoodWe GW250KN-HT de 250 kW, cuya elección permite una integración eficiente con los cargadores y con la red eléctrica (Efecto Solar, s.f.).

Para la fijación de los paneles se emplean estructuras inclinadas capaces de soportar placas solares de hasta 60 células, garantizando la resistencia mecánica y la inclinación adecuada para la captación solar (Teknosolar, s.f.). La energía generada por los inversores se eleva mediante un transformador trifásico de potencia en líquido dieléctrico, que constituye el centro de transformación (CT) de la instalación, permitiendo la conexión a media tensión (HSP Online, s.f.).

En cuanto a los puntos de recarga, se han considerado tres cargadores AC de 22 kW, modelo KEBA KeContact P30, destinados a cargas normales, y tres cargadores DC de 50 kW, modelo ABB Terra 54, destinados a carga rápida de vehículos eléctricos (ChargingShop, s.f.).

Para los materiales auxiliares, como cables, canalizaciones, protecciones, elementos de puesta a tierra e instrumentación, se ha adoptado una aproximación basada en un porcentaje del coste total de los equipos principales, situándose normalmente entre el 5 % y el 10 % del CAPEX de los equipos, garantizando así un cálculo prudente y conservador del coste total de la instalación.

En conjunto, esta metodología permite presentar una estimación realista del CAPEX, basada en precios de mercado actuales, asegurando que los valores reflejen un escenario conservador y transparente, apto para posteriores análisis de viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Todos los enlaces aparecerán en la bibliografía para que se pueda acceder a ellos

7.4. Análisis económico pormenorizado con la hoja de Excel de ENROAD

Tras haber descrito de manera detallada la estructura y funcionalidad de cada una de las hojas de cálculo utilizadas en este estudio, se procede a la fase de aplicación práctica, en la que se integran los datos de producción, consumo, costes y parámetros financieros para realizar un análisis exhaustivo de los distintos escenarios de operación de los puntos de recarga. En esta etapa, cada escenario se define en función del tiempo promedio de uso diario de los cargadores, lo que impacta directamente en el consumo de energía, la generación de excedentes y, por ende, en los ingresos totales del sistema.

El objetivo principal de este análisis aplicado es evaluar cómo varían los indicadores económicos clave, incluyendo Payback, Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN) y AARR, a lo largo de los 30 años de vida útil de la planta fotovoltaica, considerando la degradación anual de la producción y las fluctuaciones de los precios de la energía. Para ello, se emplea la hoja de cálculo parametrizada, que permite simular de forma precisa los flujos de caja anuales, integrando tanto los ingresos derivados de la energía consumida directamente por los cargadores como los ingresos generados por la venta de excedentes a la red.

Este enfoque permite realizar un análisis realista y detallado, identificando no solo la viabilidad económica del proyecto en cada escenario, sino también sus implicaciones estratégicas y operativas. De este modo, se puede comparar el efecto del nivel de utilización de los puntos de recarga sobre la rentabilidad total, destacando cómo un mayor uso de los cargadores aumenta los ingresos por venta directa de energía, mientras que la venta de excedentes, aunque también aporta beneficios, se realiza a un precio considerablemente inferior.

Aunque el proyecto presenta un alto potencial de viabilidad técnica y económica, es esencial considerar los principales riesgos asociados y las estrategias para mitigarlos. En primer lugar, el riesgo de red y los costes derivados de posibles ampliaciones o refuerzos eléctricos pueden afectar significativamente la rentabilidad; para minimizar su impacto, se recomienda priorizar cargadores de baja potencia con sistemas de gestión inteligente, así como coordinar el despliegue con el DSO mediante planes de escalado por fases, lo que permite ajustar la demanda a la capacidad existente y evitar inversiones innecesarias. En segundo lugar, el riesgo regulatorio y de permisos, especialmente relevante en entornos urbanos, puede retrasar o incluso bloquear la ejecución; este riesgo se mitiga adoptando modelos de colaboración público-privada (PPP) o utilizando contratos marco municipales ya probados en otros países como Países Bajos o Reino Unido, donde los procesos administrativos están estandarizados y reducen la incertidumbre. Finalmente, el riesgo de baja adopción por parte de los usuarios se aborda seleccionando ubicaciones con alta densidad de hogares sin aparcamiento privado y en ciudades con políticas estrictas de restricción a vehículos térmicos, como en varios municipios neerlandeses y noruegos, donde la experiencia demuestra tasas de uso más elevadas y un retorno más estable para los operadores.

Antes de analizar cada escenario de uso de los cargadores, se establecen los valores generales de partida que se aplicarán a todos los casos. La producción anual de la planta fotovoltaica se fija en 820,228 MWh, mientras que el coste de inversión considerando todos los CAPEX, OPEX y DEC asociados al proyecto es de 457,826.16. Los tipos de interés de la deuda se mantienen en un 5 % fijo, y el precio de venta de la energía se define según las tarifas aplicables, diferenciando la energía consumida por los cargadores y los excedentes vendidos a la red. Estos parámetros proporcionan un marco común para comparar de manera coherente la rentabilidad y los indicadores financieros de cada escenario.

A la inversión total inicial, sufragada con la deuda bancaria, se le añaden los gastos de explotación OPEX para el inicio de la actividad, garantizando la sostenibilidad incluso cuando por problemas técnicos o administrativos no se generen ingresos por la venta de energía.

Es importante destacar que no se consideran cargas fiscales por el impuesto sobre sociedades ni tasas.

7.4.1. Análisis detallado del escenario 1 con 2 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos

Indicador	Unidad	Valor
LCOE (Levelized Cost of Energy)	EUR/MWh	73.85
Inversión total inicial	EUR	452,474
Ingresos totales por energía	EUR	3,291,864
Project Duration	Years	30
Deuda bancaria sobre la inversión	EUR	503,608.78
Período de recuperación de la inversión	Years	7
NPV (Valor Actual Neto)	EUR	842,092
IRR (Tasa Interna de Retorno)	%	14.84%
AARR (Tasa de Rendimiento Contable Promedio)	%	14.30%
Ventas para el Punto de Equilibrio basadas en la producción del primer año	EUR YR	46,449.40
Ahorro de Emisiones de CO ₂	Tonne CO ₂ /kWh year	342

- **Producción y LCOE**

La producción anual en este escenario es la más baja en términos de energía consumida por los cargadores, pero los excedentes generados se venden a la red. Esto hace que el LCOE sea de 73,85 €/MWh, relativamente bajo, dado que los costes fijos de inversión se amortizan sobre la producción total de 820 MWh/año, aunque los ingresos por los excedentes son menores en comparación con la venta directa a usuario final.

- **Inversión y financiación**

La inversión inicial es de 452.474 €, complementada por deuda bancaria de 503.608,78 €, lo que genera un efecto de apalancamiento financiero. Los tipos de interés relativamente altos (5 %) incrementan el coste financiero de la deuda, mientras que el hecho de no haber subvenciones gubernamentales ni capital propio (equity) hace que el proyecto dependa completamente de los flujos de caja generados por la venta de energía.

- **Ingresos y rentabilidad**

Los ingresos totales por energía alcanzan 3.291.864 €, con un NPV de 842.092 € y un IRR de 14,84 %, lo que indica una rentabilidad positiva, aunque moderada. El período de recuperación de 7 años refleja que la inversión inicial se amortiza en un plazo razonable, pero la dependencia de los excedentes vendidos a la red a precios más bajos limita el flujo de caja temprano.

- **Análisis de riesgos y sensibilidad**

- El precio de venta de energía a usuario final y a la red es una variable crítica: cualquier disminución significativa en el precio de venta de los excedentes afectaría el flujo de caja.

- La gran inversión inicial implica que la exposición financiera es considerable, aunque mitigada por la duración del proyecto (30 años).
- El ahorro de emisiones de 342 toneladas de CO₂ por año indica que el proyecto aporta beneficios ambientales importantes, alineados con objetivos de sostenibilidad.

En este escenario, de 2 horas de uso diario por cargador, los resultados financieros reflejan una rentabilidad moderada, aunque positiva. La inversión inicial de 452.474 € y la deuda asociada de 503.608,78 € generan una exposición financiera significativa durante los primeros años de operación. A pesar de ello, el proyecto muestra un NPV de 842.092 € y un IRR del 14,84 %, indicando que los flujos de caja generados por la venta de energía permiten cubrir tanto los costes de operación como la amortización de la deuda, alcanzando un periodo de recuperación de la inversión de siete años. En este escenario, gran parte de los ingresos procede de la venta de excedentes a la red, los cuales se comercializan a un precio considerablemente inferior al precio aplicado en los puntos de recarga, lo que limita la rentabilidad marginal. Desde la perspectiva de un inversor conservador, este escenario ofrece una operación estable con una exposición limitada a la variabilidad de la demanda, aunque con un retorno sobre el capital relativamente lento.

7.4.2. Análisis detallado del escenario 2 con 5 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos

LCOE (Levelized Cost of Energy)	EUR/MWh	114.85
Inversión total inicial	EUR	452,474
Ingresos totales por energía	EUR	5,819,021
Project Duration	Years	30
Deuda bancaria sobre la inversión	EUR	503,608.78
Período de recuperación de la inversión	Years	3
NPV (Valor Actual Neto)	EUR	2,522,845
IRR (Tasa Interna de Retorno)	%	33.01%
AARR (Tasa de Rendimiento Contable Promedio)	%	32.79%
Ventas para el Punto de Equilibrio basadas en la producción del primer año	EUR YR	46,449.40
Ahorro de Emisiones de CO ₂	Tonne CO ₂ /kWh year	342

• **Producción y LCOE**

Al aumentar las horas de uso, se incrementa la proporción de energía vendida directamente a los cargadores, lo que implica mayores ingresos por MWh vendidos. El LCOE sube a 114,85 €/MWh porque la energía más rentable (directa a usuario) absorbe

parte de los costes fijos, reflejando que el sistema se aprovecha de manera más intensiva.

- **Inversión y financiación**

Se mantiene la misma inversión de 452.474 € y deuda de 503.608,78 €, con tipos de interés altos. La combinación de mayores ingresos con el mismo coste financiero reduce el riesgo relativo y aumenta la eficiencia de recuperación de capital.

- **Ingresos y rentabilidad**

Los ingresos totales alcanzan 5.819.021 €, casi el doble que en el escenario de 2 horas. El NPV se eleva a 2.522.845 € y el IRR a 33,01 %, lo que demuestra que la rentabilidad crece exponencialmente con la utilización. El Payback se reduce a 3 años, lo que disminuye significativamente el riesgo financiero asociado a la gran inversión inicial.

- **Análisis de riesgos y sensibilidad**

- La dependencia del precio de venta a usuarios finales aumenta, pero la diversificación con excedentes sigue proporcionando un colchón de seguridad.
- La disminución progresiva de producción anual por degradación de los paneles (0,5-1 % anual, implícita en los cálculos) se ve compensada por los ingresos más altos por hora de uso.
- Los costes operativos (OPEX), como mantenimiento, seguros y comunicaciones, siguen siendo una fracción pequeña frente a los ingresos, aumentando la resiliencia económica.

Para este escenario de 5 horas de uso diario por cargador, la situación cambia significativamente. La ampliación de las horas de uso incrementa de manera sustancial los ingresos procedentes de los usuarios de los cargadores, que se venden a tarifas de 0,35 €/kWh para carga rápida y 0,60 €/kWh para carga semirrápida, considerablemente superiores al precio de venta de excedentes de 0,08 €/kWh. Como resultado, el proyecto alcanza un NPV de 2.522.845 € y un IRR del 33,01 %, con un periodo de recuperación de solo tres años. Este escenario combina un flujo de caja sólido y predecible con una alta rentabilidad relativa, reduciendo notablemente la exposición financiera derivada de la deuda. La tasa de rendimiento contable promedio (AARR) del 32,79 % confirma que la explotación del proyecto durante 30 años generará retornos sostenibles y atractivos. Para un inversor con perfil equilibrado, este escenario representa un compromiso óptimo entre rentabilidad y riesgo, beneficiándose tanto de la estabilidad de ingresos como del rápido retorno del capital invertido.

7.4.3. Análisis detallado del escenario 3 con 9 horas de recarga diaria de los cargadores de vehículos eléctricos

Indicador	Unidad	Valor
LCOE (Levelized Cost of Energy)	EUR/MWh	446.49
Inversión total inicial	EUR	452,474
Ingresos totales por energía	EUR	9,295,659

Project Duration	Years	30
Deuda bancaria sobre la inversión	EUR	503,608.78
Período de recuperación de la inversión	Years	2
NPV (Valor Actual Neto)	EUR	4,775,169
IRR (Tasa Interna de Retorno)	%	56.27%
AARR (Tasa de Rendimiento Contable Promedio)	%	57.58%
Ventas para el Punto de Equilibrio basadas en la producción del primer año	EUR YR	46,449.40
Ahorro de Emisiones de CO ₂	Tonne CO ₂ /kWh year	342

- **Producción y LCOE**

En este escenario, la casi totalidad de la energía generada se consume directamente en los cargadores, con mínimas cantidades de excedente. El LCOE aumenta considerablemente a 446,49 €/MWh, reflejando que los costes fijos se imputan a un volumen menor de energía vendida a precios de red y que la energía consumida a precio de usuario absorbe la mayor parte de los ingresos.

- **Inversión y financiación**

La inversión y la deuda se mantienen constantes. El alto uso de los cargadores maximiza los ingresos, reduciendo de manera efectiva el coste financiero de la deuda y acelerando la amortización.

- **Ingresos y rentabilidad**

Los ingresos alcanzan 9.295.659 €, con un NPV de 4.775.169 € y un IRR de 56,27 %, reflejando una rentabilidad excepcional. El Payback se reduce a solo 2 años, mostrando que la gran inversión inicial se recupera rápidamente. La AARR de 57,58 % confirma un retorno contable sobresaliente.

- **Análisis de riesgos y sensibilidad**

- La alta dependencia del uso de cargadores diarios implica un riesgo operativo y de demanda: cualquier fluctuación en la utilización puede afectar fuertemente los ingresos.
- La gran inversión inicial está cubierta rápidamente, pero se requiere un entorno estable de demanda y precios de venta.
- Aunque la rentabilidad es máxima, la sostenibilidad del escenario depende de factores externos difíciles de controlar (demanda de vehículos eléctricos, fallos en la infraestructura).

En el escenario de 9 horas de uso diario por cargador, los indicadores financieros muestran un comportamiento sobresaliente en términos de rentabilidad. El NPV

alcanza los 4.775.169 € y el IRR se sitúa en 56,27 %, mientras que el periodo de recuperación de la inversión se reduce a tan solo dos años. Este incremento se debe al mayor volumen de energía vendida directamente a los usuarios de los puntos de recarga, disminuyendo la proporción de excedentes vendidos a la red y, por tanto, incrementando significativamente los ingresos unitarios. No obstante, este escenario también implica un riesgo operativo mayor, dado que cualquier desviación en la demanda de los cargadores o fluctuación en el precio de venta podría impactar de manera notable los flujos de caja. A pesar de ello, desde un punto de vista estrictamente económico, la alta utilización de los puntos de recarga maximiza la rentabilidad de la inversión y acorta de forma drástica el tiempo necesario para alcanzar el equilibrio financiero.

7.4.3.1. Comparación entre los 3 escenarios expuestos

Al comparar los tres escenarios de manera integral, se observa una clara correlación entre el uso intensivo de los cargadores y la rentabilidad del proyecto. La inversión inicial es elevada en todos los casos, pero la generación de ingresos a través de la venta directa de energía a los usuarios permite amortiguar rápidamente los costes de capital, especialmente en escenarios de mayor intensidad de uso. Todos los escenarios muestran ahorro anual de emisiones de CO₂, aproximadamente 342 toneladas, reforzando la dimensión ambiental y el valor en términos de sostenibilidad del proyecto. La variación de la producción a lo largo de los años, por la degradación de los módulos fotovoltaicos, y la exposición a tipos de interés relativamente altos, son factores que deben ser considerados en la evaluación de riesgos, aunque su impacto se ve compensado por la robustez de los flujos de ingresos en escenarios de alta utilización.

Escenarios ▾	LCOE ▾	Precio Medio de Venta ▾
2 horas de uso	73,85	0.1466
5 horas de uso	114.85	0.2460
9 horas de uso	446.49	0.3800

En conclusión, el proyecto demuestra ser económicamente viable en todos los escenarios, aunque con diferencias significativas en términos de rentabilidad y riesgo. Para un inversor conservador, el escenario de 2 horas ofrece estabilidad, aunque con retornos más lentos; el escenario de 5 horas combina una alta rentabilidad con un riesgo contenido y se perfila como la opción más equilibrada y atractiva. Finalmente, el escenario de 9 horas de uso proporciona el máximo retorno financiero, aunque requiere asegurar una alta demanda sostenida, lo que aumenta la exposición a riesgos operativos.

Además, desde una perspectiva más estratégica, la rentabilidad del proyecto está intrínsecamente ligada al equilibrio entre la venta directa de energía a los usuarios de los cargadores y la venta de excedentes a la red, siendo esta última significativamente menos rentable. Esto implica que cualquier estrategia de gestión de la demanda que permita maximizar la utilización de los cargadores incrementará de forma sustancial el retorno de la inversión. De igual manera, factores como la degradación anual de los

módulos fotovoltaicos, los costes operativos variables y los tipos de interés de la financiación deben considerarse para evaluar de manera precisa la sensibilidad del proyecto a cambios en el entorno económico.

Desde el punto de vista de un inversor, este proyecto combina una inversión de capital inicial relativamente elevada con un flujo de caja potencialmente muy sólido a lo largo de 30 años. Los indicadores financieros, incluidos NPV, IRR y AARR, evidencian que, bajo escenarios de alta utilización de los cargadores, los retornos superan con creces los costes de oportunidad del capital, ofreciendo tanto estabilidad como un perfil de rentabilidad atractivo. Asimismo, los beneficios ambientales derivados de la reducción de emisiones de CO₂ aportan un valor adicional en términos de sostenibilidad y responsabilidad corporativa, reforzando el atractivo del proyecto frente a políticas de incentivos verdes y compromisos ESG.

En síntesis, el proyecto no solo se presenta como rentable y robusto frente a los escenarios analizados, sino también como una oportunidad de inversión estratégica para operadores y gestores de infraestructura de movilidad eléctrica, que pueden aprovechar la complementariedad entre generación renovable y puntos de recarga de alta demanda para maximizar el retorno financiero, minimizar riesgos y contribuir a la transición energética de manera sostenible.



8 DOCUMENTOS

8.1. Ficha del catastro de la parcela de Illescas

14/9/25, 11:24

Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble

Consulta y certificación de Bien Inmueble

FECHA Y HORA

Fecha
14/9/2025

Hora
11:23:59


DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral
45082A029000800000IZ

Localización
Polígono 29 Parcela 80
JUAN CRISTO. ILLESCAS (TOLEDO)

Clase
Rústico

Uso principal
Agrario

PARCELA CATASTRAL


Localización
Polígono 29 Parcela 80
JUAN CRISTO. ILLESCAS (TOLEDO)

Superficie gráfica
35.718 m²

CULTIVO

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	C- Labor o Labradío seco	02	35.718

<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/SECImprimirDatos.aspx?RefC=45082A029000800000IZ&del=45&mun=82&UrbRus=R&final=>
1/1

8.2. Ficha técnica de las placas

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

555W MBB Half-cell Module

JAM72S30 530-555/MR Series

Introduction

Assembled with 1188 PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

Higher output power

Lower LCOE

Less shading and lower resistive loss

Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation Over 25 years

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

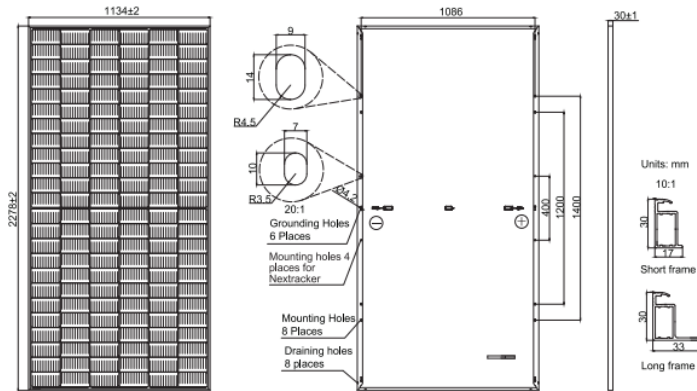
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing

www.jasolar.com

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

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	27.3kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

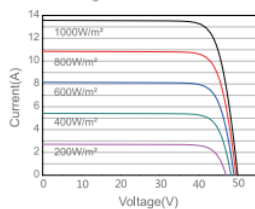
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

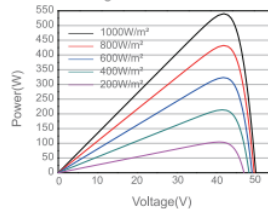
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420	Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85	Maximum Series Fuse Rating	25A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	39.66	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa(112lb/ft²)* 2400Pa(50lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21	NOCT	45±2 C
Max Power Current(Imp) [A]	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	10.59	Safety Class	Class II
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Fire Performance	UL Type 1
*For Nexttracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nexttracker for reference.								

CHARACTERISTICS

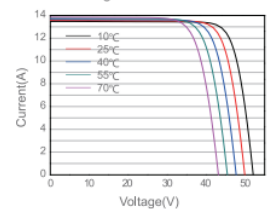
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20221121A

8.3. Ficha técnica del inversor



GOODWE

Seri HT

225/250 kW | Trifásico
6/12 MPPTs

La nueva serie HT1500V (225/250kW) es el inversor estrella de GoodWe con una amplia lista de características diseñadas para optimizar los servicios de O&M y reducir los costes del sistema FV. Es la opción perfecta para maximizar el retorno de la inversión de las grandes plantas FV centralizadas. La serie HT1500V cuenta con opciones de 6 MPPT y 12 MPPT, PLC 2.0 y es compatible con módulos bifaciales de 182mm/210mm. Cuenta con monitorización a nivel de string y diagnóstico inteligente de curvas I-V para la detección de problemas de tensión y corriente. La serie también está equipada con un sistema de recuperación PID opcional que puede realizar un seguimiento durante 24 horas. En el caso de GW225KN-HT y GW250KN-HT, el exclusivo mecanismo de interruptor inteligente de protección de string minimizará la pérdida de producción de energía cuando se produzca un cortocircuito o una conexión inversa. La configuración de la HT1500V puede realizarse fácilmente a través de Bluetooth, mientras que el diagnóstico y las actualizaciones de firmware pueden realizarse de forma remota. Este conjunto de características ha sido diseñado para garantizar el menor coste nivelado de la energía (LCOE) y una planta FV que funcione de manera eficiente.



Diagnóstico de curva i v*



Interruptor de protección de cadena inteligente*



20 A máx. Corriente por cadena



Comunicación por línea de potencia 2.0

Seri HT

GOODWE

Datos técnicos	GW225K-HT	GW250K-HT	GW225KN-HT	GW250KN-HT
Entrada				
Máx. voltaje de entrada (V)	1500	1500	1500	1500
MPPT Rango de voltaje de funcionamiento (V)	500~1500	500~1500	500~1500	500~1500
Voltaje de arranque (V)	550	550	550	550
Voltaje nominal de entrada (V)	1160	1160	1160	1160
Máx. corriente de entrada por MPPT (A)	30	30	60	60
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT (A)	50	50	90	90
Número de MPPT	12	12	6	6
Número de cadenas por MPPT	2	2	3	3
Salida				
Potencia nominal de salida (W)	225	250	225	250
Máx. corriente activa CA (W)	247.5	250	247.5	250
Máx. corriente aparente CA (VA)	247.5	250	247.5	250
Voltaje nominal de salida (V)	800, 3L / PE	800, 3L / PE	800, 3L / PE	800, 3L / PE
Frecuencia nominal de red CA (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Máx. corriente de salida (A)	178.7	180.5	178.7	180.5
Factor potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)			
Máx. distorsión armónica total	<3%	<3%	<3%	<3%
Eficiencia				
Máx. eficiencia	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%
Eficiencia europea	98.80%	98.80%	98.80%	98.80%
Protección				
Control de corriente cadena fotovoltaica	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Detección humedad interna	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Detección aislamiento de resistencia fotovoltaica	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Control de corriente residual	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección polaridad inversa CC	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección sobrecorriente CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección cortocircuito CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección alto voltaje CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Descargador de sobretensión CC	Tipo II	Tipo II	Tipo II	Tipo II
Descargador de sobretensión CA	Tipo II	Tipo II	Tipo II	Tipo II
AFCI	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Recuperación PID	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Datos generales				
Rango de temperatura de funcionamiento (°C)	-30 ~ 60	-30 ~ 60	-30 ~ 60	-30 ~ 60
Humedad relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Máx. altura de funcionamiento (m)	5000 (> 4000 moderado)	5001 (> 4000 moderado)	5002 (> 4000 moderado)	5003 (> 4000 moderado)
Método de refrigeración	Refrigeración de ventilador inteligente			
Pantalla	LED (LCD opcional), Bluetooth+APP			
Comunicación	RS485 & PLC	RS485 & PLC	RS485 or PLC	RS485 & PLC
Peso (Kg)	111	111	111	111
Medidas (Ancho x Alto x Profundo mm)	1091 x 678 x 341	1091 x 678 x 341	1091 x 678 x 341	1091 x 678 x 341
Topología	No aislado	No aislado	No aislado	No aislado
Clasificación de protección contra el ingreso	IP66	IP66	IP66	IP66
Conector CC	MC4-Evo2	MC4-Evo2	MC4-Evo2	MC4-Evo2
Conector CA	Terminal OT / DT (máx. 300 mm²)			

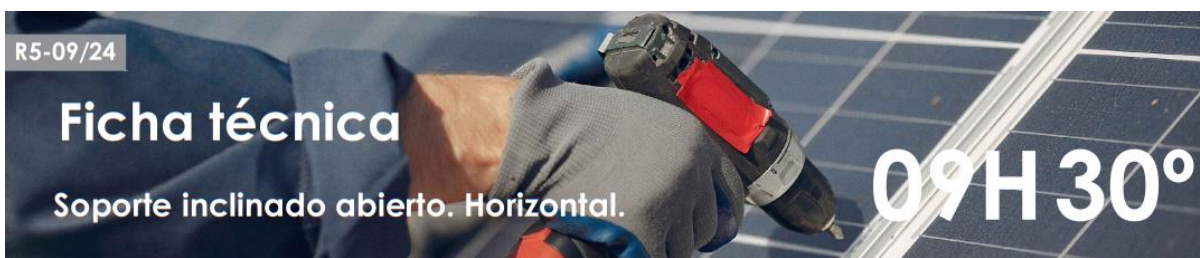
*: visite el sitio web de GoodWe para obtener los certificados más recientes.

* sólo para GW225KN-HT/GW250KN-HT

* la apariencia del producto mostrado es GW225KN-HT/GW250KN-HT. La apariencia puede variar para GW225K-HT/GW250K-HT.

www.goodwe.com

8.4. Ficha técnica de los soportes





- Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación: 30°

Viento: Hasta 150 Km/h (ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.

Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

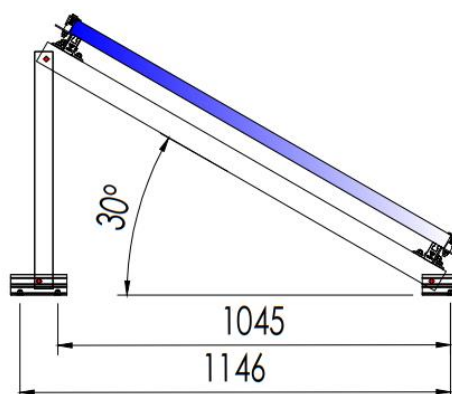
2279x1150



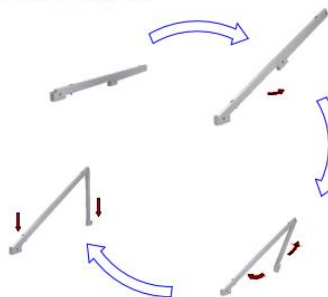
Carga de nieve: 40 kg/m²



Perfil G1



Triángulo plegado



Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal	6 Nm
Tornillo M5,5 Hexagonal	10 Nm

Detalle fijación G1 a triángulo
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Cubierta plana



Anclaje a hormigón



Subestructura



100% Reciclable

Marcado
ES19/86524 CE

R4-01/24

Velocidades de viento

Soporte inclinado abierto. Horizontal.

09H
Sistema kit

 **SUNFER**

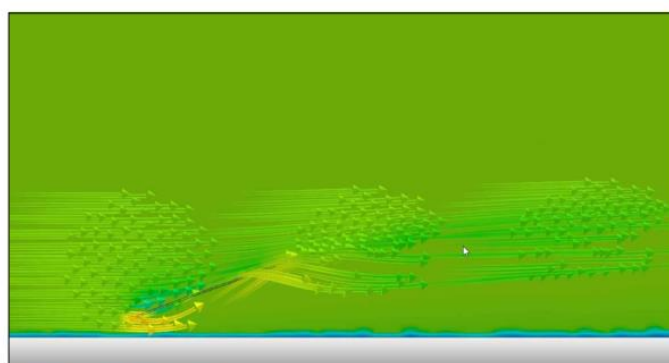


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	3	nº de módulos
2279x1150	150	150	150	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado
ES19/86524 

8.5. Ficha técnica del cargador de AC

KeContact P30



Product

Item number:	97.908
Product designation:	c-series EN Type2 Socket 22kW
EAN code:	9120050710979

Specifications

Socket:	Type 2 standard socket: 32A / 400V AC in accordance with EN 62196-1 and VDE-AR-E 2623-2-2
Output:	22 kW
Energy meter (LED display):	Yes
Local load management:	Slave
Current monitoring:	Depending on the charging cable sizing
UDP:	Yes
Color:	RAL 7004 (signal gray) / RAL 7016 (anthracite gray)

General

Charge mode:	Mode 3 in accordance with IEC 61851-1 AC charging
Overvoltage category:	III in accordance with EN 60664
Protection class:	I
Protection class:	IP54
Protection against mechanical impact:	IK08 (except for cylinder lock)
Rated short-time withstand current:	< 10 kA effective value in accordance with EN 61439-1
Internal direct fault current monitoring (RDC-DD):	≥ 6 mA

Power supply

Rated supply voltage (Europe):	3 x 230 V / 400 V
Power consumption:	Idle: 3 W, Plugged: 4.5 W, Charging: 6.5 W
Rated current (configurable):	10 A / 13 A / 16 A / 20 A / 25 A / 32 A 1-phase or 3-phase
Line frequency:	50 Hz
Mains forms:	TT / TN / IT

Supply terminals

Type:	Spring-type terminal
Cable feed:	Top (surface), back side (flush)
Connection cross-section of the supply:	Minimum cross-section (depending on the cable and the type of installation)
• 16 A rated current:	5 x 2.5 mm ²
• 32 A nominal current:	5 x 6.0 mm ²

KeContact P30

Cross section:

• Rigid / flexible:	0.2 – 16 mm ²
• Flexible with wire end sleeve with / without plastic sleeve:	0.25 – 10 mm ²
AWG:	24 – 6
Stripping length:	12 mm
Temperature rating:	105 °C

Ambient conditions

Use:	Inside and outside area
Installation (stationary):	On the wall or on a floor-mounted column.
Operating temperature:	
• 16 A:	-25°C to + 50°C (without direct sunlight)
• 32 A:	-25 °C to +40 °C (without direct sunlight)
Storage temperature:	-25°C to + 80°C
Relative air humidity:	5 % to 95 % (non condensing)
Altitude:	max. 2000 m above sea level
Rate of temperature change:	max. 0.5°C / min
Temperature behavior:	Automatic power reduction if overheating occurs

Interfaces



Ethernet interface

Ethernet1:	LSA+® terminals
Data transfer rate:	10/100/1,000 Mbit/s
Ethernet2:	RJ45 (for debug)



USB interface

Type:	A, USB 2.0 (Hi-Speed)
Max. output power:	500 mA

Enable input

Type:	External, potential-free switch contact
Type of terminal:	Spring-type terminal
Cross section:	0.08 – 4 mm ²
AWG:	28 – 12
Stripping length:	8 mm

Switch contact output

Type:	External safety extra-low voltage, <50 V AC, 50/60 Hz
Necessary current limitation:	<0.5 A
Type of terminal:	Spring-type terminal
Cross section:	0.08 – 4 mm ²

KEBA AG, Gewerbepark Urfahr, 4041 Linz, Austria, +43 732 7090-0
 keba@keba.com, www.keba.com/emobility
 Specifications are subject to change due to further technical developments.
 Details presented may be subject to correction. All rights reserved.

V 1.02

KEBA[®]
 Automation by innovation.

KeContact P30

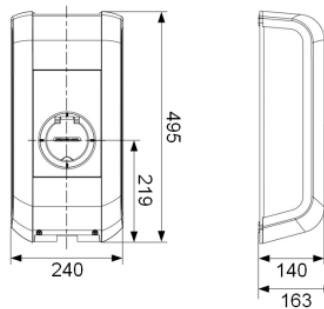
AWG:	28 – 12
Stripping length:	8 mm

Certifications

CE declaration of conformity:	Yes
-------------------------------	-----

Dimensions and weight

Height / Width / Depth:	495 mm / 240 mm / 163 mm
Weight:	Approx. 4.8 - 5 kg (depending on device version)



8.6. Ficha técnica del cargador de CC



PRODUCT LEAFLET

Smarter Mobility

Terra 54 multi-standard DC charging station



Terra 54 is the successor of Terra 53, the best sold 50 kW DC charging station in Europe and North America. Supporting increasing EV battery capacities, Terra 54 enables continuous charging at full 50 kW at 150 – 500 V, while 150 – 920 V is supported by Terra 54HV.

Terra 54 supports CCS, CHAdeMO and AC functionality, and introduces ingenious new connector holders. It complies with all relevant international standards, including the EMC Class B norm, required for safe operation on residential, office, retail and petrol station locations. The new cabinet design provides improved ergonomics and serviceability. All chargers come with integrated Connected Services, allowing remote monitoring, diagnostics, statistics, and software upgrades.

Terra 54 is ideally suited for highway rest stops and petrol stations, as well as for retail and office locations, car dealerships, fleet applications, etc. Depending on the customer needs, it supports the industry standards based fast charging technology with a tailored combination of CCS and CHAdeMO, as well as AC charging. Besides the CE certified charger series, ABB also offers versions for North American (UL), China (GB), Australia (RCM), and the Russian Customs Union (EAC).

Terra 54 has the highest uptime due to redundancy on power and communication. All ABB chargers come with Internet based Connected Services to allow customers to easily connect their chargers to different software systems like back-offices, payment platforms or smart grid energy systems. This enables remote assistance, tailored diagnostic trouble shooting and repair, and remote updates and upgrades. A reliable, secure, cost efficient and future proof connectivity solution, based on open industry interfaces.

Main features

- 50 kW DC fast charger supporting CCS, CHAdeMO and Type 2 AC charging (optional)
- 22 or 43 kW AC cable, or 22 kW AC socket (optional)
- Designed to deliver full output power continuously, and reliably over lifetime
- IEC 61000 EMC Class B certified for industrial and residential areas (including petrol stations, retail outlets, offices, etc.)
- Future proof connection via open industry standards, including remote uptime monitoring and assistance, updates and upgrades
- Daylight readable touchscreen display
- Graphic visualization of charging progress
- RFID authorization
- Robust all weather stainless steel enclosure
- Quick and easy installation

Applications

- Highway petrol / service stations
- Metropolitan / urban areas
- Commercial fleet operators
- EV infrastructure operators and service providers

Outlet specifications	C (default)	J (option)	G (option)	T (option)
Charging standard	CCS	CHAdeMO 2.0	Type 2 cable	Type 2 socket
Maximum output power	50 kW	50 kW	22 or 43 kW	22 kW
Output voltage Terra 54	150 - 500 V _{DC}	150 - 500 V _{DC}	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Output voltage Terra 54HV	150 - 920 V _{DC}	150 - 500 V _{DC}	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Maximum output current	125 A _{DC}	125 A _{DC}	63 A	32 A
Connector/socket type	CCS 2 / IEC 62196 Mode-4	CHAdeMO 2.0 / JEVS G105	IEC62196 Mode-3 Type-2	IEC62196 Mode-3 Type 2
Cable length	3.9 m	3.9 m	3.9 m	-

New features Terra 54

- Charging batteries at 150 – 500 V (Terra 54), or at 150 – 920 V (Terra 54HV)
- New ingenious connector holders, for easier handling and more stable holding
- Optional CCV or Nayax payment terminal, suited for an increasing number of countries
- Prepared for options like MID metering, integration with building management systems, cable management, etc.

Possible configurations

Terra 54 is available in the following configurations, all with CCS cable from left, and CHAdeMO cable (optional) from right side:

- Terra 54 CJG: CCS, CHAdeMO and (22 or) 43 kW AC connector
- Terra 54 CJT: CCS, CHAdeMO and 22 kW AC socket
- Terra 54 CJ: CCS and CHAdeMO
- Terra 54 CT: CCS and 22 kW AC socket



Possible configurations (from left to right): Terra 54 CT, Terra 54 CJ, Terra 54 CJT, Terra 54 CJG with optional payment terminal (not shown, amongst other, Terra 54 CG, Terra 54 CJ UL, and Terra 63 GB for Chinese market).

Further optional features

- Customized branding possibilities, including customizable user interface
- Parking bay occupancy detection
- PIN code authorization
- Site load management, for one or more chargers, to avoid expensive grid upgrades
- Web tools for statistics and access management
- Integration with back-offices, payment platforms and smart grid energy systems

General specifications

Charging sessions	1 DC session 1 DC & 1 AC session (G & T models)
Efficiency	94 % at nominal output power
EMC emission	IEC 61000-6-3 Class B - Residential
EMC immunity	IEC 61000-6-2 Industrial
Environment of use	Indoor / outdoor
Protection rating	IP54, IK10 (cabinet), IK8 (screen)
Operating temperature	-35 °C to +55 °C (de-rating characteristics apply)
Dimensions (D x W x H)	780 mm x 565 mm x 1900 mm
Mass	350 kg

Grid Interface

Input AC power connection	3 Phases + Neutral + PE
Input voltage range	400 VAC +/- 10 % (50 Hz or 60 Hz)
Max. rated input current & power (@ 50 Hz)	C, CJ : 80 A, 55 kVA CT, CJT : 112 A, 77 kVA CJG, CG : 143 A, 98 kVA
Power factor (full load)	> 0.96
THD in all operating points	< 4.5 %
Operating Noise level	< 60 dBA

User & Network Interfaces

Screen	7" touchscreen
RFID system	ISO/IEC 14443A/B, ISO/IEC 15393
Network connection	Cellular modem: GSM / 3G / 4G LAN: 10/100 Base-T Ethernet
Communication protocol	Open Charger Point Protocol (OCPP) 1.6 (and previous versions)

Options

Local payments	Credit Cards and NFC (including Apple Pay) reader
Power meter	DC & AC certified meters
Cable management system	Charger prepared for CMS installation

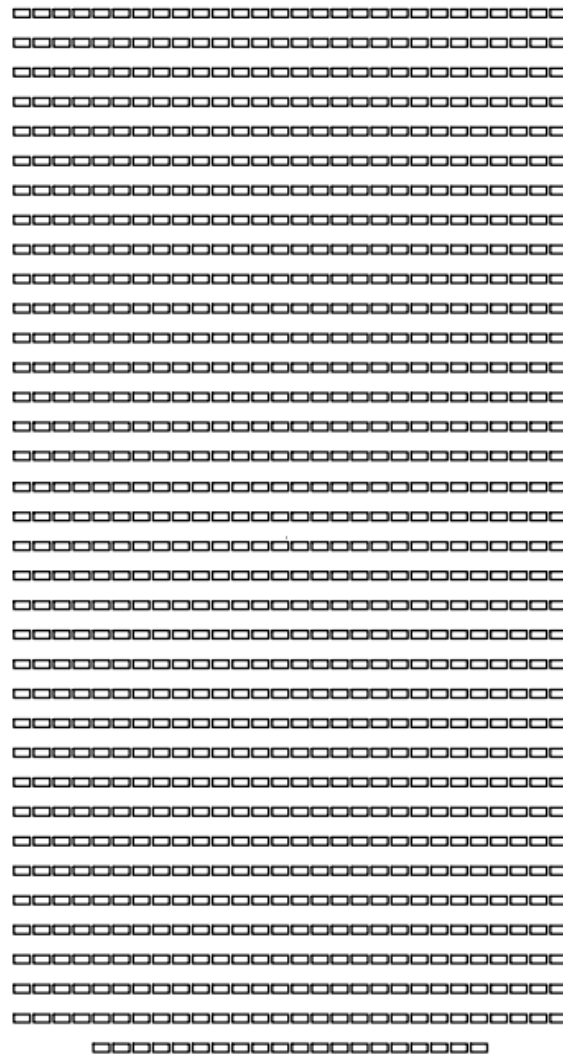
For more information please contact:

ABB EV Infrastructure

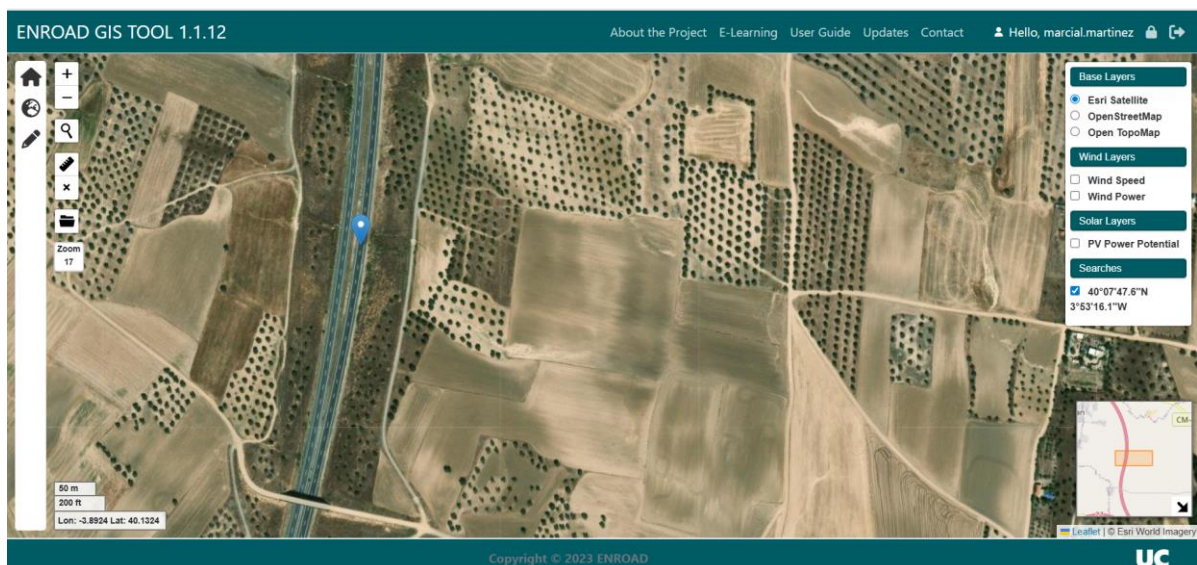
Heertjeslaan 6
2629 JG, Delft
The Netherlands
Phone: +31 88 4404610
E-mail: info.evci@nl.abb.com

abb.com/evcharging

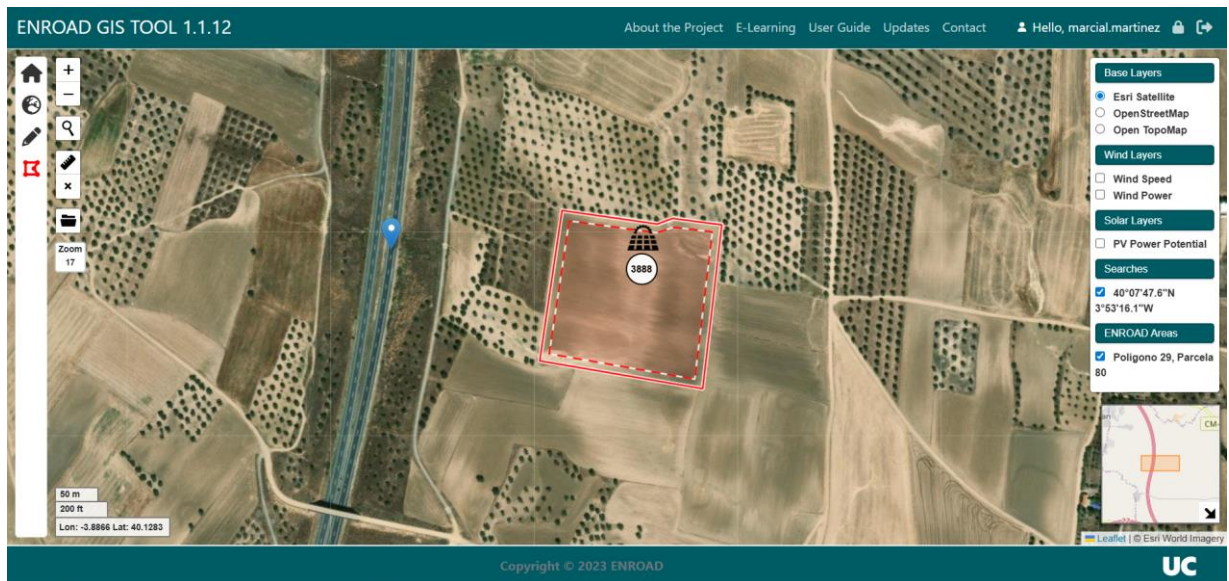
8.7. Distribución en filas de los paneles en la parcela elegida



8.8. Vista aérea de la parcela seleccionada con la carretera colindante



8.9. Vista aérea de la parcela seleccionada



8.10. Vista aérea de la parcela seleccionada con las medidas



8.11. Valores geométricos característicos de la parcela seleccionada

☒
Custom Grid Layout

Panels Azimut

0°

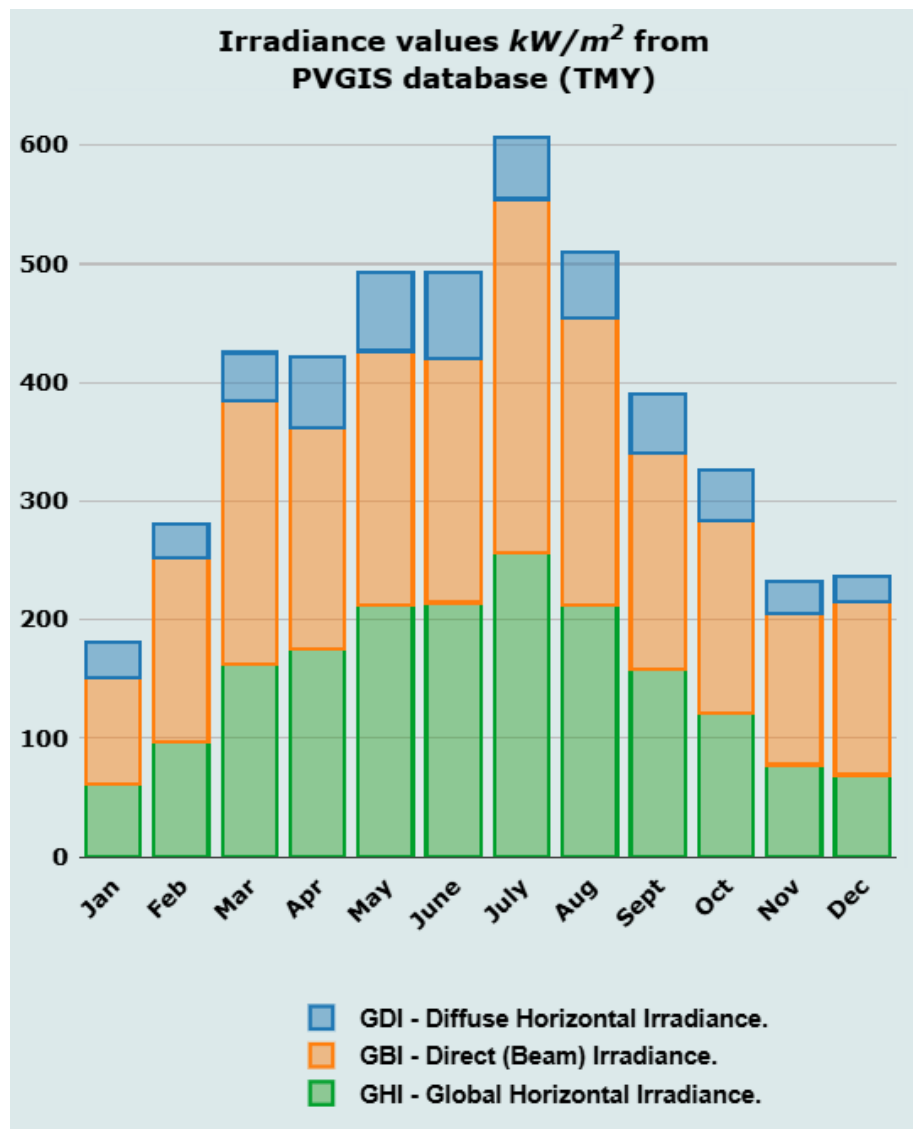
Panels Tilt

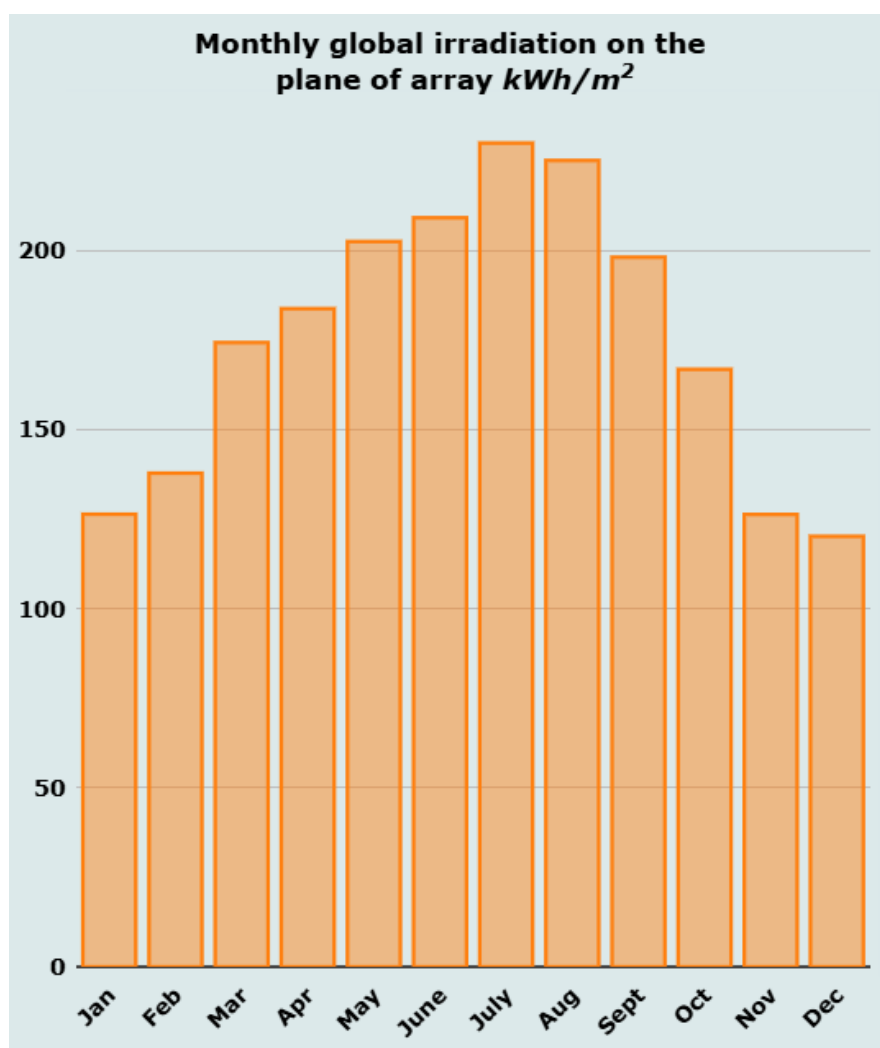
32°

Inter Row Factor

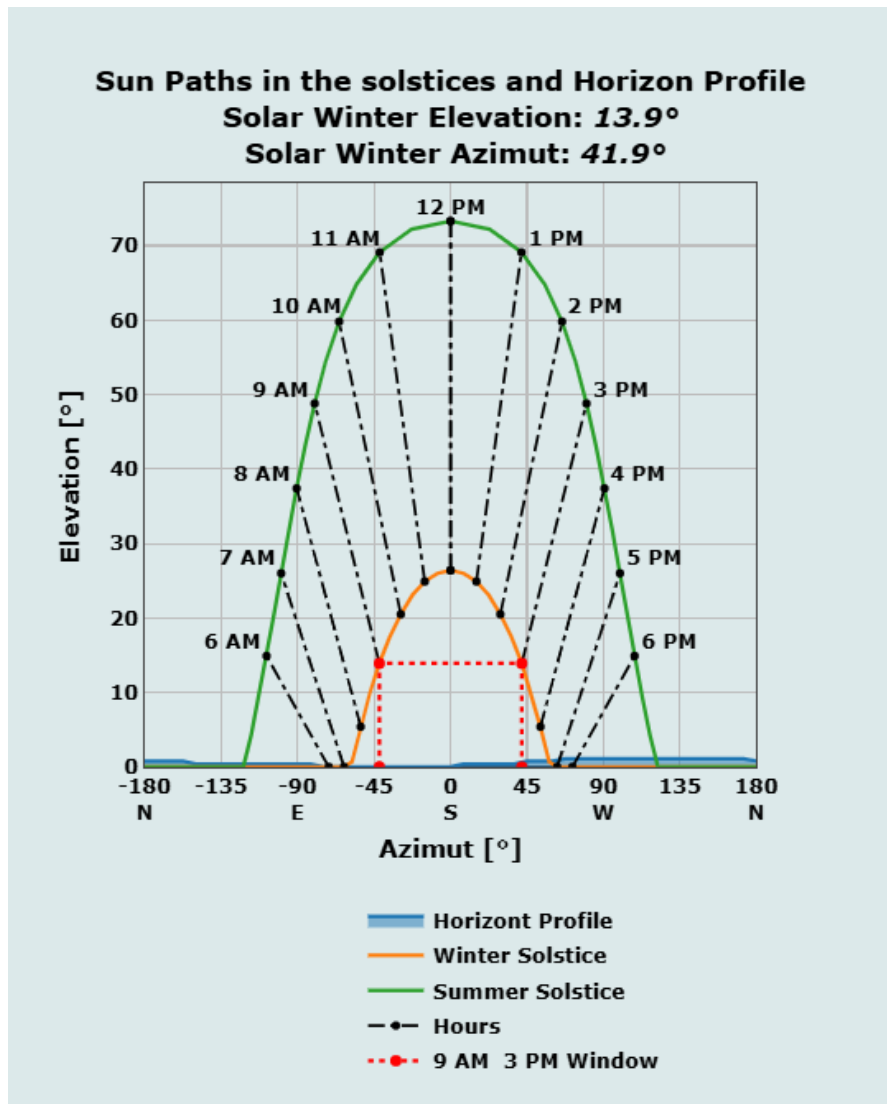
1.2

8.12. Irradiación global mensual sobre la parcela seleccionada



8.13. Irradiación global mensual acumulada sobre la parcela seleccionada

8.14. Recorrido del sol a lo largo del año sobre la parcela elegida



8.15. Panel fotovoltaico elegido para la instalación, de la empresa JASOLAR

JA SOLAR

**8.16. Inversor elegido para la instalación, de la empresa Goodwe****8.17. Cargador AC elegido para la instalación, de la empresa KEBA**



8.18. Cargador AC elegido para la instalación, de la empresa KEBA con manguera



8.19. Cargador CC elegido para la instalación, de la empresa ABB

8.20. Soporte elegido para los paneles de la empresa SUNFER



8.21. Datos del emplazamiento obtenidos con ENROAD para los cálculos

Land	Latitude	decimal degrees	40.130
	Longitude	decimal degrees	-3.888
	Altitude	decimal degrees	616
	Location (city, place, etc.)	-	-
	Total available Area	m2	33809.918
	Total available Area	Ha	50.01
	Surface roughness length	-	0.010
	Average air density	kg/m3	1.133



9 IMPLEMENTACIÓN

9.1. Caso 1 con 2 horas de uso diarias de los cargadores

	SUM	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Beginning cash balance	0.00	0.00	17,865.49	98,905.76	178,209.96	255,816.61	331,762.53	406,082.89	478,811.19
Energy revenues (or savings)	3,291,864.50	0.00	118,644.09	117,101.76	115,605.69	114,154.51	112,746.87	111,381.45	110,057.00
Debt at initiation (bank loan)	503,608.78	503,608.78							
Financing (NRAs equity)	0.00	0.00							
Total Cash Inflows	3,795,473.28	503,608.78	118,644.09	117,101.76	115,605.69	114,154.51	112,746.87	111,381.45	110,057.00
Total Cash Available	3,795,473.28	503,608.78	136,509.58	216,007.52	293,815.65	369,971.12	444,509.40	517,464.34	588,868.19
Total CAPEX payments:	-467,556.48	-452,474.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total OPEX payments:	-751,353.33	-25,689.24	-29,644.79	-29,440.57	-29,224.21	-28,995.01	-28,752.25	-28,495.18	-28,222.99
Interest	-479,205.43	-25,180.44	-24,801.44	-24,403.49	-23,985.64	-23,546.89	-23,086.22	-22,602.50	-22,094.60
Debt Repayments	-503,608.78	-7,580.03	-7,959.04	-8,356.99	-8,774.84	-9,213.58	-9,674.26	-10,157.97	-10,665.87
Total disbursements	-1,722,518.59	-485,743.28	-37,603.83	-37,797.56	-37,999.04	-38,208.59	-38,426.51	-38,653.15	-38,888.86
Total Net Cash Flow	2,072,954.69	17,865.49	81,040.26	79,304.20	77,606.65	75,945.93	74,320.36	72,728.30	71,168.14
Excess of cash available over needs (Total Net Cash Flow)	2,072,954.69	17,865.49	98,905.76	178,209.96	255,816.61	331,762.53	406,082.89	478,811.19	549,979.33
Ending cash balance	2,072,954.69	17,865.49	98,905.76	178,209.96	255,816.61	331,762.53	406,082.89	478,811.19	549,979.33

9.2. Caso 2 con 5 horas de uso diario de los cargadores

	SUM	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Beginning cash balance	0.00	0.00	17,865.49	181,402.75	343,754.52	504,942.83	664,988.46	823,911.02	981,728.97	1,138,459.56
Energy revenues (or savings)	5,819,021.05	0.00	201,141.08	200,149.34	199,187.35	198,254.22	197,349.08	196,471.10	195,619.45	195,344.09
Debt at initiation (bank loan)	503,608.78	503,608.78								
Financing (NRAs equity)	0.00	0.00								
Total Cash Inflows	6,322,629.83	503,608.78	201,141.08	200,149.34	199,187.35	198,254.22	197,349.08	196,471.10	195,619.45	195,344.09
Total Cash Available	6,322,629.83	503,608.78	219,006.57	381,552.08	542,941.87	703,197.04	862,337.53	1,020,382.12	1,177,348.42	1,333,803.65
Total CAPEX payments:	-467,556.48	-452,474.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total OPEX payments:	-751,353.33	-25,689.24	-29,644.79	-29,440.57	-29,224.21	-28,995.01	-28,752.25	-28,495.18	-28,222.99	-27,934.83
Interest	-479,205.43	-25,180.44	-24,801.44	-24,403.49	-23,985.64	-23,546.89	-23,086.22	-22,602.50	-22,094.60	-21,561.31
Debt Repayments	-503,608.78	-7,580.03	-7,959.04	-8,356.99	-8,774.84	-9,213.58	-9,674.26	-10,157.97	-10,665.87	-11,199.16
Total disbursements	-1,722,518.59	-485,743.28	-37,603.83	-37,797.56	-37,999.04	-38,208.59	-38,426.51	-38,653.15	-38,888.86	-39,133.99
Total Net Cash Flow	4,600,111.24	17,865.49	163,537.25	162,351.78	161,188.30	160,045.63	158,922.57	157,817.94	156,730.59	156,210.09
Excess of cash available over needs (Total Net Cash Flow)	4,600,111.24	17,865.49	181,402.75	343,754.52	504,942.83	664,988.46	823,911.02	981,728.97	1,138,459.56	1,294,669.66
Ending cash balance	4,600,111.24	17,865.49	181,402.75	343,754.52	504,942.83	664,988.46	823,911.02	981,728.97	1,138,459.56	1,294,669.66

9.3. Caso 3 con 9 horas de uso diario de los cargadores

	SUM	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Beginning cash balance	0.00	0.00	17,865.49	291,962.26	565,610.19	838,809.17	1,111,558.59	1,383,857.25	1,655,703.42	1,927,094.82
Energy revenues (or savings)	9,295,658.57	0.00	311,700.59	311,445.49	311,198.03	310,958.00	310,725.17	310,499.32	310,280.25	310,209.42
Debt at initiation (bank loan)	503,608.78	503,608.78								
Financing (NRAs equity)	0.00	0.00								
Total Cash Inflows	9,799,267.35	503,608.78	311,700.59	311,445.49	311,198.03	310,958.00	310,725.17	310,499.32	310,280.25	310,209.42
Total Cash Available	9,799,267.35	503,608.78	329,566.09	603,407.75	876,808.22	1,149,767.17	1,422,283.76	1,694,356.57	1,965,983.67	2,237,304.24
Total CAPEX payments:	-467,556.48	-452,474.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total OPEX payments:	-751,353.33	-25,689.24	-29,644.79	-29,440.57	-29,224.21	-28,995.01	-28,752.25	-28,495.18	-28,222.99	-27,934.83
Interest	-479,205.43	-25,180.44	-24,801.44	-24,403.49	-23,985.64	-23,546.89	-23,086.22	-22,602.50	-22,094.60	-21,561.31
Debt Repayments	-503,608.78	-7,580.03	-7,959.04	-8,356.99	-8,774.84	-9,213.58	-9,674.26	-10,157.97	-10,665.87	-11,199.16
Total disbursements	-1,722,518.59	-485,743.28	-37,603.83	-37,797.56	-37,999.04	-38,208.59	-38,426.51	-38,653.15	-38,888.86	-39,133.99
Total Net Cash Flow	8,076,748.76	17,865.49	274,096.77	273,647.93	273,198.99	272,749.41	272,298.66	271,846.17	271,391.40	271,075.43
Excess of cash available over needs (Total Net Cash Flow)	8,076,748.76	17,865.49	291,962.26	565,610.19	838,809.17	1,111,558.59	1,383,857.25	1,655,703.42	1,927,094.82	2,198,170.24
Ending cash balance	8,076,748.76	17,865.49	291,962.26	565,610.19	838,809.17	1,111,558.59	1,383,857.25	1,655,703.42	1,927,094.82	2,198,170.24

9.4. Conclusiones

El presente Trabajo Fin de Máster ha permitido desarrollar un análisis exhaustivo de la viabilidad técnica, económica y ambiental de un proyecto de generación fotovoltaica destinado a alimentar puntos de recarga para vehículos eléctricos, dentro del marco del proyecto europeo ENROAD. La utilización de la herramienta ENROAD, desarrollada por la Universidad de Cantabria en colaboración con ARUP y SINTEF, ha resultado fundamental para modelizar de manera integrada la producción energética, la interacción con la red y los escenarios de explotación de los cargadores eléctricos. Esta herramienta ha permitido realizar simulaciones dinámicas para la comparación de los escenarios a lo largo de un horizonte de 30 años, incorporando variables críticas como la evolución del precio de la energía, tipos de interés, costes de operación y mantenimiento, así como la degradación de los paneles fotovoltaicos, proporcionando un análisis robusto y confiable para la toma de decisiones estratégicas.

El proyecto se ha diseñado considerando equipos fotovoltaicos de alto rendimiento, incluyendo módulos fotovoltaicos y sistemas de inversores optimizados para la conversión y distribución de energía, lo que garantiza eficiencia energética y fiabilidad durante todo el periodo de explotación. La integración de estos sistemas con la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos permite aprovechar al máximo la energía generada, minimizando la venta de excedentes a precios reducidos y favoreciendo un modelo económico más estable. Adicionalmente, la conexión directa a la red y la posibilidad de desacople geográfico habilitan la utilización de la instalación como una “batería virtual”, optimizando la gestión energética y contribuyendo a la resiliencia del sistema.

Los escenarios de uso analizados (2, 5 y 9 horas de operación de los cargadores) muestran que el proyecto es rentable en todos los casos, aunque la magnitud de los beneficios económicos varía significativamente con la intensidad de utilización. En el escenario más conservador (2 horas), se obtiene un retorno positivo con un NPV favorable y un periodo de recuperación razonable, demostrando que incluso con bajos niveles de explotación, la inversión inicial se amortiza y genera un flujo de caja estable. Los escenarios de uso intermedio y alto (5 y 9 horas) amplifican la rentabilidad, reducen el payback y generan tasas internas de retorno muy atractivas (IRR y AARR), convirtiendo el proyecto en una oportunidad sólida para inversores con diferentes perfiles de riesgo. Este análisis permite concluir que la adecuada explotación de los cargadores eléctricos es un factor determinante para maximizar los ingresos y garantizar la sostenibilidad económica del proyecto.

Escenarios ▾	Inversion inicial ▾	Payback ▾	VAN ▾	TIR ▾	AARR ▾	LCOE ▾
2 horas de uso	452474	7	842.092	14.84%	14.30%	73,85
5 horas de uso	452474	3	2,522,845	33.01%	32.79%	114.85
9 horas de uso	452474	2	4,775,169	56.27%	57.58%	446.49

Desde el punto de vista ambiental, la instalación fotovoltaica aporta beneficios sustanciales, reduciendo las emisiones de CO₂ y otros contaminantes, contribuyendo a los objetivos de descarbonización de la Unión Europea, enmarcados en el Pacto Verde Europeo y promoviendo la movilidad eléctrica sostenible. La combinación de

generación renovable con infraestructura de recarga representa un modelo eficiente de sinergia entre transporte y energía, fomentando la transición hacia un sistema eléctrico más limpio y resiliente. Asimismo, el análisis medioambiental confirma que el proyecto cumple con criterios de sostenibilidad, minimizando los impactos negativos sobre recursos hídricos, uso del suelo y emisiones tóxicas, lo que refuerza tanto su aceptación social como su encaje regulatorio. En este contexto, se identifican también oportunidades de alta atraktividad para los inversores, especialmente en proyectos on-street o basados en farolas en ciudades europeas con alta densidad residencial y marcos regulatorios favorables como Ámsterdam, Berlín o diversas ciudades del Reino Unido, donde el bajo CAPEX por punto y la rápida replicabilidad se combinan con un fuerte apoyo municipal. Del mismo modo, los programas con subvención pública y esquemas de agregación para comunidades de vecinos, similares al modelo implantado en Oslo (Noruega), reducen significativamente el riesgo de inversión y aceleran la adopción. Finalmente, las plataformas que incorporan servicios avanzados de flexibilidad y V2G representan una oportunidad creciente, ya que incrementan los ingresos medios por usuario y abren nuevas fuentes de rentabilidad mediante la participación en mercados de flexibilidad, aunque requieren cierto grado de pilotaje regulatorio.

A pesar de la rentabilidad y los beneficios demostrados, el proyecto requiere una planificación cuidadosa frente a riesgos potenciales, incluyendo la disponibilidad de materiales críticos, la capacidad de la red eléctrica y la evolución de los costes de operación y mantenimiento. La adopción de supuestos conservadores, como la ausencia de subsidios iniciales y tipos de interés elevados, asegura que la viabilidad económica no dependa de condiciones extraordinarias, reforzando la confianza de potenciales inversores. Este enfoque prudente garantiza que el proyecto mantiene su resiliencia financiera incluso en escenarios adversos, ofreciendo una inversión segura y predecible.

Finalmente, desde la perspectiva de inversión, los resultados obtenidos consolidan la idea de que este tipo de proyectos no solo es rentable, sino que constituye una estrategia alineada con los objetivos estratégicos de la UE en materia de energías renovables y movilidad sostenible. La combinación de eficiencia técnica, robustez financiera y beneficios ambientales convierte la iniciativa en una oportunidad altamente atractiva para inversores que buscan proyectos sostenibles y escalables. Además, existen modelos de negocio ampliamente utilizados en el sector que aumentan su atractivo: las concesiones municipales (PPP), donde el ayuntamiento cede la vía pública y el operador instala y explota la infraestructura durante un periodo determinado, reduciendo el riesgo de permisos; los esquemas asset-light con servicios de O&M, que aprovechan infraestructuras existentes (como farolas) y minimizan el CAPEX por punto; los modelos basados en financiación agregada de viviendas, que permiten a comunidades de propietarios asumir proyectos mediante leasing o pago por uso; y las plataformas avanzadas de gestión con servicios V2G o de flexibilidad, que añaden ingresos adicionales mediante la participación en mercados energéticos. De forma complementaria, los inversores valoran una serie de métricas críticas para

evaluar la viabilidad del proyecto, entre ellas: la utilización diaria por punto, el ingreso medio por usuario y la tarifa neta tras costes, el nivel de cofinanciación o subvención disponible, el coste y riesgo asociado a la conexión a red y a posibles upgrades, y las condiciones contractuales de exclusividad y duración de la concesión, junto con las obligaciones de mantenimiento y actualización. La replicabilidad del modelo en otras localizaciones y la flexibilidad de los escenarios de uso refuerzan la posición del proyecto como referente en el sector de la generación distribuida y la infraestructura de carga eléctrica

En conclusión, el proyecto es viable y rentable en todos los escenarios analizados. Su implementación representa un estímulo para la inversión en tecnologías limpias y un ejemplo claro de cómo la integración de generación fotovoltaica con movilidad eléctrica puede generar beneficios económicos, ambientales y estratégicos. La utilización de ENROAD como herramienta de planificación y simulación, el empleo de tecnología fotovoltaica de alto rendimiento, y la coherencia con los objetivos de la UE hacen de este proyecto un caso paradigmático de inversión sostenible y de alto impacto, ofreciendo un marco sólido y seguro para el desarrollo de futuras iniciativas en el ámbito de la transición energética y la movilidad eléctrica.

Este proyecto no debe ser interpretado únicamente como un estudio técnico o económico individual, sino como una aportación integral al marco estratégico de transformación energética que impulsa Europa. En efecto, la hoja de ruta definida por el Pacto Verde Europeo, con el horizonte de convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro para 2050, establece como meta vinculante una reducción mínima del 55 % de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, respecto a los niveles de 1990. Asimismo, la propia Comisión Europea y sus directrices para la transición energética incluyendo medidas para incrementar la cuota de energías renovables al menos al 42,5 % para 2030, generan un entorno regulatorio, técnico y de mercado que favorece proyectos como el analizado.

En este sentido, el estudio aquí presentado adquiere una doble dimensión: por un lado, es técnicamente coherente y económicamente viable, como se ha demostrado a través del análisis de los tres escenarios de uso de los cargadores eléctricos; por otro, se inserta dentro de una estrategia europea más amplia de descarbonización, innovación energética y despliegue de infraestructuras de movilidad eléctrica, lo cual lo convierte en un proyecto con relevancia política, social y de inversión estratégica.

Desde la perspectiva del equipamiento técnico, el empleo de tecnología avanzada de generación fotovoltaica, módulos de alta eficiencia, inversores modernos, integración inteligente con la red y el modelo de “batería virtual” que permite el desacople geográfico entre generación y consumo, refuerza la percepción de calidad, robustez y escalabilidad. Esta calidad tecnológica suma valor frente a inversores que buscan “activos verdes” alineados con criterios ESG (Environment, Social, Governance), lo que incrementa las posibilidades de financiación preferente, mejora del perfil de riesgo y atractivo comercial del proyecto.

Por otro lado, la evaluación económica, con escenarios de uso que van desde lo conservador hasta lo altamente intensivo demuestra que la rentabilidad no es un objetivo lejano, sino una realidad tangible. Los valores de NPV, IRR, AARR y payback presentados constituyen argumentos sólidos para la toma de decisiones de inversión. Al mismo tiempo, los riesgos principales como la dependencia de materiales críticos, la capacidad de la red eléctrica o la evolución de los precios de la energía, quedan explícitamente identificados y mitigados mediante supuestos prudentes (financiación sin subvenciones, tipos de interés elevados, degradación anual de la producción). Esto incrementa la fiabilidad del análisis y fortalece la confianza de actores financieros e industriales.

En consecuencia, para un inversor que alinee su estrategia con los objetivos europeos (neutralidad climática, movilidad eléctrica, generación distribuida renovable) el proyecto ofrece una ventana de oportunidad muy relevante. Se trata de una iniciativa replicable, estratégica y escalable, que puede servir como piloto para modelos similares en otros contextos geográficos o regulatorios, aprovechando la sinergia entre generación renovable y movilidad eléctrica. La integración de modelo técnico, financiero y ambiental la convierte en una propuesta robusta, atractiva y coherente con el nuevo paradigma global de inversión sostenible.

Por el lado de los mercados donde esta puede ser una ventana de oportunidad, las ciudades prioritarias para el despliegue de estas instalaciones son aquellas que reúnen unas condiciones óptimas tanto de demanda como de regulación, apoyo institucional, madurez del entorno operativo y capacidad de expansión. En concreto, destacan por:

- **Alta demanda real:** presencia significativa de hogares sin parking privado, lo que incrementa la necesidad de soluciones de recarga urbana.
- **Regulación favorable:** existencia de Zonas de Bajas Emisiones y calendarios definidos para la eliminación progresiva de vehículos térmicos.
- **Apoyo institucional:** disponibilidad de subvenciones, concesiones específicas o esquemas “install-on-demand” que impulsan la implantación.
- **Madurez del ecosistema:** agilidad en la obtención de permisos, presencia de operadores consolidados y un entorno estable para los inversores.
- **Escalabilidad:** posibilidad de crecer de forma ordenada por barrios, distritos o incluso en todo el municipio

Finalmente, al haber diseñado este TFM con una mirada de 30 años, con escenarios de variabilidad y con herramientas metodológicas robustas como ENROAD, se evidencia que no estamos ante un simple ejercicio académico, sino ante la preparación de un activo de inversión real y alineado con las transformaciones estructurales que el mundo energético está experimentando. Este proyecto pone de relieve que la transición energética no es solo deseable, sino también asequible, rentable y estratégica. Y en ese sentido, concluye ofreciendo un modelo de inversión concreto,



sólido y acorde al rumbo que marca Europa y el mundo hacia un futuro más limpio, conectado y sostenible.

10 SEGUIMIENTO Y CONTROL

Este apartado define pautas y metodología para el seguimiento y control del desarrollo propuesto conforme a los requisitos técnicos y formales exigidos por la normativa de TFM de la Universidad de Cantabria, garantizando:

- Originalidad y autoría individual.
- Estructura formal con pliego, memoria, planos y presupuesto.
- Presentación pública ante Tribunal evaluador.
- Entrega en formato electrónico (PDF) y depósito en el repositorio UCrea.

10.1. Objeto del proyecto

El presente apartado de Seguimiento y Control forma parte del Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Industrial de la Universidad de Cantabria, realizado conforme a la *Normativa del Trabajo Fin de Máster aprobada por la Comisión Académica de Ingeniería Industrial el 23 de marzo de 2021*.

El documento establece las prescripciones técnicas, administrativas, económicas y académicas necesarias para la ejecución de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red, destinada al suministro parcial de energía eléctrica a una instalación industrial y a la alimentación de una flota de vehículos eléctricos.

El proyecto contempla la instalación de 1.000 módulos fotovoltaicos JASOLAR JAM72S30-MR de 530 W, montados sobre estructura fija tipo Sunfer 09H con inclinación de 30°, dos inversores trifásicos GoodWe de 250 kW, un centro de transformación, y seis cargadores de vehículo eléctrico (modelos KEBA KeContact P30 y ABB Terra 54 DC).

La energía generada se inyectará a la red interior de baja tensión, conectada a través del transformador de media tensión, cumpliendo la normativa técnica vigente.

10.2. Alcance

El alcance del proyecto incluye:

- Diseño, suministro e instalación de todos los elementos que integran la planta fotovoltaica.
- Montaje de estructuras, módulos, cableado y protecciones eléctricas.
- Instalación y configuración de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos.
- Ejecución de pruebas, puesta en marcha y documentación final.
- Cumplimiento de los requisitos formales, técnicos y de presentación establecidos por la Universidad de Cantabria para Trabajos Fin de Máster.

10.3. Normativa aplicable

El proyecto se regirá por la siguiente normativa técnica y académica:

10.3.1. Normativa técnica

- Real Decreto 842/2002: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) e ITC-BT.

- Real Decreto 244/2019: Autoconsumo de energía eléctrica.
- Reglamento (UE) 2016/631: conexión de generadores a red.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Ley 31/1995, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 22/2011, de Residuos y Suelos Contaminados.
- Normas UNE-EN 50583, 61215, 61730, 62109 y 50618.

10.3.2. Normativa académica

El presente documento se adecúa a los requerimientos establecidos por la **Universidad de Cantabria (UNICAN)**, en particular:

- **Normativa del Trabajo Fin de Máster en Investigación en Ingeniería Industrial**, aprobada el **23 de marzo de 2021** por la Comisión Académica.
- Cumplimiento de los criterios de originalidad, autoría personal y rigor técnico exigidos.
- Presentación del documento en formato electrónico (PDF) y redacción del **Resumen y Conclusiones en idioma distinto al cuerpo principal**, según el apartado 8.2 de dicha normativa.
- Defensa pública ante Tribunal evaluador conforme al apartado 9 de la citada normativa.

10.4. Documentación del proyecto

El proyecto se compone de los siguientes documentos:

- Memoria técnica descriptiva.
- Planos de conjunto, esquemas unifilares y detalles constructivos.
- Pliego de condiciones (presente documento).
- Presupuesto y mediciones.
- Anexos de cálculo y simulación energética.

10.5. Responsabilidades

El autor del Trabajo Fin de Máster asume la autoría íntegra del diseño y la redacción del presente documento, bajo la supervisión de su Director de TFM, en conformidad con los apartados 1 y 3 de la Normativa del TFM de la Universidad de Cantabria.

Durante la ejecución y defensa del proyecto, se cumplirán los principios de integridad académica y rigor científico que establece dicha normativa.

10.6. Especificaciones de materiales y equipos

10.6.1. Módulos fotovoltaicos

- Modelo: JASOLAR JAM72S30-MR
- Potencia unitaria: 530 W
- Cantidad: 1.000 unidades
- Tipo: monocristalino PERC
- Eficiencia: $\geq 20,5 \%$
- Normas: IEC 61215 / IEC 61730 / CE

10.6.2. Estructura de soporte

- Modelo: Sunfer 09H
- Inclinación: 30°
- Material: aluminio anodizado, tornillería inoxidable
- Norma de cálculo: CTE DB-SE-AE

10.6.3. Inversores

- Marca y modelo: GoodWe 250 kW
- Cantidad: 2 unidades
- Tipo: trifásico, conexión a red
- Rendimiento: $\geq 98,4 \%$
- Normas: UNE-EN 62109-1 / 62109-2

10.6.4. Transformador

- Tipo: seco encapsulado o aceite mineral, 500 kVA
- Relación de transformación: BT/MT según red de distribución

10.6.5. Puntos de recarga

- Total: 6 unidades
- 3 x KEBA KeContact P30 (AC, 22 kW)
- 3 x ABB Terra 54 DC (DC, 50 kW)
- Comunicación: OCPP 1.6
- Protecciones: diferencial tipo B y magnetotérmico

10.6.6. Cableado y protecciones

- DC: cable 1x6 mm², XLPE, libre de halógenos
- AC: cobre 0,6/1 kV
- Protecciones: fusibles gPV, varistores, seccionadores, diferenciales

10.7. Especificaciones de ejecución

10.7.1. Generalidades

La instalación será realizada por empresa autorizada en baja tensión y supervisada por la dirección técnica.

Todas las operaciones deberán cumplir las normas de seguridad y salud laboral y la legislación medioambiental vigente.

10.7.2. Montaje

Los módulos se instalarán orientados al sur, con inclinación de 30°, garantizando la ventilación posterior. Las conexiones se realizarán mediante conectores MC4 estancos.

10.7.3. Conexión e integración

Los strings de módulos se conectarán a los inversores GoodWe, cuya salida en alterna se derivará al transformador de media tensión. La red interior alimentará los cargadores de vehículo eléctrico y consumos auxiliares.

10.7.4. Instalación de puntos de recarga

Los cargadores se instalarán en el área destinada a la flota eléctrica, con protecciones diferenciales y comunicación OCPP con el sistema de gestión energética.

10.7.5. Pruebas y puesta en marcha

- Comprobación de continuidad e aislamiento.
- Prueba funcional de inversores y cargadores.
- Verificación de parámetros eléctricos.
- Certificación de instalación y entrega de manual de mantenimiento.

10.8. Especificaciones económicas

10.8.1. Presupuesto

El presupuesto incluirá suministro, instalación, transporte, pruebas, documentación y legalización. Se desglosará por capítulos:

- Módulos y estructuras
- Inversores y transformador
- Cableado y protecciones
- Puntos de recarga
- Mano de obra y medios auxiliares
- Legalización y documentación

10.8.2. Pagos y garantías

- Pagos conforme a certificaciones aprobadas.
- Garantía mínima de 2 años sobre instalación.
- Garantías específicas de fabricante según ficha técnica.

10.8.3. Penalizaciones

El incumplimiento de plazos o defectos en la instalación podrá implicar penalizaciones económicas y suspensión del contrato.

11 BIBLIOGRAFÍA

Todas las páginas web incluidas en esta bibliografía fueron visitadas y verificadas antes de la fecha de entrega de este trabajo, 22/11/2025

- SoloSolar. (s.f.). Panel 530 W JA Solar JAM72S30. Recuperado de <https://solosolar.es/producto/530w-ja-solar-jam72s30/>
- Efecto Solar. (s.f.). Inversor GoodWe 250 kW GW250KN-HT. Recuperado de <https://efectosolar.es/tienda/inversores/conexion-red-inversores/inversor-goodwe-250kw-gw250kn-ht/>
- Teknosolar. (s.f.). Estructura inclinada soporte placas solares hasta 60 células. Recuperado de <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-hasta-60-celulas-che915/>
- HSP Online. (s.f.). Transformador de potencia trifásico en líquido dieléctrico. Recuperado de <https://www.hsp-online.de/es/Producto/transformador-de-potencia-transformador-de-transmision-en-liquido-dielectrico-transformador-de-transmision-trifasico-cobre/>
- Outlet Exclusivo. (s.f.). Cargador de vehículo eléctrico KEBA KeContact P30 22 kW. Recuperado de <https://outletexclusivo.es/automovil/148171-cargador-de-vehiculo-electrico-keba-kecontact-p30.html>
- ChargingShop. (s.f.). ABB Terra 54 DC 50 kW fast charging station. Recuperado de <https://chargingshop.eu/product/abb-terra-54-dc-50kw-fast-charging-station/>
- Bastida-Molina, P., Hurtado-Perez, E., Moros Gómez, M. C., & Vargas-Salgado, C. (2021). *Multicriteria design and experimental verification of hybrid renewable energy systems. Application to electric vehicle charging stations*. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2103.16976>
- “Eranovum firma un PPA para alimentar con fotovoltaica 540 puntos de recarga, y Electra completa una electrolinera de 4 MW” — *pv magazine España* (14 feb 2025) <https://www.pv-magazine.es/2025/02/14/eranovum-firma-un-ppa-para-alimentar-con-fotovoltaica-540-puntos-de-recarga-y-electra-completa-una-electrolinera-de-4-mw/>
- “España envía a Bruselas el nuevo plan climático que promete que el 81 % de la electricidad será renovable en 2030” — *El País* (23 sept 2024) <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2024-09-23/espana-envia-a-bruselas-el-nuevo-plan-climatico-que-promete-que-el-81-de-la-electricidad-sera-renovable-en-2030.html>
- “El autoconsumo sigue en caída libre con un descenso del 31 % en 2024, pero suma ya 8.137 MW” — *Cinco Días / El País* (23 ene 2025) <https://cincodias.elpais.com/companias/2025-01-23/el-autoconsumo-sigue-en-caida-libre-con-un-descenso-del-31-en-2024-pero-suma-ya-8137-mw.html>
- “Green Charging: recarga de vehículos eléctricos mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico” — *Energia360.info* <https://www.energia360.info/index.php/component/content/article/green->

- [charging-recarga-de-vehiculos-electricos-mediante-instalaciones-de-autoconsumo-fotovoltaico?Itemid=101&catid=19](#)
- El Mundo. (1 de noviembre de 2025). [Energía en Extremadura]. El Mundo. Recuperado de <https://www.elmundo.es/economia/empresas/2025/11/01/6904f933fdddff6d1a8b45b0.html>.
 - European Commission. (2019). The European Green Deal. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
 - Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality (European Climate Law). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>
 - Telemadrid (2025) La Comunidad de Madrid impedirá la instalación de Plantas Fotovoltaicas en el 96% del Territorio de la Región, Telemadrid. Available at: <https://www.telemadrid.es/programas/buenos-dias-madrid/La-Comunidad-de-Madrid-impedira-la-instalacion-de-plantas-fotovoltaicas-en-el-96-del-territorio-de-la-region-2-2823037674--20251007080933.html>
 - European Commission. (2024). The future of European competitiveness: In-depth analysis and recommendations. Retrieved from https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en
 - Intereconomía. (2025, May 2). El error del cierre nuclear en Alemania: aumento de precios, incremento de emisiones y recesión económica. Retrieved from <https://www.intereconomia.com/noticia/empresas/el-error-del-cierre-nuclear-en-alemania-aumento-de-precios-incremento-de-emisiones-y-recesion-economica-20250502-1115>
 - European Commission Joint Research Centre. (n.d.). PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. Retrieved from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
 - BloombergNEF. (2022). Battery Price Survey. Bloomberg New Energy Finance.
 - U.S. Department of Energy. (n.d.). Lightweight materials for cars and trucks. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/vehicles/lightweight-materials-cars-and-trucks>
 - El País Motor. (2025). El atasco de Semana Santa que nadie esperaba y será cada vez más frecuente. Retrieved from <https://motor.elpais.com/actualidad/el-atasco-de-semana-santa-que-nadie-esperaba-y-sera-cada-vez-mas-frecuente/>
 - Elum Energy. (n.d.). ¿Qué es el peak shaving?. Retrieved from <https://elum-energy.com/es/blog/articulos/que-es-el-peak-shaving/>
 - Movilidad Eléctrica. (2023). El precio de las baterías de litio caerá a 100 \$/kWh en 2025. Retrieved from <https://movilidadelectrica.com/precio-las-baterias-litio-caera-100-kwh-2025>
 - Equipo Europa. (2024). Informe Draghi: una UE competitiva. Retrieved from <https://equipoeuropa.org/informe-draghi-ue-competitiva/>

- European Commission. (2024). The Draghi report on EU competitiveness. Retrieved from https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en
- Barrero, A. F. (2022, 24 de agosto). Alemania produjo el año pasado más electricidad solar que Italia, Portugal y España juntas. Energías Renovables. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/alemania-produjo-el-ano-pasado-mas-electricidad-20220526> [1]
- El Confidencial. (2025, October 23). La energía solar en España: la fotovoltaica reduce emisiones y gana terreno. Retrieved from https://www.elconfidencial.com/empresas/2025-10-23/energia-solar-espana-fotovoltaica-emisiones-1hms_4233890/
- Gobierno de España – La Moncloa. (2024). ¿Qué es el Pacto Verde Europeo? Retrieved from <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/paginas/2024/que-es-el-pacto-verde-europeo.aspx>
- Consejo de la Unión Europea. (n.d.). El Pacto Verde Europeo. Retrieved from <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/>
- Pictet Asset Management. (2022). Baterías de litio: la solución del futuro para los coches eléctricos. Retrieved from <https://am.pictet.com/pictetparati/invertir-en-innovacion/2022/baterias-litio-solucion-futuro-coches-electricos>
- CIC energiGUNE. (n.d.). Más allá de las baterías de litio: otras tecnologías que las complementan. Retrieved from <https://cicenergigune.com/es/blog/mas-alla-baterias-litio-otras-tecnologias-complementar>
- Factor Energía. (n.d.). ¿Para qué sirve un inversor? Retrieved from <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo-electrico/para-que-sirve-un-inversor/>
- Moeve Global. (n.d.). Paneles solares de perovskita: innovación sostenible. Retrieved from <https://www.moevegloabal.com/es/planet-energy/innovacion-sostenible/paneles-solares-perovskita>
- Maysun Solar. (n.d.). Comparación entre la tecnología IBC y TOPCon en paneles solares. Retrieved from <https://www.maysunsolar.com/es/blog-comparacion-tecnologia-ibc-y-topcon-en-paneles-solares/>
- Atersa Shop. (n.d.). Diferencias entre paneles solares de células partidas y células completas. Retrieved from <https://atersa.shop/diferencias-entre-paneles-solares-de-celulas-partidas-y-celulas-completas/>
- Fundación Endesa. (n.d.). Corrientes alternas con un transformador eléctrico. Retrieved from <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>
- Schneider Electric. (n.d.). ¿Qué es un transformador eléctrico? Retrieved from <https://www.se.com/es/es/faqs/FA403691/>
- Aplicaciones Tecnológicas AT3W. (n.d.). Protección contra el rayo en instalaciones fotovoltaicas y parques solares. Retrieved from

- <https://at3w.com/blog/proteccion-contr-el-ayo-en-instalaciones-fotovoltaicas-parques-fotovoltaicos/>
- Repsol. (n.d.). Huerto solar: energía del futuro. Retrieved from <https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/huerto-solar/index.cshtml>
 - El Periódico de la Ingeniería. (n.d.). Las deficiencias del sistema eléctrico español: los retos del vehículo eléctrico y el cierre nuclear. Retrieved from <https://elperiodicodelaingenieria.es/las-deficiencias-del-sistema-electrico-espanol-los-retos-del-vehiculo-electrico-y-el-cierre-nuclear/>
 - El Periódico de la Energía. (n.d.). España no puede permitirse un sistema eléctrico frágil ni dudas sobre su fiabilidad. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-no-puede-permitirse-un-sistema-electrico-fragil-ni-dudas-sobre-su-fiabilidad/>
 - Naturclima Energy. (n.d.). El futuro de la energía fotovoltaica. Retrieved from <https://www.naturclima.energy/futuro-energia-fotovoltaica/>
 - ARSEM Energías Renovables. (n.d.). La energía fotovoltaica en España: motor de un futuro energético sostenible. Retrieved from <https://arsem.es/blog/la-energia-fotovoltaica-en-espana-motor-de-un-futuro-energetico-sostenible/>
 - EIDF Solar. (n.d.). El futuro de la fotovoltaica en España. Retrieved from <https://www.eidsolar.es/futuro-fotovoltaica/>
 - DPV Energy. (n.d.). La revolución de la fotovoltaica en España. Retrieved from <https://dpvenergy.com/la-revolucion-de-la-fotovoltaica-en-espana/>
 - Factor Energía. (n.d.). Cinco problemas que pueden surgir en los paneles solares. Retrieved from <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo-electrico/5-problemas-que-pueden-surgir-en-los-paneles-solares/>
 - Fluke Corporation. (n.d.). Resolución de problemas en sistemas fotovoltaicos: tres problemas típicos. Retrieved from <https://www.fluke.com/es-es/informacion/blog/climatizacion/resolucion-problemas-sistemas-fotovoltaicos-tres-problemas-tipicos>
 - SFE Solar. (n.d.). Averías comunes en paneles solares. Retrieved from <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/averias/>
 - Otero, A. (2024, septiembre 17). Los paneles solares “del futuro” ya se están comercializando: las perovskitas salen a la calle sobre silicio. Xataka. <https://www.xataka.com/energia/paneles-solares-futuro-se-estan-comercializando-perovskitas-salen-a-calle-silicio>
 - E4e Soluciones. (2021, noviembre 23). *8 elementos que componen una instalación fotovoltaica*. E4e Soluciones. <https://www.e4e-soluciones.com/blog/eficiencia-energetica/8-elementos-que-componen-una-instalacion-fotovoltaica>
 - Cambio Energético. (n.d.). *¿Cuáles son los componentes de una instalación fotovoltaica?* Cambio Energético. <https://www.cambioenergetico.com/blog/componentes-instalacion-fotovoltaica/>

- SotySolar. (2024, julio 18). *Los componentes de una instalación fotovoltaica*. SotySolar. <https://sotysolar.es/blog/componentes-instalacion-fotovoltaica>
- Osaka Electronics Ltda. (2023, junio 22). *Partes del panel solar*. Osaka Electronics Ltda. <https://osakaelectronicsltda.com/blog/biblioteca/partes-del-panel-solar>
- Naturgy. (2024, julio 30). *Placas solares 2025: tendencias y futuro energético*. Naturgy. https://www.naturgy.es/hogar/blog/tendencias_placas_solares_2025
- Mártil, I. (2024, 12 de noviembre). *La “curva del pato” de la energía solar*. Material Eléctrico. <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2024/11/12/curva-del-pato-energia-solar>
- SunFields Europe. (2025, 2 de mayo). *Parámetros de paneles solares fotovoltaicos*. <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/parametros/?srsltid=AfmBOoq-1Uq-Wf1bpEh3qWfFrkC5BEJNZsj8mv6icJklr8540ZqC4gFF>
- Tandem HSE. (2021, 21 de diciembre). *Energía solar: qué es y cómo funciona*. Medioambiente Blog. <https://www.tandemhse.com/medioambiente-blog/energia-solar/>
- Solis/Ginlong Technologies. (2024, 17 de septiembre). *Solis supera los 100 GW en envíos globales*. Solis Inverters. https://www.solisinverters.com/es/conews/Solis_Surpasses_100GW_in_Global_Shipments_es.html
- EVBox. *Guía para principiantes sobre cómo cargar tu coche eléctrico*. EVBox. <https://evbox.com/es-es/guia-coches-electricos>