



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Viabilidad del Intercambio de Baterías para Vehículos Eléctricos en
España**

Autor: Achával Rodrigo, Pedro.

Director: García y Garmendia, Antonio.

Madrid 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**Viabilidad del Intercambio de Baterías para Vehículos Eléctricos en
España**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Pedro Achával Rodrigo

Fecha: 04/08/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Antonio García y de Garmendia

Fecha: 04/08/2025

VIABILIDAD DEL INTERCAMBIO DE BATERÍAS PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESPAÑA

Autor: Achával Rodrigo, Pedro.

Director: García y Garmendia, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster analiza la viabilidad técnica, económica y estratégica de implementar el modelo Battery-as-a-Service (BaaS) en España, como alternativa complementaria a la infraestructura de recarga convencional de vehículos eléctricos. Mediante un enfoque integral, el estudio evalúa casos de éxito internacionales (NIO, Ample), las tecnologías requeridas para estaciones de intercambio automatizadas, los modelos de negocio aplicables y la rentabilidad de una estación piloto proyectada en Madrid para 2030. El proyecto combina análisis normativo, diseño técnico de una bahía de recarga y un modelo financiero multianual que demuestra la viabilidad del sistema BaaS bajo determinados supuestos de demanda, costes energéticos y automatización. Se concluye que el modelo tiene un gran potencial para contribuir a la descarbonización del transporte y a la integración energética nacional.

Palabras clave: Vehículo eléctrico, Battery-as-a-Service, movilidad sostenible, estaciones de intercambio, automatización, rentabilidad, transición energética.

Introducción

La electrificación del transporte representa un desafío prioritario en el marco de la transición energética y la lucha contra el cambio climático. A pesar del crecimiento de la movilidad eléctrica, su adopción generalizada en España enfrenta obstáculos como la limitada infraestructura de carga, los tiempos de recarga prolongados y el elevado coste de adquisición del vehículo eléctrico. En este contexto, el modelo de intercambio de baterías (*Battery-as-a-Service*) ofrece una solución innovadora, permitiendo reemplazar baterías descargadas por otras cargadas en cuestión de minutos, reduciendo la ansiedad de autonomía y optimizando el uso de energía. Este proyecto estudia de forma estructurada la viabilidad de este modelo para el caso español, considerando tanto sus implicaciones técnicas como económicas, regulatorias y medioambientales.

Definición del proyecto

El objetivo general de este proyecto es evaluar la viabilidad del modelo BaaS como solución de recarga alternativa en el ecosistema de movilidad eléctrica español. Para ello se han abordado las siguientes fases:

- Análisis del estado del arte internacional sobre intercambio de baterías y casos de éxito.
- Evaluación de los retos técnicos, normativos y operativos del modelo.

- Elaboración de un plan de negocio adaptado al contexto nacional.
- Simulación financiera de una estación piloto con proyección a cinco años.
- Diseño técnico de una bahía de carga con criterios industriales y de eficiencia energética.

Descripción del modelo

El modelo analizado contempla una estación BaaS con 10 bahías automatizadas, ubicada en Madrid en el horizonte 2030. La instalación está diseñada para atender 360 vehículos eléctricos diarios, operando bajo un sistema mixto de suscripción mensual y swaps ocasionales. La red se basa en un sistema modular de baterías intercambiables, gestionadas centralizadamente y recargadas con energía mayoritariamente renovable en horarios valle.

El diseño técnico de la bahía incluye una capacidad instalada de 750 kW, con cargadores DC trifásicos de ~50 kW cada uno, integrados en un centro de transformación de 1 MVA. El modelo de negocio contempla ingresos por suscripciones (80%), swaps individuales (18%) y servicios energéticos a la red (2%).

Resultados

Las proyecciones económicas de la estación piloto muestran un crecimiento sostenido de los ingresos, con una rentabilidad estimada superior al 12% anual y recuperación de la inversión en un plazo razonable. A nivel técnico, el diseño propuesto garantiza una operativa eficiente, escalable y compatible con tecnologías de automatización e integración energética. En términos regulatorios, se identifican oportunidades para el desarrollo de estándares de interoperabilidad y mecanismos de financiación pública-privada que podrían acelerar su adopción.

Conclusiones

El estudio concluye que el modelo BaaS es técnica y económicamente viable en el contexto español, especialmente en entornos urbanos densos y flotas de uso intensivo. Su adopción contribuiría significativamente a superar las barreras actuales del vehículo eléctrico, reducir las emisiones del transporte y flexibilizar el sistema eléctrico mediante almacenamiento distribuido. Para su desarrollo exitoso se recomienda una estrategia progresiva basada en pilotos urbanos, estandarización tecnológica, incentivos regulatorios y alianzas entre fabricantes, operadores y administraciones públicas.

FEASIBILITY OF BATTERY SWAPPING FOR ELECTRIC VEHICLES IN SPAIN

Author: Achával Rodrigo, Pedro.

Supervisor: García y Garmendia, Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Master's Thesis analyses the technical, economic, and strategic feasibility of implementing the Battery-as-a-Service (BaaS) model in Spain as a complementary alternative to the conventional electric vehicle charging infrastructure. Through a comprehensive approach, the study examines successful international cases (NIO, Ample), the technologies required for automated battery swapping stations, applicable business models, and the profitability of a pilot station projected for Madrid in 2030. The project combines regulatory analysis, technical design of a charging bay, and a multi-year financial model that demonstrates the viability of the BaaS system under certain assumptions of demand, energy costs, and automation. The results indicate that this model holds significant potential to support transport decarbonisation and the country's energy transition.

Keywords: Electric vehicle, Battery-as-a-Service, sustainable mobility, battery swapping stations, automation, profitability, energy transition.

Introduction

The electrification of transport is a critical challenge in the context of the energy transition and the fight against climate change. Despite the growth of electric mobility, its widespread adoption in Spain faces obstacles such as limited charging infrastructure, long charging times, and the high upfront cost of electric vehicles. In this context, the Battery-as-a-Service (BaaS) model emerges as an innovative solution that allows depleted batteries to be replaced with fully charged ones in just a few minutes, thus reducing range anxiety and improving energy management. This project offers a structured study on the feasibility of this model in the Spanish context, covering its technical, economic, regulatory, and environmental implications.

Project definition

The main objective of this project is to assess the feasibility of the BaaS model as an alternative charging solution in Spain's electric mobility ecosystem. To achieve this, the following stages have been carried out:

- Review of the international state of the art on battery swapping and case studies.
- Evaluation of the technical, regulatory, and operational challenges of the model.

- Development of a business plan adapted to the national context.
- Financial simulation of a pilot station with a five-year projection.
- Technical design of a charging bay using industrial and energy-efficiency criteria.

Model description

The analysed model considers a BaaS station with 10 automated bays located in Madrid by 2030. The facility is designed to serve 360 electric vehicles daily, operating under a mixed system of monthly subscriptions and occasional swaps. The network is based on a modular system of interchangeable batteries, centrally managed and recharged with primarily renewable energy during off-peak hours. The technical design includes an installed capacity of 750 kW, with ~50 kW three-phase DC chargers, integrated into a 1 MVA transformer station. The business model forecasts revenues from subscriptions (80%), pay-per-use swaps (18%), and grid services (2%).

Results

The economic projections for the pilot station show steady revenue growth, with an estimated annual profitability above 12% and investment recovery within a reasonable time frame. From a technical standpoint, the proposed design ensures efficient and scalable operation, compatible with automation and energy integration technologies. On the regulatory front, opportunities were identified for the development of interoperability standards and public-private financing mechanisms to support adoption.

Conclusions

The study concludes that the BaaS model is technically and economically feasible in Spain, especially in high-density urban environments and for high-use fleets. Its implementation could significantly help to overcome current barriers to electric vehicle adoption, reduce transport-related emissions, and provide flexibility to the electricity grid through distributed storage. For successful deployment, a progressive strategy based on urban pilots, technological standardisation, regulatory incentives, and partnerships between manufacturers, operators, and public authorities is recommended.

Índice

Índice	1
Índice de figuras.....	4
Índice de tablas	6
Capítulo 1. Introducción	7
1.1. Motivación	7
1.2. Objetivos y metodología	8
1.3. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	8
Capítulo 2. Estado del arte	10
2.1. Casos de éxito globales de intercambio de baterías	10
2.2. Tecnologías de intercambio de baterías: automatización, interoperabilidad e infraestructura ..	15
2.3. Tendencias y perspectivas futuras: intercambio vs. carga rápida	20
2.4. Modelos de negocio, propuestas de implementación y optimización en estaciones de intercambio de baterías	25
2.5. Conclusiones del estado del arte	27
Capítulo 3. Retos logísticos y tecnológicos de las estaciones de intercambio	29
3.1. Compatibilidad e interoperabilidad de baterías.....	29
3.2. Nivel de automatización y robótica en el proceso de intercambio.....	31
3.3. Ciclo de vida de las baterías, degradación, trazabilidad y logística inversa	34
3.4. Infraestructura eléctrica y de recarga necesaria	37
3.5. Modelos de optimización para localización, tamaño y operación de estaciones	40
3.6. Barreras regulatorias y normativas en España	44
3.7. Métricas e indicadores clave (KPIs) para cuantificar estos retos.....	48
3.8. Conclusiones de los retos logísticos y tecnológicos	52
Capítulo 4. Plan de negocio	54
4.1. Análisis del mercado español de electromovilidad y servicios energéticos.....	54
4.2. Estrategias de financiación sostenibles y viables.....	56

4.3. Propuesta de alianzas estratégicas con actores clave del sector.....	59
4.4. Estructura operativa y modelo organizativo del negocio.....	63
4.5. Propuesta preliminar de modelo financiero.....	67
4.6. Análisis de riesgos y palancas de mitigación.....	76
4.7. Conclusiones del plan de negocio.....	80
Capítulo 5. Diseño de una bahía de carga para estaciones BaaS.....	82
5.1. Justificación del diseño eléctrico de la bahía.....	82
5.2. Diseño físico y distribución espacial de la bahía.....	89
5.3. Cálculos eléctricos de la instalación.....	92
5.4. Esquemas eléctricos (unifilares y diagramas).....	99
5.5. Sistema de Gestión Energética (EMS) de la estación.....	101
5.6. Consideraciones finales: escalabilidad, eficiencia y futuras ampliaciones.....	103
5.7. Conclusiones del diseño de una bahía de carga.....	105
Capítulo 6. Conexión eléctrica exterior de 10 bahías de intercambio BaaS.....	106
6.1. Potencia total instalada y punto de conexión en MT.....	106
6.2. Centro de Transformación MT/BT.....	108
6.3. Arquitectura general de baja tensión: cuadro, canalizaciones y derivaciones.....	111
6.4. Cálculo de intensidades y selección de conductores.....	113
6.5. Protecciones principales en baja tensión.....	116
6.6. Esquemas unifilares de la instalación exterior.....	118
6.7. Conclusiones de la conexión eléctrica exterior de 10 bahías.....	119
Capítulo 7. Viabilidad económico-financiera de una estación.....	121
7.1. Proyección de ingresos (2030–2034).....	122
7.2. Estructura de costes operativos (OPEX).....	124
7.3. Análisis de inversiones (CAPEX) y amortizaciones.....	128
7.4. Estados financieros proyectados.....	132
7.5. Análisis de rentabilidad del proyecto.....	135

7.6. Conclusiones de la viabilidad económico-financiera.....	138
Capítulo 8. Conclusión.....	139
Capítulo 9. Bibliografía	141

Índice de figuras

Figura 1: Objetivos de desarrollo sostenible alineados con el trabajo. Fuente: elaboración propia (2025).	9
Figura 2: Modelo de swapping station de NIO. Fuente: CAR News (2022).	11
Figura 3: Prueba piloto de la estación de intercambio Ample-Stellantis para flotas. Fuente: Forococheelectricos.com (2025).	12
Figura 4: Sistemas automatizados NIO Power Swap Station 2.0. Fuente: Híbridos y eléctricos (2021).	16
Figura 5: Número de cargadores rápidos vs EVs en Europa. Fuente: Charging report by gridX (2023).	21
Figura 6: Distintos modelos de baterías. Fuente: elaboración propia (2025).....	31
Figura 7: Nivel de automatización de las estaciones de servicio. Fuente: elaboración propia (2025)..	33
Figura 8: Ciclo de vida de las baterías. Fuente: elaboración propia (2025).....	36
Figura 9: Integración eléctrica de estaciones de intercambio de baterías. Fuente: elaboración propia (2025).....	40
Figura 10: Modelos de optimización para localización, tamaño y operaciones. Fuente: elaboración propias (2025).	43
Figura 11: Indicadores y valores de referencias. Fuente: elaboración propia (2025).	52
Figura 12: Inversión estimada por país en movilidad sostenible (cifras en millones de €). Fuente: Sustainable Mobility report de NextGenEU (2024).....	57
Figura 13: Resumen estrategias de financiación. Fuente: elaboración propia (2025).	59
Figura 14: Modelo de servicio. Fuente: elaboración propia (2025).	64
Figura 15: Esquema de la estructura organizativa interna. Fuente: elaboración propia (2025).	66
Figura 16: Distribución de ingresos según fuente. Fuente: elaboración propia (2025).	69
Figura 17: Distribución de CAPEX. Fuente: elaboración propia (2025).	72
Figura 18: Distribución de OPEX. Fuente: elaboración propia (2025).	73
Figura 19: Evolución de flujo de efectivo al 100% de capacidad. Fuente: elaboración propia (2025). 74	
Figura 20: Planta del modelo de bahía (medidas en metros). Fuente: elaboración propia (2025).	90

Figura 21: Alzado del modelo de bahía (medidas en metros). Fuente: elaboración propia (2025).	90
Figura 22: Esquema unifilar de la bahía. Fuente: elaboración propia (2025).	100
Figura 23: Esquema unifilar de la conexión eléctrica de 10 bahías. Fuente: elaboración propia (2025).	113
Figura 24: Unifilar derivación de la bahía. Fuente: elaboración propia (2025).	119
Figura 25: Distribución de los ingresos en 2030 según las distintas fuentes. Fuente: elaboración propia (2025).	123
Figura 26: Evolución de ingresos por fuente. Fuente: elaboración propia (2025).	123
Figura 27: Evolución de los gastos operativos por categorías. Fuente: elaboración propia (2025). ...	127
Figura 28: Distribución de costes operativos por categoría en 2030. Fuente: elaboración propia (2025).	128
Figura 29: Distribución del CAPEX. Fuente: elaboración propia (2025).	131
Figura 30: Evolución de los ingresos, costes y EBITDA. Fuente: elaboración propia (2025).	134
Figura 31: Evolución del beneficio neto proyectado. Fuente: elaboración propia (2025).	135
Figura 32: Evolución de flujos de efectivo y cálculo de VAN y TIR. Fuente: elaboración propia (2025).	137
Figura 33: Representación de los flujos de caja acumulados y cálculo del payback. Fuente: elaboración propia (2025).	138

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen barreras regulatorias principales. Fuente: elaboración propia (2025).	48
Tabla 2: Resumen alianzas estratégicas. Fuente: elaboración propia (2025).....	63
Tabla 3: Resumen de las palancas de ingresos. Fuente: elaboración propia (2025).	70
Tabla 4: Resumen CAPEX por estación. Fuente: elaboración propia (2025).....	71
Tabla 5: Resumen OPEX por estación. Fuente: elaboración propia (2025).	73
Tabla 6: Análisis y mitigación de riesgos. Fuente: elaboración propia (2025).....	80
Tabla 7: Proyección de ingresos anuales por fuente. Fuente: elaboración propia (2025).....	124
Tabla 8: Cálculo de coste energético. Fuente: elaboración propia (2025).	125
Tabla 9: Cálculo coste de gestión de baterías. Fuente: elaboración propia (2025).	126
Tabla 10: Proyección de costes operativos anuales por categoría. Fuente: elaboración propia (2025).	127
Tabla 11: Inversión inicial estimada (CAPEX). Fuente: elaboración propia (2025).	130
Tabla 12: Amortizaciones. Fuente: elaboración propia (2025).....	132
Tabla 13: Cuenta de resultados proyectada y márgenes. Fuente: elaboración propia (2025).	133
Tabla 14: Estado de flujo de caja proyectado. Fuente: elaboración propia (2025).	136

Capítulo 1. Introducción

En las últimas décadas, la transformación del sector del transporte ha sido impulsada por la necesidad de reducir emisiones, mejorar la eficiencia energética y responder a los compromisos globales en materia de sostenibilidad. En este contexto, la electrificación de la movilidad se ha convertido en una prioridad para gobiernos, industria y sociedad. Sin embargo, a pesar del crecimiento en la adopción de vehículos eléctricos (VE), persisten barreras estructurales como los tiempos prolongados de recarga, la ansiedad de autonomía y los altos costes iniciales de adquisición.

Ante este panorama, el modelo de intercambio de baterías, conocido como *Battery-as-a-Service* (BaaS), surge como una alternativa disruptiva que promete acelerar la adopción del vehículo eléctrico. Este modelo permite reemplazar una batería descargada por una completamente cargada en pocos minutos, imitando la experiencia del repostaje tradicional de combustible. Además, disocia la propiedad de la batería del vehículo, reduciendo los costes de adquisición y facilitando una gestión eficiente del ciclo de vida de los acumuladores.

El BaaS no solo representa una solución tecnológica innovadora, sino que también abre nuevas oportunidades en el ámbito energético. Las estaciones de intercambio pueden actuar como nodos de almacenamiento distribuido, prestando servicios auxiliares a la red eléctrica, y mejorando la integración de energías renovables. No obstante, su despliegue requiere superar retos técnicos, regulatorios y económicos, así como lograr la interoperabilidad entre fabricantes y operadores.

A pesar del éxito del modelo en países como China, donde empresas como NIO han demostrado su escalabilidad, en Europa y especialmente en España aún no se ha adoptado de forma masiva. Este trabajo propone estudiar de forma estructurada la viabilidad del modelo en el contexto español, identificando sus implicaciones técnicas, económicas y estratégicas, y evaluando su capacidad para contribuir a la transición energética del país.

1.1. Motivación

La motivación de este proyecto radica en la necesidad de superar las barreras que actualmente limitan la expansión del vehículo eléctrico en España. La combinación de tiempos de recarga prolongados, infraestructura insuficiente y altos costes iniciales está ralentizando el proceso de electrificación del parque móvil nacional.

El modelo BaaS ofrece una alternativa innovadora y viable para resolver estos desafíos. Al reducir los tiempos de “repostaje” a pocos minutos y permitir un modelo de suscripción de baterías, se incrementa la conveniencia para el usuario y se facilita la penetración del vehículo eléctrico en sectores intensivos como flotas, taxis o servicios logísticos. Además, su potencial para integrarse con el sistema eléctrico

y proporcionar servicios de almacenamiento lo convierte en una solución clave dentro del marco de la transición energética y la economía circular.

Este proyecto se motiva, por tanto, en el potencial transformador del BaaS como eje de una movilidad más eficiente, limpia y resiliente, adaptada a las necesidades tecnológicas y sociales del futuro.

1.2. Objetivos y metodología

El objetivo principal de este trabajo es analizar la viabilidad del modelo de intercambio de baterías en España desde una perspectiva integral, abarcando aspectos técnicos, económicos, regulatorios y estratégicos.

Para lograrlo, se plantean los siguientes objetivos:

1. Estudiar el estado del arte del modelo BaaS a nivel internacional, identificando casos de éxito, fracasos y aprendizajes.
2. Analizar las tecnologías necesarias para implementar una estación de intercambio de baterías: automatización, gestión energética, interoperabilidad y robótica.
3. Evaluar la viabilidad económico-financiera de una estación tipo proyectada en Madrid para 2030, considerando diferentes escenarios de demanda y coste energético.
4. Diseñar una bahía de recarga para baterías extraídas, optimizada en términos de eficiencia, seguridad y escalabilidad.
5. Proponer un marco estratégico para el despliegue progresivo del modelo en España, incluyendo recomendaciones regulatorias y de alianzas público-privadas.

La metodología utilizada se estructura en fases:

1. Revisión bibliográfica de literatura científica, normativa y documentación técnica sobre BaaS y movilidad eléctrica.
2. Análisis de casos reales y benchmarking internacional (NIO, Ample, Aulton).
3. Desarrollo de un modelo financiero a cinco años para una estación piloto.
4. Diseño técnico detallado de una bahía de carga automatizada.
5. Elaboración de conclusiones y recomendaciones estratégicas basadas en los resultados obtenidos.

1.3. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Este proyecto se alinea con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por la ONU, destacando los siguientes:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**

El modelo BaaS permite una mayor integración de energías renovables gracias a la carga programada de baterías y a su función como almacenamiento distribuido.

- **ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura**

La implementación de estaciones BaaS supone el desarrollo de nuevas infraestructuras tecnológicas y energéticas, fomentando la innovación y modernización industrial.

- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

El despliegue del modelo contribuye a reducir las emisiones del transporte urbano y a mejorar la calidad del aire en las ciudades.

- **ODS 12: Producción y consumo responsables**

La gestión eficiente del ciclo de vida de las baterías, su reutilización y reciclaje están en el centro del enfoque BaaS, promoviendo la economía circular.

- **ODS 13: Acción por el clima**

Al facilitar la adopción del vehículo eléctrico y reducir el impacto ambiental del transporte, el proyecto contribuye directamente a la lucha contra el cambio climático.



Figura 1: Objetivos de desarrollo sostenible alineados con el trabajo. Fuente: elaboración propia (2025).

Capítulo 2. Estado del arte

El presente capítulo tiene por objeto ofrecer un análisis exhaustivo del estado del arte en torno al intercambio de baterías para vehículos eléctricos, una alternativa tecnológica que, si bien no ha alcanzado todavía una adopción global generalizada, presenta signos claros de maduración en determinados mercados y sectores. A lo largo de la última década, esta modalidad de reabastecimiento energético ha evolucionado desde propuestas pioneras con resultados dispares hasta modelos plenamente operativos y escalables que conviven con las infraestructuras de carga convencional. En este contexto, se examinan los casos de éxito más representativos, así como las iniciativas fallidas que han permitido extraer aprendizajes valiosos en términos de diseño, implementación y aceptación por parte del usuario.

Asimismo, el capítulo profundiza en los principales desarrollos tecnológicos asociados al intercambio de baterías, abarcando desde los niveles de automatización y la interoperabilidad de los sistemas hasta los retos logísticos y regulatorios que condicionan su despliegue. Se analiza también el papel de los marcos normativos, la planificación energética y la estandarización como factores clave para la adopción del modelo. Además, se incluye una revisión de propuestas académicas centradas en modelos de negocio, estrategias de implementación y herramientas de optimización que refuerzan la viabilidad operativa y económica del sistema. Esta revisión sistemática no solo permite comprender el estado actual de la cuestión, sino que también aporta un marco de referencia fundamental para valorar la aplicabilidad y pertinencia del modelo en el contexto específico del presente trabajo.

2.1. Casos de éxito globales de intercambio de baterías

A lo largo de la última década, varias iniciativas han explorado y desplegado el modelo de intercambio rápido de baterías. Destacan casos exitosos en Asia que han llevado esta solución a escala comercial, así como nuevas alianzas en Occidente que prometen revitalizar la idea.

2.1.1. NIO en China: red comercial a gran escala

NIO, fabricante de vehículos chino, ha creado estaciones de intercambio de baterías integradas en una gasolinera reconvertida. Es el ejemplo más consolidado de intercambio de baterías aplicado a coches eléctricos particulares.



Figura 2: Modelo de swapping station de NIO. Fuente: CAR News (2022).

Desde 2018, NIO ofrece a sus clientes la opción “*Battery as a Service*” (BaaS), vendiendo sus vehículos sin batería incluida y proporcionando el acceso a una red de estaciones automatizadas donde pueden reemplazar la batería vacía por otra cargada en unos 3 a 5 minutos (Xin, 2021). Este sistema ha sido muy bien acogido por los conductores: para 2023 NIO había superado los 50 millones de intercambios acumulados, y aproximadamente el 60% de la energía consumida por sus vehículos se repone mediante estos swaps en lugar de cargas convencionales. La compañía ha desplegado rápidamente una amplia infraestructura: contaba con 2.464 estaciones en China a finales de 2022 (realizando aproximadamente 79.000 intercambios diarios), cifra que creció a más de 3.300 estaciones en 2025 (Gómara, 2024). Estas estaciones se han convertido en parte integral del ecosistema de recarga chino, al punto de que el acceso a intercambio ilimitado forma parte de la propuesta de valor de NIO para sus usuarios de vehículos premium.

El éxito de NIO se atribuye en parte a su integración vertical y apoyo local. A diferencia de intentos previos, NIO fabrica vehículos diseñados desde origen con baterías intercambiables y simultáneamente opera la red de estaciones, asegurando la compatibilidad y cobertura del servicio. Además, ha contado con alianzas estratégicas: por ejemplo, acordó con la petrolera estatal Sinopec la instalación de estaciones en las gasolineras de esta última, aprovechando su amplia red de más de 30.000 estaciones de servicio en China (Lienert et al., 2022a). El gobierno chino también ha brindado apoyo, creando un entorno favorable. NIO ya está exportando este modelo fuera de China: ha instalado estaciones de intercambio en Europa (Noruega, Alemania, Países Bajos, etc.) acompañando la introducción de sus vehículos en esos mercados. Aunque en Europa la expansión ha sido más lenta, NIO planea 1.000 estaciones fuera de China para 2025 (Roberts, 2022). La compañía sigue evolucionando la tecnología progresivamente (va por la cuarta generación de estaciones en 2023) para aumentar la capacidad de swaps por día y la autonomía soportada. El caso NIO demuestra que el intercambio de baterías puede funcionar a gran escala en coches particulares bajo un modelo propietario (vehículo + estación) con

suficiente masa crítica. En China, incluso más del 60% de los nuevos propietarios de NIO optan por el plan BaaS intercambiable en lugar de comprar la batería, lo que evidencia la aceptación del esquema (Gómara, 2024).

2.1.2. Acuerdo Stellantis – Ample: prueba piloto en occidente

Ambas empresas han creado un modelo de estación modular de intercambio de baterías adaptada para vehículos compatibles del grupo Stellantis. Este modelo ha sido elaborado gracias a la alianza entre el fabricante automotriz Stellantis (grupo que agrupa marcas como Peugeot, Fiat, Citroën, Opel, etc.) y la startup de Silicon Valley Ample. En diciembre de 2023, Stellantis anunció un acuerdo vinculante con Ample para integrar la tecnología de intercambio modular de baterías de esta última en vehículos eléctricos de Stellantis. Ample ha desarrollado un sistema único basado en baterías modulares: en lugar de intercambiar una batería completa propietaria de un modelo, el vehículo aloja varios módulos de batería estándar de Ample que pueden ser retirados y reemplazados automáticamente en una estación. Esto permite adaptar la tecnología a diversos modelos de auto con mínimas modificaciones, logrando interoperabilidad entre marcas. La solución promete proporcionar una batería completamente cargada en menos de 5 minutos (Roussel, 2023).



Figura 3: Prueba piloto de la estación de intercambio Ample-Stellantis para flotas. Fuente: Forococheelectricos.com (2025).

El programa piloto de Stellantis y Ample iniciará en Madrid en 2024 y se prevé ampliar la flota a 100 vehículos Fiat 500e dentro del servicio de car-sharing Free2Move. Los usuarios podrán suscribirse a un servicio de batería por suscripción en el cual el 500e, equipado con módulos Ample en lugar de su batería fija estándar, pueda visitar estaciones de intercambio Ample para recibir módulos cargados en minutos (Cantino, 2025). Este enfoque busca reducir el costo inicial del vehículo (al separar la batería de la compra) y a la vez eliminar la preocupación por la degradación, ya que el operador garantiza que

siempre se reemplace por módulos con la última tecnología disponible. Otro aspecto destacado es la flexibilidad de despliegue: las estaciones de Ample son modulares y livianas, pudiendo instalarse en tan solo tres días en zonas de aparcamiento convencionales. Esto es ideal para integrarlas, por ejemplo, en esquinas de gasolineras urbanas o parkings públicos sin requerir obras complejas.

La asociación Stellantis-Ample refleja el interés de fabricantes occidentales en explorar el intercambio de baterías tras años dominados por la carga rápida. Aunque en Occidente no existía hasta ahora un servicio comercial de swapping para coches de pasajeros, Stellantis lo ve como complemento estratégico a otras iniciativas de electrificación. Si el piloto de Madrid tiene éxito en términos operativos y de aceptación, Stellantis podría extenderlo a otras ciudades y modelos en Europa y Norteamérica en los próximos años (Roussel, 2023). Este caso señala una tendencia de colaboración entre OEMs y startups especializadas para superar conjuntamente los desafíos técnicos (vehículo + infraestructura) que implica el intercambio de baterías. Además, Ample ya opera programas piloto con flotas de vehículos de transporte (por ejemplo, con Uber en EE.UU.) y cuenta con inversionistas de peso como Shell, Repsol y Eneos (Lienert et al., 2022a), lo que le ha permitido alcanzar una valoración de 1.000 millones USD y posicionarse como uno de los pocos actores fuera de China en este campo.

2.1.3. Otras iniciativas destacadas desde 2010

Desde inicios de siglo se ha estudiado distintos modelos y puesto en práctica, en esta sección se nombran algunas iniciativas más significativas del sector.

- Better Place (Israel/Dinamarca, 2008-2013): Fue pionera en la era moderna del swapping. Esta startup levantó cerca de \$1.000 millones de inversión para desplegar estaciones automáticas y colaboró con Renault para adaptar el modelo Fluence Z.E. a baterías intercambiables (*A New Fully Charged EV Battery in Five Minutes*, 2025). Operó unas pocas estaciones en Israel y Dinamarca, pero enfrentó dificultades por la falta de adopción de consumidores y apoyo insuficiente de otros fabricantes, lo que la llevó a la bancarrota en 2013 (Lienert, Paul, 2022). Better Place dejó aprendizajes importantes (por ejemplo, la necesidad de más estandarización) pero también un estigma temporal sobre el modelo de negocio.
- Tesla (EE. UU., 2013-2015): El fabricante líder de EV realizó un piloto de intercambio para el Model S, aprovechando que su batería era desmontable. En 2013 mostró un swap en 90 segundos y abrió una estación piloto en California, principalmente para obtener créditos regulatorios de "recarga rápida" en California (Liu, 2025). Sin embargo, Tesla encontró el proceso engorroso y poco demandado, y canceló el programa en 2015, enfocándose en su red de Superchargers de carga ultrarrápida. Elon Musk llegó a calificar internamente el swapping

como “una molestia” (“a pain in the ass”)(Lienert, Paul, 2022), reflejando la preferencia de la empresa por mejorar la carga directa.

- Gogoro (Taiwán, 2015-presente): En el ámbito de vehículos ligeros de dos ruedas, Gogoro ha tenido un rotundo éxito con el intercambio de baterías para ciclomotores eléctricos. Ha desplegado más de 12.000 estaciones de intercambio en Taiwán (llamadas GoStations) integradas en tiendas y gasolineras, atendiendo a unos 540.000 motoristas que realizan cerca de 400.000 swaps diarios(Borras, 2023). Su red ha registrado más de 480 millones de intercambios acumulados desde el lanzamiento, abasteciendo el 90% de las motos eléctricas del país. Gogoro demuestra que el modelo BaaS puede triunfar en mercados de motocicletas, donde el usuario mismo extrae e inserta las baterías portátiles en segundos. La empresa se expande mediante alianzas con fabricantes locales en India, Indonesia, Japón y otros países asiáticos para replicar su ecosistema(Solomon, 2023).
- Aulton y otros (China): Además de NIO, en China han emergido proveedores independientes de swapping enfocados en flotas. Por ejemplo, Aulton New Energy, fundada en 2016, opera estaciones en casi 30 ciudades, atendiendo principalmente taxis y vehículos de transporte. Aulton ha logrado colaborar con 14 fabricantes nacionales (FAW, Dongfeng, BAIC, SAIC, etc.) para fabricar 24 modelos de coches compatibles con su red de baterías estandarizadas, un logro notable de interoperabilidad. Energéticas como Sinopec y BP han invertido en Aulton para acelerar la instalación de estaciones en gasolineras urbanas, viendo oportunidad en el rápido recambio de taxis que necesitan minimizar su tiempo fuera de servicio(Hampel, 2021). Otro actor es el gigante de baterías CATL, que lanzó en 2022 el servicio EVOGO con un diseño de batería modular (“chocolate”) y ha asociado a fabricantes como FAW para que sus nuevos EV utilicen estos módulos intercambiables. CATL, Sinopec, NIO, Geely y Aulton anunciaron conjuntamente planes para alcanzar 24.000 estaciones de intercambio en China para 2025, integrando tanto vehículos particulares como camiones y autobuses eléctricos en la ecuación(Lienert et al., 2022b). Esto refleja un ecosistema robusto en China, con múltiples empresas uniendo fuerzas para masificar el modelo de intercambio como complemento a la carga tradicional.

Concluyendo, los últimos años han visto desde experimentos fallidos hasta implementaciones masivas de intercambio de baterías. China encabeza los casos de éxito con redes a gran escala (NIO, Aulton) y millones de swaps, mientras que en Occidente resurgen iniciativas piloto (Ample, proyectos de OEMs) aprendiendo de la experiencia asiática. También en el sector de micromovilidad (motos, triciclos) el swapping se ha consolidado como solución preferida en algunos países.

2.2. Tecnologías de intercambio de baterías: automatización, interoperabilidad e infraestructura

Implementar estaciones de intercambio de baterías conlleva desafíos técnicos importantes. Se requieren sistemas mecánicos y eléctricos fiables para extraer e instalar baterías rápidamente, diseños de baterías estandarizados o adaptables, y una infraestructura de carga y logística para mantener siempre disponibles baterías cargadas. En esta sección se detallan las tecnologías existentes y en desarrollo en torno al intercambio, incluyendo niveles de automatización, esfuerzos de interoperabilidad y estandarización, así como consideraciones logísticas y de integración en gasolineras.

2.2.1. *Sistemas automatizados vs. intercambios manuales*

En los primeros intentos de intercambio, se exploraron tanto métodos manuales como automáticos. Hoy en día, para automóviles eléctricos de pasajeros, prevalecen los sistemas altamente automatizados: las estaciones funcionan de forma robótica, sin intervención humana directa en el proceso. Por ejemplo, en las estaciones de NIO de segunda generación, el conductor solo debe estacionar (o el propio coche se posiciona autónomamente) y la maquinaria de la estación se encarga de desatornillar el paquete desde el fondo del vehículo, retirar la batería descargada y colocar una completamente cargada (Xin, 2021). La operación dura alrededor de 3 minutos de manipulación mecánica más unos segundos de comprobación de seguridad, sumando menos de 5 minutos en total por intercambio. Todo el proceso está controlado por sensores y sistemas de visión artificial que alinean el vehículo con gran precisión, logrando una eficiencia y repetitividad altas (las estaciones NIO 2.0 pueden efectuar hasta 312 swaps al día con 13 baterías disponibles (Xin, 2021). En el caso de Ample, su estación automatizada identifica al llegar un vehículo compatible, y mediante plataformas deslizantes extrae varios módulos de batería desde la parte inferior del auto para reemplazarlos por otros cargados, sin que el conductor salga del coche (Roussel, 2023). La automatización minimiza el tiempo que el EV está fuera de servicio y reduce errores humanos en la manipulación de componentes pesados y de alto voltaje.



Figura 4: Sistemas automatizados NIO Power Swap Station 2.0. Fuente: Híbridos y eléctricos (2021).

Por otro lado, en vehículos eléctricos livianos (motos, bicis, scooters) es común el intercambio manual. Por ejemplo, el sistema Gogoro permite al usuario abrir un compartimento en su escúter y extraer con sus manos la batería tipo maletín (aprox. 10 kg) para insertarla en un gabinete que entrega otra batería llena en cuestión de segundos (Solomon, 2023). Este enfoque manual es viable solo cuando las baterías son portátiles; en automóviles, donde un pack pesa cientos de kilos, el intercambio manual es impracticable sin asistencia mecánica. Sin embargo, hubo casos incipientes de intercambio semimanual: en algunos taxis eléctricos en China a inicios de 2010 se usaban grúas o montacargas para sustituir baterías en cocheras, un método rudimentario comparado con las estaciones robóticas actuales.

Un concepto híbrido innovador son las estaciones móviles de intercambio: camiones equipados con un robot y baterías de repuesto que se desplazan adonde se requiera el servicio. En China algunas compañías los usan para atender vehículos en rutas o en zonas sin estaciones fijas, cargando las baterías a bordo durante las horas valle y ofreciendo swaps en puntos temporales (Liu, 2025). Esto añade flexibilidad al modelo, aunque su escala es aún limitada.

En síntesis, la tendencia tecnológica apunta a maximizar la automatización para hacer el intercambio tan simple como pasar por un autolavado. Las soluciones manuales quedan relegadas a vehículos pequeños. La robótica avanzada, sumada a la conectividad vehículo-estación (para autenticación y control) y la verificación de seguridad en cada swap, han permitido que la experiencia de “repostar” baterías pueda igualar o incluso mejorar en rapidez a la de repostar combustible fósil.

2.2.2. Interoperabilidad y estandarización de baterías

Un obstáculo crucial para el intercambio de baterías es la falta de estandarización en los tamaños, formas, conectores y químicas de las baterías entre distintos fabricantes de vehículos. Cada modelo suele tener un diseño de batería propio, lo que dificulta crear estaciones que sirvan a múltiples marcas.

La interoperabilidad se ha identificado como el factor clave que determinó fracasos pasados (como Better Place) y que condiciona la viabilidad a gran escala del swapping.

En la última década se han hecho progresos significativos para abordar este reto. China nuevamente lidera en este frente: en 2021 el Ministerio de Industria y TI (MIIT) emitió los primeros estándares industriales para baterías intercambiables, estableciendo requisitos de seguridad, métodos de ensayo y normas de inspección para vehículos con baterías sustituibles (Lienert et al., 2022b). Bajo este marco, se lanzaron programas piloto en 11 ciudades, con el objetivo de introducir más de 100.000 vehículos y 1.000 estaciones de intercambio para 2023. Aunque los vehículos de NIO usan baterías propietarias (intercambiables solo entre modelos NIO), otros actores buscan estándares abiertos: CATL, el mayor productor mundial de baterías desarrolló un pack modular estándar (Choco-SEB) e inauguró en 2022 su servicio Evogo. CATL está instando a los fabricantes chinos a adoptar este diseño estándar en sus nuevos modelos, ofreciendo la ventaja de que una misma estación pueda dar servicio a coches de diferentes marcas. De hecho, la primera marca en sumarse fue FAW (Hongqi) y se espera la adhesión de más OEM locales conforme se demuestre la viabilidad técnica y comercial. La filosofía es similar a la de la industria de telefonía móvil antes de la carga USB: lograr un “conector” común de batería para los EV.

En Occidente, Ample propone otro camino hacia la interoperabilidad: en lugar de unificar toda la batería, divide el problema en módulos pequeños. Sus baterías modulares pueden adaptarse a diversos huecos de batería de distintos vehículos, combinando un número adecuado de módulos para equivalente capacidad. Así, un fabricante no tendría que rediseñar por completo su plataforma; basta con que su vehículo admita físicamente los módulos Ample y se homologue la interfaz eléctrica, para que ese modelo sea compatible con las estaciones. Stellantis, por ejemplo, planea integrar estos módulos en el Fiat 500e sin alterar sustancialmente el coche (Roussel, 2023). Este enfoque “agnóstico” es prometedor para mercados donde los OEM no se pondrán de acuerdo en un estándar único a corto plazo (como señaló el ex-CEO de Aston Martin, “nunca lograrás que los fabricantes concuerden en baterías intercambiables”). Ample y CATL representan dos vías complementarias hacia un objetivo común: baterías estandarizadas o adaptables que permitan intercambios entre múltiples modelos y marcas, rompiendo el silo de cada fabricante.

Cabe destacar el éxito en estandarización logrado en segmentos como las motocicletas eléctricas: en Japón, los grandes fabricantes (Honda, Yamaha, Suzuki, Kawasaki) acordaron un estándar común de batería extraíble para scooters, y en la India se trabaja en estándares para baterías de e-rickshaws. Estos casos podrían servir de referencia para vehículos mayores. En China, Aulton logró algo notable al colaborar con 14 fabricantes diferentes (BAIC, Dongfeng, SAIC, etc.) para producir 24 modelos de automóvil compatibles con su red (Hampel, 2021), lo que implicó converger en ciertos formatos de batería. Asimismo, organismos de estandarización internacionales (ISO, IEC) han comenzado grupos

de trabajo para intercambiabilidad de baterías de EV, aunque aún no se ha publicado un estándar global unificado.

Mientras la estandarización total llega o no, en el corto plazo muchos sistemas operan de forma propietaria. Por ejemplo, Geely (otro fabricante chino) lanzó su propia línea de vehículos con baterías intercambiables (marca Maple) para usar en taxis, y Xpeng y BYD hasta ahora han apostado más por la carga ultrarrápida que por el swap. Esto significa que, en 2023, no todos los EV son compatibles con intercambio; solo aquellos diseñados específicamente lo permiten (Roberts, 2022). Sin embargo, si los grandes mercados (China, India) avanzan hacia estándares, es posible que en el futuro los fabricantes adapten sus diseños para cumplirlos y acceder así a esos ecosistemas.

2.2.3. Desafíos logísticos y operativos en estaciones de intercambio

Además de la tecnología en el vehículo y la estación, existen desafíos logísticos importantes. Uno de ellos es mantener un stock suficiente de baterías cargadas en cada estación para atender la demanda variable. Esto implica costos elevados, pues esencialmente se necesitan más baterías de las que vehículos (un battery swapping operator puede necesitar, por ejemplo, 1.5 baterías por vehículo para garantizar disponibilidad). Las estaciones de NIO almacenan típicamente 13 baterías y pueden cargar varias simultáneamente en su interior (Xin, 2021). Deben gestionar inteligentemente la recarga de las baterías extraídas: cargar a velocidades óptimas para prolongar su vida y eventualmente equilibrar la red eléctrica. De hecho, los operadores pueden aprovechar las baterías estacionarias de las estaciones como buffer energético; NIO ha indicado que sus futuras estaciones en Europa contribuirán a estabilizar la frecuencia de la red, actuando como elementos de almacenamiento que cargan cuando hay menos demanda (Nio, 2023).

La infraestructura eléctrica es otro factor: una estación típica puede requerir decenas de kW de potencia continua para recargar múltiples baterías en paralelo. Aunque no demanda los picos de potencia extremos de un cargador ultrarrápido (350+ kW), sí supone una carga sostenida significativa. Las gasolineras que alojen estaciones de intercambio necesitan por tanto una conexión robusta a la red o incluso sistemas de apoyo (transformadores dedicados, baterías estacionarias o paneles solares para compensar). En China, el enfoque ha sido instalar estaciones en ubicaciones estratégicas como áreas de servicio en autopistas y estaciones de combustible existentes donde la infraestructura eléctrica puede ampliarse. Por ejemplo, la petrolera CNPC ya ha incorporado sitios de intercambio de baterías en algunas de sus gasolineras metropolitanas, combinándolos con cargadores rápidos en un modelo de estación de servicio energética mixta (Liu, 2025).

El espacio físico es también una consideración. Una estación de intercambio de coches ocupa un área comparable a una gasolinera pequeña (alberga un módulo del tamaño de un contenedor que contiene la maquinaria y baterías, más el carril de acceso). En zonas urbanas densas, conseguir ubicaciones

suficientes puede ser difícil. Expertos señalan que la escasez de suelo y de capacidad eléctrica en los centros urbanos puede ralentizar la expansión de redes de intercambio. Para mitigar esto, las empresas están cooperando con compañías energéticas tradicionales (dueñas de gasolineras) para aprovechar sus emplazamientos bien ubicados. De esta forma, en lugar de requerir nuevo terreno, se reconvierte parte de las gasolineras existentes: donde antes había quizá un lavadero de autos o un almacén, ahora puede instalarse el módulo de intercambio. Dado que una estación de swap no maneja materiales inflamables, puede coexistir sin problemas de seguridad con surtidores de combustible cercanos. En palabras de un portavoz chino, “las estaciones de intercambio son de tamaño similar a las de gasolina, fáciles de reutilizar”, subrayando la ventaja de reciclar infraestructura antigua para la nueva movilidad.

Otros desafíos operativos incluyen la gestión del ciclo de vida de las baterías: las empresas deben monitorear el estado de cada batería que circula por el sistema, dar de baja las que muestren degradación excesiva y garantizar la homogeneidad en las prestaciones. En NIO, por ejemplo, cada batería retirada pasa por una inspección automatizada de su rendimiento eléctrico; si se detecta algún fallo o celda fuera de parámetros, se separa para mantenimiento antes de volver a la rotación (Xin, 2021). Esto eleva la confianza en el sistema, asegurando que los usuarios reciban baterías en buen estado. No obstante, algunos conductores pueden percibir variaciones: un estudio reportó que choferes de taxi en Beijing preferían no intercambiar su batería si consideraban que la que tenían era particularmente buena, esperando hasta que la compañía les obligara a hacerlo tras un mes, debido a la percepción de variabilidad en las baterías intercambiadas. Gestionar estas percepciones y mantener la calidad constante es crucial para la aceptación.

Finalmente, está la logística de abastecimiento de baterías: en mercados con escasez de materias primas, tener muchas baterías ociosas en estaciones podría ser visto como un uso ineficiente de recursos. Sin embargo, China ha podido impulsar el intercambio en parte porque cuenta con la producción masiva local de baterías de litio, abaratando su disponibilidad. Además, el modelo BaaS facilita reutilizar baterías en segunda vida: una vez una batería ya no sirve para un EV (por degradación), el operador puede retirarla del servicio de swap y destinarla a almacenamiento estacionario, extrayendo su máximo valor. En cierto modo, centralizar las baterías en una flota gestionada permite un control de su ciclo de vida más eficiente que si estuvieran dispersas en propiedad de usuarios individuales.

En resumen, las tecnologías de intercambio han avanzado hasta hacer viable la sustitución rápida y automatizada de baterías, pero para escalar se deben resolver temas de estandarización y enfrentar retos logísticos. La integración en gasolineras existentes aparece como una solución natural para emplazamiento, y la coordinación con compañías energéticas y autoridades locales es indispensable para asegurar suministro eléctrico adecuado y apoyo operativo.

2.3. Tendencias y perspectivas futuras: intercambio vs. carga rápida

De cara al futuro, el intercambio de baterías se encuentra en una encrucijada. Coexisten visiones optimistas que lo ven complementando o incluso superando a la carga rápida, y visiones escépticas que lo relegan a nichos específicos. A continuación, se exploran las tendencias actuales y previsiones sobre cómo podría evolucionar esta tecnología en comparación con la carga convencional, considerando factores técnicos, económicos y de adopción.

2.3.1. *Convergencia y complementariedad*

Una tendencia clara es que los actores más avanzados en intercambio, como NIO, no renuncian a la carga rápida, sino que ofrecen ambas opciones. NIO equipa sus coches con puertos de carga rápida y ha desplegado miles de cargadores rápidos además de sus swap stations. Esto indica que en el futuro cercano la estrategia ganadora podría ser la complementariedad: usar intercambio cuando se requiera máxima rapidez y conveniencia, y carga enchufable en otras situaciones (por ejemplo, cargas nocturnas o en destinos donde no haya estaciones de swap). El intercambio podría verse como un servicio premium o especializado dentro de un ecosistema más amplio de carga. Esta dualidad se aprecia también en la mentalidad de los reguladores chinos, que hablan de una “carrera de dos caballos” entre carga y swap, insinuando que ambas tecnologías competirán y coexistirán (Liu, 2025).

2.3.2. *Mejoras en carga rápida*

Un factor que influirá en la relevancia del swap son los avances en carga ultrarrápida. La industria de carga no se ha detenido: ya se comercializan cargadores de 350 kW capaces de añadir ~300 km en 15 minutos, y se anuncian cargadores de 500-600 kW (por ejemplo, ABB Terra 360 de 360 kW y otros en desarrollo). Varios fabricantes planean arquitecturas de 800V o 900V en prácticamente todos sus nuevos modelos a partir de 2025 (casos de Porsche, Hyundai, GM), lo que reducirá el tiempo de carga al rango de 10-20 minutos para 80% en turismos. Incluso se investiga carga por impulso o baterías de electrolitos especiales que admitan cargas del 100% en <10 min (aunque aún experimentales). Si en el horizonte de 2030 cargar un coche toma 5-10 minutos, el atractivo del swapping (5 min) se relativiza, máxime cuando la mayoría de los usuarios podrían cargar en casa o en el trabajo a ritmos más lentos pero cómodos. La carga rápida masiva es el principal competidor del intercambio, y muchos analistas occidentales apuestan a que dominará por su mayor sencillez (menos infraestructura especial, solo postes de carga) (Roberts, 2022).

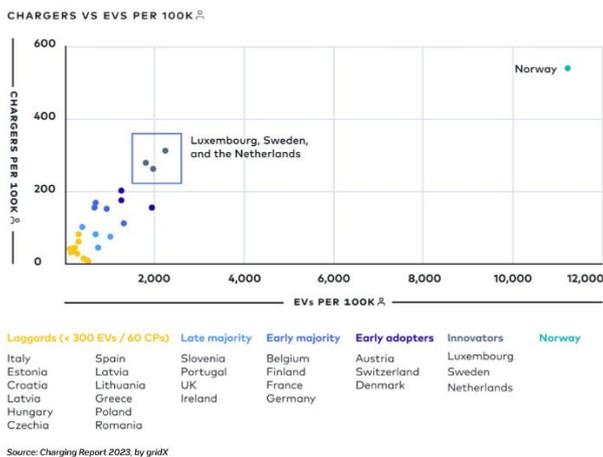


Figura 5: Número de cargadores rápidos vs EVs en Europa. Fuente: Charging report by gridX (2023).

El gráfico destaca la desigualdad en la adopción de la movilidad eléctrica en Europa. Mientras países como Noruega lideran con una amplia infraestructura y adopción, muchos otros aún están en las primeras fases de transición.

Sin embargo, la carga rápida extrema enfrenta desafíos: para mantener 5 minutos de carga, la potencia necesaria sería varios megavatios, lo cual es difícil de implementar en estaciones públicas sin reconfigurar subestaciones eléctricas. Allí el swap retoma ventaja, pues distribuye la carga en el tiempo (puede cargar las baterías lentamente fuera de hora pico). Es decir, a muy largo plazo podría haber un límite físico/económico para la carga ultrarrápida universal (imaginemos miles de coches cargando a 1 MW simultáneamente en una ciudad). En ese escenario, un modelo mixto con intercambio podría aliviar la punta de demanda del sistema eléctrico.

2.3.3. Estandarización global o fragmentación

Una gran interrogante es si llegará a haber estándares internacionales unificados para intercambio de baterías. Si ISO/IEC establecieran un estándar de “batería extraíble para EV” apoyado por las grandes regiones, el swap tendría vía libre para expandirse globalmente, ya que los fabricantes podrían producir bajo esa norma con la confianza de que habrá infraestructura compatible en múltiples países. No obstante, lograr ese consenso es complicado: Andy Palmer (ex-Nissan/Aston Martin) dudaba que los OEM converjan voluntariamente (Lienert et al., 2022a). Posiblemente veamos un mundo fragmentado: China e India adoptando ciertos estándares locales (quizá compatibles entre sí si comparten proveedores como CATL), mientras Europa/EE. UU. siguen sin estándar, y startups como Ample ofreciendo su propio “pseudoestándar” vía módulos adaptativos. Esta fragmentación limitaría la interoperabilidad global. Por ejemplo, un NIO europeo solo puede intercambiar en estaciones NIO/Shell específicas, no en una estación Ample; un coche con módulos Ample requiere que haya estaciones Ample en la ciudad para beneficiarse, etc. La pregunta es si con el tiempo se consolidarán los jugadores (por ejemplo, que

Ample y CATL unan esfuerzos, o que surja un consorcio universal). La tendencia apunta a cierta consolidación regional: en China la alianza CATL-Sinopec-NIO-Aulton busca un estándar unificado nacional(Hill, 2025), en India se impondrá la norma de NITI Aayog para motos, y en Occidente tal vez 1-2 plataformas (Ample u otras) dominen el mercado de flotas. Para 2030, podríamos tener básicamente dos ecosistemas de swap: uno asiático estandarizado y uno occidental más cerrado, a menos que la cooperación internacional intervenga.

2.3.4. Casos de uso focalizados

Muchos expertos concuerdan en que el intercambio de baterías encuentra su mejor caso de uso en flotas comerciales y vehículos de alta utilización Taxis, vehículos de transporte por app, camiones de reparto, autobuses, todos ellos se benefician enormemente de reducir tiempos muertos y pueden programar sus operaciones alrededor de estaciones definidas(Hampel, 2021). Por ello, una perspectiva de futuro es que el swap se oriente principalmente a entornos profesionales: estaciones en centrales de taxi, en hubs logísticos, en bases de empresas de delivery, etc. Ample enfatiza que con un número relativamente pequeño de vehículos bien utilizados se puede hacer rentable una red de swapreuters.com, a diferencia del mercado masivo donde se necesitarían miles de usuarios ocasionales. Así, es posible que en 5-10 años veamos en ciudades occidentales estaciones de intercambio en depósitos de Uber, Lyft, DHL, FedEx, etc., mientras el usuario privado promedio siga cargando su coche en casa o en un cargador público.

En cambio, en China se piensa en grande: estaciones de intercambio equivalentes a gasolineras para el público general. Allí el gobierno y las empresas imaginan que, si estandarizan, cualquier usuario podría usar el servicio tan fácilmente como hoy entra a una gasolinera Sinopec. De lograrse esa visión, el swapping podría volverse un elemento común del paisaje, al menos en las ciudades chinas, con cientos de miles de usuarios diarios (ya se están realizando ~100k swaps diarios solo de NIOhíbridosyelectricos.com). Si China demuestra que funciona a escala nacional (millones de vehículos), podría convencer a otros países a seguir el ejemplo por competitividad.

2.3.5. Perspectiva económica y modelo de negocio

El éxito futuro del intercambio dependerá de su viabilidad económica sin subsidios. Actualmente, gran parte de los proyectos (NIO, Aulton) han recibido apoyo estatal o de inversores con paciencia. Para ser sostenible, las estaciones deben generar suficientes ingresos por swap o suscripción para cubrir costos de baterías extras, electricidad, mantenimiento y amortización de equipos. Una tendencia podría ser que las empresas de energía (propietarias de las estaciones) y los fabricantes de autos compartan costos. Por ejemplo, NIO asume parte como servicio al cliente (ofrece swaps ilimitados con ciertas condiciones), mientras Sinopec aporta la ubicación. En otros casos, se habla de facturar el intercambio tal vez un poco más caro que una carga equivalente, lo cual algunos conductores estarían dispuestos a pagar por la

conveniencia. Sin embargo, si la diferencia de coste es muy alta a favor de la carga (como reportó el taxista de Beijing: el swap le costaba más que la electricidad de cargar), muchos usuarios optarán por la opción más barata cuando no tengan prisa. Por ende, los proveedores de swap deberán afinar precios para atraer clientes, pero también rentabilizar la infraestructura.

Un modelo emergente es el de suscripción mensual por swaps ilimitados (similar a un plan de datos móviles ilimitados). Ample y Stellantis, por ejemplo, ofrecerán el servicio mediante suscripción para usuarios de Free2Move(Info Negocios, 2023). Esto da predictibilidad de ingresos y fideliza al cliente, a la vez que elimina la percepción de costo por evento. Es probable que las empresas adopten planes flexibles (X swaps al mes incluidos, etc.) para hacer atractivo el paquete frente a simplemente enchufar y cargar por uno mismo.

2.3.6. Innovaciones tecnológicas futuras

Además de las mejoras incrementales (estaciones más rápidas, baterías modulares universales, etc.), podría haber innovaciones disruptivas que alteren el panorama. Por ejemplo, si en el largo plazo se popularizaran baterías de estado sólido con autonomías de 1000 km y capaces de cargar al 80% en 10 minutos, la necesidad de swap para autos particulares caería drásticamente (¿quién requiere cambiar batería en ruta si su coche rinde 1000 km?). No obstante, esas baterías podrían ser muy caras inicialmente, y un modelo BaaS permitiría introducirlas sin que el usuario las compre – es decir, el swap podría servir para difundir nuevas tecnologías de baterías más rápidamente, ya que el operador puede instalarlas en el pool de baterías y retirar las viejas. También, se ha planteado el concepto de “batería compartida”: pequeñas flotas de vecinos compartiendo packs extras que intercambian entre sus vehículos; aunque interesante, es complicado logísticamente sin un operador central.

Otra innovación es la robotización universal: startups como EV Safe Charge trabajan en robots autónomos que llevan energía al coche (sea vía un pack o un cargador móvil). Si un robot pudiera traer una batería cargada y realizar el swap debajo de tu coche estacionado en cualquier lugar, conjugaría la conveniencia del swap sin infraestructura fija. Por ahora es conceptual, pero hacia 2035 quién sabe.

Finalmente, un punto a favor del intercambio es la sostenibilidad y economía circular. Al centralizar el manejo de baterías, se facilita su recuperación y reciclaje al final de su vida útil, y se puede asegurar su reutilización en almacenamiento estacionario. La UE en su nuevo Reglamento de Baterías exige trazabilidad (battery passport) y recolección de baterías usadas(Commission, 2023; Stretton et al., 2025); un operador de swap cumpliría esto de forma más sencilla que millones de usuarios individuales. Es posible que se reconozca este beneficio ambiental del modelo de intercambio (optimizar el uso total de cada batería y luego reciclarla eficientemente). Si la sociedad y reguladores valoran esto, podría añadirse como argumento pro-swap en el futuro.

2.3.7. Conclusiones prospectivas

En los próximos 5 a 10 años, es probable que el intercambio de baterías aumente su presencia, pero sin desplazar a la carga rápida convencional, sino encontrando su nicho. En China, será cada vez más común, con decenas de ciudades adoptándolo en taxis, camiones e incluso usuarios particulares aprovechando la amplia red estándar. India podría mostrar un ecosistema exitoso en 2-3 ruedas que sirva de modelo para otros países en desarrollo. En Occidente, veremos si la alianza Stellantis-Ample inspira a otros (¿imaginamos un Ford o GM probando swap modular para flotas de reparto en 2026?). Es posible que, inicialmente, flotas corporativas sean las que levanten la mano: por ejemplo, Amazon podría implementar swap en sus vans eléctricas si les ahorra tiempo, lo cual luego podría permear a clientes individuales si construyen infraestructura compartida.

Si la movilidad autónoma llega (vehículos sin conductor circulando para posicionarse), el swap puede cobrar aún más sentido: un robotaxi autónomo podría ir solo a una estación a cambiar su batería en 3 minutos sin intervención humana, mientras que enchufarse requeriría dejarlo cargando quieto por más tiempo. Esto aumentaría la utilización de los activos. Empresas de robotaxis en China (Baidu, Pony.ai) ya han considerado prototipos de vehículos con baterías intercambiables para ese fin.

Por otro lado, cabe la posibilidad de que el intercambio se quede como una solución de nicho. Algunos expertos señalan que fuera de China no ha despegado y quizá nunca lo haga ampliamente, debido a la inercia de la industria hacia la carga y a la complejidad de coordinar a todos los jugadores. El CTO de ABB declaró que “el único caso viable de swapping es en dos-tres ruedas” y que para coches no cree que sea universal (Roberts, 2022). Voces escépticas apuntan al elevado coste de equipar estaciones y baterías extras, la renuencia de los conductores a cambiar una batería que es su propiedad (en culturas donde la gente quiere poseer el elemento más caro del vehículo), y los rápidos avances en carga rápida. También mencionan problemas como la experiencia de usuario: si las estaciones se saturan en horas pico, podría haber colas de espera (aunque cada swap sea corto, si llegan 10 coches a la vez...). NIO ha enfrentado algo de esto en China, teniendo que instalar más estaciones en rutas populares.

El futuro probablemente verá una combinación de soluciones: las estaciones de servicio del mañana podrían ofrecer múltiples opciones – carga ultrarrápida, intercambio de baterías, quizá hidrógeno para ciertos vehículos – dependiendo de las necesidades de los clientes. El intercambio de baterías tiene una oportunidad real de consolidarse en ciertos mercados y usos, y las inversiones actuales así lo sugieren (China destinará gran inversión a 10.000 estaciones con Sinopec/CATL; IndianOil en India a otras 10.000, etc.) (ETEnergyworld, 2024). Incluso si no se convierte en la forma predominante de reponer energía a todos los EV, es muy probable que forme parte del paisaje de la movilidad eléctrica en la próxima década, especialmente en Asia.

En conclusión, frente a la carga rápida, el intercambio de baterías ofrece la ventaja insuperable del tiempo de reabastecimiento mínimo, a costa de mayores requerimientos de estandarización e infraestructura. Su éxito relativo dependerá de si la industria y gobiernos logran coordinarse para superar esas barreras. Las tendencias actuales indican que en algunas regiones eso ya está sucediendo, por lo que veremos una expansión significativa de esta tecnología. La “gasolinera eléctrica” del futuro bien podría incluir no solo enchufes, sino también baterías listas para llevar.

2.4. Modelos de negocio, propuestas de implementación y optimización en estaciones de intercambio de baterías

Tras el análisis de la literatura técnica y académica elaborada por terceros, se identifican diversos enfoques estratégicos, económicos y operativos que abordan la viabilidad de las estaciones de intercambio de baterías (Battery Swapping Stations, BSS) como solución complementaria —e incluso alternativa— a la infraestructura de recarga convencional. Esta sección sintetiza los principales marcos teóricos, propuestas de simulación y estudios de optimización aplicados al despliegue de estas estaciones, proporcionando una visión integradora de su potencial desarrollo a corto y medio plazo.

Una de las líneas más sólidas de investigación ha sido el estudio de la rentabilidad económica y la formulación de modelos de negocio sostenibles. En este sentido, (Sarker et al., 2013) propone un modelo que considera la estación no solo como punto de intercambio, sino como agente energético activo capaz de operar en el mercado eléctrico mediante estrategias de carga (Grid-to-Battery), descarga (Battery-to-Grid) e incluso transferencia interna de energía entre baterías (Battery-to-Battery). Esta multifuncionalidad permite optimizar ingresos mediante arbitraje energético, al cargar durante periodos de bajo coste y vender energía durante picos de demanda, lo que reduce el periodo de retorno de la inversión y mejora la integración de las BSS en el ecosistema eléctrico.

Profundizando en el papel de las BSS como parte del ecosistema energético, Revankar y Kalkhambkar plantean que estas instalaciones podrían desempeñar un rol clave como elementos de almacenamiento distribuido. A través de una adecuada integración con energías renovables —especialmente solar fotovoltaica— las estaciones podrían mitigar picos de demanda, reducir la carga sobre la red y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Asimismo, los autores subrayan el valor añadido que ofrece el BSS como tecnología de apoyo en redes inteligentes, facilitando la flexibilidad del sistema y actuando como herramienta para la gestión activa de la energía (Revankar & Kalkhambkar, 2021).

En términos operativos, el trabajo de Wu, Pang, Choy y Lam propone un modelo de optimización para la programación de carga de baterías, basado en algoritmos evolutivos híbridos que combinan técnicas de enjambre de partículas, algoritmos genéticos y evolución diferencial. Este enfoque tiene en cuenta variables como el precio dinámico de la electricidad, la salud de las baterías y la demanda esperada de swaps, buscando minimizar los costes operativos, evitar la sobrecarga de la red y maximizar la

eficiencia energética de la estación (Wu et al., 2018). Su investigación concluye que una planificación inteligente de los tiempos de carga permite reducir la cantidad de baterías necesarias en inventario sin comprometer la disponibilidad del servicio (Wu et al., 2018).

Desde una perspectiva de planificación territorial, (Zhan et al., 2022) examinan la optimización de la ubicación y el dimensionamiento de estaciones BSS mediante modelos de coste-beneficio que consideran tanto la densidad de tráfico como la capacidad de la infraestructura eléctrica existente. Se destaca la importancia de incorporar elementos como la logística inversa, la reutilización de baterías, la interoperabilidad entre plataformas de movilidad y la gestión compartida de activos, con el fin de maximizar la utilización de recursos y minimizar externalidades negativas

En paralelo, (Wu, 2022) introduce una clasificación operativa de las estaciones de intercambio basada en su integración funcional. Se identifican cuatro tipologías: estaciones autónomas, redes interconectadas, estaciones híbridas (que combinan swap y carga convencional) y estaciones integradas con servicios urbanos (como logística, parkings o hubs de transporte). Esta taxonomía facilita la adaptación del modelo a contextos diversos, en función de factores como el volumen de usuarios, el marco normativo o las condiciones económicas locales

Por su parte, Ahmad, Alam, Alsaidan y Shariff ofrecen una visión panorámica de los retos técnicos, regulatorios y sociales que deben abordarse para que el modelo BSS se adopte masivamente. Entre las oportunidades más destacadas se encuentran la reducción de tiempos de recarga, la desagregación del coste de la batería del precio del vehículo y la posibilidad de establecer modelos de suscripción. Sin embargo, también alertan sobre limitaciones como la falta de estandarización entre fabricantes, los altos costes iniciales de infraestructura y la necesidad de regulación específica para la trazabilidad de las baterías, especialmente en lo relativo a propiedad, mantenimiento y reciclaje (Ahmad et al., 2020).

De forma transversal, los trabajos revisados muestran cómo el modelo BSS se beneficia de la incorporación de métodos avanzados de optimización y simulación para reforzar su viabilidad. Por ejemplo, el estudio de (Wu et al., 2018) demuestra que es posible equilibrar costes, calidad del servicio y vida útil de las baterías mediante estrategias inteligentes de programación. Asimismo, (Sarker et al., 2013) sugieren que el éxito económico de las estaciones depende en gran medida de su capacidad para integrarse en mercados energéticos y plataformas digitales de movilidad.

En el plano más aplicado, la revisión de modelos de negocio refleja una evolución desde enfoques centralizados y de propiedad única hacia esquemas colaborativos, modulares y orientados al servicio. Las propuestas actuales combinan fuentes de ingreso por intercambio, participación en mercados eléctricos, servicios de mantenimiento de baterías y suscripciones de uso, en línea con las tendencias emergentes en movilidad como servicio (MaaS). La experiencia acumulada por proyectos reales — como Better Place, Ample o las redes urbanas de intercambio en China— respalda esta evolución, al

mostrar que la aceptación del usuario y la viabilidad comercial aumentan cuando el modelo se adapta a las necesidades concretas de cada segmento de mercado.

En conjunto, las investigaciones analizadas indican que el éxito del modelo BSS no puede depender exclusivamente del rendimiento técnico de las estaciones, sino que requiere una visión sistémica que coordine actores del sector eléctrico, fabricantes, operadores de movilidad y administraciones públicas. Su adopción sostenible demanda una planificación estratégica integral que contemple no solo variables tecnológicas y económicas, sino también aspectos de aceptación social, regulación ambiental y escalabilidad operativa. Estos temas serán explorados con mayor profundidad en los capítulos siguientes de este trabajo, con especial atención a su aplicabilidad en el contexto español y europeo.

2.5. Conclusiones del estado del arte

La revisión del estado del arte del intercambio de baterías pone de manifiesto la diversidad de enfoques, niveles de madurez tecnológica y contextos de implementación que caracterizan a esta solución dentro del ecosistema de movilidad eléctrica. La consolidación del modelo en países como China —con redes masivas como las de NIO, Aulton o CATL— demuestra que, bajo condiciones de integración vertical, estandarización de baterías y respaldo institucional, el intercambio puede desplegarse a gran escala y con elevados niveles de aceptación por parte de los usuarios. Paralelamente, en contextos occidentales, comienzan a emerger iniciativas estratégicas como la alianza Stellantis-Ample, que, aunque en fases piloto, reabren el debate sobre la viabilidad del modelo en flotas comerciales, servicios de movilidad compartida y entornos urbanos de alta densidad.

Desde el punto de vista técnico, el análisis ha evidenciado que los avances en automatización, interoperabilidad modular y conexión con la red eléctrica sitúan al intercambio de baterías como una alternativa competitiva frente a la carga ultrarrápida, especialmente cuando se considera la gestión del ciclo de vida de las baterías y la estabilización de la demanda energética. No obstante, también persisten desafíos relevantes: la falta de estandarización global, el elevado coste inicial de infraestructura, la complejidad operativa y las reticencias de los usuarios en cuanto a la propiedad y calidad de las baterías intercambiadas limitan, por el momento, su adopción masiva más allá de contextos específicos.

Particular relevancia adquiere, en este sentido, el análisis de los modelos de negocio y los marcos de optimización desarrollados en la literatura académica. Estos estudios evidencian que la viabilidad del intercambio de baterías depende no solo de factores tecnológicos, sino también de una planificación estratégica sólida, que combine aspectos económicos, regulatorios y de integración energética. Las simulaciones de rentabilidad, los planteamientos de estaciones híbridas y la inclusión de las BSS en mercados energéticos dinámicos muestran caminos realistas hacia su sostenibilidad financiera. Además, las experiencias prácticas recopiladas en Asia y proyectos piloto en Europa y América del Norte han

aportado valiosas lecciones sobre tipologías de usuarios, alianzas público-privadas, dinámicas de aceptación social y evolución del modelo hacia servicios por suscripción o BaaS.

Este capítulo, en su conjunto, proporciona una visión estructurada, crítica y comparativa de las experiencias prácticas, los desarrollos tecnológicos y los modelos teóricos más representativos vinculados al intercambio de baterías. Su aportación es clave dentro del trabajo de fin de máster, ya que establece las bases conceptuales y empíricas sobre las cuales se construirá el análisis específico del caso local o regional planteado en los capítulos siguientes. A partir de este conocimiento acumulado, será posible desarrollar propuestas concretas de implementación y evaluación que consideren tanto las lecciones aprendidas a nivel internacional como las particularidades del entorno español. En el siguiente capítulo se evaluarán a fondo los retos identificados.

Capítulo 3. Retos logísticos y tecnológicos de las estaciones de intercambio

El modelo de intercambio de baterías (battery swapping) para vehículos eléctricos se ha consolidado en diversos países como una alternativa viable y eficiente frente a la recarga convencional, especialmente en entornos de alta demanda y uso intensivo. Esta solución plantea ventajas evidentes en términos de tiempo de servicio, optimización del ciclo de vida de las baterías y flexibilidad energética. No obstante, su implementación efectiva requiere resolver un conjunto de retos logísticos y tecnológicos que condicionan tanto la viabilidad técnica como la sostenibilidad económica del modelo.

El presente capítulo tiene como objetivo analizar con profundidad estos desafíos, abordando de forma estructurada los distintos aspectos críticos del sistema. Se examinan, en primer lugar, los problemas de compatibilidad e interoperabilidad entre fabricantes, dada la ausencia de estándares técnicos comunes que dificultan la escalabilidad. A continuación, se estudia el nivel de automatización de las estaciones, los requisitos de integración robótica y sus implicaciones operativas y económicas. Asimismo, se aborda la gestión del ciclo de vida de las baterías en un entorno de uso intensivo, la necesidad de trazabilidad individual, y las oportunidades para la reutilización y reciclaje. Se analizan también las necesidades de infraestructura eléctrica, su integración con la red y su potencial como recurso flexible para el sistema eléctrico. Por último, se presentan modelos de optimización para la planificación y operación de las estaciones, se identifican las barreras regulatorias vigentes en el contexto español, y se proponen métricas e indicadores clave para cuantificar los retos identificados.

El análisis se fundamenta en literatura académica reciente, normativa europea y experiencias piloto tanto nacionales como internacionales, y pretende ofrecer una visión integral que sirva de base para la planificación estratégica de este tipo de infraestructuras en España.

3.1. Compatibilidad e interoperabilidad de baterías

Un desafío fundamental para implementar estaciones de intercambio de baterías es la falta de compatibilidad estandarizada entre fabricantes. Actualmente no existe un sistema de batería intercambiable universal; cada marca suele diseñar sus baterías con dimensiones, conexiones eléctricas y protocolos de gestión propios, lo que dificulta enormemente la interoperabilidad. Esta fragmentación implica barreras técnicas: una estación de intercambio tendría que soportar múltiples formatos de baterías o bien limitarse a servir a un solo fabricante, reduciendo su viabilidad económica. Según encuestas recientes en Europa, la ausencia de normas unificadas se percibe como el mayor obstáculo para el modelo de intercambio, ya que no existen sistemas estandarizados de cambio de batería entre distintos fabricantes (Mobility Portal, 2025). La estandarización de baterías – en dimensiones físicas, interfaces de anclaje, conectores eléctricos y comunicación BMS – es necesaria para lograr

interoperabilidad entre vehículos de distintas marcas. En el contexto internacional se están dando pasos hacia estos estándares.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) ha desarrollado la serie de normas IEC 62840 específicas para sistemas de intercambio de baterías de vehículos eléctricos, abarcando aspectos de funcionamiento general, seguridad e interoperabilidad. Alemania, de la mano de su organismo DKE y con participación de fabricantes como NIO, ha adoptado esta serie IEC 62840 como estándar DIN local, reconociendo formalmente en 2024 las primeras normas que definen requisitos comunes para estaciones de battery swapping. Estas normas establecen funcionalidades y dimensiones clave del sistema de intercambio (mecanismos de intercambio, almacenamiento, recarga, gestión térmica, comunicación, etiquetado, seguridad eléctrica, etc.) para garantizar que, en el futuro, modelos de distintas marcas puedan utilizar infraestructuras compatibles.

No obstante, al día de hoy no existe aún un estándar universal plenamente implementado a nivel mundial ni europeo – cada iniciativa ha operado con diseños propios. China es el mercado más avanzado en este ámbito: el Ministerio de Industria y TIC (MIIT) publicó en 2021 el estándar GB/T 40032-2021, la primera norma obligatoria a nivel mundial para vehículos con baterías intercambiables. Dicho estándar chino especifica requisitos de seguridad, métodos de prueba y reglas de inspección para vehículos eléctricos con baterías extraíbles, buscando asegurar que los nuevos modelos sean técnicamente compatibles con sistemas de intercambio. Gracias a ese empuje normativo, China se marcó como objetivo superar los 100.000 vehículos compatibles y 1.000 estaciones de intercambio operativas en 2023 – metas ambiciosas que subrayan la importancia de la estandarización para escalar esta solución.

El caso de Stellantis-Ample demuestra que, si bien no hay un estándar general, se pueden lograr compatibilidades bilaterales (fabricante-operatoria) con diseños de batería específicos. Ample, en particular, ha desarrollado módulos de baterías universales de tamaño reducido que pueden combinarse para adaptarse a distintos modelos, lo que apunta a una vía de estandarización modular: en vez de una batería completa uniforme, módulos comunes que se suman según la capacidad requerida de cada vehículo. Aun así, será crucial avanzar en estándares sectoriales más amplios. Instituciones europeas ya exploran esta vía para estudiar opciones técnicas de estándar europeo de intercambio de baterías, y el nuevo Reglamento EU 2023/1542 sobre baterías (que entrará en vigor entre 2025-27) obliga a que las baterías de vehículos eléctricos sean extraíbles y sustituibles por profesionales durante la vida útil del vehículo. Esta exigencia regulatoria, pensada para facilitar el reemplazo y reciclaje, indirectamente favorece la viabilidad técnica del battery swapping, pues todos los EV deberán diseñarse para que la batería pueda extraerse con relativa facilidad (aunque sea en taller) y cuente con un “pasaporte” digital de trazabilidad. En resumen, la falta de compatibilidad e interoperabilidad sigue siendo un reto mayor en 2025, pero está en marcha el desarrollo de normas comunes. Lograr baterías estandarizadas o al menos intercambiables entre múltiples modelos reduciría la duplicación de infraestructuras y costes, y

se considera condición previa para un despliegue masivo de estaciones de intercambio (Zhan et al., 2022). Las iniciativas en China (NIO, CATL/Aulton) y los primeros estándares IEC/DIN sientan precedentes que España podría adoptar para evitar una “guerra de formatos” y propiciar un ecosistema interoperable a nivel nacional y europeo.

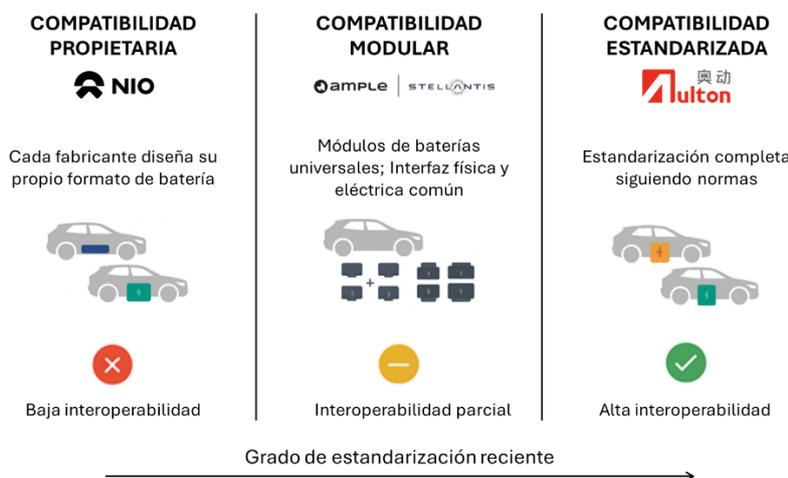


Figura 6: Distintos modelos de baterías. Fuente: elaboración propia (2025)

3.2. Nivel de automatización y robótica en el proceso de intercambio

La viabilidad logística de las estaciones de intercambio depende en gran medida del grado de automatización del proceso. Dado que los paquetes de baterías de un turismo eléctrico pesan típicamente entre 200 y 600 kg, el intercambio manual es inviable para un uso comercial intensivo – por seguridad, tiempo y ergonomía, se recurre a sistemas mecanizados o robotizados. En las estaciones modernas el proceso es totalmente automático: el conductor posiciona el vehículo (guiado por sensores o plataformas de alineación), y una máquina se encarga de desbloquear la batería descargada del fondo del vehículo, extraerla y reemplazarla por otra cargada desde el almacén interno de la estación. Este sistema incluye varios subsistemas robóticos: un mecanismo de posicionamiento y elevación para situar el coche en la posición exacta, un sistema de manipulación que desacopla y acopla la batería (con actuadores que liberan seguros, tornillos y conectores de alta tensión), y cintas o carriles automatizados que transportan la batería hacia/desde el almacén de baterías dentro de la estación.

En paralelo, la estación cuenta con controladores que sincronizan el proceso, verifican la correcta colocación y conexión de la batería, y manejan comunicaciones con el vehículo (por ejemplo, para autenticar el modelo, leer datos del BMS, etc.). Todo ello se coordina mediante un sistema central (tipo SCADA) que asegura la secuencia segura y monitorea continuamente sensores de posición, presión, eléctricos, etc.

Actualmente, las estaciones de intercambio para turismos son de nivel de automatización alto (sin intervención humana directa). Un ejemplo representativo es la estación Power Swap Station 2.0 de NIO en China y Europa: el conductor solo debe detener el vehículo en el punto indicado y dar la orden de inicio (pulsando un botón en la consola o app); a partir de ahí, la estación identifica el vehículo y procede a intercambiar la batería en unos 3 a 5 minutos, completamente de forma autónoma.

La segunda generación de estaciones NIO maneja un almacén de 13 baterías cargadas y puede realizar hasta 312 intercambios al día en operación máxima, demostrando un gran throughput gracias a la robotización. La empresa china Aulton, por su parte, ha desplegado estaciones automáticas que atienden taxis eléctricos, logrando intercambios en 2-3 minutos por vehículo (Zhao et al., 2021). En España, el reciente piloto de Ample en Madrid también utiliza estaciones modulares automatizadas: cada estación puede montarse en solo 3 días y efectúa el swap en menos de 5 minutos, sin personal operando físicamente el cambio.

El alto nivel de automatización conlleva ventajas operativas: tiempos de servicio muy reducidos (el intercambio compite en rapidez con un repostaje de combustible convencional), consistencia en la calidad (se minimizan errores de montaje, conexiones mal hechas, etc.) y bajos requerimientos de mano de obra en sitio. Además, los sistemas actuales incorporan múltiples medidas de seguridad: sensores para verificar la correcta conexión mecánica y eléctrica, algoritmos de alineación precisos, y redundancia para abortar el proceso si algo no encaja (p. ej., si el vehículo está desalineado o la batería no enclava correctamente, el sistema detiene la operación). Esto ha permitido que la tasa de éxito de intercambio supere el 99% en estaciones maduras (NIO reporta una precisión milimétrica en el acople y muy baja incidencia de fallos mecánicos). No obstante, existen limitaciones y costes asociados. En términos económicos, una estación de intercambio automatizada es una infraestructura más costosa que un conjunto equivalente de cargadores rápidos: requiere equipos mecánicos complejos, sensores, controladores y un búnker de baterías con sistemas de climatización. Se estima que instalar una estación de swap completamente automatizada puede costar del orden de 200.000 a 300.000 € (incluyendo la construcción y parte del stock inicial de baterías), es decir, varias veces el coste de un punto de carga ultrarrápida.

Por ejemplo, NIO indicó en 2025 que cada estación le supone al menos 1,5 millones de CNY (unos 210.000 USD) en equipamiento, más unos 400.000 CNY anuales en costos operativos (electricidad, mantenimiento, alquiler). Esto implica un CAPEX elevado, que solo resulta justificable con economías de escala y un flujo constante de usuarios. Tecnológicamente, la automatización exige también que los vehículos estén diseñados para el intercambio: se necesita un acceso estándar (generalmente por la parte inferior del chasis) y elementos de guiado en el propio vehículo para que el robot pueda acoplarse. Muchos modelos actuales no están concebidos con esta funcionalidad, por lo que adaptar vehículos existentes sería complejo. En cambio, fabricantes involucrados en proyectos de swap (como NIO,

Geely, BAIC o ahora Stellantis con Ample) sí han integrado en el diseño del automóvil los puntos de anclaje reforzados y la accesibilidad necesaria.

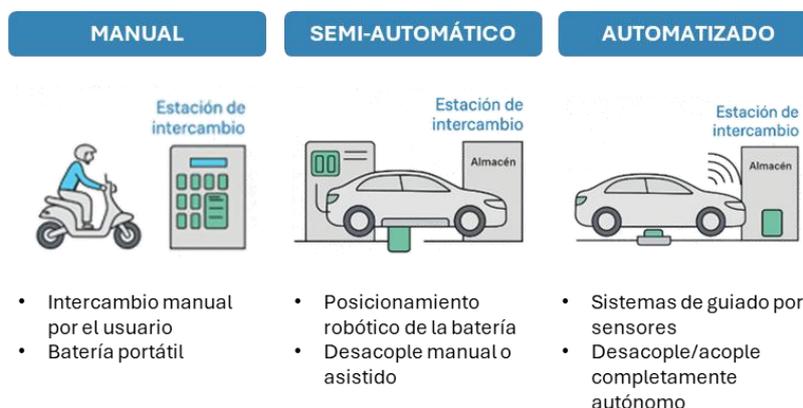


Figura 7: Nivel de automatización de las estaciones de servicio. Fuente: elaboración propia (2025)

Otro aspecto a considerar es la fiabilidad y mantenimiento de la robótica. Estos sistemas tienen elementos móviles (motores, actuadores hidráulicos o eléctricos, elementos de sujeción) que requieren un mantenimiento preventivo riguroso para evitar tiempos fuera de servicio. Cualquier avería en el mecanismo principal dejaría inutilizada la estación entera temporalmente, afectando al servicio. Los operadores abordan esto implementando redundancias (por ejemplo, múltiples brazos o vías de traslado internas) y monitorizando remotamente el estado de los equipos para intervenciones proactivas. Aun así, la robustez demostrada hasta ahora es alta: estaciones en China operando 24/7 han logrado MTBF (tiempo medio entre fallos) elevados, gracias a un diseño industrial robusto y a entornos controlados (las estaciones suelen estar cerradas o semicerradas para proteger la maquinaria de la intemperie).

En resumen, el nivel de automatización óptimo es máximo en intercambios para coches ligeros, pues garantiza rapidez y seguridad. Alternativas semi-automáticas (con asistencia humana) se han explorado solo en nichos: por ejemplo, en vehículos de micromovilidad (motos eléctricas), donde el usuario extrae manualmente una batería portátil y la intercambia en un dispensador. En el caso de turismos y camiones, dada la envergadura, la robótica avanzada es indispensable. España, al importar esta tecnología, deberá considerar el trade-off entre los altos costes iniciales de las estaciones automatizadas y los beneficios logísticos (minimizar tiempos muertos de flotas, maximizar rotación). Conforme los precios de la automatización disminuyan y surjan estándares, es previsible que los costes se reduzcan.

De hecho, NIO ha logrado disminuir el coste por intercambio de su segunda a tercera generación de estaciones, y otras empresas buscan diseños más simples y modulares para abaratar la robotización (por ejemplo, estaciones en las que el vehículo se sitúa sobre un elevador integrado que simplifica el alineado). La madurez tecnológica en este ámbito es ya notable: los intercambiadores automatizados

han ganado premios de diseño industrial y han probado su eficacia con decenas de millones de swaps acumulados globalmente, allanando el camino para su adopción en España.

3.3. Ciclo de vida de las baterías, degradación, trazabilidad y logística inversa

La implementación de un modelo de intercambio conlleva repensar la gestión del ciclo de vida de las baterías eléctricas. A diferencia del esquema convencional (una batería “envejece” junto con su vehículo propietario), en el battery swapping las baterías se convierten en un pool común que circula entre distintos vehículos. Esto tiene implicaciones en la degradación, la necesidad de trazabilidad de cada unidad y la logística de retirada y segunda vida.

En primer lugar, cabe esperar que las baterías en un sistema de intercambio experimenten patrones de uso diferentes a las de vehículos particulares. Por un lado, el operador de la estación puede optimizar la forma en que las baterías se cargan – típicamente, las recargará de forma controlada (no siempre al 100%, evitando corrientes muy altas excepto cuando se requiera rapidez) y manteniéndolas en rangos de temperatura óptimos mediante sistemas de climatización en el almacén. Esta carga más “cuidadosa” puede reducir la degradación por ciclo en comparación con cargas ultrarrápidas in situ que muchos usuarios harían en carretera. Además, el intercambio elimina los picos de estrés por fast charging en la batería mientras está en el vehículo – la recarga se hace off-board, potencialmente más lenta y gestionada en horarios de baja demanda energética, lo cual prolonga la vida útil de las celdas (Cui et al., 2023). De hecho, estudios de simulación han mostrado que una flota que use intercambio puede extender la vida de cada batería en un 20-30% en comparación con cargas rápidas equivalentes, debido a esa carga más uniforme (Baldwin et al., 2023).

Por otro lado, sin embargo, las baterías en swapping suelen ver un mayor número total de ciclos en su vida, ya que están en rotación constante para maximizar la disponibilidad. Por ejemplo, una batería en un taxi con intercambio puede realizar varios ciclos completos al día sirviendo a diferentes conductores, acumulando quizás 1000 ciclos en menos tiempo que si estuviera fija en un solo vehículo. Esto significa que el desgaste diario y por ciclo se acumulará más rápidamente en términos de tiempo cronológico, llegando antes al umbral de fin de vida útil (usualmente considerado cuando cae por debajo ~80% de capacidad inicial). No obstante, desde la perspectiva del sistema, exprimir más ciclos por batería puede ser beneficioso: se aprovecha toda la vida potencial de la batería dando servicio intensivo, en lugar de que esa batería pase largos periodos ociosa (como ocurre en coches privados que están aparcados la mayor parte del día). En síntesis, cada batería en el pool tendrá un perfil de uso intensivo pero optimizado.

Este esquema exige trazabilidad individual de cada batería. Es imprescindible llevar un registro detallado de la vida de cada pack: número de ciclos, historiales de carga/descarga, temperaturas alcanzadas, eventos de estrés, estado de salud (SoH), etc. Los operadores implementan sistemas de

gestión de baterías a nivel de flota, complementando el BMS de cada batería con una base de datos central. En China, por ejemplo, las estaciones NIO y Aulton monitorizan continuamente la capacidad restante y resistencia interna de cada batería; cuando una unidad muestra degradación excesiva o alguna celda en mal estado, se marca para mantenimiento o retirada. Esta trazabilidad también será obligatoria en Europa por regulación: el Reglamento (UE) 2023/1542 introduce el concepto de “pasaporte de batería”, un registro digital que desde 2027 deberá acompañar a cada batería de vehículo eléctrico indicando su composición, uso, reutilización y reciclaje. En un sistema de intercambio, este pasaporte digital facilitará aún más el seguimiento, ya que las baterías están en manos de pocas entidades (los operadores) en lugar de dispersas entre miles de propietarios individuales. Cada vez que una batería rota de un vehículo a la estantería y viceversa, la estación puede actualizar su historial en el sistema.

Una consideración importante es cómo garantizar la equidad y confianza del usuario respecto al estado de la batería que recibe. Dado que el dueño del vehículo ya no es dueño de “su” batería, debe confiar en que la batería que se le instala esté en buen estado y con suficiente capacidad. Los operadores abordan esto mediante: (a) garantías de rendimiento – por ejemplo, NIO asegura a sus suscriptores BaaS que todas las baterías en rotación mantienen al menos un 90% de capacidad relativa, y retira o reacondiciona las que caen por debajo; (b) asignación inteligente – se procura entregar al vehículo una batería con nivel de carga adecuado a lo solicitado y, en lo posible, similar o mejor en capacidad que la que entregó. A largo plazo, los modelos podrían incluso ajustar tarifas en función de la capacidad: p.ej., baterías degradadas podrían implicar un descuento al usuario, incentivando al operador a mantener un pool saludable.

La logística inversa y ciclo final de vida también se ven simplificados en este modelo. Cuando una batería ya no es apta para seguir en uso de tracción (por degradación o por haber alcanzado cierta antigüedad), el operador centralizado la retira del pool. Al tener concentración de baterías, es más factible implementar esquemas de segunda vida o reciclaje eficientes: esas baterías retiradas pueden destinarse a aplicaciones estacionarias (almacenamiento en red o respaldo en instalaciones industriales) si aún retienen, por ejemplo, 70-80% de su capacidad. De hecho, algunas empresas de swapping contemplan que sus baterías “jubiladas” se usen como almacenamiento en las propias estaciones o en plantas solares/eólicas cercanas, hasta agotar su ciclo total.

Finalmente, el operador las enviará a reciclaje en masa, aprovechando programas de economía circular. Esto contrasta con el modelo descentralizado, donde cada propietario debe gestionar el cambio de batería averiada con el taller, y muchas baterías acaban almacenadas o subutilizadas al final de la vida del vehículo. Centralizando la gestión, se puede lograr mayor tasa de reciclaje y trazabilidad de materiales, en línea con objetivos medioambientales.



Figura 8: Ciclo de vida de las baterías. Fuente: elaboración propia (2025)

Otro reto logístico es el balanceo de inventario de baterías entre estaciones. En un sistema extenso (por ejemplo, decenas de estaciones en un país), podría haber puntos con superávit de baterías cargadas y otros con escasez temporal. Idealmente, cada estación dimensiona su stock para cubrir la demanda local pico, pero pueden ocurrir desajustes (ej.: eventos masivos, operaciones estacionales en ciertas rutas). Los operadores entonces deben planificar la redistribución: esto puede implicar transportar baterías físicamente de una estación a otra en camiones especializados. Este proceso no es trivial dado el peso y consideraciones de seguridad (las baterías de litio se consideran mercancía peligrosa para transporte). Sin embargo, en la práctica diaria se intenta minimizar con una buena planificación de carga: las estaciones cargan las baterías de forma que la disponibilidad coincida con las horas punta locales, y si una estación va quedándose sin baterías cargadas, puede disminuir la potencia de carga en otra para liberar capacidad en la red y que esa otra sí cargue más rápido, etc. En entornos urbanos de alta densidad (como Madrid en un futuro despliegue), las estaciones podrían compartir baterías si están interconectadas logísticamente dentro de la ciudad – pero esto requeriría estándares y acuerdos operativos.

En cuanto a degradación técnica, es importante señalar que las baterías y conectores en un esquema de swapping sufren también desgaste mecánico en los puntos de conexión. Cada intercambio implica conectar y desconectar un enchufe de alta potencia y aseguramientos mecánicos. Los estándares contemplan requisitos de diseño robusto para estos conectores para aguantar miles de ciclos sin fallas. Aun así, los operadores deben inspeccionar periódicamente los puertos, cambiar sellos y piezas móviles cuando muestren desgaste, etc. El mantenimiento preventivo aquí es clave para evitar fallos de conexión o chispazos/cortocircuitos. Los sistemas de intercambio suelen tener sensores que detectan cualquier aumento de resistencia de contacto u holgura mecánica para notificar servicio.

En resumen, el modelo de intercambio altera el paradigma del ciclo de vida: las baterías pasan a ser un activo gestionado centralmente, con uso intensivo pero optimizado, y con un enfoque de economía circular facilitado. Para España, esto supone prepararse para gestionar estos activos a gran escala: desarrollar bases de datos de trazabilidad (posiblemente apoyadas por los battery passports europeos), establecer centros de reacondicionamiento y reciclaje asociados a las redes de intercambio, y asegurar que la regulación local permite al operador ser el responsable legal de la batería durante su vida útil. El

beneficio potencial es que se lograría un mayor aprovechamiento energético por batería producida— por ejemplo, un estudio de Cui et al. (2023) sugiere que un sistema swapping bien gestionado puede servir un número de km totales un 10-20% mayor por cada kWh de batería fabricada en comparación con escenarios de carga rápida dispersa, gracias a la combinación de menor degradación por ciclo y flujos de utilización más eficientes. Este factor mejora la sostenibilidad global del vehículo eléctrico, reduciendo la necesidad de fabricar tantas baterías.

3.4. Infraestructura eléctrica y de recarga necesaria

La adopción de estaciones de intercambio de baterías conlleva importantes implicaciones en la infraestructura eléctrica y su integración con la red de distribución. En esencia, una estación de battery swapping funciona también como una estación de carga centralizada: debe recargar continuamente las baterías extraídas para tener repuestos disponibles. Esto puede suponer una demanda de potencia elevada y concentrada en ciertos momentos, similar o superior a la de las estaciones de carga ultrarrápida convencionales, pero con un perfil diferente de carga en el tiempo.

Cada estación típicamente alberga un sistema de recarga múltiple. Por ejemplo, una estación con 10-20 compartimentos de baterías puede tener la capacidad de cargar varias baterías en paralelo. Si cada batería es de 50–100 kWh, cargar 10 de ellas simultáneamente con potencias medias (digamos 20 kW por batería) requeriría del orden de 200 kW de potencia continua. En caso de querer recargas más rápidas (para reponer stock en hora punta), la infraestructura podría escalar a potencias instaladas de 500 kW o más por estación. De hecho, algunas estaciones de segunda generación en China se conectan a líneas de media tensión para disponer de hasta 600 kW de potencia, lo que les permite realizar 30 intercambios por hora manteniendo el flujo de carga necesario (Xiao et al., 2022). Esta demanda concentrada plantea retos a las empresas distribuidoras: habrá que asegurar suministro eléctrico suficiente en los puntos donde se ubiquen estas estaciones.

En España, esto implica gestiones de conexión similares a las de los cargadores ultrarrápidos (>250 kW), que requieren estudios de capacidad de la red de baja/media tensión local, posible instalación de nuevos centros de transformación o refuerzos de líneas. Integrar las estaciones de intercambio sin comprometer la estabilidad de la red será un aspecto crítico, especialmente si proliferan en entornos urbanos o corredores con ya alta carga eléctrica.

Sin embargo, a diferencia de la carga directa de vehículos (donde la demanda es instantánea al enchufar muchos coches a la vez), en una estación de intercambio el operador tiene cierto grado de flexibilidad temporal para gestionar la recarga. Las baterías no necesitan ser cargadas inmediatamente al 100% en cuanto son extraídas; se puede planificar la carga escalonada a lo largo de horas, siempre y cuando para la próxima vez que se necesite una batería en esa estación haya suficientes unidades cargadas disponibles. Esto convierte a la estación en un sistema flexible, similar a un almacenamiento

estacionario desde el punto de vista de la red. En otras palabras, las estaciones de intercambio pueden desacoplar el momento de demanda del vehículo del momento de demanda a la red. Un coche que llega “vacío” obtiene inmediatamente una batería llena, pero la recarga de la batería vacía retirada ocurrirá más tarde bajo control del operador. Esto permite estrategias de smart charging: por ejemplo, cargar preferentemente en horas valle de la tarifa eléctrica o cuando haya excedentes de generación renovable. Un estudio de Alharbi et al. (2023) señala que la programación óptima de la carga en estaciones de intercambio puede reducir hasta un 30% el pico de carga en la red local en comparación con escenarios de carga rápida convencional, y además bajar costes operativos al aprovechar precios nocturnos.

Las estaciones pueden participar en servicios de red: agregadores podrían modular la carga de baterías (o incluso descargar algunas de vuelta a la red si cuentan con esa capacidad) para regular frecuencia o reducir picos, actuando como recursos flexibles. En este sentido, compañías como NIO ya exploran la funcionalidad Vehicle-to-Grid inversa (sería Battery-to-Grid, B2G) con sus estaciones, inyectando energía desde baterías cargadas a la red en momentos de gran demanda a cambio de incentivos. Esto convertiría las estaciones en activos de almacenamiento distribuido, con beneficios para la red eléctrica en su conjunto (por ejemplo, usar parte de las baterías como respaldo en un evento de pico de demanda).

Otro elemento a considerar, es la calidad de la alimentación eléctrica y electrónica de potencia asociada. Las estaciones de intercambio incorporan cargadores múltiples de alta potencia; estos deben cumplir códigos de red, normativa EMC, etc., para no introducir perturbaciones (armónicos, picos) en la red local. Normalmente se instalan cargadores bidireccionales con factor de potencia cercano a 1 y filtrado activo para minimizar distorsiones. Además, a nivel de instalación, se suelen incluir sistemas de almacenamiento intermedio o de apoyo: por ejemplo, baterías estacionarias o supercondensadores dentro de la estación. Estas unidades buffer pueden cargarse lentamente de la red y luego proporcionar potencia extra durante momentos de alta demanda de intercambio, reduciendo la carga instantánea sobre la red. También ayudan en casos de cortes breves de suministro, permitiendo terminar intercambios en curso de forma segura.

Algunos proyectos piloto (como estaciones en Beijing) han incorporado hasta 500 kWh de baterías estacionarias en paralelo a las de intercambio, actuando como pulmón energético. En España, dadas las altas penetraciones renovables, sería factible integrar paneles solares en las cubiertas de las estaciones o sus aparcamientos adyacentes: la energía solar diurna puede almacenarse en las baterías intercambiables o en un banco estacionario para luego usarse en intercambios nocturnos, aumentando la cuota de renovable consumida. De hecho, expertos señalan que el intercambio podría maximizar el aprovechamiento de la energía solar al mediodía – momento de excedentes en la red española – cargando la mayoría de baterías en esas horas y así ayudando a aplanar la curva de carga. Esto requerirá coordinación con distribuidoras y quizá tarifas dinámicas que premien esa carga en valle renovable.

En cuanto al impacto en la distribución, un despliegue masivo de swapping stations equivaldría a añadir nuevos grandes consumos en determinados nodos. Por ejemplo, imaginemos 50 estaciones en España, cada una con potencia de 0,5 MW: serían 25 MW adicionales, concentrados principalmente en áreas urbanas y corredores. Es una cifra manejable a nivel nacional, pero localmente podría requerir refuerzos. Las compañías eléctricas deberán analizar caso a caso: ubicaciones óptimas serían cerca de subestaciones o líneas con capacidad sobrante (p. ej., polígonos industriales o gasolineras en autopistas que ya cuentan con suministro trifásico robusto). Aquí puede haber sinergias: muchas estaciones de servicio tradicionales tienen potencia contratada alta (por iluminación, surtidores, cafetería, etc.) y conexión MT/BT; reconvertir o complementar esas ubicaciones con intercambio de baterías podría minimizar nuevas obras de acometida. En España hay unas 11.600 estaciones de servicio registradas, que podrían servir de referencia de puntos donde la infraestructura ya está orientada al suministro vehicular (Ministerio para la Transición Ecológica, 2021).

Un aspecto regulatorio relacionado es el de la figura del gestor de carga. En España, la normativa permite a operadores instalar puntos de carga y vender electricidad para vehículos (bajo ciertas condiciones, sin ser comercializadoras tradicionales). En el caso de intercambio, más que vender kWh, se estaría ofreciendo un servicio (alquiler temporal de batería cargada), lo cual podría encajar incluso fuera de la regulación de venta de energía – aunque en la práctica, a efectos de red, son consumidores significativos. Será importante clarificar con las autoridades si las estaciones de intercambio necesitarán licencias como suministradores energéticos o simplemente autorizaciones como instalaciones de alta potencia. Probablemente deban cumplir todos los requisitos eléctricos de seguridad (Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión o Baja Tensión según corresponda) y conexiones acordadas con distribuidora como cualquier gran punto de consumo.

Desde la perspectiva del diseño de estaciones, se incorpora también infraestructura auxiliar: transformadores, cuadros eléctricos, sistemas de refrigeración (tanto de las baterías durante la carga muchas tienen refrigeración líquida integrada que la estación activa – como climatización general del local para mantener temperaturas ideales de 20-25°C). Todo ello implica espacio físico y planificación. Algunas estaciones actuales están situadas en contenedores o módulos prefabricados que integran todos estos componentes, facilitando la instalación. Ample, por ejemplo, presume de un diseño modular que ocupa el espacio de unos pocos aparcamientos y no requiere obra civil pesada, conectándose a la red existente con mínimos ajustes. Aun así, en zonas con red débil, podría ser necesario desplegar infraestructura eléctrica dedicada, como líneas desde la red de media tensión más cercana.

Un último punto a destacar es que las estaciones de intercambio, al centralizar la carga, podrían reducir la cantidad de cargadores públicos necesarios para cierta flota de EVs. Si, hipotéticamente, cada estación swap atiende a cientos de vehículos diarios, esos vehículos no ocuparían cargadores rápidos tradicionales, liberando capacidad de la red en otras ubicaciones. En un escenario futuro mixto, el

swapping podría aliviar la presión sobre la infraestructura de carga pública, concentrando la demanda en nodos más controlados. No obstante, esto también crea puntos críticos: la caída o saturación de una estación swap impacta a muchos usuarios a la vez. De ahí que los operadores y las eléctricas deban asegurar alta disponibilidad eléctrica (mediante contratos de suministro con garantías de potencia, y sistemas SAI de respaldo local para emergencias).



Figura 9: Integración eléctrica de estaciones de intercambio de baterías. Fuente: elaboración propia (2025)

En conclusión, el reto eléctrico de las estaciones de intercambio en España será integrar grandes cargas flexibles de forma inteligente. Las soluciones pasarán por: dimensionar adecuadamente la conexión (aprovechando tarifas valle), usar almacenamiento intermedio para picos, implementar control inteligente de carga (smart charging algorithms), e incluso coordinarse con el operador del sistema para ofertar servicios auxiliares cuando haya baterías disponibles. Con estas medidas, estudios muestran que es factible que una red de estaciones de swapping conviva con la red eléctrica de manera sinérgica, ayudando a absorber excedentes renovables y reduciendo la necesidad de sobredimensionar infraestructuras de pico (Zhan et al., 2022; Alharbi et al., 2023). España, con su alta penetración de solar fotovoltaica, podría beneficiarse especialmente de esta flexibilidad, convirtiendo las estaciones de intercambio en aliados de la gestión de la demanda eléctrica.

3.5. Modelos de optimización para localización, tamaño y operación de estaciones

Determinar dónde ubicar las estaciones de intercambio, de qué tamaño/capacidad dotarlas y cómo operarlas óptimamente son cuestiones críticas que han motivado abundante literatura académica en los últimos años. Estos problemas pertenecen al ámbito de la investigación operativa y planificación de infraestructuras, y su resolución eficaz puede marcar la diferencia entre un sistema viable y uno con costes excesivos o nivel de servicio insuficiente.

- a) Localización óptima de estaciones: Se trata de decidir los puntos geográficos donde instalar estaciones, para atender a una determinada población de vehículos al mínimo coste o con máxima cobertura. Los modelos suelen tomar en cuenta la distribución espacial de la demanda de intercambios (por ejemplo, concentraciones de vehículos eléctricos, rutas frecuentes, ubicaciones de flotas como taxis o reparto) y buscan minimizar la distancia o tiempo que un usuario debe desviarse para realizar un swap. Un enfoque común son los modelos de cobertura máxima o p-medianas,

donde se intenta cubrir, con un número dado de estaciones, al mayor número de usuarios dentro de un radio o tiempo límite. Zhan et al. (2022) en su revisión clasifican estudios que aplican estos modelos de localización clásica al caso de battery swapping, indicando que muchos apuntan a que para lograr, por ejemplo, un 90% de cobertura de usuarios urbanos, haría falta ubicar estaciones en nodos estratégicos equivalentes a 60-70% de las gasolineras existentes.

En entornos urbanos, los sitios óptimos tienden a ser zonas céntricas con alta densidad vehicular o intersecciones de vías principales, mientras que en interurbanos suelen corresponder a áreas de servicio en autopistas (similar a dónde hoy se ponen cargadores rápidos). Un caso particular es la planificación para flotas específicas: por ejemplo, varios estudios chinos optimizan la localización de estaciones para taxis eléctricos, cuyo comportamiento de ruta y horarios se conoce. Estos modelos incorporan datos de GPS de taxis para identificar depósitos óptimos donde un taxi pueda desviarse mínimamente durante su jornada para hacer intercambios (He et al., 2020). Los resultados en Pekín y Shanghái sugieren que unas pocas estaciones estratégicamente situadas (p.ej., en aeropuertos, estaciones de tren y centros financieros) pueden abastecer a una gran parte de la flota taxi con tiempos <10 minutos.

En España, la localización deberá considerar tanto los corredores de larga distancia (para permitir viajes interurbanos, similar a la red de carga en autopistas) como las ciudades con mayor densidad de EV. Un enfoque inicial podría ser ubicar estaciones en Madrid, Barcelona y Valencia – que concentran buena parte del parque eléctrico – y en corredores como la A-2, A-3 y AP-7. Modelos de optimización podrían alimentarse con datos de matriculaciones EV por código postal, flujos de tráfico y ubicación de gasolineras existentes (como potenciales lugares a reutilizar). Cabe destacar que, según la literatura, la colaboración con estaciones de carga también es un factor: algunos modelos híbridos ubican intercambiadores junto a cargadores, para ofrecer ambas opciones según prefiera el usuario (Wang et al., 2022). Esto podría ser relevante en España, donde una estación de servicio multi-energía (convencional, carga rápida e intercambio) podría maximizar su uso.

- b) **Tamaño y capacidad de las estaciones:** Una vez decidida la ubicación, es necesario dimensionar cuántas bahías de intercambio (es decir, cuántos vehículos se pueden atender a la vez o en qué tiempo) y cuántas baterías de repuesto almacenar en cada estación. Este es un problema de inventario y colas. Por un lado, tener más baterías disponibles aumenta el nivel de servicio (menos probabilidad de llegar y no tener batería cargada lista), pero supone mayor inversión en baterías (coste capital inmovilizado). Por otro lado, más bahías o robots en paralelo permiten atender varios coches simultáneamente, reduciendo tiempos de espera, pero incrementan el coste de infraestructura. La optimización suele buscar un equilibrio que garantice un nivel de servicio objetivo (por ejemplo, 95% de los clientes sin esperas mayores a 5 min) al mínimo coste. Muchos autores modelan cada estación como un sistema de colas M/M/s (arribos de vehículos según cierta tasa, servicio con s servidores robots – y tiempo medio de swap), o variantes más complejas con procesos de batch (ya

que en ciertos casos un robot puede manejar un vehículo a la vez pero cargar múltiples baterías en paralelo). A partir de ahí, simulan diferentes tamaños. Por ejemplo, Zhou et al. (2021) hallaron que para una estación atendiendo 100 vehículos hora, tener 2 bahías de intercambio y 12-15 baterías de repuesto era óptimo para mantener esperas <3 minutos en el 95% de los casos. Añadir una tercera bahía reducía la espera marginalmente pero no compensaba en coste. En general, la literatura sugiere ratios de 1,5 a 2 baterías por vehículo atendido diariamente para no agotar stock. Es decir, si se espera que una estación sirva a 200 coches distintos al día, tendría quizás 300-400 baterías en rotación (sumando las que están dentro de coches y las disponibles), lo cual implica que cada coche comparte baterías con otro 0,5-1 coche más. Better Place en su momento estimaba necesitar 2 baterías por coche para asegurar cobertura, mientras que NIO, con mayores autonomías, maneja cifras en torno a 1,3–1,5 baterías por suscriptor de BaaS.

Los modelos de optimización de capacidad también incorporan estrategias de carga: cuántos cargadores y a qué potencia cargar en cada estación. Shao et al. (2022) plantean un modelo MILP donde deciden simultáneamente la ubicación, el número de baterías y la potencia de cargadores por estación, minimizando costo total sujeto a restricciones de calidad de servicio. Sus resultados en un caso de estudio indicaron que es preferible instalar más baterías que más potencia, es decir, sobredimensionar algo el inventario y cargar a potencias medias, antes que tener menos baterías y tener que cargarlas a máxima potencia. Esto reduce los picos de demanda eléctrica y el estrés de las baterías, a un costo ligeramente mayor de capital (más baterías) pero menor costo operativo eléctrico.

Para el contexto español, esto podría significar priorizar estaciones con suficiente stock para abastecer horarios pico (p. ej. operación retorno de vacaciones en una autovía) sin requerir subidas brutales de potencia instantánea. Modelos de optimización estocástica también analizan la variabilidad horaria: Zhan et al. (2022) mencionan métodos metaheurísticos (como algoritmos genéticos y simulated annealing) que, alimentados con perfiles de demanda aleatorios, buscan configuraciones robustas de tamaño de estación para cumplir objetivos con alta probabilidad.

- c) Modelos de operación y gestión: Una vez instaladas las estaciones, surge el problema de la operación óptima día a día. Esto abarca desde la programación de la carga de baterías (ya comentada, como un problema de optimización energética) hasta políticas de asignación de baterías a usuarios. Algunos trabajos han propuesto modelos de control en tiempo real para minimizar los costos de energía: por ejemplo, Cui et al. (2023) presentan un algoritmo que decide en cada intervalo de 15 minutos cuántas baterías cargar en cada estación y a qué ritmo, de modo de aplanar la curva de consumo y aprovechar precios bajos, sujeto a que la probabilidad de quedarse sin baterías cargadas disponible sea muy baja. Simulaciones en un entorno de smart grid mostraron ahorros de 20% en coste de electricidad con este enfoque, sin penalizar el servicio. Otro aspecto operativo optimizable es la logística de redistribución mencionada en el apartado anterior: cuándo y cuántas baterías mover de una estación

a otra o al taller central. Este es esencialmente un problema de ruteo de vehículos (VRP) acoplado con gestión de inventario.

En la literatura aparece formulado como Location-Routing Problem cuando se decide localización junto a rutas de reaprovisionamiento (Ma et al., 2025, para redes de intercambio en flotas de motos eléctricas). Para coches, si en España un mismo operador gestiona múltiples estaciones, podrían optimizar rutas nocturnas de camiones llevando baterías desde estaciones con superávit (p.ej., menos intercambios de lo previsto ese día, muchas quedaron cargadas) hacia otras que al día siguiente tendrán alta demanda (p.ej., estaciones en costas en operación salida). Estos modelos integran pronósticos de demanda geoespacial.

- d) Énfasis en literatura reciente: Gran parte de las publicaciones 2020-2025 han refinado los modelos anteriores incorporando más criterios. Por ejemplo, modelos multi-objetivo que balancean costo económico y nivel de servicio. Zhan et al. (2022) resumen que algunos trabajos plantean objetivos dobles: minimizar coste total (infraestructura + operativo) y minimizar tiempo de espera de usuarios. Para resolver esto, se usan algoritmos genéticos multi-objetivo (NSGA-II, etc.) obteniendo un frente de Pareto de soluciones. La toma de decisión final puede ponderar más un criterio según la prioridad (p.ej., una administración pública podría dar más peso al servicio, una empresa privada al costo). Un estudio muy reciente de Ma et al. (2025) aplicó redes neuronales (MLP) integradas con algoritmos genéticos para acelerar la búsqueda de soluciones óptimas en un modelo de localización de estaciones en ciudad. Sus resultados en una ciudad mediana de China mostraron que con este enfoque se alcanzó un 94,3% de cobertura de demanda con un conjunto optimizado de estaciones, mejorando más de 12 puntos porcentuales la cobertura respecto a métodos tradicionales, y con un 85% de utilización de las estaciones – lo que indica un buen equilibrio entre no sobredimensionar pero tampoco saturar las instalaciones. Este tipo de técnicas avanzadas (IA + optimización) seguramente se aplicarán también en la planificación de redes de swapping en Europa conforme haya más datos de uso real.



Figura 10: Modelos de optimización para localización, tamaño y operaciones. Fuente: elaboración propias (2025).

En el contexto español, la literatura específica aún es escasa debido a que el concepto es nuevo en nuestro país. Sin embargo, podemos apoyarnos en estos desarrollos internacionales. Un plan óptimo podría requerir, por ejemplo: (1) determinar número y localización de estaciones necesarias para

cubrir, digamos, el 80% de los desplazamientos de VE de largo recorrido (esto podría ser un objetivo nacional para facilitar viajes sin ansiedad de autonomía); (2) dimensionar en cada estación cuántas baterías y qué potencia instalar, considerando la demanda local estimada (quizá más baterías en estaciones de autopista debido a picos estacionales, etc.); (3) diseñar las estrategias operativas de carga de baterías para minimizar costes en el mercado eléctrico español (aprovechando tarifa valle nocturna PVPC o acuerdos bilaterales renovables); (4) planificar la expansión en fases – primero corredores principales, luego “rellenar” áreas urbanas de alta demanda – recalculando en cada fase la optimización con los nuevos datos de uso reales.

En definitiva, los modelos de optimización proveen herramientas cuantitativas para enfrentar los retos logísticos: ayudan a asegurar que la infraestructura de intercambio esté ubicada donde se necesita, con el tamaño justo, y operando eficientemente. La literatura académica reciente aporta metodologías que España puede aplicar en proyectos piloto y en escalados posteriores, garantizando que la red de estaciones se despliegue de forma rentable y con alto nivel de servicio. De hecho, en la propia convocatoria Moves Singulares que financió a Ample, uno de los requisitos es presentar un estudio de viabilidad técnico-económica – es de esperar que incluyera análisis de ubicación y dimensionamiento óptimos para Madrid, lo cual podría sentar un precedente metodológico nacional.

3.6. Barreras regulatorias y normativas en España

La introducción del intercambio de baterías en España no solo enfrenta retos técnicos, sino también un marco regulatorio y normativo inicialmente no pensado para este modelo. Identificar y superar estas barreras será clave para su implementación exitosa. A continuación, se analizan las principales cuestiones regulatorias: licencias e inspecciones, seguridad industrial, interoperabilidad y estandarización, propiedad de las baterías, y aspectos legales de la comercialización de la energía.

3.6.1. Licencias de actividad y seguridad industrial

Una estación de intercambio de baterías es, en la práctica, una instalación industrial que almacena y maneja cantidades significativas de energía electroquímica. En España, cualquier instalación que almacene grandes baterías de litio puede estar sujeta a normativas de seguridad de instalaciones (posible aplicación de reglamentos APQ Almacenamiento de Productos Químicos – si se superan ciertos umbrales de energía equivalente, dada la inflamabilidad de los electrolitos). Aunque actualmente no hay una categoría específica para “estación de intercambio” en la normativa, probablemente deba tramitarse como una actividad industrial/energética con su correspondiente licencia municipal y autorización de industria.

Esto incluiría estudio de impacto ambiental (si procede), planes de seguridad contra incendios (las baterías Li-ion requieren sistemas de extinción especiales, como inundación con agua o espumas, y cortafuegos entre módulos para prevenir propagación de fuga térmica) y cumplimiento de la

reglamentación eléctrica (certificación de cuadros, protecciones, compatibilidad electromagnética, etc.). A nivel de seguridad eléctrica, las estaciones deberán seguir las Directivas europeas de Baja Tensión, Compatibilidad Electromagnética y Máquinas, aplicables por ejemplo a los sistemas robotizados y de carga.

Un informe técnico reciente (DNV, 2022) señalaba algunas lagunas en la normativa de seguridad: por ejemplo, la necesidad de armonizar la IEC 62840-3 (norma específica de seguridad en intercambio, aún en desarrollo) con las directivas existentes, y establecer procedimientos de emergencia claros. En España habrá que traducir esto a requisitos claros en los reglamentos técnicos. No existe todavía un protocolo oficial de inspección para una estación de intercambio, por lo que inicialmente se podría asimilar a una electrolinera con maquinaria especial, requiriendo verificación por un Organismo de Control Autorizado (OCA) tanto de la instalación eléctrica de recarga como de los sistemas de elevación/robot (similar a inspeccionar un ascensor o un equipo de elevación, bajo normativa de máquinas). Esta falta de precedentes administrativos podría ralentizar las primeras instalaciones hasta que las autoridades desarrollen criterios específicos.

3.6.2. Interoperabilidad y metrología

Desde el punto de vista normativo, un obstáculo es la ausencia de un estándar legalmente obligatorio sobre interoperabilidad. Si cada estación solo sirve a cierto fabricante, ¿deben las autoridades intervenir? Por analogía con las gasolineras (donde todas suministran combustibles estándares aptos para cualquier coche) o los cargadores (donde en Europa se impone conector CCS2 estándar abierto), podría argumentarse que a largo plazo se buscará que las estaciones de intercambio sean abiertas a cualquier usuario bajo estándares comunes. La UE, a través del Reglamento de infraestructura de combustibles alternativos (AFIR) aprobado en 2023, establece obligaciones para puntos de carga pública, pero no menciona explícitamente el intercambio de baterías.

Esto significa que, de momento, la regulación no obliga a interoperar. Podría darse inicialmente un modelo cerrado (p. ej., estaciones de NIO solo para coches NIO, de Ample/Stellantis solo para sus vehículos). Si bien esto no es ilegal, podría limitar la competencia y la eficiencia del sistema. Una posible acción regulatoria en España sería seguir de cerca la estandarización IEC/DIN y, cuando esté madura, incorporar a la normativa UNE requisitos de “intercambiabilidad”: por ejemplo, definir en una futura ITC-BT o en un real decreto que las nuevas baterías de vehículos que opten a ciertos incentivos deben cumplir con X estándar físico para ser intercambiables. Este tipo de medida incentivaría a fabricantes a unirse a estándares comunes. No obstante, es un terreno delicado porque obliga a coordinación industrial. Por ahora, España opta por apoyar proyectos piloto (como la subvención Moves Singulares mencionada) más que por regulación dura en este aspecto.

Relacionado con interoperabilidad está la metrología y facturación. En la carga convencional, las estaciones públicas deben instalar contadores homologados para medir kWh suministrados si van a tarificarlos (normativa de metrología legal MID). En el caso de intercambio, el cliente no compra kWh directamente, sino que podría estar pagando un servicio o suscripción. Aun así, puede haber implicaciones: por ejemplo, para transparencia, quizá se deba informar cuántos kWh tenía la batería entregada vs devuelta, o en modelos de pago-por-energía intercambiada se necesitaría medición. Actualmente Europa no ha definido cómo meter esto en la legislación de metrología. España podría necesitar adaptaciones si un día se decide que el swap pague “por energía” en vez de tarifa plana.

3.6.3. Propiedad de la batería y derechos del consumidor

Un tema legal novedoso es el de la propiedad de las baterías. En el modelo de intercambio típicamente la batería es propiedad del operador (o de un pool gestionado por él), y el usuario del vehículo o bien paga un alquiler mensual (modelo Battery as a Service), o paga por cada swap realizado, pero nunca es dueño permanente de ninguna batería. Esto difiere del esquema tradicional donde la batería es parte integrante del vehículo adquirido. Jurídicamente, en España nada impide vender vehículos sin batería o con batería en leasing – de hecho, ya ocurrió con algunos modelos (Renault Zoe ofrecía alquiler de batería). Pero surgen preguntas: ¿cómo se refleja esto en la homologación del vehículo? Un coche eléctrico obtiene su homologación de tipo con una batería específica que cumple ciertos requisitos (peso, seguridad). Si ese coche va a usar baterías intercambiables, todas las baterías compatibles deberán cumplir esas especificaciones. ¿Puede un usuario instalar una batería distinta a la original y mantener la homologación? Normalmente, cambiar componentes fundamentales requiere que sean piezas originales o equivalentes homologadas. En el caso del swapping, presumiblemente las baterías del pool serían todas del mismo tipo homologado para ese vehículo o familia de vehículos.

Esto deberá gestionarse cuidadosamente: podría necesitarse certificar las baterías como repuestos oficiales multi-marca si aplicara. Las autoridades de homologación (p. ej. IDIADA o Ministerio de Industria) tendrían que avalar que el uso de baterías intercambiables no invalida la conformidad del vehículo con la normativa de seguridad (colisiones, aislamiento eléctrico, etc.). Afortunadamente, los estándares emergentes incluyen requisitos de compatibilidad que facilitarían esto.

Para el consumidor, también hay consideraciones de garantía y responsabilidad. Si una batería intercambiada causa un problema en el vehículo (por ejemplo, un fallo que daña el sistema eléctrico del coche), ¿quién responde? El fabricante del vehículo podría alegar que se usó una batería “no suya”; el operador de la batería deberá tener seguros de responsabilidad. Sería deseable un marco claro de responsabilidad: por ejemplo, que las baterías en swapping estén certificadas por los fabricantes de vehículos como aptas, y que el operador asegure su estado, de modo que cualquier incidencia quede cubierta sin dejar al usuario en indefensión.

La legislación de consumo española seguramente requerirá que se informe al comprador del vehículo de las condiciones del servicio de batería (duración de alquiler, garantías de disponibilidad, etc.). De hecho, ya el Reglamento de baterías de la UE obligará a transparencia en estado de salud de baterías de segunda mano – algo que aplicaría cuando un usuario devuelva una batería y tome otra, querrá estar seguro de que no le dan una batería excesivamente degradada respecto a la que entregó. Quizá en el contrato se estipule una equivalencia mínima (por ejemplo, “se garantiza que la batería suministrada tendrá una capacidad igual o superior al 90% de la nominal del modelo”).

3.6.4. Barreras administrativas y de mercado energético

Otra barrera posible es que las figuras regulatorias actuales no contemplan bien la venta de “energía enlatada”. Un operador de swapping compra electricidad a la red, la almacena en baterías y luego la cede a un usuario en forma de batería cargada. ¿Está vendiendo energía (lo que requeriría ser comercializador licenciado)? ¿O está vendiendo un servicio de movilidad? La CNMC en España ha clarificado que en la carga de vehículos, cobrar por kWh no te hace comercializador siempre que la actividad principal sea servicio de carga. En el swapping, posiblemente se siga la misma lógica: se cobraría por swap, posiblemente proporcional a la energía entregada, pero sin exigir las mismas obligaciones que a una eléctrica. Aún así, es un área gris donde sería conveniente un pronunciamiento específico para dar seguridad jurídica a inversores.

Asimismo, estaría el tema fiscal: la electricidad tiene peajes e impuestos, pero ¿y si se “embebe” en una batería y se suministra luego? Podría verse como transformación de un bien. Lo más probable es que simplemente se considere un servicio y lleve el IVA normal (21%) como cualquier otro, evitando complicaciones adicionales.

3.6.5. Incentivos y normativas de apoyo

Por último, cabe señalar que actualmente los planes de incentivo (Planes MOVES) subsidian puntos de carga, pero no contemplaban explícitamente estaciones de intercambio. Esto ya está cambiando: el MOVES Singulares II financió con 9,76 millones de euros el proyecto de Ample en España, reconociendo así la importancia innovadora del swapping. A futuro, sería deseable incorporar explícitamente el intercambio de baterías en la planificación estratégica (por ejemplo, en la Estrategia de Movilidad Eléctrica o en el PNIEC) como una solución complementaria a la carga.

También habrá que adaptar normativas locales: ordenanzas municipales para instalar este tipo de infraestructura (posiblemente en gasolineras existentes, aparcamientos o suelo industrial) y gestión de residuos de baterías a gran escala, asegurando que los operadores cumplan con la directiva de Responsabilidad Ampliada del Productor (en este caso, el operador que importa o adquiere baterías para su red tendría obligaciones de reciclar un porcentaje al final de su vida, etc., según el Reglamento UE 2023/1542).

Licencias e inspecciones:

Las estaciones de intercambio no están contempladas específicamente en la normativa actual. Se tramitan como instalaciones industriales, lo que implica autorización municipal, cumplimiento de reglamentos eléctricos y de seguridad (como APQ o seguridad contra incendios), e inspecciones por OCA. La ausencia de protocolos específicos puede generar incertidumbre y demoras administrativas.

Seguridad eléctrica e industrial:

Las estaciones manejan grandes cantidades de energía y equipamiento robotizado. No existe aún armonización completa con normas específicas como la IEC 62840-3. Es necesario integrar requisitos de protección, extinción de incendios y compatibilidad electromagnética en la normativa nacional para garantizar seguridad operativa.

Interoperabilidad y estandarización:

Actualmente no hay obligación legal de que las estaciones sean compatibles entre marcas. Esto permite modelos cerrados (solo NIO, solo Ample), lo cual limita la eficiencia del sistema. A futuro, podría promoverse la interoperabilidad mediante requisitos técnicos en normativa UNE, especialmente si se asocian a incentivos públicos.

Comercialización de energía y fiscalidad:

No está claro si el servicio de intercambio debe considerarse como venta de energía (lo que exigiría ser comercializador autorizado) o como servicio de movilidad. La CNMC ha admitido cierta flexibilidad en modelos de carga, pero se requiere un pronunciamiento específico para battery swapping, especialmente ante modelos de facturación por energía entregada.

Derechos del consumidor y propiedad de la batería:

El usuario no posee la batería, lo que implica nuevas condiciones contractuales (modelo BaaS). Se requiere asegurar la equivalencia mínima de capacidad, cobertura por daños y trazabilidad del estado de salud. La legislación de consumo deberá garantizar que el usuario no reciba una batería degradada sin compensación o información transparente.

Tabla 1: Resumen barreras regulatorias principales. Fuente: elaboración propia (2025).

En síntesis, las barreras regulatorias en España son superables, pero requieren actualizaciones normativas y clarificaciones. No hay prohibiciones explícitas para el intercambio de baterías, pero la falta de figuras jurídicas específicas podría generar incertidumbres iniciales. Se deberán concretar aspectos de licencia, seguridad, interoperabilidad y régimen comercial. Aprender de la experiencia en otros países (China, Noruega, etc.) ayudará a acelerar estos ajustes. Con el respaldo gubernamental ya demostrado en proyectos piloto y la alineación con las nuevas normas europeas de baterías, es previsible que España logre desarrollar un marco propicio. De hecho, la llegada de las primeras estaciones en 2025 sirve de caso de estudio para que administraciones y reguladores identifiquen qué vacíos legales llenar. A medida que el modelo demuestre su utilidad – reduciendo tiempos de carga y potenciando flotas eléctricas – la normativa irá adaptándose para integrar el intercambio de baterías como una pieza más del ecosistema de movilidad eléctrica nacional.

3.7. Métricas e indicadores clave (KPIs) para cuantificar estos retos

Para evaluar y monitorear adecuadamente la implementación de estaciones de intercambio de baterías, es esencial definir métricas clave de rendimiento (KPIs) que abarquen los distintos ejes: técnico, económico, logístico y medioambiental. A continuación, se proponen los principales indicadores en cada categoría, junto con valores de referencia obtenidos de la literatura y pilotos actuales, los cuales permiten dimensionar los retos identificados:

3.7.1. Indicadores técnicos y operativos:

- Tiempo de intercambio por vehículo: Es el indicador estrella de performance técnica. Corresponde al tiempo promedio que tarda el proceso desde que el vehículo se posiciona hasta que sale con la batería nueva. Actualmente, los mejores sistemas logran 3 minutos (NIO segunda generación), aunque típicamente se cita 3–5 minutos como rango estándar en turismos. El reto es mantener este tiempo bajo incluso con vehículos distintos y a plena capacidad de la estación. Un KPI asociado es el tiempo de espera para el usuario si llega y todos los robots están ocupados – idealmente cercano a 0 en la mayoría de casos (p.ej., que 95% de los swaps ocurran sin espera >1 min).

- Tasa de éxito del intercambio: Mide el porcentaje de intercambios completados sin incidencia técnica (reintentos, errores de acople, etc.). Debería ser $\geq 99\%$. En estaciones NIO se reportan tasas de éxito muy altas gracias a la precisión de los sistemas. Cualquier valor menor indicaría problemas de calibración o compatibilidad que deben subsanarse.

- Disponibilidad de la estación: Porcentaje de tiempo que la estación está operativa y disponible al público. Un objetivo razonable es $>99\%$ del tiempo de actividad. Implica considerar tiempos de mantenimiento programado o averías. Esta métrica cuantifica la fiabilidad; cada bajada es crítica al ser infraestructura centralizada.

- Número de swaps diarios por estación: Indica la capacidad operativa. Según datos reales, una estación puede realizar 50-100 swaps al día en escenarios actuales, con máximos teóricos de 300 si estuviera funcionando casi continuamente. Este KPI combinado con el tiempo de intercambio revela la utilización: por ejemplo, 100 swaps/día de 5 min implica 500 min de operación, un 35% del tiempo disponible – hay margen antes de saturar. En España inicialmente este número será bajo por la flota limitada, pero a medida que crezca servirá para planificar expansiones (umbral en que se requiera ampliar capacidad o añadir estaciones nuevas).

- Tasa de rotación de inventario de baterías: Cuántas veces al día, en promedio, cada batería del pool es intercambiada. Un valor alto significa uso intenso (por ej., 0.5 veces/día implicaría que cada batería se usa en un swap cada 2 días). Este indicador ligado a la degradación: si rota demasiado, las baterías ciclarán más rápido. Operadores pueden fijar un rango óptimo (ni infrautilización ni sobreutilización).

3.7.2. Indicadores económicos:

- Coste por intercambio (€ por swap): Es una métrica sintética clave para comparar con alternativas (carga rápida, etc.). Incluye costos operativos y amortización de la estación por swap realizado. Estimaciones actuales varían: NIO en China, al cobrar swaps extra fuera de sus planes, fijaba en 2023 unos 30-40 CNY (4-5 €) por swap a clientes sin suscripción, aunque ese precio no refleja necesariamente el coste real. Algunas fuentes apuntan a un coste operativo en torno a 8-12 € por swap

en estaciones con volumen medio. El reto es reducir este coste, que depende de: precio electricidad por kWh, eficiencia de carga, coste de personal y prorrateo de infraestructura. A medio plazo, lograr un coste por swap comparable al de una recarga rápida sería indicador de competitividad.

- CAPEX por estación (€): Inversión inicial para desplegar una estación. Incluye equipamiento, obra civil, stock inicial de baterías, conexión eléctrica. Según datos discutidos, ronda 200.000–300.000 € para estaciones de automóviles actuales (sin contar terreno). Un KPI derivado puede ser CAPEX por capacidad (€/batería en stock o €/swap diario). Este indicador deberá monitorearse a la baja con economías de escala.

- OPEX anual por estación (€): Costes de operación: electricidad, alquiler de local, mantenimiento, seguros, personal. CarNewsChina (2025) reportó ~400.000 CNY (~50.000 €) anuales por estación en China. En España, el mayor componente será electricidad. Optimizar la carga en horas baratas reduce ese gasto. Este KPI medirá eficiencia operativa: su reducción mejora la sostenibilidad económica del modelo.

- Coste por km para el usuario (€/km): Desde la perspectiva del usuario, combina tarifa de swapping con eficiencia del vehículo. Si un swap (que entrega ~300 km de autonomía) cuesta X euros, el coste por km = $X/300$. Por ejemplo, 10 € por swap serían 0,033 €/km, comparable o inferior al coste por km de cargar en casa, y muy inferior al de combustible fósil. Este indicador incide en la propuesta de valor del intercambio frente a otras opciones de recarga.

3.7.3. Indicadores logísticos:

- Nivel de servicio (% demandas satisfechas): Porcentaje de intentos de intercambio que pueden ser atendidos inmediatamente con batería disponible. Idealmente 100% en condiciones normales. Si la demanda supera al stock disponible en un momento dado, bajaría. Se suele fijar un objetivo como 99% (lo que implica muy raramente tener que decir al cliente que espere a que termine de cargar alguna batería). Mantener este KPI alto requiere dimensionamiento e inventario adecuados.

- Número de baterías en pool por estación: Indicador de tamaño de inventario. Como se mencionó, puede medirse en relación a la demanda atendida. Un valor de referencia es 1,5 baterías por vehículo atendido diariamente, pero debe ajustarse según patrones de uso. Este KPI sirve para vigilar la eficiencia de capital: demasiadas baterías ociosas encarecen el sistema, pocas baterías reducen servicio.

- Tiempo promedio de espera en estación: Si bien el objetivo es cero, en momentos pico puede haber pequeñas colas. Se medirá la espera media y quizás percentiles. Este KPI combina factores de tamaño de estación y llegada de usuarios, y se usa para detectar necesidad de ampliar capacidad si empieza a crecer.

- Tasa de utilización de baterías (%): Porcentaje del tiempo que las baterías están efectivamente en uso (ya sea en un vehículo o cargando) versus almacenadas totalmente cargadas sin usar. Un valor bajo indicaría inventario sobredimensionado; uno demasiado alto (>90%) indicaría poco margen y riesgo de agotar stock. Probablemente un rango deseable sea 60-80%.

- Rotación de stock entre estaciones (traslados/mes): Si se implementa logística de reequilibrio, se puede medir cuántas baterías se trasladan entre estaciones al mes. Cero sería ideal (cada estación autosuficiente), pero probablemente haya algunos movimientos. Minimizar este número reduce costes logísticos; si es alto, indica desajustes en planificación de ubicación o tamaño.

3.7.4. Indicadores medioambientales:

- Energía renovable utilizada (%): Porcentaje de la electricidad consumida por las estaciones que proviene de fuentes renovables (ya sea por conexión a red verde o autoproducción solar). Un alto porcentaje mejora el impacto ambiental. Si se instalan paneles solares en estaciones, este KPI medirá su aporte. Podría aspirarse a >50% renovable, en línea con la red española promedio, o más si se incluyen baterías de apoyo para cargar en valle diurno.

- Ahorro de CO₂ vs alternativas (tCO₂): Se puede calcular la reducción de emisiones lograda gracias al swapping. Por ejemplo, por evitar uso de generadores diésel de apoyo (al gestionar bien la carga) o por permitir baterías más pequeñas en vehículos (lo que ahorra CO₂ de fabricación). Un estudio de la International Energy Agency (2022) indicó que el intercambio podría reducir ~10% las emisiones del ciclo de vida de un VE promedio si optimiza la carga en horarios limpios. Este KPI, difícil de medir directamente, puede ser importante para justificar políticas de apoyo (t CO₂ evitadas por estación/año).

- Tasa de reutilización y reciclaje de baterías (%): Proporción de baterías retiradas de la flota de swap que son reutilizadas en segunda vida o recicladas correctamente. Idealmente 100% deben ser recogidas y tratadas (frente a la situación dispersa donde algunas podrían perderse). Este KPI demostrará la contribución a la economía circular. La normativa EU exigirá tasas de recuperación de materiales (por ejemplo, reciclar >70% del peso de la batería en 2030), que el operador deberá cumplir.

- Impacto en la red (kW de pico evitados): Un indicador para las eléctricas: cuánta potencia pico se está reduciendo gracias a la gestión inteligente. Si una estación tiene 500 kW instalado pero su pico real gracias a la gestión es solo 300 kW, se puede decir que 200 kW han sido “evitados” en carga simultánea. Sumando todas, se ve el beneficio sistémico. Alternativamente, medir la variación de factor de carga de la red local antes y después de implementar estaciones. Un factor de carga más estable (menos diferencia entre valle y punta) indica éxito en integración armoniosa.

Estos KPIs permiten cuantificar los retos: por ejemplo, si el tiempo de intercambio sube por encima de 5 min, indicaría posibles cuellos de botella técnicos; si el coste por swap no baja con la escala, alertaría

de problemas económicos; si el nivel de servicio cae, revelaría insuficiencia de baterías o estaciones, etc. Monitorearlos ayudará a guiar tanto las mejoras tecnológicas (más automatización, mayor eficiencia) como las decisiones de inversión y las políticas de apoyo (incentivos para mejorar ciertos indicadores, como bonificar uso de renovables o reciclaje).



Figura 11: Indicadores y valores de referencias. Fuente: elaboración propia (2025).

En conclusión, el despliegue de estaciones de battery swapping en el contexto español deberá evaluarse integralmente mediante estos indicadores concretos, evitando quedarse en generalidades. Solo con datos e hitos medibles se podrá afinar la propuesta e identificar tempranamente qué aspectos presentan desviaciones. Afortunadamente, la base de conocimiento global proporciona ya valores de referencia valiosos – la tarea será contextualizarlos a la realidad de España (patrones de uso locales, costes energéticos, etc.) y apuntar a mejoras progresivas que aseguren que esta innovadora solución logística y tecnológica cumpla con las expectativas a todos los niveles: técnico, económico, de servicio al usuario y ambiental.

3.8. Conclusiones de los retos logísticos y tecnológicos

La implantación del modelo de intercambio de baterías representa un cambio de paradigma en la movilidad eléctrica, con un elevado potencial para reducir los tiempos de espera, mejorar la utilización de los activos energéticos y contribuir a una gestión más inteligente y sostenible del sistema eléctrico. No obstante, dicho modelo conlleva una serie de retos logísticos y tecnológicos que deben ser abordados con rigor técnico y planificación estratégica.

Desde la falta de interoperabilidad entre fabricantes hasta los altos costes iniciales de automatización, pasando por la complejidad de la trazabilidad y la gestión del ciclo de vida de las baterías, el despliegue de estaciones de intercambio exige un enfoque sistémico. La adecuada integración con la red eléctrica, el cumplimiento de los requisitos normativos y la utilización de herramientas de optimización avanzada para el dimensionamiento y operación son elementos clave para garantizar su éxito.

En el caso de España, el contexto regulatorio está en proceso de adaptación, y los primeros pilotos (como el de Ample en Madrid) permitirán obtener información valiosa para perfilar futuras normativas y modelos de negocio. La definición y seguimiento de indicadores técnicos, económicos, logísticos y medioambientales permitirá evaluar de forma objetiva la eficacia del sistema, detectar áreas de mejora y orientar las decisiones de inversión pública y privada.

Este capítulo, por tanto, constituye el núcleo técnico del trabajo, al identificar y cuantificar los principales retos que deben resolverse para que el modelo de battery swapping sea viable. Introduce el siguiente capítulo, donde se abordará el diseño de un plan de negocio sostenible, incorporando estrategias de financiación, alianzas público-privadas y escenarios económicos. La visión integrada que aporta el capítulo 3 permite justificar técnica y logísticamente las decisiones estratégicas que se desarrollarán en el capítulo 4, asegurando que el plan de negocio se basa en una comprensión profunda de las capacidades y limitaciones reales de la infraestructura de intercambio.

Capítulo 4. Plan de negocio

En este capítulo desarrolla un plan de negocio para implantar una red de estaciones de intercambio de baterías en España, enfocado al servicio *Battery as a Service* (BaaS) en vehículos eléctricos. El objetivo es abordar barreras clave de la electromovilidad –autonomía, tiempo de carga e infraestructura– mediante estaciones donde un vehículo eléctrico puede sustituir en minutos su batería descargada por otra completamente cargada. Esta propuesta se alinea con la ambición nacional de acelerar la movilidad eléctrica, en un contexto donde España busca alcanzar 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030, brindando una solución complementaria a la red de carga convencional.

El plan de negocio se estructura en varios ejes. Primero, se analiza el mercado español de electromovilidad y servicios energéticos, evidenciando el crecimiento de vehículos eléctricos e infraestructura, así como las oportunidades para el intercambio de baterías como alternativa innovadora. Después, se delimitan estrategias de financiación sostenibles que combinan fuentes públicas (subvenciones y fondos europeos) y privadas (inversión de empresas energéticas, *venture capital*, etc.) para garantizar la viabilidad económica del proyecto. Asimismo, se propone un esquema de alianzas estratégicas con fabricantes de automóviles, empresas eléctricas, petroleras, operadores de flotas y administraciones públicas, reconociendo que la colaboración multisectorial será crucial para escalar el modelo BaaS con éxito.

En términos operativos, se describe una estructura organizativa orientada a la eficiencia: la empresa operadora de la red gestionará las estaciones, el inventario de baterías y la relación con los usuarios bajo un modelo de suscripción. Se presenta un modelo financiero preliminar que, aplicando la lógica BaaS, proyecta las inversiones necesarias (estaciones y baterías), los ingresos recurrentes por suscripciones y servicios, los costes operativos y el horizonte de recuperación de la inversión. Finalmente, se realiza un análisis de riesgos –regulatorios, tecnológicos, operativos y financieros– identificando palancas de mitigación, como estandarización tecnológica, apoyos institucionales y acuerdos con socios estratégicos. En síntesis, este plan de negocio plantea que una red de intercambio de baterías, inspirada en casos de éxito internacionales (NIO, Aulton, Ample), puede desarrollarse en España de forma sostenible, contribuyendo a un modelo de movilidad eléctrica innovador y plenamente alineado con la transición energética del país.

4.1. Análisis del mercado español de electromovilidad y servicios energéticos

El mercado español de vehículos eléctricos (VE) se encuentra en una etapa de crecimiento sostenido pero enfrenta importantes retos para alcanzar los objetivos trazados para 2030. En 2024, las matriculaciones de turismos electrificados (incluyendo eléctricos puros e híbridos enchufables) rondaron las 116 mil unidades, representando aproximadamente un 11,4% de cuota de mercado en

ventas de coches nuevos. Aunque esta penetración ha aumentado en los últimos años, España aún se sitúa por debajo de la media europea en movilidad eléctrica –el indicador global de electromovilidad de España es 15,5 sobre 100 frente a 29 en Europa – lo que evidencia margen de mejora en adopción de VE e infraestructura asociada. En términos acumulados, los vehículos eléctricos en circulación aún representan poco más del 1% del parque móvil nacional, reflejando que la electrificación del transporte apenas empieza.

No obstante, la dirección estratégica es clara: la última actualización del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)* elevó la meta a 5,45 millones de vehículos eléctricos para 2030, sobrepasando la previsión anterior de 5 millones. Este objetivo, aunque ambicioso, está en línea con la política europea de descarbonización del transporte y sitúa a la electromovilidad como pilar para reducir emisiones en España.

Paralelamente, la infraestructura de recarga pública experimenta una expansión acelerada pero todavía insuficiente. A finales de 2024 operaban en España unas 38.700 estaciones de recarga públicas, tras un crecimiento del 32% ese año. Sin embargo, aún existen miles de puntos instalados que no están operativos por trámites o conexiones pendientes. Si todos entrasen en servicio, se dispondría de unos 50.000 puntos, acercándose al objetivo intermedio (64.000 para 2024) aunque por debajo de las necesidades proyectadas a medio plazo (Anfac, 2025). Esta carencia de infraestructura de carga adecuada y distribuida es reconocida como un obstáculo por los usuarios, junto con la autonomía limitada y el coste de adquisición de los VE. Precisamente, estas tres barreras –autonomía, infraestructura de carga y coste– son críticas en la percepción pública y frenan una adopción más rápida de la electromovilidad.

En este contexto, las estaciones de intercambio de baterías emergen como una solución potencial para mitigar dichas barreras. Al permitir “repostar” un VE en apenas 5 minutos mediante un cambio completo de batería, el *battery swapping* ofrece una experiencia equiparable al repostaje de combustible tradicional, eliminando la ansiedad de autonomía y las esperas prolongadas de carga. Además, al desvincular la batería del vehículo, el modelo BaaS reduce el coste inicial para el consumidor –la batería supone hasta el 25-50% del coste de un VE (Kegel et al., 2025)– haciendo el vehículo eléctrico más asequible y competitivo frente a opciones de combustión.

Desde la perspectiva de los servicios energéticos, una red de estaciones de intercambio aporta sinergias con el sistema eléctrico. En España, donde se prevé que el 81% de la generación eléctrica sea renovable en 2030, la gestión inteligente de la carga de baterías intercambiables puede ayudar a integrar más energía verde. Las estaciones pueden cargar baterías de forma programada en horarios de menor demanda o mayor producción renovable, actuando como almacenes distribuidos de energía. Esto no

solo alivia la carga pico de la red sino que prolonga la vida útil de las baterías al cargarlas en modo optimizado(Elliott, 2024).

De hecho, los operadores de swapping destacan la valor añadido energético: la capacidad ociosa de las baterías en las estaciones puede interactuar con la red eléctrica y aportar servicios auxiliares de estabilidad(Zhang, 2024). En suma, el intercambio de baterías encaja no solo como solución de movilidad sino también como pieza en el ecosistema energético: contribuye a la resiliencia del sistema eléctrico y a la utilización más eficiente de recursos, integrándose con estrategias de almacenamiento y respuesta a la demanda. Dada la tendencia al alza del vehículo eléctrico en España y Europa, y las inversiones público-privadas en infraestructura (por ejemplo, préstamos del Banco Europeo de Inversiones para desplegar carga rápida(Cordero, 2023)), el momento es propicio para evaluar la introducción del modelo de intercambio de baterías. La siguiente figura esquematiza las diferencias entre el modelo tradicional de carga y el modelo BaaS propuesto, resaltando las ventajas en tiempo de servicio y gestión energética.

4.2. Estrategias de financiación sostenibles y viables

La implementación de una red nacional de intercambio de baterías requerirá importantes inversiones iniciales, lo que hace imprescindible articular estrategias de financiación diversificadas y sostenibles en el tiempo. Según las estimaciones del modelo financiero, cada estación supone una inversión aproximada de 544.000 € en costes de capital (CAPEX), lo que incluye infraestructura automatizada, inventario inicial de baterías, obra civil, integración tecnológica y gastos pre-operativos. Considerando un despliegue inicial de 20 estaciones con una bahía por estación, la inversión total superaría los 9 millones de euros. A continuación, se detallan las principales vías de financiación identificadas, combinando recursos públicos y privados, así como mecanismos innovadores adaptados al modelo BaaS:

4.2.1. Financiación pública (Subvenciones y fondos europeos)

Los apoyos gubernamentales y europeos son clave para impulsar proyectos pioneros de movilidad eléctrica. Un antecedente ilustrativo es el programa MOVES Proyectos Singulares en España, que en su primera edición concedió ayudas a iniciativas disruptivas. De hecho, la empresa estadounidense Ample –especializada en *battery swapping*– recibió la primera subvención de MOVES Singulares por 9,76 millones de euros para desplegar estaciones de intercambio en Madrid. Esta ayuda, canalizada a través del IDAE con fondos del Plan de Recuperación y de la UE (*NextGenerationEU*), demuestra el compromiso institucional con tecnologías que aceleren la transición a la electromovilidad.

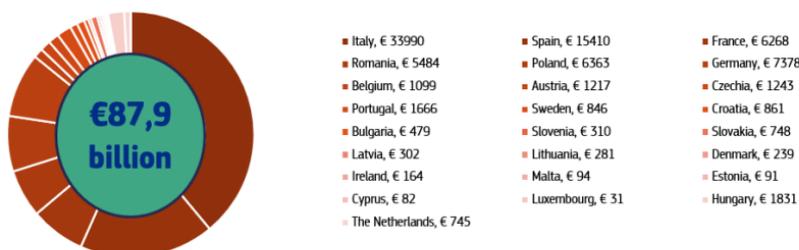


Figura 12: Inversión estimada por país en movilidad sostenible (cifras en millones de €). Fuente: Sustainable Mobility report de NextGenEU (2024).

Siguiendo esta línea, el plan de negocio buscaría acogerse a convocatorias futuras de MOVES u otros programas nacionales, así como a fondos europeos específicos (por ejemplo, el Mecanismo Conectar Europa o los fondos de Innovación para clima) que cofinancien infraestructuras de recarga innovadoras. La justificación ambiental y estratégica de este proyecto –reducción de emisiones, innovación tecnológica y mejora de infraestructura crítica– encaja con los objetivos de estos fondos, aumentando la probabilidad de obtener subvenciones o préstamos blandos. Además, la participación pública puede estructurarse vía colaboraciones público-privadas (PPP), donde las administraciones ofrezcan, por ejemplo, cesión de terrenos públicos o incentivos fiscales para las estaciones, a cambio de compromisos de servicio en zonas prioritarias.

El presente plan contempla solicitar ayudas equivalentes al 30-40% del coste total de despliegue inicial, lo que implicaría captar entre 2,7 y 3,6 millones de euros en subvenciones para un piloto de 20 estaciones. Este cofinanciamiento público no solo reduce la necesidad de capital privado en fases tempranas, sino que facilita el acceso a terrenos públicos, permisos y bonificaciones fiscales a través de convenios de colaboración público-privada (PPP) con administraciones locales.

4.2.2. Inversión privada y capital riesgo

Dado el carácter tecnológico e innovador de la red BaaS, se espera atraer interés de inversores privados, incluyendo fondos de capital riesgo especializados en movilidad sostenible y transición energética. Grandes consultoras señalan que el mercado global de *battery swapping* está en rápido crecimiento (25% CAGR estimado 2024-2029), lo que ha motivado rondas de financiación sustanciales en startups del sector. En esta línea, compañías como NIO han contado con inversionistas estratégicos y mercados de capital para financiar la expansión de sus estaciones. Un elemento distintivo del modelo BaaS es la posibilidad de estructurar la inversión en activos de batería por separado: NIO, por ejemplo, lanzó en 2020 una empresa conjunta (*battery asset company*) con la participación del fabricante de baterías CATL, bancos y fondos estatales, destinada a poseer las baterías y arrendarlas a los usuarios. Este esquema, replicable en nuestro plan, permite atraer socios financieros interesados en los flujos de

ingresos recurrentes del alquiler de baterías, descargando a la empresa operadora del peso de la inversión total. Se espera que la financiación pública llegue a cubrir el 10-15% de la inversión inicial.

En el caso español, podría crearse una sociedad vehículo donde confluyan aportaciones de un fabricante de baterías global y fondos verdes, encargada de adquirir el stock inicial de baterías intercambiables y arrendarlas al operador de la red. Asimismo, no se descarta la entrada de corporaciones privadas (industria automotriz, empresas energéticas) como accionistas del proyecto, aportando capital y garantizando sinergias. Esta mezcla de capital industrial y financiero privado, con horizonte de largo plazo, dotaría al plan de solidez y conocimiento sectorial. Se prevé captar capital privado por valor de 4 a 5 millones de euros para financiar el 60-70% del coste de las primeras 20 estaciones de las distintas fuentes: fondos especializados en transición energética, inversores estratégicos del sector automotriz o energético y vehículos de coinversión corporativa.

4.2.3. Préstamos verdes y financiación mixta

Otra vía complementaria son los préstamos de instituciones financieras internacionales y bancos nacionales bajo líneas verdes. Por ejemplo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) está financiando infraestructura de carga en la península ibérica, como el préstamo de 150 millones de euros a Cepsa para instalar 1.800 cargadores ultrarrápidos en sus estaciones (Cordero, 2023). Un proyecto de intercambio de baterías, al contribuir a la descarbonización del transporte, sería elegible para este tipo de préstamos con condiciones favorables.

De igual modo, bancos comerciales españoles han lanzado líneas de crédito “sostenible” para movilidad eléctrica y podrían involucrarse en financiar la expansión de estaciones, especialmente si existe garantía parcial de fondos públicos (blending de financiación). Se contempla solicitar préstamos verdes por un valor de 1,5 a 2 millones de euros para cubrir parcialmente el despliegue de la red o financiar la fase de expansión, una vez demostrada la viabilidad operativa de las estaciones piloto.

Adicionalmente, se podrían emitir bonos verdes corporativos a medio plazo (2027-2028), respaldados por los flujos de caja recurrentes generados por las estaciones (contratos de suscripción, ingresos por swap). Este instrumento permitiría levantar capital en mercados institucionales a tipos competitivos, sin diluir la propiedad del capital inicial.

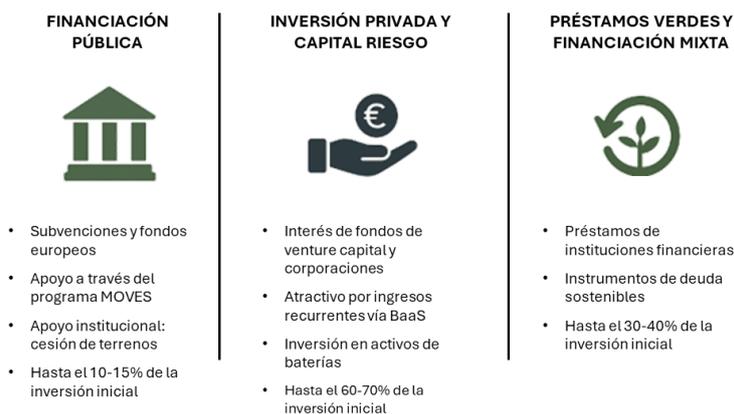


Figura 13: Resumen estrategias de financiación. Fuente: elaboración propia (2025).

En conjunto, la estrategia de financiación propone un mix equilibrado: en fases iniciales, maximizar subvenciones y apoyos públicos para demostrar el concepto (reduciendo el riesgo para privados), seguidamente incorporar capital privado (venture capital, inversión corporativa) para la fase de escalado, y finalmente utilizar instrumentos de deuda verde para el despliegue masivo una vez validada la rentabilidad operativa. Esta combinación diversifica riesgos y costes de capital, asegurando la viabilidad económica a largo plazo.

Un aspecto importante es la sostenibilidad financiera intrínseca del modelo BaaS: al generar ingresos recurrentes (suscripciones mensuales, tarifa por swap, etc.), se dispone de flujos estables con los que repagar inversiones iniciales. De hecho, análisis preliminares sugieren que una estación de intercambio con volumen suficiente de usuarios puede generar beneficios considerables; un estudio basado en datos de NIO indica que conforme más conductores adopten el servicio de swapping, cada estación puede generar un gran beneficio constante a la compañía, rentabilizando la inversión en baterías como activos. Estos resultados refuerzan el atractivo para inversores de largo plazo, siempre que se logre la escala necesaria de operaciones, asunto que se aborda en el modelo financiero y análisis de riesgos.

4.3. Propuesta de alianzas estratégicas con actores clave del sector

La naturaleza multidisciplinar de un negocio de intercambio de baterías exige tejer alianzas estratégicas con los principales actores del ecosistema de la movilidad eléctrica. Estas sinergias permiten compartir recursos, conocimientos y riesgos, además de acelerar la adopción del modelo BaaS al integrarlo en la cadena de valor automotriz y energética existente. A continuación, se detallan las alianzas clave propuestas y su racionalidad:

4.3.1. Fabricantes de automóviles (OEMs)

La colaboración con OEMs es fundamental para asegurar la compatibilidad de los vehículos con el sistema de baterías intercambiables. Sin el apoyo de los fabricantes, el mercado de swapping quedaría

limitado a conversiones o nichos muy específicos. Como antecedente, el fallido proyecto Better Place dependió únicamente de un modelo (Renault Fluence Z.E.), evidenciando la necesidad de involucrar a múltiples OEMs para lograr masa crítica. En nuestro plan, proponemos establecer acuerdos con fabricantes interesados en ofrecer BaaS como valor añadido de sus vehículos eléctricos. Esto puede implicar co-diseño de baterías estandarizadas o adaptadores modulares que permitan a determinados modelos usar las estaciones.

Un ejemplo internacional es la empresa china Aulton, cuyo modelo de estaciones abiertas ya da servicio a 30 modelos de 16 marcas diferentes, gracias a acuerdos de estandarización con esos fabricantes. En España, un aliado potencial es Stellantis, grupo multinacional con amplia presencia industrial local. De hecho, Stellantis ya colabora con Ample en Madrid, donde se desplegarán hasta 100 estaciones y se ofrecerán flotas de Fiat 500e con baterías intercambiables para un servicio de car sharing, integrando el sistema de Ample en su oferta Free2Move.

Esta iniciativa valida el interés de al menos un OEM grande en el intercambio de baterías a nivel local. Extender alianzas similares a otros fabricantes (por ejemplo, fabricantes asiáticos emergentes que entran al mercado europeo con mentalidad abierta a BaaS, o fabricantes europeos que buscan diferenciarse) será estratégico. Los acuerdos pueden tomar forma de proyectos piloto, homologación conjunta de baterías swap o incluso participaciones accionariales cruzadas (un OEM invirtiendo en la empresa operadora de la red). Para los OEMs, los beneficios incluyen reducir el coste de sus VE (vendidos sin batería) y fidelizar clientes mediante suscripciones, mientras que para la red BaaS supone una ampliación de la base de vehículos compatibles y publicidad conjunta.

4.3.2. Empresas energéticas y utilities

Tanto compañías eléctricas como petroleras reconvertidas en proveedores de energía pueden ser socios clave. Por un lado, las utilities eléctricas (Endesa, Iberdrola, Naturgy, etc.) poseen experiencia en gestión de carga, infraestructura eléctrica y cuentan con programas de movilidad eléctrica. Una alianza con ellas podría facilitar la integración de las estaciones al sistema eléctrico, optimizando puntos de conexión, tarifas energéticas y servicios de red. Podrían, por ejemplo, proveer electricidad 100% renovable a las estaciones bajo contratos ventajosos, garantizando la sostenibilidad del servicio. Incluso es posible co-desarrollar estaciones de intercambio con función híbrida de carga, donde la utility instala cargadores rápidos convencionales junto al módulo de swapping, atendiendo así a todo tipo de usuarios EV.

Por otro lado, las empresas petroleras en transición hacia la energía limpia (Repsol, Cepsa en España) tienen una red amplia de más de 11.000 estaciones de servicio en el país. NIO firmó una alianza estratégica con Shell para desplegar hasta 100 estaciones de intercambio en Europa. La primera estación conjunta NIO-Shell en Europa opera desde 2023 en Países Bajos. Replicar esta colaboración en España

sería muy beneficioso. Por ejemplo, asociarse con Repsol permitiría instalar puntos de swapping en sus gasolineras, integrando el servicio en la experiencia de repostaje existente. La petrolera, a cambio, refuerza su posición en electromovilidad (ya ha instalado más de 1.200 puntos de recarga) y diversifica su negocio energético.

4.3.3. Operadores de flotas y movilidad (taxis, VTC, car-sharing, logística)

Este grupo de aliados asegura la demanda inicial y un uso intensivo de las estaciones. Los operadores de taxi y VTC (vehículo de transporte con conductor) se benefician enormemente de minimizar tiempos de inactividad para recarga; un taxi eléctrico podría hacer más servicios diarios si intercambia batería en minutos en vez de cargar durante horas. En China, las flotas de taxis eléctricos han sido propulsoras del swapping gracias a programas gubernamentales, y startups como Ample apuntan sus servicios a flotas de ride-hailing (en San Francisco sus 12 estaciones atienden principalmente vehículos Uber).

En España, una alianza con asociaciones de taxi (p. ej. en Madrid o Barcelona) para convertir parte de la flota a vehículos con batería intercambiable podría garantizar un volumen de swaps diario significativo por estación, mejorando la rentabilidad desde fases tempranas. Madrid cuenta con cerca de 15.000 taxis y Barcelona con más de 10.500 unidades activas. Igualmente, empresas de VTC y ride-sharing (Uber, Cabify) o de car-sharing (como Free2Move) son candidatas naturales a asociarse. Uber cuenta con más de 4.000 conductores en Madrid y Free2Move opera con más de 2.500 vehículos compartidos en España.

Otra vertiente son las flotas logísticas y de última milla (furgonetas de reparto urbano, motos eléctricas de delivery), donde el tiempo es crítico y la autonomía limitada; por ejemplo, en el segmento de dos ruedas, Gogoro en Taiwán opera 2.100 estaciones que gestionan 270.000 intercambios diarios para miles de scooters eléctricos de reparto. En nuestro plan, buscaríamos convenios con operadores de reparto urbanos en grandes ciudades (como Correos Express, Seur o Glovo, que ya cuentan con flotas eléctricas parciales) para dotar sus vehículos de baterías extraíbles e instalar estaciones en sus centros logísticos, aumentando la eficiencia de sus operaciones.

4.3.4. Administraciones públicas (Estado, Comunidades Autónomas, Ayuntamientos)

El apoyo y participación de las administraciones es tanto financiero como estratégico. A nivel nacional, es vital que el marco regulatorio y los planes de movilidad contemplen el intercambio de baterías como alternativa complementaria a la infraestructura de carga. El proyecto podría incorporarse a la futura Ley de Movilidad Sostenible, que prevé inversiones superiores a 13.000 millones de euros hasta 2030, y a programas como MOVES Singulares, que ya ha financiado proyectos de intercambio con ayudas de hasta 9,7 millones de euros (caso Ample-Madrid). A nivel local, los ayuntamientos podrían ceder parcelas en aparcamientos públicos o estaciones de taxi, y las Comunidades Autónomas facilitar permisos y licencias.

Asimismo, las administraciones son grandes gestores de flotas públicas: por ejemplo, la EMT de Madrid gestiona más de 2.000 autobuses, y TMB de Barcelona supera los 1.100 vehículos. Algunas de estas flotas podrían electrificarse con baterías intercambiables, especialmente en segmentos como camiones de residuos urbanos, donde la operativa requiere fiabilidad y autonomía gestionada.

Por ejemplo, un Ayuntamiento podría ceder suelo municipal en aparcamientos disuasorios o bases de taxi para instalar una estación de intercambio, apoyando así a los taxistas locales que migren a VE. También pueden integrarse estaciones en proyectos municipales de “hub de movilidad” junto con otros servicios (bicicletas eléctricas, carga de buses, etc.). Además, las administraciones son grandes gestores de flotas públicas (vehículos de servicios, autobuses urbanos, etc.), lo que ofrece otra vía de alianza: pilotar el BaaS en flotas públicas. Si bien el intercambio de baterías en buses o camiones es incipiente, China ya lo impulsa en camiones pesados, por lo que un gobierno regional podría co-desarrollar con nuestra empresa un plan para electrificar, por ejemplo, camiones de recogida de residuos urbanos con baterías intercambiables.

En resumen, contar con la administración como *partner* refuerza la legitimidad del proyecto, asegura alineamiento con políticas públicas (posiblemente obteniendo prioridad en permisos) y puede proveer clientes ancla (flotas municipales).

4.3.5. Otros actores y sinergias sectoriales

Además de los mencionados, es importante forjar relaciones con proveedores tecnológicos y de estándares. La alianza NIO–CATL ilustra este enfoque: CATL es el mayor productor mundial de baterías, con más de 200 GWh anuales de capacidad, y coopera con NIO en el desarrollo de baterías swap estandarizadas. En Europa, nuestra red podría adherirse a consorcios como CharIN o AVERE, que trabajan en estandarización de interfaces y protocolos.

Colaborar con empresas de servicios auxiliares (reciclaje, mantenimiento, análisis de datos) refuerza la eficiencia del modelo. Por ejemplo, Lithion Recycling y Eco Recycling en Europa ofrecen soluciones avanzadas de recuperación de materiales críticos (níquel, cobalto, litio), con rendimientos superiores al 90%. Finalmente, alianzas con centros tecnológicos (como el CIDAUT en España o el Fraunhofer ISE en Alemania) podrían facilitar la innovación en automatización, digitalización o nuevos materiales para baterías.

En Europa, nuestra red de estaciones podría unirse a consorcios de normalización de baterías modulares para facilitar que múltiples marcas puedan usar una misma estación. Por otra parte, colaborar con empresas de servicios auxiliares (gestión de datos, mantenimiento industrial, reciclaje de baterías) fortalecerá el modelo operativo consiguiendo sinergias de ingresos potenciales de un 10%. Por ejemplo, una alianza con una empresa de reciclaje garantizaría la disposición adecuada de baterías retiradas, cerrando el círculo de sostenibilidad. Finalmente, alianzas con grandes consultoras e instituciones de

investigación pueden aportar know-how y credibilidad; por ejemplo, un partnership con un centro tecnológico nacional en almacenamiento energético para desarrollar mejoras en los sistemas de intercambio, o con una consultora líder para evaluar y comunicar el impacto ambiental positivo del proyecto.

Actor clave	Rol estratégico y beneficios esperados
OEMs (Fabricantes de automóviles)	Aseguran compatibilidad de vehículos con baterías intercambiables. Facilitan estandarización, escalabilidad y comercialización conjunta (ej. Stellantis con Ample en Madrid).
Empresas Energéticas y Utilities	Suministro de energía renovable, infraestructura eléctrica, integración con cargadores rápidos. Potencial para ubicar estaciones en gasolineras.
Operadores de Flotas y Movilidad	Aportan demanda intensiva inicial (taxis, VTC, reparto urbano). Posibilidad de acuerdos preferentes, estaciones dedicadas y mejora en rentabilidad operativa desde fases tempranas.
Administraciones Públicas	Proveen soporte normativo, financiero y de suelo. Integración del BaaS en estrategias de movilidad sostenible y políticas públicas. Clientes ancla (flotas municipales) y facilitadores regulatorios.
Otros Actores Tecnológicos	Proveedores de baterías, automatización, reciclaje y centros de I+D. Aportan innovación, sostenibilidad y estandarización. Apoyan en trazabilidad, mantenimiento y circularidad del sistema.

Tabla 2: Resumen alianzas estratégicas. Fuente: elaboración propia (2025).

En síntesis, la estrategia de alianzas dibuja un ecosistema colaborativo donde cada actor clave aporta su fortaleza: los OEMs vehículos adaptados y escala comercial, las energéticas la infraestructura y energía verde, las flotas el uso intensivo inicial, y el sector público el marco habilitador y soporte financiero. Este modelo de “triple hélice” (industria tecnológica + sector energético + gobierno) es coherente con casos internacionales exitosos. Por ejemplo, NIO ha desplegado más de 1.300 estaciones en China en parte gracias a integrarse con petroleras (colocando estaciones en gasolineras Sinopec) y recibir inversión de fondos estatales (Zhang, 2024). De igual manera, Ample en España arrancó con respaldo del Gobierno y en consorcio con Stellantis. Aprendiendo de estos casos, nuestro plan busca replicar esa cooperación multisectorial adaptada al contexto español, convencidos de que es la vía más sólida para que el modelo BaaS prospere y crezca rápidamente.

4.4. Estructura operativa y modelo organizativo del negocio

Para materializar este plan, se propone una estructura operativa y organizativa diseñada para garantizar la eficiencia en la prestación del servicio de intercambio de baterías, la satisfacción del usuario y la correcta gestión de los activos (baterías e infraestructuras). A continuación se describe el modelo operativo y la organización interna planteada:

4.4.1 Modelo de servicio BaaS y flujo operativo

La empresa operadora ofrecerá a los clientes un servicio *Battery as a Service* completo. Los usuarios adquirirán (o utilizarán en renting) vehículos eléctricos sin batería en propiedad, suscribiéndose en

cambio a un plan de alquiler de baterías. Este plan les da derecho a realizar intercambios ilimitados o un número determinado de intercambios mensuales en la red de estaciones, dependiendo del nivel de suscripción. El proceso operativo para el usuario final sería el siguiente: el conductor llega a una estación de intercambio cuando su batería está baja; mediante una aplicación móvil o sistema de guiado, se autentica y se ubica sobre el módulo de swapping; la estación extrae automáticamente la batería agotada del vehículo y coloca una batería plenamente cargada en su lugar, todo ello en unos ~5 minutos o menos. El conductor retoma su viaje inmediatamente, con la tranquilidad de tener una batería cargada al 100% y revisada. Mientras tanto, la estación inicia la recarga de la batería retirada. Aquí reside una ventaja operativa importante del modelo: las baterías se cargan de forma lenta y controlada dentro de la estación, lo que ayuda a extender la vida útil de las celdas al evitar cargas ultrarrápidas frecuentes (Elliott, 2024).

Este esquema desacopla el tiempo de carga del tiempo del usuario; varias baterías pueden estar cargándose en la estación en todo momento, optimizando el uso de la electricidad (por ejemplo, cargando más en horas valle nocturnas o cuando hay excedente renovable).

Cada estación de intercambio está concebida como una instalación tecnológica autónoma, con capacidad de albergar un inventario de baterías suficiente para cubrir la demanda local. Inspirándonos en NIO, cuyas estaciones de segunda generación almacenan hasta 13 baterías y realizan más de 300 swaps diarios, nuestras estaciones podrían equiparse con módulos de 10-20 baterías cada una (el número exacto variará según el tamaño medio de batería y la afluencia esperada).

Las estaciones estarán conectadas en red y gestionadas centralmente mediante un sistema digital: un centro de control monitoreará en tiempo real el estado de carga de cada batería, la disponibilidad de slots libres y planificará la logística (por ejemplo, reequilibrio de baterías entre estaciones si alguna presenta déficit/exceso).



Figura 14: Modelo de servicio. Fuente: elaboración propia (2025).

Este sistema inteligente de gestión es fundamental, ya que permite garantizar que siempre haya baterías cargadas donde se necesitan y que cada batería rote adecuadamente para un uso uniforme. Además, ofrecerá información a los usuarios vía app (por ejemplo, mostrando la ubicación de estaciones cercanas, número de baterías disponibles y tiempo estimado para swap). Tecnológicamente, se

implementarán protocolos de comunicación y autenticación seguros, de modo que el proceso de intercambio sea fiable y a prueba de errores.

4.4.2. Gestión de baterías como activo

En el modelo organizativo BaaS, la empresa operadora retiene la propiedad de las baterías, asumiendo su mantenimiento y ciclo de vida. Esto implica desarrollar competencias robustas en gestión de activos de batería. A nivel operativo, se establecerán procedimientos de inspección automática de cada batería cuando es intercambiada: la estación verificará temperatura, voltaje y posibles fallos de la unidad. Las baterías que muestren signos de degradación o anomalías serán marcadas para revisión o retirada preventiva. Tal enfoque sigue las mejores prácticas observadas: se sabe que en sistemas BaaS típicos un *tercer operador* se encarga de monitorizar el estado de las baterías y retirar de circulación aquellas que ya no cumplan con niveles óptimos, aumentando así la confiabilidad percibida por el usuario. Nuestra empresa contará con un equipo técnico dedicado al análisis del rendimiento de baterías y a gestionar su reemplazo o segunda vida. Cuando una batería ya no sea apta para vehículos (por ejemplo, baja por debajo de un umbral de capacidad útil), se derivará a aplicaciones estacionarias de menor exigencia o se reciclará a través de socios especializados.

Esta responsabilidad en la gestión integral de la batería es una piedra angular del modelo BaaS, y permite a los clientes despreocuparse por la degradación o mantenimiento del acumulador – un factor que suele generar incertidumbre en la compra de VE tradicionales. En efecto, al suscriptor le garantiza siempre una batería en buen estado (y la posibilidad de actualizar a baterías de nueva generación cuando estén disponibles, simplemente intercambiando la unidad en el servicio(Zhang, 2024)).

4.4.3. Estructura organizativa interna

La empresa se organizará en áreas funcionales para cubrir los distintos frentes operativos:

- **Operaciones y mantenimiento de estaciones:** Un equipo encargado del despliegue físico de las estaciones, su mantenimiento preventivo y correctivo. Incluirá técnicos de campo distribuidos regionalmente que puedan atender rápidamente incidencias mecánicas o eléctricas en las estaciones (aunque el sistema esté altamente automatizado, es esencial un respaldo humano para eventualidades). Este equipo también se coordinará con socios localizadores (p.ej. estaciones de servicio de aliados) para asegurar que las operaciones en sitio no interfieran con otras actividades.
- **Gestión de baterías y logística:** Departamento focalizado en la gestión de inventario de baterías, su transporte (si se requiere mover unidades entre estaciones o desde fábrica), y la logística inversa de baterías retiradas. Aquí se analizarán datos para optimizar cuántas baterías asignar a cada estación según patrones de demanda, minimizando excesos costosos o carencias.

También trabajará en estrecho contacto con el proveedor de baterías (o la *battery asset company* aliada) para planificar la adquisición de nuevas unidades conforme crece la base de usuarios.

- **IT y plataforma digital:** Dado que el servicio depende de la interconexión tecnológica, habrá un equipo de desarrollo y soporte de la plataforma digital BaaS. Sus responsabilidades incluyen la aplicación móvil de usuario, el software de control de estaciones, la ciberseguridad de las comunicaciones y el sistema de pagos/suscripciones. Esta plataforma debe ser altamente fiable, ya que orquesta las operaciones (por ejemplo, asignar una batería disponible al usuario que llega y registrar el intercambio para facturación). También gestionará la información de usuarios y vehículos (por ejemplo, saber qué modelo de coche llega para asegurar compatibilidad con la batería entregada, usando datos de la base de vehículos compatibles acordados con OEMs).
- **Atención al cliente y marketing:** Aunque la mayor parte del proceso es automática, se dispondrá de canales de atención (call center, chat) para atender dudas o incidencias de los usuarios (por ejemplo, asistencia si un intercambio falla o si la app muestra alguna inconsistencia). Este departamento gestionará las relaciones con los suscriptores, programas de fidelización y expansión de la base de clientes. Además, liderará la comunicación y marketing para dar a conocer el servicio – enfocado en educar sobre las ventajas del BaaS, desmontando posibles reticencias (como preocupación por “no ser dueño” de la batería). En marketing se colaborará con los aliados OEM y de flotas para co-promocionar vehículos compatibles con el sistema.
- **Administración, finanzas y alianzas:** Internamente se mantendrá un equipo para la administración general, financiamiento continuo y gestión de alianzas estratégicas. Este último punto es clave: se requerirá personal dedicado a coordinar con los partners (fabricantes, utilities, etc.), garantizando el cumplimiento de los acuerdos (por ejemplo, integraciones técnicas con OEMs, instalación de estaciones en propiedades de socios energéticos, etc.). También evaluará nuevas oportunidades de colaboración conforme evoluciona el sector.



Figura 15: Esquema de la estructura organizativa interna. Fuente: elaboración propia (2025).

En cuanto a la distribución territorial, inicialmente se podría centralizar la sede y centro de control en una ubicación (ej. Madrid, por su volumen de mercado e iniciativas ya en marcha), y establecer bases operativas en otras regiones a medida que se despliegan estaciones (Cataluña, Andalucía, Valencia, etc., priorizando corredores de alta densidad de VE). La escalabilidad de la organización será importante: se busca un modelo *lean* apoyado fuertemente en digitalización y subcontratación de ciertas tareas no críticas. Por ejemplo, la construcción física de estaciones podría externalizarse a empresas de ingeniería locales bajo nuestra supervisión, o la logística de baterías a operadores especializados, permitiendo a la empresa centrarse en su núcleo: la gestión tecnológica del servicio BaaS.

Cabe destacar que el modelo organizativo de nuestro negocio incorpora innovaciones de modelo de negocio aprendidas de líderes del sector. El CFO de NIO describía el intercambio de baterías no solo como innovación tecnológica sino como *innovación de modelo de negocio y sostenibilidad*, resaltando que implica repensar la cadena de valor de la energía y el automóvil conjuntamente (Zhang, 2024).

En nuestra organización, esa filosofía se refleja en la estrecha integración entre las áreas técnicas (operaciones, IT) y las estratégicas (alianzas, clientes), para garantizar que el servicio de swapping opere eficientemente pero también se adapte a las necesidades del ecosistema de movilidad. El resultado esperado es un modelo operativo ágil, capaz de ofrecer un servicio fiable (tiempo de intercambio ~5 min, disponibilidad >99%), que brinde confianza tanto a usuarios individuales como a flotas y socios comerciales.

4.5. Propuesta preliminar de modelo financiero

El modelo financiero de la red de estaciones de intercambio de baterías se caracteriza por requerir una inversión inicial elevada, compensada por flujos de ingresos recurrentes en el tiempo propios del esquema BaaS. A continuación, se presentan estimaciones preliminares de los componentes financieros principales: proyecciones de ingresos y costes, y métricas de rentabilidad esperada, incorporando la lógica de *Battery as a Service* en los supuestos.

4.5.1. Estructura de ingresos

La estructura de ingresos debe responder no solo a la sostenibilidad económica del operador, sino también a las necesidades de distintos perfiles de usuarios y a las oportunidades derivadas de la integración del sistema en el mercado eléctrico. En este sentido, resulta fundamental diseñar una arquitectura tarifaria flexible y segmentada que permita capturar valor tanto a través de canales directos (usuarios finales) como de fuentes indirectas vinculadas al sistema energético.

A continuación, se describen las principales líneas de ingresos identificadas para un servicio de intercambio de baterías en España, clasificadas según su naturaleza, frecuencia y origen. Estas incluyen los ingresos por suscripciones y uso del servicio, así como aquellos asociados a servicios energéticos,

aprovechamiento de activos y funciones complementarias de valor añadido. Esta diversidad permite establecer un marco económico resiliente y adaptable al crecimiento progresivo del mercado de vehículos eléctricos y a la evolución tecnológica del ecosistema energético.

4.5.1.1. Suscripciones mensuales

Representan la principal fuente de ingresos. Bajo este modelo, los usuarios pagan una cuota fija mensual que les da derecho a un número determinado de intercambios de batería (por ejemplo, planes básicos, intermedios y premium con distintos niveles de acceso).

Este esquema proporciona ingresos recurrentes predecibles y fideliza al cliente al vincular el servicio con su rutina de movilidad. Se asume que una estación madura opera con una base de 300 usuarios suscritos, cada uno de los cuales abona una cuota media mensual de 120 €. Esta cifra incorpora distintos niveles de servicio (básico, intermedio y premium), ponderados por una distribución realista de usuarios. La media de 120 € responde al perfil de cliente profesional o flotas con uso frecuente, y está alineada con casos internacionales como NIO Power, donde las cuotas de suscripción pueden superar los 100 €/mes en función de la frecuencia de swaps incluidos. Calculando un total de 432.000 € al año.

4.5.1.2. Pagos por uso (tarifa por swap)

Pensado para usuarios esporádicos o no suscritos, que pagan por cada intercambio individual. Puede estructurarse como tarifa plana por swap o como tarifa variable por energía transferida. Esta fuente complementa los ingresos recurrentes y permite captar usuarios no fidelizados. Estos usuarios pagan una tarifa por swap, que se estima en 23 € por intercambio, considerando un precio competitivo respecto a la recarga rápida. Se prevé una media de 10 swaps diarios de este tipo en cada estación madura, lo que supone un total de 84.000 € anuales.

4.5.1.3. Modelos mixtos

Combinación de suscripción con copagos por swaps adicionales. Por ejemplo, una cuota mensual baja que incluye un número limitado de swaps y un coste incremental por intercambios adicionales. Este modelo equilibra ingresos base y variabilidad. Se estima que 150 usuarios opten por una tarifa base de 20 €/mes que incluye un número limitado de swaps, realizando además 3 intercambios adicionales mensuales a razón de 6 € por swap. Redondeando supone unos ingresos de 68.400 € anuales.

4.5.1.4 Servicios energéticos auxiliares:

- Arbitraje energético: compra de electricidad en horas valle y uso en horas pico para maximizar margen.
- Servicios de balance de red: participación en mercados de flexibilidad, frecuencia o almacenamiento distribuido.

- Integración con renovables: absorción de excedentes de producción de plantas fotovoltaicas o eólicas cercanas.

Estos servicios pueden llegar a contribuir en la cuenta de resultados con unos ingresos de alrededor de 22.000 € anuales.

4.5.1.5. *Venta secundaria de activos*

Ingresos obtenidos por la venta de baterías que han alcanzado el final de su vida útil para vehículos, pero que pueden reutilizarse en aplicaciones estacionarias o reciclarse para recuperar materiales valiosos. Se estima que un 10% del inventario (unas 10 unidades por estación) se renueva anualmente y cada unidad puede generar un ingreso neto medio de 600 €, considerando el valor de reventa o reciclaje. Unos 6.000 € al año.

4.5.1.6. *Servicios complementarios al cliente*

- Diagnóstico del vehículo durante el swap, limpieza o pequeñas revisiones.
- Servicios digitales adicionales a través de la app.
- Monetización de datos agregados (respetando privacidad) para OEMs, utilities o instituciones públicas.

Se considera una penetración moderada de estos servicios en la fase inicial, con un ingreso total aproximado de 600 € mensuales por estación, unos 7.200 € al año.

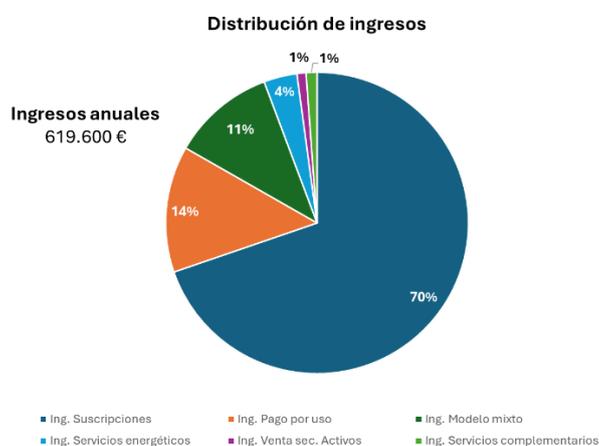


Figura 16: Distribución de ingresos según fuente. Fuente: elaboración propia (2025).

Línea de ingresos	Descripción
Suscripciones mensuales	Cuota mensual fija que incluye un número determinado de intercambios de batería
Pagos por uso	Tarifa por cada intercambio individual, destinada a usuarios no suscritos
Modelos mixtos	Suscripción base con copago por intercambios adicionales
Servicios energéticos auxiliares	Estrategias energéticas como arbitraje, balance de red o integración con renovables
Venta secundaria de activos	Venta de baterías retiradas para su reutilización o reciclaje
Servicios complementarios al cliente	Servicios adicionales ofrecidos al cliente durante el intercambio

Tabla 3: Resumen de las palancas de ingresos. Fuente: elaboración propia (2025).

4.5.2. Estructura de costes

El modelo BaaS implica una estructura de costes intensiva en capital, que debe planificarse cuidadosamente para garantizar la viabilidad económica del proyecto en el corto, medio y largo plazo. A diferencia de modelos de infraestructura de carga convencional, el sistema de intercambio de baterías requiere una mayor inversión inicial en tecnología, inventario energético y digitalización operativa. Asimismo, su funcionamiento continuado conlleva costes operativos diversos, que dependen del número de estaciones desplegadas, el volumen de usuarios atendidos y la eficiencia en la gestión de activos.

Desde el punto de vista contable y estratégico, los costes pueden clasificarse en dos grandes categorías: costes de capital (CAPEX), vinculados a la inversión inicial necesaria para establecer la infraestructura del servicio; y costes operativos (OPEX), que corresponden a los gastos recurrentes necesarios para mantener la red en funcionamiento. Esta diferenciación es clave tanto para la planificación financiera como para la toma de decisiones en relación con el crecimiento progresivo del sistema y la priorización de recursos.

A continuación se detallan, de forma estructurada, los principales componentes de ambas categorías, con una descripción cualitativa de su función dentro del modelo BaaS. Este análisis permite identificar los factores clave de coste que deben ser considerados en la formulación del plan financiero y en la evaluación de la rentabilidad del servicio.

4.5.2.1. Costes de Capital (CAPEX):

1. **Infraestructura de estaciones:** Incluye la adquisición e instalación de los módulos de intercambio robotizados, racks de almacenamiento de baterías, sistemas eléctricos de alta potencia, software de control y estructura física de la estación. Según experiencias de

operadores como NIO y datos recogidos por el autor, el coste por unidad se sitúa entre 200.000 y 300.000 € por estación, sin incluir el terreno.

2. **Inventario inicial de baterías:** El modelo requiere la adquisición de un pool de baterías intercambiables suficiente para garantizar disponibilidad operativa en todas las estaciones. Considerando un diseño inicial de 13 baterías por estación (como en NIO Power Swap 2.0) y un coste unitario estimado de 6.000 a 9.000 € por batería (dependiendo de capacidad y proveedor), el inventario por estación se situaría entre 78.000 y 117.000 €.
3. **Desarrollo tecnológico:** Gastos asociados al diseño y programación de la plataforma digital (app, backend, sistemas de gestión de estaciones y flotas de baterías). Ronda unos 30.000-80.000 € por estación.
4. **Obra civil e infraestructura eléctrica:** Costes de conexión a red, transformadores, obra del emplazamiento y adecuación de puntos de intercambio en gasolineras o parkings. Se estiman 50.000–80.000 € por estación, dependiendo del lugar.
5. **Gastos pre-operativos:** Incluyen licencias, estudios técnicos, marketing inicial y formación de personal. Integrar todos los sistemas, certificar seguridad y formar al personal técnico local supone otros ~50.000–100.000 € (instalación) más 10.000–20.000 € en capacitación

Inversión	Coste estimado por estación(€)
Infraestructura robótica	250.000
Baterías (13 unidades a 8.000€)	104.000
Desarrollo tecnológico	60.000
Obra civil y conexión eléctrica	70.000
Pre-operativo	60.000
Total CAPEX por estación	~544.000

Tabla 4: Resumen CAPEX por estación. Fuente: elaboración propia (2025).

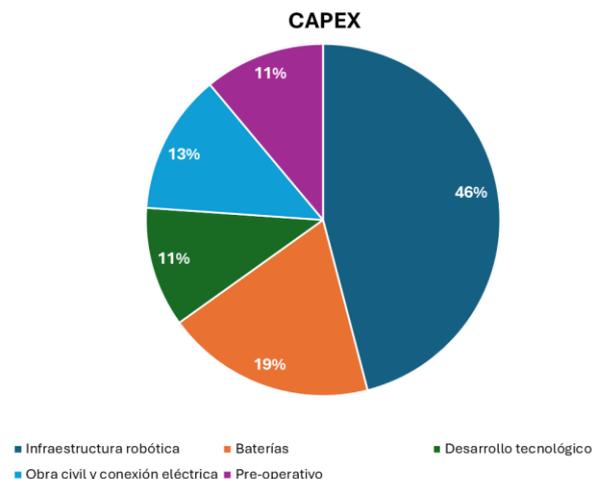


Figura 17: Distribución de CAPEX. Fuente: elaboración propia (2025).

4.5.2.2. Costes operativos (OPEX):

1. **Energía eléctrica:** El consumo anual depende del número de swaps y de la capacidad de carga. Si una estación realiza 60 swaps diarios y cada batería tiene 75 kWh de capacidad, el consumo diario sería de 4.500 kWh. Con una eficiencia estimada del 90% y cargando durante 330 días al año, el consumo anual sería de 1.650 MWh. A un precio medio ponderado de 0,10 €/kWh (optimización con horas valle), el coste eléctrico anual por estación sería de 165.000 €.
2. **Mantenimiento técnico:** El mantenimiento de componentes robóticos, eléctricos, software, climatización y racks, así como revisiones periódicas, se estima en 15.000–20.000 € anuales por estación.
3. **Personal:** Con una estructura altamente automatizada, no se requiere personal fijo en cada estación. Sin embargo, se considera un coste compartido por técnicos de mantenimiento móviles y personal de soporte técnico, estimado en 40.000–60.000 € anuales por estación, promediando el coste laboral distribuido de un equipo regional.
4. **Gestión de baterías:** Incluye monitorización, reacondicionamiento, retirada de unidades degradadas y adquisición progresiva de nuevas. Puede estimarse como un coste variable proporcional al número de swaps. Considerando un swap a 0,10 €/kWh de batería gestionada (interna y externamente), el coste anual ronda los 20.000–30.000 € por estación (suponiendo ~1.650 MWh gestionados anuales).
5. **Alquiler de espacios:** renta por uso del terreno en gasolineras, aparcamientos o espacios municipales donde se instalen las estaciones. Si se instalan estaciones en gasolineras o

aparcamientos, se estima una renta media de 1.000–1.500 € mensuales, es decir 12.000–18.000 € anuales por estación.

6. **Logística de baterías:** Incluye transporte eventual de baterías entre estaciones o hacia centros de reacondicionamiento. Se estima en torno a 5.000–10.000 € anuales por estación (más elevado en redes dispersas).
7. **IT y telecomunicaciones:** Costes recurrentes de servidores, servicios en la nube, ciberseguridad y comunicaciones. Se estima en 10.000–12.000 € anuales por estación.
8. **Seguros y cumplimiento normativo:** Cobertura ante incidentes, daños, responsabilidad civil, así como costes de certificaciones e inspecciones técnicas. Se estiman 8.000-12.000 € por estación anuales.

Coste operativo	Coste estimado por estación(€)
Energía eléctrica	165.000
Mantenimiento técnico	20.000
Personal compartido	50.000
Gestión de baterías	25.000
Alquiler de espacio	15.000
Logística de baterías	7.500
IT y telecomunicaciones	10.000
Seguros	10.000
Total OPEX por estación	~302.500 anuales

Tabla 5: Resumen OPEX por estación. Fuente: elaboración propia (2025).

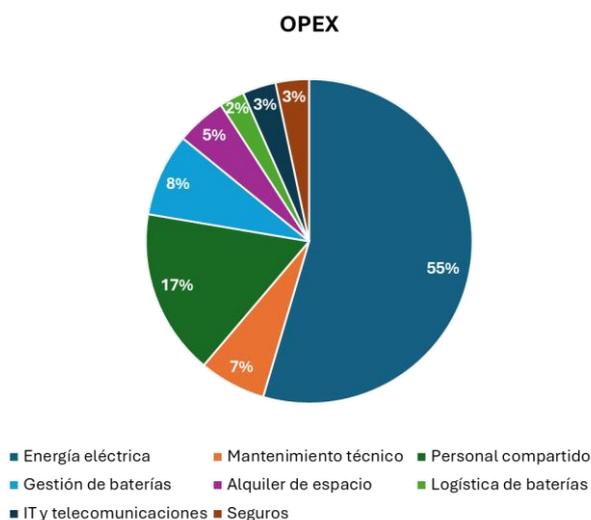


Figura 18: Distribución de OPEX. Fuente: elaboración propia (2025).

4.5.3. Rentabilidad y plazos de recuperación

El análisis de rentabilidad del modelo BaaS aplicado a estaciones de intercambio de baterías en España revela un equilibrio delicado entre una inversión inicial elevada y el potencial de generación de flujos recurrentes de caja a medio y largo plazo. La rentabilidad del modelo depende de tres factores principales: la madurez operativa de las estaciones (nivel de utilización), el crecimiento progresivo de la base de usuarios y el control eficiente de los costes operativos.

A partir de los supuestos establecidos, se estima que una estación madura puede alcanzar ingresos anuales cercanos a los 620.000 euros, principalmente impulsados por:

- **Suscripciones mensuales** (432.000 €),
- **Pagos por uso ocasional** (84.000 €),
- **Modelos mixtos** (68.400 €),
- **Servicios energéticos auxiliares** (22.000 €),
- **Venta secundaria de baterías** (6.000 €),
- **Servicios complementarios al cliente** (7.200 €).

Por el lado de los costes, la inversión inicial por estación (CAPEX) se sitúa aproximadamente en 544.000 euros, incluyendo infraestructura automatizada, inventario de baterías, obra civil, desarrollo tecnológico y gastos preoperativos. A ello se suma un coste operativo anual (OPEX) estimado entre 280.000 y 340.000 euros, en función de variables como el precio de la electricidad, la logística de baterías, la gestión del personal técnico o el mantenimiento preventivo.



Figura 19: Evolución de flujo de efectivo al 100% de capacidad. Fuente: elaboración propia (2025).

Teniendo en cuenta este equilibrio entre ingresos y costes, el plazo de recuperación estimado de la inversión inicial por estación (payback) se sitúa entre los 4 y 6 años, asumiendo una utilización operativa próxima al 70% de la capacidad de servicio (es decir, unos 60 swaps diarios).

Si se miran los ingresos al 100% de capacidad de servicio los resultados son excepcionales, pero con mucho riesgo, en este caso el payback estaría entorno a los 2 años, una TIR del 51% y un VAN positivo.

Esta cifra de referencia se alinea con los umbrales de rentabilidad identificados en estudios internacionales sobre el sector, como el de Zhang (2024), que señalan entre 60 y 70 swaps por día como punto de equilibrio para lograr un EBITDA positivo.

Cabe destacar que los dos primeros años de operación de la red estarán previsiblemente marcados por un crecimiento progresivo de la demanda, por lo que será necesario contemplar pérdidas operativas temporales hasta alcanzar una masa crítica de usuarios y swaps. En esta fase, las alianzas estratégicas con operadores de flotas, fabricantes de vehículos y empresas energéticas resultarán clave para acelerar la adopción del servicio y garantizar ingresos estables desde el arranque.

A partir del tercer año de operación, si se logra consolidar una base recurrente de usuarios y estabilizar la utilización diaria por estación, el modelo permite generar márgenes operativos positivos con tendencia creciente. A ello contribuye el carácter altamente automatizado del servicio, que reduce la necesidad de personal permanente en estaciones, y la capacidad de las baterías como activos que pueden ser rentabilizados en múltiples ciclos de uso.

Además, el carácter predecible de los ingresos por suscripción abre la puerta a estrategias de refinanciación del activo, como emisiones de deuda respaldadas por flujos futuros (bonos verdes, titulización de contratos) que permitan financiar la expansión de la red sin recurrir exclusivamente a capital propio. Esta lógica ha sido adoptada por operadores internacionales como NIO, que han creado sociedades vehiculares específicas para la gestión de activos de batería con participación de fondos institucionales.

Por último, la propuesta de valor diferenciada del modelo BaaS —basada en la conveniencia, rapidez y sostenibilidad— permite mantener tarifas superiores a las del mercado de carga convencional, sin comprometer la competitividad frente a otras formas de recarga. Encuestas recientes en Europa, como la de Kegel et al. (2025), muestran una disposición a pagar de hasta 50-60 euros mensuales adicionales por parte de usuarios que valoran la posibilidad de utilizar swapping frente a carga fija.

En síntesis, el modelo financiero presenta una viabilidad positiva condicionada al cumplimiento de hitos de adopción y eficiencia operativa. El retorno estimado para el inversor se sitúa en niveles aceptables para proyectos tecnológicos con componente infraestructural (TIR esperada de entre 12-15%), siempre que se logre una red lo suficientemente densa y una utilización efectiva de las estaciones. Alcanzado ese umbral, el modelo puede escalar de forma rentable y sostenible, combinando ingresos directos de usuario con monetización energética y gestión optimizada de activos.

4.6. Análisis de riesgos y palancas de mitigación

Como todo proyecto innovador, la implantación de una red de intercambio de baterías conlleva diversos riesgos que deben ser identificados y gestionados proactivamente. A continuación, se analizan los principales riesgos en categorías –regulatorios, tecnológicos, operativos y financieros– junto con las palancas de mitigación propuestas para minimizar su impacto:

4.6.1. Riesgos regulatorios y de políticas públicas

Un riesgo importante es la incertidumbre regulatoria en torno al modelo BaaS. Actualmente, gran parte de la normativa sobre infraestructura de recarga (en España y la UE) fue concebida pensando en puntos de carga convencionales, no en estaciones de intercambio. Podrían surgir vacíos o trabas legales, por ejemplo: requisitos de homologación de baterías intercambiables, licencias para operar estaciones (¿se consideran instalaciones de suministro energético, con las implicaciones fiscales y de seguridad que ello conlleva?), o dudas sobre la propiedad de la batería en esquemas de renting. La ausencia de estándares armonizados en Europa para baterías extraíbles también refleja un vacío regulatorio. Este vacío contrasta con el modelo chino, donde desde 2021 el gobierno ha adoptado un estándar nacional para baterías intercambiables, habilitando más de 2.000 estaciones de swapping en el país.

Para mitigar esto, la estrategia es involucrar a las autoridades desde el inicio: participar en grupos de trabajo con el Ministerio de Transición Ecológica, IDAE y entes reguladores para aportar información y proponer marcos adaptados. El objetivo es que el intercambio de baterías quede reconocido dentro de las iniciativas de infraestructura alternativa promovidas por la UE (AFIR, etc.) y a nivel nacional se le otorgue estatus en los planes (por ejemplo, incluir objetivos de estaciones de swapping en futuros planes de movilidad). Asimismo, mantener un diálogo cercano con organismos de normalización (UNE, CEN/CENELEC) ayudará a anticipar y cumplir estándares de seguridad y compatibilidad que se definan.

Otra palanca de mitigación es aprovechar que el plan alinea sus metas con las políticas públicas (cero emisiones, resiliencia energética); esto facilita obtener apoyos oficiales y reducir riesgo de cambios adversos de regulación. Por ejemplo, si en el futuro se plantearan incentivos específicos (o exigencias) para facilitar baterías intercambiables –como hizo China definiendo estándares nacionales–, nuestro proyecto estaría bien posicionado para adaptarse rápidamente. En resumen, ser *first mover* activo en el frente regulatorio convertirá un riesgo potencial en una ventaja competitiva.

4.6.2. Riesgos tecnológicos y de estandarización

En el plano técnico, el riesgo principal es la *falta de estandarización de las baterías entre distintos fabricantes y modelos* (Kegel et al., 2025). Actualmente, cada OEM diseña sus baterías con formatos y anclajes propios, lo que dificulta que una misma estación sirva a vehículos de marcas distintas. La

interoperabilidad limitada reduce la eficiencia del sistema: se estima que sin estandarización, el coste por swap puede aumentar en un 15-25% por necesidad de múltiples configuraciones de racks y software. Si no se logra converger en ciertos formatos o adaptar las estaciones a múltiples formatos, el mercado quedaría fragmentado y se perderían economías de escala. Para mitigar esto, la estrategia de alianzas con OEMs es crucial (como se explicó, involucrarlos para desarrollar baterías compatibles). Además, podemos adoptar un enfoque tecnológico modular, como el de Ample, cuyo sistema utiliza módulos de batería universales que se combinan para adaptarse al chasis de distintos vehículos (Callejo, 2025). Ya ha logrado un sistema modular aplicable a más de 10 modelos distintos, con estaciones que operan en EE. UU. con un coste estimado de 250.000 €/unidad. Esta modularidad reduciría la dependencia de un estándar único, ya que las estaciones intercambian módulos estandarizados que juntos equivalen a la batería necesaria de cada modelo. Implementar esa tecnología mitigaría en parte el riesgo de heterogeneidad de diseños.

También es crítica la fiabilidad de la tecnología: NIO y Aulton reportan tasas de disponibilidad superiores al 99,5% y tiempos medios de intercambio de 3-5 minutos. Emular estas cifras en España requeriría importar o licenciar tecnología probada, con validaciones previas en al menos 1-2 estaciones piloto.

Otro riesgo tecnológico es la evolución rápida de las baterías: si en pocos años surgen baterías con química o formato radicalmente distinto (p. ej. baterías de estado sólido no compatibles con los actuales sistemas), podría volverse obsoleta la infraestructura montada. Otro riesgo es la obsolescencia. Si en 5 años las baterías de estado sólido o nuevos estándares hacen incompatibles los sistemas actuales, se corre el riesgo de “stranded assets”.

Para mitigar esto, se plantea diseñar las estaciones con capacidad de actualización, es decir, con espacio y software adaptable para manejar nuevos tipos de batería a medida que aparezcan, con previsión de al menos dos generaciones de tecnología y acuerdos de colaboración con fabricantes como CATL o BYD, que invierten más de 500 millones de euros anuales en I+D y anticipan sus roadmaps con varios años de antelación. Estos acuerdos darán visibilidad de la hoja de ruta tecnológica, pudiendo preparar con antelación las adaptaciones necesarias. Adicionalmente, existe el riesgo de falla o bajo rendimiento de la tecnología de intercambio (p.ej., que el mecanismo robótico resulte más lento o menos fiable de lo previsto).

Para mitigarlo, optaremos por tecnologías ya probadas en campo: tanto NIO como Aulton llevan varios años operando estaciones con tasas de disponibilidad elevadas; podemos licenciar o importar componentes de esas soluciones validadas. Además, un programa riguroso de pruebas piloto en España (quizá inicialmente con 1-2 estaciones demostradoras) permitirá afinar la tecnología a las condiciones locales antes del despliegue masivo.

4.6.3. Riesgos operativos

Uno de los mayores riesgos es la infrautilización. Un estudio de Zhang (2024) y modelos financieros del propio proyecto indican que el umbral de rentabilidad se sitúa en torno a los 60 swaps diarios por estación. Si no se alcanza este volumen, el EBITDA puede ser negativo. Considerando un coste operativo medio de 300.000 €/año por estación, cada swap debe generar al menos 12-15 € de margen bruto para equilibrar costes.

Para mitigar este riesgo, la estrategia será una expansión progresiva y dirigida por la demanda: iniciar en zonas urbanas de alta densidad de VE donde ya circulan más de 5.000 vehículos eléctricos, y asegurando acuerdos con flotas cautivas (taxis, reparto, VTC) y con acuerdos previos de flotas (asegurando un mínimo de swaps diarios), e ir ampliando según crezca la base de suscriptores. Por ejemplo, con solo 100 vehículos realizando 20 swaps/mes, se garantiza una base mínima de 2.000 swaps mensuales (~66 diarios). Además, las estaciones modulares como las de Ample pueden trasladarse en menos de 3 días si una ubicación no resulta rentable, reduciendo riesgo de inversión fija.

Otro riesgo operativo es la gestión del inventario de baterías: si se calcula mal y hay menos baterías de las necesarias, habría esperas en las estaciones en horas pico; si hay demasiadas, se incurre en coste financiero innecesario. Una sobrecarga de stock incrementa el CAPEX (cada batería cuesta ~7.000 €), mientras que la escasez genera esperas y pérdida de servicio. Con una rotación óptima de 0,5 swaps por batería y día, una estación con 13 baterías puede atender 6-7 vehículos simultáneamente, permitiendo más de 70 swaps diarios sin congestión

Esto se manejará con herramientas de analítica predictiva y ajustando periódicamente el stock por estación en función de patrones reales de uso (incluso moviendo unidades entre estaciones en una ciudad según la franja horaria). Ligado a lo anterior está el riesgo de deterioro prematuro de baterías por uso intensivo. Sin embargo, cabe señalar que el swapping bien gestionado puede incluso prolongar la vida útil de las baterías al mantenerlas en rangos de carga óptimos y monitoreadas – y en todo caso, la empresa asume ese desgaste como parte del modelo, con las provisiones financieras correspondientes para reposición.

Por otro lado, la fiabilidad operativa de las estaciones es crítica: una avería prolongada en una estación clave podría dañar la confianza del usuario. Para mitigarlo se implementará mantenimiento preventivo estricto, inventario de repuestos esencial en cada región y un sistema de monitoreo 24/7 que alerte de cualquier anomalía para intervención inmediata. También se puede diseñar redundancia: por ejemplo, tener al menos dos estaciones en cada gran ciudad de modo que si una está fuera de servicio temporalmente, los usuarios tengan una alternativa cercana.

4.6.4. Riesgos financieros y de mercado

En el ámbito financiero, el principal riesgo es que los volúmenes de usuarios e intercambios no alcancen el nivel proyectado en el tiempo estimado, prolongando el periodo de pérdidas y tensionando la liquidez. Esto podría resultar de una adopción más lenta de vehículos eléctricos de lo previsto en España (por factores externos económicos, retrasos en infraestructura de carga, etc.) o de la competencia de otras soluciones. Si en lugar de alcanzar 5,5 millones de VE en 2030 como estima el PNIEC, España se quedara en 3 millones, el mercado potencial se reduciría en un 45%, afectando la escalabilidad de la red. Asimismo, si las estaciones no alcanzan rentabilidad en el horizonte de 5-6 años (plazo de recuperación estimado para inversiones de ~544.000 € por estación), la presión sobre caja podría comprometer la continuidad del proyecto.

Por ejemplo, si la carga ultrarrápida (350 kW o más) se vuelve ubicua y capaz de cargar baterías al 80% en 5-10 minutos, muchos usuarios podrían preferir esa opción familiar en lugar de cambiar la batería. Aunque actualmente el swapping mantiene la ventaja de velocidad (3-5 min vs ~15-20 min de los mejores cargadores), la brecha podría reducirse. Además, competidores directos podrían surgir: otras empresas de swapping (quizá la propia NIO en el futuro europeo) compitiendo por usuarios, o modelos distintos como alquiler de coches con batería extra (range extenders portátiles, etc.).

Para mitigar estos riesgos de mercado, la estrategia es doble: diferenciación y escalabilidad. La diferenciación viene de enfatizar los atributos únicos del BaaS –comodidad, garantía de batería, menor coste inicial del VE– de forma que aunque la carga rápida mejore, seguir ofreciendo un paquete atractivo integral. También mediante la excelencia en la experiencia de usuario: por ejemplo, asegurando que nunca hay cola larga en las estaciones (si la demanda crece, abrir más bahías o estaciones para absorberla, de modo que el swap siga siendo instantáneo), y complementando con servicios de valor añadido (p.ej., desinfectado rápido del vehículo durante el swap, revisión remota de datos del coche mientras se realiza el intercambio, etc.).

En cuanto a la escalabilidad, el plan es moverse rápido para lograr una posición de primer entrante robusta: captar a los partners clave antes que potenciales competidores, y ocupar los emplazamientos óptimos en las ciudades y corredores principales. Esto crea barreras de entrada naturales (efecto red, contratos de exclusividad con aliados, ubicaciones premium). Financiar prudentemente la expansión (como se indicó, combinando fuentes) también mitiga el riesgo de iliquidez.

El plan contempla financiar la primera fase con subvenciones públicas (hasta el 40% del CAPEX) y capital riesgo, minimizando deuda en los primeros 3 años. En paralelo, el modelo de ingresos por suscripción (120 €/mes por usuario medio) asegura flujos estables: con 300 usuarios, una estación media genera aproximadamente 432.000 € al año, lo que cubre más del 130% del OPEX estimado y permite autofinanciar parte de la reposición de baterías y amortización de inversión. Adicionalmente, en caso

de que el crecimiento de VE sea menor al esperado en los primeros años, siempre existe la posibilidad de redimensionar la inversión (ralentizar el despliegue de estaciones) para acompañarlo a la demanda real, preservando capital.

4.6.5. Riesgos de aceptación del usuario

Aunque el 68% de los usuarios europeos encuestados están dispuestos a pagar un sobrecoste mensual de hasta 50-60 € por disponer de swapping (Kegel et al., 2025), persisten percepciones negativas relacionadas con la pérdida de “propiedad” de la batería o dudas sobre su estado. Para mitigar este riesgo, se integrarán mecanismos de transparencia (historial de cada batería, estado de salud), comunicación proactiva (NIO ha realizado ya más de 20 millones de swaps sin incidentes graves) y pruebas piloto gratuitas para flotas y usuarios particulares en los primeros meses.

Para abordar esto, las acciones de educación y marketing serán fundamentales (haciendo demostraciones, comunicando la fiabilidad: por ejemplo, destacando que NIO ya ha realizado más de 20 millones de intercambios sin incidentes de seguridad, o que las baterías en la red se mantienen bajo estrictos controles de calidad).

Además, se puede ofrecer períodos de prueba o garantías de satisfacción: por ejemplo, si un usuario no queda conforme, permitirle salir del plan BaaS y comprar una batería fija (aunque probablemente no ocurrirá si el servicio funciona bien). Transparencia en la gestión (mostrar en la app el historial y estado de la batería que se le instala al usuario, etc.) también genera confianza. Y conforme la comunidad de usuarios crezca y comparta experiencias positivas, este riesgo tiende a mitigarse solo.

Categoría de riesgo	Descripción del riesgo	Palancas de mitigación propuestas
Regulatorio y normativo	Vacíos legales sobre licencias, fiscalidad y estándares de baterías intercambiables.	Diálogo con autoridades (IDAE, MITERD), participación en normativas UNE/UE, alineamiento con políticas públicas.
Tecnológico y de estandarización	Falta de compatibilidad entre fabricantes, riesgo de obsolescencia tecnológica, fiabilidad de los sistemas.	Alianzas con OEMs, uso de módulos universales (ej. Ample), diseño adaptable, pruebas piloto y tecnología validada.
Operativo	Infrautilización de estaciones, errores en dimensionamiento de inventario, averías técnicas.	Expansión gradual, acuerdos con flotas, estaciones reubicables, analítica predictiva, mantenimiento preventivo.
Financiero y de mercado	Lenta adopción de usuarios, competencia con carga ultrarrápida, presión de liquidez en fases iniciales.	Estrategia de diferenciación (comodidad, rapidez), alianzas exclusivas, expansión escalonada, refinanciación progresiva.
Aceptación del usuario	Desconfianza hacia baterías compartidas, resistencia al cambio de hábitos.	Educación, marketing experiencial, garantía de calidad, transparencia en la app, programas de fidelización.

Tabla 6: Análisis y mitigación de riesgos. Fuente: elaboración propia (2025).

4.7. Conclusiones del plan de negocio

El presente capítulo ha desarrollado un plan de negocio integral para la implantación de una red de estaciones de intercambio de baterías en España, bajo el modelo Battery as a Service (BaaS). A partir de un diagnóstico del contexto nacional de movilidad eléctrica, se ha demostrado que el modelo de swapping constituye una solución eficaz a barreras estructurales como el tiempo de carga, la autonomía

limitada y el elevado coste inicial del vehículo eléctrico. La propuesta se apoya en referentes internacionales y se adapta al marco español mediante estrategias de financiación, alianzas estratégicas y una estructura operativa que prioriza la eficiencia, escalabilidad y sostenibilidad económica.

La arquitectura financiera planteada combina ingresos recurrentes, derivados de suscripciones y servicios complementarios, con una estructura de costes compleja pero optimizable en el largo plazo. Asimismo, el análisis de riesgos ha permitido identificar los principales desafíos regulatorios, tecnológicos y de mercado, proponiendo palancas específicas de mitigación. Todo ello permite concluir que el modelo BaaS, bien ejecutado y acompañado de un despliegue progresivo y estratégico, puede convertirse en una pieza clave para la consolidación de la electromovilidad en España, generando valor tanto para usuarios como para actores institucionales, industriales y energéticos.

Para validar la viabilidad técnica, económica y operativa del modelo propuesto, el siguiente capítulo abordará un caso práctico de implementación en una estación de servicio concreta. A través de este ejercicio de simulación, se analizarán los parámetros de diseño, las condiciones de explotación y las proyecciones de resultados que permitirían extrapolar el potencial real del sistema BaaS en un entorno urbano español.

Este análisis servirá como puente entre la formulación conceptual del negocio y su aplicación en el territorio, aportando una base empírica para evaluar su escalabilidad futura. En el siguiente capítulo se desarrollará el diseño técnico de una bahía de carga escalable necesario para implementar y escalar el modelo.

Capítulo 5. Diseño de una bahía de carga para estaciones BaaS

En este capítulo se describe el diseño técnico completo de una bahía de carga para un sistema BaaS de intercambio de baterías, con capacidad para cargar simultáneamente 20 baterías de 75 kWh cada una, bajo un régimen de carga lenta de ~37,5 kW por batería ($\approx 0,5 C$). El objetivo es garantizar una potencia instalada de al menos 750 kW para atender estas 20 cargas simultáneas, integrando la bahía con un centro de transformación propio de 1 MVA. Se detalla la justificación de cada decisión de diseño (tensión de 400 V AC trifásica, elección de cargadores, protecciones, etc.), los cálculos eléctricos necesarios, la distribución física de los componentes, los esquemas unifilares y planos, así como las consideraciones de gestión energética aplicables.

En conjunto, este capítulo proporciona el fundamento técnico para implementar una infraestructura de recarga centralizada y automatizada acorde a estándares industriales y regulatorios actuales, sentando las bases para una instalación segura, eficiente y escalable.

5.1. Justificación del diseño eléctrico de la bahía

5.1.1. Potencia instalada (750 kW) y número de cargadores

La potencia total de 750 kW se dimensiona a partir de la necesidad de recargar 20 baterías de 75 kWh de forma simultánea a 0,5 C (aprox. 37,5 kW por batería)

$$P_b = C * E_b = 0,5 * 75 = 37,5 \text{ kW} \quad [1]$$

$$P_t = P_b * N = 37,5 * 20 = 750 \text{ kW} \quad [2]$$

Donde P_b es la potencia por batería, C la capacidad, P_t la potencia total instalada y N el número de baterías que se cargan a la vez.

Esta capacidad asegura que la estación pueda reponer rápidamente su inventario de baterías cargadas incluso en escenarios de demanda pico, manteniendo disponibilidad para hasta 20 vehículos consecutivos. En la práctica, no siempre todas las baterías requerirán carga máxima a la vez –el sistema BaaS permite escalonar y modular las recargas–, pero es importante instalar potencia suficiente para cubrir el peor caso.

Asimismo, la potencia unitaria moderada (37,5 kW por módulo) califica como carga semirrápida, reduciendo el estrés en las celdas y favoreciendo su vida útil al evitar picos de corriente extremos. Estudios previos señalan que cargar las baterías de forma más lenta y controlada extiende su vida útil

en comparación con la carga ultrarrápida frecuente, a la par que mejora el aprovechamiento energético global del sistema al poder realizar cargas en horas valle nocturnas o con excedentes renovables.

5.1.2. Tensión de alimentación – 400 V AC trifásica

Se adopta una tensión nominal de 400 V en corriente alterna trifásica (50 Hz), estándar en redes de baja tensión europeas, para la alimentación de todos los cargadores. Esta elección se justifica porque los cargadores de ~50 kW disponibles comercialmente están diseñados para conectarse a redes trifásicas de 400 V, con corrientes de entrada manejables y buen factor de potencia.

Por ejemplo, el cargador ABB Terra 54 de 50 kW requiere suministro trifásico de 400 V±10%, con una corriente máxima de unos 125 A (86 kVA). Alimentar los 20 cargadores con un sistema trifásico equilibrado minimiza corrientes de neutro y reduce pérdidas, aprovechando la distribución simétrica de cargas.

Además, trabajar en 400 V disminuye la intensidad para una misma potencia transferida, lo que simplifica el dimensionamiento de conductores y aparatos de maniobra. La topología trifásica soporta mejor la suma de 750 kW, ya que la corriente total se reparte en tres fases; a plena carga (750 kW) se estima una corriente por fase del orden de 1080 A (asumiendo factor de potencia ~1). Este cálculo se realiza siguiendo la siguiente fórmula donde I es la corriente de fase, V el voltaje y $\cos(\varphi)$ el factor de potencia.

$$I = \frac{P}{(\sqrt{3} \times V \times \cos(\varphi))} = \frac{750000}{(\sqrt{3} \times 400 V \times 1)} = 1082,67 A \quad [3]$$

Esto se encuentra dentro de la capacidad de un transformador estándar de 1 MVA ($I_n \approx 1443 A$) y de barras de distribución típicas confirmando la viabilidad de la red de 400 V para nuestra instalación que se calcula siguiendo la siguiente fórmula.

$$I_n = \frac{S}{(\sqrt{3} \times V)} = \frac{1000000}{(\sqrt{3} \times 400 V)} = 1443 A \quad [4]$$

Teniendo en cuenta I_n la corriente nominal del transformador y S la potencia aparente en VA del transformador.

5.1.3. Régimen de carga lenta

La decisión de limitar la potencia de carga de cada batería a ~37,5 kW obedece a criterios tanto técnicos como económicos. En primer lugar, cargar a 0,5 C (la mitad de la capacidad por hora) es un régimen

benigno para baterías de litio de ~75 kWh, evitando sobrecalentamientos y degradación acelerada de las celdas.

La recarga lenta y controlada prolonga la vida útil de las baterías en un sistema BaaS, maximizando el número de ciclos que cada unidad puede servir. En segundo lugar, desde el punto de vista de la red eléctrica, 20 cargas simultáneas a potencia moderada generan una demanda más *suave* y predecible que pocas cargas ultrarrápidas de muy alta potencia. Con una gestión inteligente, la estación puede dosificar la potencia total e incluso reducir picos, beneficiando tanto a la distribuidora como al operador. Cabe mencionar que en estaciones reales se suelen combinar cargas a distintas potencias según la urgencia.

5.1.4. Selección de cargadores DC – ABB Terra 54 vs. Delta Wallbox 25:

Para convertir la alimentación AC trifásica en la corriente continua apropiada para cargar las baterías extraídas, se requiere equipar la bahía con cargadores o rectificadores electrónicos de potencia en configuración modo 4 (carga DC controlada). Se han evaluado dos soluciones comerciales:

- El cargador ABB *Terra 54*, de 50 kW por salida, ampliamente utilizado en carga rápida.
- El *Delta DC Wallbox* de 25 kW, un equipo modular más compacto.

A continuación, se comparan sus características principales relevantes al diseño:

- *ABB Terra 54*: Provee hasta 50 kW DC con rendimiento >95%, factor de potencia >0,96 y toma trifásica 400 V. Su corriente de entrada máxima es ~125 A (86 kVA). Este equipo es capaz de entregar la potencia objetivo de 37,5 kW por batería con margen sobrante; de hecho, podría cargar algo más rápido si se requiriera en momentos puntuales (hasta 50 kW). El cargador *Terra 54* incluye todos los sistemas de control, comunicación OCPP, protecciones internas y refrigeración, siendo una solución llave en mano robusta para entornos comerciales. Su desventaja es el coste y el tamaño: son unidades independientes de pie, de ~350 kg cada una, lo que implicaría 20 gabinetes voluminosos en la sala de carga. No obstante, estos cargadores permiten compartir carga en doble salida AC/DC y tienen opciones de limitación de potencia, lo cual aporta flexibilidad operativa.
- *Delta DC Wallbox 25 kW*: Equipo mural de 25 kW por salida (50–500 V DC, 65 A máx) con eficiencia del 94% y factor de potencia >0,98. Es modular y de menor tamaño (~47 kg), pudiendo instalarse adosado en pares o grupos. Para alcanzar ~37,5 kW por batería se necesitaría combinar dos módulos de 25 kW en paralelo por cada batería, o bien aceptar una potencia individual menor (25 kW) prolongando el tiempo de carga (~3 h en lugar de ~2 h por ciclo completo).

La ventaja del *Delta Wallbox* es su compacidad y escalabilidad: se pueden montar múltiples unidades en rack con menor ocupación de espacio que los *Terra 54*. Además, su electrónica es

también de alto rendimiento (94% y THD conforme a IEEE 519), garantizando un buen comportamiento en red. Sin embargo, para lograr los 750 kW totales se requerirían 30 módulos de 25 kW (2 por cada una de 15 baterías, y 1 por las 5 restantes, por ejemplo), lo que complica la distribución de carga entre baterías y añade puntos de fallo.

Se opta por implementar 20 cargadores DC de ~50 kW (ABB Terra 54), operándolos normalmente al 75% de su capacidad (37,5 kW) para alargar su vida útil y mejorar su eficiencia. Esta solución reduce la complejidad de control (un cargador por batería) y asegura que cada slot de batería pueda alcanzar la potencia de diseño.

Los cargadores de 50 kW ofrecen margen para eventuales ampliaciones de potencia por batería, por ejemplo si en el futuro se integran baterías de mayor capacidad que admitan cargas más rápidas. Adicionalmente, un cargador sobredimensionado trabajando parcializado tiende a operar en rangos de alta eficiencia (los Terra 54 tienen >95% de rendimiento cerca de carga nominal).

La selección de ABB, marca líder, garantiza compatibilidad con protocolos industriales (IEC 61851, CCS2, CHAdeMO) y soporte técnico. No obstante, se prevé instalar los 20 módulos de forma integrada en armarios dentro de la bahía para ahorrar espacio.

En la práctica, fabricantes como ABB, Delta o Circontrol ofrecen soluciones modulares escalables, consistentes en power stacks que alimentan varios puntos de carga; una configuración centralizada así habría permitido un solo rectificador de 750 kW distribuyendo DC a los slots, pero se descarta por fiabilidad (un fallo dejaría inoperativa toda la estación) y por excesiva concentración de calor. Se sigue la recomendación de situar los convertidores localmente en cada cargador para facilitar el mantenimiento independiente y evitar una única unidad de gran tamaño/peso.

5.1.5. Cableado y canalizaciones

Dado el elevado número de alimentaciones individuales (20 circuitos de aproximadamente 50 kW), el diseño del cableado debe garantizar capacidad de corriente adecuada, baja caída de tensión y cumplimiento de las condiciones establecidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Cada cargador, con una potencia entre 37,5 kW y 50 kW, requerirá un circuito trifásico de 400 V dedicado. Para estimar la corriente que circulará por cada fase de estos circuitos se aplica la expresión general para sistemas trifásicos equilibrados:

$$I = \frac{P}{(\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi)} \quad [5]$$

Sustituyendo valores para un cargador de 50 kW, con una tensión de línea de 400 V y un factor de potencia cercano a 1:

$$I = \frac{50000}{\sqrt{3} * 400} \approx 72,2 \text{ A}$$

Y para un cargador de 37,5 kW:

$$I = \frac{37500}{\sqrt{3} * 400} \approx 54,1 \text{ A}$$

Por tanto, el rango de corriente por fase por circuito oscila entre aproximadamente 54 A y 72 A, en función de la potencia real utilizada por cada cargador.

Para este nivel de corriente, se seleccionan conductores de cobre de 16 mm² por fase, aislados a 0,6/1 kV (tipo RZ1-K o FG7OR), cumpliendo con el artículo 5 del REBT y la ITC-BT-19. Estos cables pueden transportar corrientes de hasta 85-90 A, lo cual proporciona un margen suficiente sobre la corriente requerida y asegura condiciones térmicas seguras, incluso en el caso más exigente.

Además, la resistencia típica de un conductor de cobre de 16 mm² es del orden de $R \approx 1,1 \Omega/\text{km}$. Considerando una longitud de ida y vuelta de 50 metros por circuito, la caída de tensión puede estimarse mediante:

$$\Delta V = I * R * L = 72 * 1,1 * 0,05 = 3,96 \text{ V} \quad [6]$$

Y en términos relativos

$$\Delta V\% = \frac{3,96}{400} * 100 = 0,99\% \quad [7]$$

muy por debajo del límite del 5% fijado por la ITC-BT-07. Incluso en el circuito más desfavorable, se cumple la ITC-BT-52, asegurando un suministro estable a cada cargador.

En cuanto al diseño físico, para minimizar las interacciones térmicas entre circuitos, se procurará separar físicamente los conductores de diferentes cargadores, por ejemplo, mediante bandejas perforadas individuales o tubos separados por circuito. Esto evita la acumulación de temperatura y la necesidad de aplicar factores de corrección por agrupamiento, permitiendo mantener la sección seleccionada sin sobredimensionamientos adicionales.

Respecto al conductor de neutro, aunque en teoría la corriente es muy baja debido al equilibrado trifásico y al uso de corrección del factor de potencia (PFC) en los cargadores, se instalará un conductor de sección igual a fase para cada circuito:

$$S_{neutro} = 16 \text{ mm}^2 \text{Cu}$$

Esto asegura el suministro a cargas monofásicas internas de los cargadores y el cumplimiento de la topología TN-S dentro de la estación.

Cada circuito incluirá además un conductor de protección (PE) de cobre de sección:

$$S_{PE} = 16 \text{ mm}^2 \text{Cu}$$

conforme a la ITC-BT-18 y la ITC-BT-52, conectando cada punto de recarga a la red general de tierras mediante cable verde-amarillo. Esta red de tierras se unirá al neutro del transformador en un esquema TT, garantizando seguridad y continuidad equipotencial. Toda la canalización y los soportes serán metálicos y equipotenciales o, en su defecto, no conductivos.

5.1.6. Protecciones eléctricas

La instalación debe estar protegida frente a los siguientes riesgos eléctricos, conforme a lo establecido por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) e ITC-BT-52:

- sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos),
- contactos indirectos (derivaciones a tierra),
- sobretensiones (transitorias y permanentes).

5.1.6.1. Protección contra sobreintensidades

En el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) se instalará un interruptor general (IG) tetrapolar de potencia, dimensionado para la corriente nominal total de la instalación. Se seleccionará, por ejemplo:

$$I_{nominal} = 1600 \text{ A}, I_{cu} \geq 50 \text{ kA} \quad [8]$$

Este interruptor protegerá el tramo entre el transformador y las barras principales de distribución, y actuará ante sobrecargas globales o cortocircuitos.

Cada uno de los 20 cargadores dispondrá de su propio interruptor magnetotérmico en su línea derivada. Para un cargador de 50 kW trifásico, con tensión de 400 V y factor de potencia cercano a 1, la corriente de servicio se calcula como:

$$I = \frac{P}{(\sqrt{3} \cdot V)} = \frac{50000}{\sqrt{3} * 400} = 72,2 \text{ A} \quad [9]$$

Por tanto, se seleccionará un interruptor magnetotérmico de calibre inmediatamente superior, por ejemplo:

$$I_{magneto} = 80 \text{ A}, \text{ curva } D$$

Se utilizarán interruptores con un poder de corte suficiente para la corriente de cortocircuito en barras. Dado un transformador de 1 MVA con impedancia del 6 %, se estima:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z} = \frac{1443}{0,06} = 24050 A \quad [10]$$

Por tanto, se exigirá un poder de corte mínimo de 25 kA y se recomienda de 36 kA.

Tanto el IG como los interruptores magnetotérmicos deberán cumplir con las normas UNE-EN 60947-2 o 60898, incluyendo disparadores instantáneos (para cortocircuito) y de retardo corto (para discriminación selectiva).

5.1.6.2. Protección diferencial

Según la ITC-BT-52, se instalarán dispositivos de protección diferencial de alta sensibilidad (≤ 30 mA), tipo A o B, en cada punto de recarga. En nuestro caso, los cargadores ABB Terra 54 disponen de protección diferencial de corriente continua (DC) integrada, conforme a IEC 61851, por lo que es admisible añadir un diferencial externo tipo A 30 mA:

Para una mayor fiabilidad y evitar disparos intempestivos, se adoptará una configuración de coordinación entre diferenciales:

- El diferencial general, si se instala, será tipo S retardado.
- Los diferenciales individuales, tipo A o B, actuarán de forma instantánea.

En ubicaciones de acceso público, se recomienda el uso de diferenciales rearmables o con señalización remota, para evitar indisponibilidades prolongadas en caso de fallo.

5.1.6.3. Protección contra sobretensiones

Se instalarán:

- Un dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (SPD tipo 2), conectado entre fases y neutro, con las siguientes características:

$$U_c \geq 440 V, I_{descarga} > 40 kA \quad [11]$$

- Un relé de control de tensión para proteger frente a sobretensiones permanentes. Este relé desconectará la alimentación si la tensión excede el 10 % de la nominal:

$$U_{desconexión} > 1,1 * 400 = 440 V \quad [12]$$

Este sistema protege los equipos ante fallos como la pérdida del neutro en la red de media tensión.

5.1.6.4. Puesta a tierra y contactos indirectos

Todos los cuadros eléctricos, envolventes metálicos y canalizaciones conductoras estarán conectados a una red de tierra, conforme a ITC-BT-18. Se garantizará que, ante cualquier derivación a masa, la corriente de fallo provoque la actuación de los dispositivos diferenciales.

En un esquema TT, se debe cumplir la condición de tensión de contacto segura:

$$R_A * I_f \leq 50 V \quad [13]$$

Para zonas húmedas o exteriores:

$$U_L \leq 24 V \quad [14]$$

Por tanto, la estación dispondrá de una red de tierra propia formada por picas verticales y un anillo de cobre desnudo de al menos 35 mm² enterrado, todo ello unido al neutro del transformador.

5.1.7. Esquema de conexión a red

La estación de intercambio operará como un suministro independiente conectado en media tensión, con su propio centro de transformación 15/0,4 kV y contador principal. Esto corresponde en la clasificación de la ITC-BT-52 a un Esquema 3 (instalación individual, contador exclusivo para la estación) o incluso a un esquema derivado tipo *SAVE colectivo* si en un futuro se integrasen varios cargadores de distintos usuarios.

En nuestro caso, al ser una estación de servicio, se dará de alta un suministro específico en MT con su equipo de medida en alta o baja tensión según defina la compañía distribuidora. Desde el punto frontera, la acometida subterránea de MT alimentará el centro de transformación de 1 MVA dentro de la parcela; de allí partirá la red de BT de 400 V hacia la bahía de carga. No existe conexión con otras instalaciones de usuarios, lo que simplifica la tramitación: se realizará proyecto eléctrico completo, se solicitará punto de conexión en MT y se cumplirán los trámites de alta de nuevo suministro según RD 1048/2013.

En el caso de integrar la estación en una ubicación existente (p. ej. en una gasolinera actual), podría optarse por esquemas colectivos con contador secundario, pero ello requeriría garantías de potencia disponible. Dado que la potencia requerida (750 kW) es comparable a la de una industria mediana, la mejor práctica es un suministro dedicado en MT para no comprometer la red interior de ningún abonado colindante.

5.2. Diseño físico y distribución espacial de la bahía

La bahía de carga se concibe como un área técnica dentro de la estación BaaS donde se alojan físicamente las baterías extraídas y los equipos de potencia asociados. Su diseño físico debe facilitar:

- El almacenamiento seguro de al menos 20 baterías (compartimentos tipo rack)

- La conexión eléctrica automática de cada batería a un cargador
- La ventilación/refrigeración del conjunto
- El mantenimiento e inspecciones periódica
- El intercambio de baterías

Se opta por una disposición modular en forma de racks dobles, similar a armarios de baterías estacionarias, ubicados dentro de un contenedor o edificio técnico adyacente al carril de intercambio.

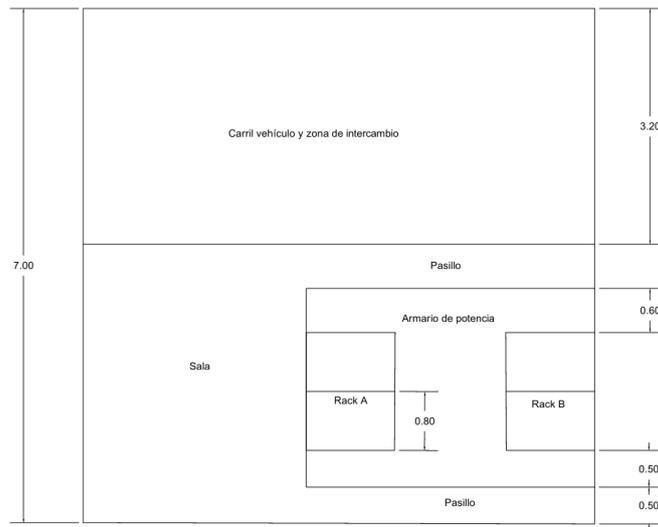


Figura 20: Planta del modelo de bahía (medidas en metros). Fuente: elaboración propia (2025).

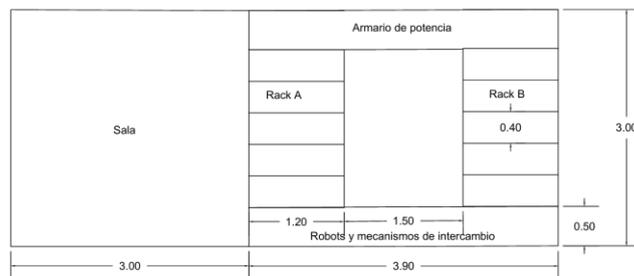


Figura 21: Alzado del modelo de bahía (medidas en metros). Fuente: elaboración propia (2025).

Como se aprecia en las Figuras 1 y 2, se plantean dos racks de baterías (A y B), cada uno con capacidad para 10 módulos en 2 columnas de 5 niveles. Estos racks estarán contruidos con chasis metálico robusto y mecanismos de guiado para insertar/extraer las baterías de forma robotizada. Cada compartimento dispondrá de un conector de potencia en el fondo, compatible con el diseño del pack de baterías. Cuando la batería descargada se deposita en el slot, este conector se acopla automáticamente a su contraparte en el pack, estableciendo la conexión eléctrica (DC) y de comunicaciones con el BMS. Un sistema de enclavamiento mecánico garantizará que el conector solo energiza cuando la batería está correctamente asentada y sellada, evitando arcos o contactos defectuosos. En modo normal, las baterías permanecerán

alojadas en estos racks durante la carga y posteriormente en espera hasta ser requeridas para un nuevo swap.

Encima de los racks se ubicará el sistema de cargadores. En el esquema de la figura 20, los 20 cargadores DC (modulares) se agrupan en un armario de potencia situado en la parte superior, cubriendo todo el ancho de la bahía. Este armario incluye la electrónica de los rectificadores, sus disipadores y ventiladores, y los cuadros de protección individuales. Desde él parten los mazos de cables DC hacia cada slot de batería.

La disposición espacial considera también la operativa de intercambio: en la figura 19, el vehículo se posiciona en un carril adyacente a la bahía, donde un robot extrae su batería agotada y la traslada a un slot vacío del rack, tomando a su vez una batería cargada del rack para instalarla en el vehículo. Este flujo cruzado permite que mientras un rack entrega baterías cargadas, el otro reciba las descargadas, optimizando tiempos.

Los racks están separados suficiente para que el mecanismo de transferencia maniobre entre ellos. Se dejarán pasillos o accesos laterales para personal técnico, con espacio para retirar un módulo manualmente en caso de avería. Todo el recinto de la bahía estará dotado de sistemas de seguridad: detección de humo y temperatura en cada nivel, sistemas de extinción automáticos dados los riesgos de incendios de baterías, y ventilación forzada con sensores de hidrógeno. Las bandejas de cables se instalarán preferentemente en la parte superior, alejadas del alcance del robot y del personal, y canalizando los cables hacia los cargadores.

En cuanto a dimensiones, considerando baterías de 75 kwh, cada módulo puede medir aproximadamente $1,2 \times 0,8 \times 0,15$ m y pesar unos 400–500 kg. Un rack de 5 niveles de altura tendría ~ 2 m dejando espacio para maniobras, y dos columnas $\sim 1,6$ m de ancho, con profundidad ~ 1 m. Con 2 racks más pasillo central de 1,5 m. El largo necesario para 10 módulos (dos col. de 5) será ~ 3 m incluyendo espacio para manipulación. Por tanto, un contenedor de $7 \text{ m} \times 7 \text{ m}$ (49 m^2) podría alojar el sistema de intercambio de 20 baterías.

Por último, destacar que la bahía de carga estará climatizada de forma controlada. Las baterías funcionan óptimamente en torno a $15\text{--}30$ °C; por ello se dispondrá de aire acondicionado o intercambiadores que mantengan esa temperatura en el interior, evitando condensación. Los cargadores electrónicos también se benefician de ambiente fresco para entregar potencia nominal sin recorte. Se prevé una renovación de aire constante y, en climas cálidos, refuerzo de refrigeración líquida directa en las bandejas de baterías si fuese necesario. Toda esta infraestructura auxiliar (HVAC, robot, etc.) aunque relevante físicamente, se escapa del enfoque eléctrico principal de este capítulo, pero se menciona para completar la visión de diseño integral.

5.3. Cálculos eléctricos de la instalación

A continuación, se presentan los cálculos clave que avalan las dimensiones y componentes seleccionados, asegurando que la instalación opere dentro de parámetros seguros y eficientes conforme al REBT.

5.3.1. Cálculo de intensidades y corrientes de diseño

5.3.1.1. Corriente por cargador

Cada cargador de 37,5 kW, conectado a 400 V trifásica y con un $\cos \phi \approx 1$, demanda una corriente estimada:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\phi)} = \frac{37500}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 54,1 \text{ A} \quad [15]$$

Considerando un factor de potencia mínimo de 0,96 y el rendimiento del rectificador, la corriente real podría ascender a unos 60–65 A.

Por ejemplo, el cargador ABB Terra 54, cuando opera a 50 kW, alcanza una corriente de entrada de:

$$I = 125 \text{ A}$$

Escalando linealmente a 37,5 kW (idealmente):

$$I = \frac{37,5}{50} * 125 = 93,75 \text{ A}$$

Sin embargo, gracias al Power Factor Controller (PFC) y un $PF > 0,96$, la corriente efectiva a plena carga se mantiene alrededor de 100 A. Para garantizar un diseño prudente y cubrir picos breves, se dimensiona cada circuito con un interruptor magnetotérmico de:

$$I_{nominal} = 80 \text{ A (Curva D, tres polos)}$$

Este calibre cubre adecuadamente los 60 A esperados y admite sobreintensidades transitorias sin disparo inmediato.

5.3.1.2. Corriente total de la bahía

Con 20 cargadores funcionando en paralelo, cada uno demandando aproximadamente 60 A, la corriente trifásica total requerida por la bahía es:

$$I_{total} = 20 * 60 = 1200 \text{ A} \quad [16]$$

Esta corriente se distribuye entre tres fases:

$$I_{fase} = \frac{I_{total}}{3} = 400 \text{ A} \quad [17]$$

En condiciones equilibradas, cada fase soporta 400 A, muy por debajo de la capacidad nominal del transformador de 1 MVA:

$$I_{trafo} = \frac{1000000}{\sqrt{3} * 400} = 1443 \text{ A}$$

Por tanto, la carga representa:

$$\frac{1200}{1443} = 83\% \text{ de la capacidad nominal}$$

Este valor es aceptable para servicio continuo, permitiendo márgenes térmicos incluso en condiciones ambientales desfavorables.

La corriente de neutro en condiciones normales se considera prácticamente nula debido al equilibrio de fases, aunque podría aparecer un valor marginal si se activan equipos auxiliares monofásicos:

$$I_N = 0 \text{ A}$$

Aun así, se prevé conductor de neutro de misma sección que fase como medida de seguridad.

5.3.1.3. Corriente de cortocircuito en baja tensión

La corriente de cortocircuito trifásico en barras de 400 V se estima a partir de la potencia del transformador y su impedancia:

$$Z = 6\%$$

$$I_{cc \text{ barras}} = \frac{I_n}{Z} = 24050 \text{ A} \quad [18]$$

Este valor puede verse reducido por la impedancia aguas arriba de la línea de media tensión y otros elementos, por lo que para el diseño se considera:

$$I_{cc, \text{diseño}} = 20.25 \text{ kA}$$

En el extremo de cada línea derivada hacia un cargador, la impedancia de los cables (por ejemplo, cable de 25 mm², longitud de 20 m) reduce la corriente:

- Impedancia inductiva estimada:

$$Z_{cable} = 0,0005 \Omega$$

- Suma total con transformador y embarrado:

$$Z_{total} = 0,0047 \Omega$$

$$I_{cc, \text{cargador}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 0,0047} = 18000 \text{ A} \quad [19]$$

En consecuencia, todos los aparatos de protección y embarrados se especificarán con un poder de corte mínimo de 25 kA.

Esto incluye interruptores automáticos, seccionadores y contactores. Los seccionadores en media tensión dispondrán de fusibles calibrados para soportar hasta:

$$I_{cc,MT} = 8 - 10kA (15 kV)$$

5.3.2. Cálculo de caída de tensión

El cumplimiento del criterio reglamentario de caída de tensión máxima del 5 % (establecido por la ITC-BT-07) es especialmente importante en los circuitos individuales de los cargadores, dado que operan con altas intensidades y pueden tener recorridos considerables desde el cuadro general.

Cada línea trifásica entre el cuadro y un cargador incluye los siguientes tramos:

- Embarrado principal → dispositivo de protección → cableado hasta el cargador.

5.3.2.1. Cálculo de caída de tensión para un cargador típico

Se considera una longitud efectiva de 25 m por rama (teniendo en cuenta rodeos en la canalización), con conductor de cobre 4×16 mm², cuya resistencia es $R = 1,08 \Omega/km = 0,00108 \Omega/m$.

La caída de tensión trifásica se calcula mediante:

$$\Delta V = I * R * L * \sqrt{3} = 60 * 0,00108 * 25 * 1,732 = 2,8 V \quad [20]$$

En términos relativos:

$$\Delta V\% = \frac{2,8}{400} * 100 = 0,7\% \quad [21]$$

5.3.2.2. Escenario ampliado: longitud máxima 50 m

En el caso de una estación de mayor tamaño, con líneas de hasta 50 m, la caída sería:

$$\Delta V = I * R * L * \sqrt{3} = 60 * 0,00108 * 50 * 1,732 = 5,6 V \quad [22]$$

En términos relativos:

$$\Delta V\% = \frac{5,6}{400} * 100 = 1,4\% \quad [23]$$

Incluso en este escenario, la caída se mantiene muy por debajo del límite reglamentario.

5.3.3.3. Aportaciones adicionales y transformador

A esta caída de tensión en los cables puede sumarse la contribución de otras partes del sistema (como embarrado principal), pero el margen disponible es amplio.

En cuanto al transformador, cuya impedancia es del 6 %, puede producir una caída máxima del 6 % si trabaja al 100 % de carga. Sin embargo, en condiciones reales de operación (por ejemplo, al 80 %), la caída se reduce:

$$\Delta V_{trafo} = 0,8 * 6\% = 4,8\% \quad [24]$$

No obstante, esta caída no se computa dentro del 5 % de la ITC-BT-07, ya que dicha norma se refiere únicamente al circuito de baja tensión desde el secundario del transformador hasta el punto de utilización.

Por tanto, en nuestra instalación, donde el tramo relevante es desde el transformador hasta cada cargador, la caída de tensión efectiva está por debajo del 1 %, cumpliendo sobradamente con la normativa.

5.3.3.4. Implicaciones técnicas

Este margen de tensión es beneficioso porque:

- Permite absorber variaciones de la red de MT (por ejemplo, caídas del -2 %),
- Garantiza que los cargadores operen con tensiones estables,
- Asegura que las baterías reciban los voltajes adecuados de carga, típicamente en el rango de 300–400 V DC nominal, sin riesgos por baja tensión.

En conclusión, se cumple ampliamente la ITC-BT-07 y se garantiza un funcionamiento seguro y eficiente del sistema de carga, incluso en escenarios exigentes.

5.3.3. Sección mínima de conductores y cálculos térmicos

Conforme a lo establecido en la ITC-BT-19 e ITC-BT-52, la sección seleccionada de 16 mm² de cobre (Cu) para las líneas individuales que alimentan cada cargador cumple simultáneamente los tres criterios esenciales: capacidad de conducción de corriente, caída de tensión, y resistencia térmica ante cortocircuito.

5.3.3.1. Verificación térmica en cortocircuito

El efecto térmico que sufre un conductor durante un cortocircuito se estima mediante la fórmula de sobrecalentamiento adiabático:

$$\Delta T = \frac{(I_{cc})^2 * t}{k^2 * S^2} \quad [25]$$

donde:

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (en A),

- t: duración del cortocircuito (en s),
- k: constante térmica del conductor (para Cu con aislamiento PVC, $k \approx 115$),
- S: sección del conductor (en mm^2),
- ΔT : aumento de temperatura (en $^{\circ}\text{C}$).

a) Caso 1: actuación de fusible en 0,1 s

$$\Delta T = \frac{(20000)^2 * 0,1}{115^2 * 16^2} = 11,81^{\circ}\text{C}$$

b) Caso 2: disparo magnetotérmico en 0,25 s

$$\Delta T = \frac{(20000)^2 * 0,25}{115^2 * 16^2} = 29,52^{\circ}\text{C}$$

Ambos valores están muy por debajo del límite térmico de los conductores (PVC puede soportar hasta 160°C en pico), por lo que no hay riesgo de deterioro permanente antes de que actúen las protecciones.

5.3.3.2. Cumplimiento de sección mínima reglamentaria

La ITC-BT-52 establece que la sección mínima de los conductores para puntos de recarga será de:

- $2,5 \text{ mm}^2$ en cobre
- 4 mm^2 en aluminio

En este diseño, se emplea una sección de 16 mm^2 Cu, muy superior al mínimo exigido por normativa.

5.3.3.3. Sección del neutro y conductor de protección (PE)

Según la ITC-BT-18, cuando la sección de fase es inferior a 50 mm^2 , tanto el neutro como el conductor de protección (PE) deben tener la misma sección que la fase. Por ello, se adopta:

- Neutro = 16 mm^2
- PE = 16 mm^2

5.3.3.4. Red de tierra general de la estación

La red de puesta a tierra estará compuesta por un anillo enterrado de cobre desnudo de 35 mm^2 , complementado con picas verticales, cumpliendo los requisitos específicos para estaciones de recarga.

5.3.3.5. Embarrado principal del cuadro

Se contempla un embarrado trifásico de cobre dimensionado para 1600 A. Se valoran dos soluciones:

Opción 1: Barras de cobre

- Sección por fase: $100 \text{ mm} \times 10 \text{ mm} = 1.000 \text{ mm}^2$
- Densidad de corriente: $1600 \text{ A} / 1.000 \text{ mm}^2 = 1,6 \text{ A/mm}^2$. Este valor es adecuado para funcionamiento sin ventilación forzada.

Opción 2: Cables múltiples por fase

- $4 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2)$ por fase. Esta opción aporta mayor flexibilidad de instalación y es común en estaciones de recarga de gran potencia.

5.3.3.6. Cableado desde el transformador al cuadro

Cuando la distancia entre el transformador y el cuadro supera los 5 metros, se recomienda utilizar:

- $4 \times (1 \times 300 \text{ mm}^2 \text{ Cu})$ por fase

Esta configuración proporciona una capacidad superior a 1.600 A y minimiza las pérdidas por efecto Joule. Si la distancia es reducida, se podrán utilizar pasatapas directos o barras rígidas entre el transformador y el embarrado, conforme al proyecto tipo de centro de transformación.

5.3.4. Coordinación de protecciones y selectividad

El diseño de protecciones de la estación busca asegurar la selectividad vertical, es decir, que ante un fallo actúe únicamente el dispositivo más cercano al punto de defecto, evitando desconexiones generales innecesarias. Se aplican los principios de escalonamiento lógico entre interruptores automáticos, fusibles y diferenciales.

5.3.4.1. Protecciones magnetotérmicas

Cada cargador dispone de un interruptor magnetotérmico de 80 A (curva D), calibrado para despejar sobrecargas leves y fallos en su propio circuito. Se espera una corriente de servicio de unos 60 A por cargador, por lo que el calibre de 80 A permite tolerar transitorios sin disparo inmediato.

El Interruptor General (IG) del cuadro tiene un calibre de 1600 A y se configura con dos umbrales:

- Relé térmico ajustado ligeramente por encima de la corriente total prevista:

$$I_{\text{térmico,IG}} = 1200 \text{ A}$$

- Disparo magnético instantáneo ajustado por encima de la corriente de cortocircuito en barras:

$$I_{\text{magnético,IG}} = 25000 - 30000 \text{ A}$$

Este ajuste evita que el IG actúe por corrientes normales o fallos en los ramales, dejando que los magnetotérmicos de cada cargador se encarguen localmente.

5.3.4.2. Tiempo de disparo y limitación de cortocircuito

Para un cortocircuito aguas abajo, el magnetotérmico del cargador correspondiente se activará en un tiempo típico del orden de $t = 0,02-0,1$ s.

La onda de corriente queda limitada por la impedancia local del cableado y por la impedancia del transformador, por lo que el IG general no percibe un valor suficiente para disparar antes de que actúe el interruptor del ramal.

En caso de cortocircuito en barras, sí se producirá el disparo del IG, con posible actuación casi simultánea de los fusibles de Media Tensión (MT). La coordinación se establece para que:

- Fusibles MT despejen cortocircuitos muy altos (protección back-up),
- Interruptores BT actúen en fallos moderados o sobrecargas.

5.3.4.3. Protección diferencial

Cada línea a cargador incluye un interruptor diferencial individual de alta sensibilidad de $I = 30\text{mA}$:

- Tipo A: detecta corriente alterna y componente pulsante de continua.
- Tipo B: detecta también continua pura (recomendado para cargadores DC si no tienen detector interno).

En este caso, los cargadores ABB Terra 54 incorporan protección interna frente a fugas DC conforme a IEC 61851, por lo que es válido instalar diferenciales tipo A en cabecera de cada circuito.

Se evita instalar un diferencial general de cabecera (por ejemplo, 300 mA tipo S), siguiendo la recomendación de la ITC-BT-52 cuando cada punto de carga dispone de su propio diferencial. Esto mejora la selectividad horizontal y evita desconexiones innecesarias.

La instalación opera en esquema TN-S, con el conductor de neutro aislado del sistema de tierras. De este modo, toda corriente de fuga circulará por el PE y será correctamente detectada sin afectar al neutro.

5.3.4.4. Protección frente a sobretensiones

En cabecera se instalará un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (SPD) tipo 2, calibrado según las siguientes especificaciones:

- Tensión máxima de operación:

$$U_c \geq 440 \text{ V}$$

- Corriente de descarga por fase:

$$I_{descarga} \geq 40 \text{ kA}$$

Este dispositivo protegerá frente a sobretensiones transitorias (como las debidas a rayos) derivando el exceso de energía a tierra. Tras el evento, los varistores del SPD volverán a su estado de alta impedancia, sin necesidad de intervención.

Adicionalmente, se instalará un relé de control de sobretensión permanente, que actuará si se supera un umbral del 10 % por encima del valor nominal:

$$U_{desconexión} = 1,1 * 400 = 440 V \quad [26]$$

En ese caso, se abrirá el IG general, requiriendo rearme manual tras la estabilización de la tensión. Este sistema protege contra situaciones como pérdida del neutro en la red de media tensión.

5.3.4.5. Protecciones internas del cargador

Los propios cargadores Terra 54 integran sistemas de protección avanzados, conforme a la norma IEC 61851-23:

- Monitor de aislamiento,
- Control térmico interno,
- Fusibles DC
- Protección contra inversión de polaridad.

Estas protecciones actúan de forma independiente a las de la instalación fija y ofrecen un nivel adicional de seguridad.

En resumen, los cálculos de intensidades, caídas de tensión y capacidad de conductores/protecciones confirman que la arquitectura propuesta (1 MVA, 400 V, 20×50 kW) es técnicamente sólida. Se mantiene un amplio margen de seguridad térmica y eléctrica, y se logran pérdidas moderadas, aproximadamente estimadas en un 2–3% (cobre + transformador), lo cual es aceptable para una estación de esta envergadura.

5.4. Esquemas eléctricos (unifilares y diagramas)

A continuación se presentan los esquemas eléctricos que ilustran la configuración de la bahía de carga, incluyendo el centro de transformación, cuadros de protección y cargadores. Se emplea simbología normalizada según IEC/UNE.

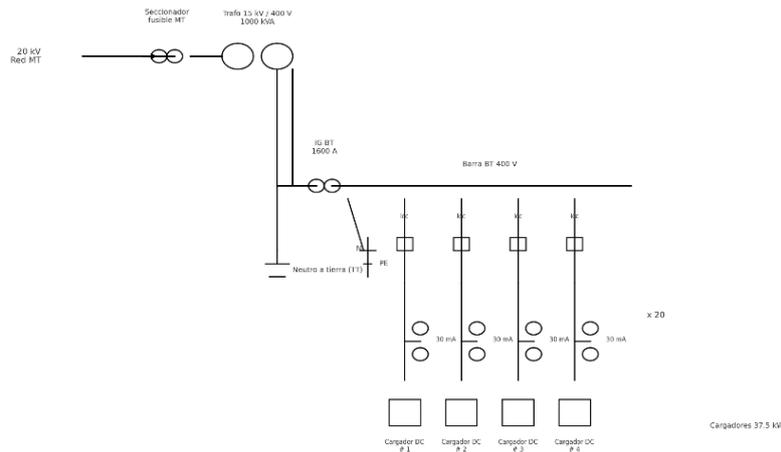


Figura 22: Esquema unifilar de la bahía. Fuente: elaboración propia (2025).

En el esquema unifilar de la figura 21, se pueden identificar las siguientes etapas numeradas:

1. **Red de Media Tensión (MT) 20 kV:** Alimentación de la compañía distribuidora, conectada a través de una celda de línea en el centro de transformación. Incluye un seccionador tripolar con fusibles de MT, calibrados a la potencia de 1 MVA (p. ej. fusibles de 40 A tipo TI). Este conjunto protege al transformador de sobrecargas y cortocircuitos en su primario, despejando fallas de manera rápida ($t < 50$ ms para corrientes de varios kA). Los fusibles MT están dimensionados para admitir la corriente nominal (≈ 33 A a 17,5 kV) sin fundirse y para coordinar con la curva de daño del transformador.
2. **Transformador 15 kV / 400 V – 1000 kVA:** Representado con los símbolos de dos bobinados acoplados. El primario en triángulo o estrella (según red MT) y el secundario normalmente en estrella con neutro accesible. En nuestro caso, se configura en estrella-tierra (neutral solidariamente puesto a tierra), estableciendo el sistema TT en BT. El transformador puede ser en cabina de interior o tipo prefabricado compacto. Incluirá protecciones internas (relé térmico, válvula de sobrepresión) y deberá cumplir la norma Ecodesign (bajas pérdidas en vacío/cortocircuito). La impedancia estimada 6% limita la corriente de cortocircuito y aporta cierta regulación de tensión ante cargas desequilibradas o variaciones de tensión primaria.
3. **Cuadro General de Baja Tensión (CGBT):** Consta del interruptor general (IG 1600 A) a la salida del trafo, seguido de barras de cobre 400 V que distribuyen a las derivaciones. El IG se simboliza con dos semicírculos (contactos de ruptura) en cada fase. Es un interruptor motorizado o manual, con disparador electrónico ajustable. A su lado se suele ubicar el contador de energía (4 hilos, telemedida en nuestro caso). En el esquema se indica también el neutro conectado a la barra de tierra (símbolo de tierra), propio del TT: el neutro del trafo va directamente a una pica, y de ahí al cuadro como neutro de servicio. En la ilustración, N y PE

se muestran combinados solo a nivel esquemático; realmente tendremos un barrote de neutro aislado y un barrote de tierra unidos por el electrodo general.

4. **Derivaciones a cargadores (circuitos SAVE):** Desde la barra trifásica salen 20 líneas monofililares iguales. En la figura se han dibujado 4 para simplificar, marcando “×20”. Cada línea incorpora:

1. Un interruptor magnetotérmico tripolar, representado por un pequeño rectángulo en serie (o similar) y etiquetado.
2. Un interruptor diferencial 30 mA (simbolizado por dos toros entre círculos) por fase.
3. La conexión al cargador DC (cuadrado al final). En la realidad, el magnetotérmico podría integrar la protección diferencial en un solo aparato tipo combinado para ahorrar espacio.

La designación I_{dc} en la figura denota el cargador de corriente continua como carga final. Obsérvese que solo se dibujó el conductor de fase; el neutro iría paralelo hasta el cargador (en caso de necesitar referencia 230 V para auxiliar) y el PE a tierra.

5.5. Sistema de Gestión Energética (EMS) de la estación

Uno de los mayores beneficios de las estaciones BaaS es la capacidad de administrar inteligentemente la carga de las baterías de forma desacoplada del uso del vehículo. Esto permite implementar un *Sistema de Gestión Energética (EMS)* avanzado que optimiza costos y minimiza picos de demanda, a la vez que asegura la disponibilidad de baterías cargadas para los usuarios. Nuestro diseño eléctrico incorpora un EMS con las siguientes funciones clave:

5.5.1. Balanceo dinámico de carga

El EMS puede modular la potencia de cada cargador en tiempo real para mantener la demanda total bajo ciertos límites o para repartir equitativamente la energía. Por ejemplo, si varias baterías están cerca del 100% de carga (fase de CV, bajo amperaje) y otra recién comienza (CC, alto amperaje), el sistema puede asignar más potencia a la nueva sin exceder el tope de 750 kW. En horas de baja afluencia, podría incluso reducir el número de cargadores activos simultáneamente, cargando menos baterías a la vez pero más eficientemente (aprovechando mejor la conversión).

Esto contribuye a eliminar puntas de carga: la estación no enciende todos los cargadores a la vez tras varios swaps, sino que los escalona. Un estudio de Alharbi *et al.* (2023) señala que con una estrategia EMS adecuada se puede reducir hasta un 30% el pico de carga en la red local comparado con carga convencional simultánea. En nuestro caso, en lugar de saltar de 0 a 750 kW instantáneamente, el EMS escalaría gradualmente de 0 a, digamos, 500 kW, distribuyendo las recargas en el tiempo.

5.5.2. Programación horaria según tarifas (OMIE) y demanda prevista

España cuenta con un mercado eléctrico horario (OMIE) con variaciones de precio sustanciales a lo largo del día. El EMS integrará un módulo de optimización de coste que, vía pronósticos o señal precio en tiempo real, ajuste la carga de baterías para aprovechar las horas de energía barata. Por ejemplo, típicamente la madrugada y mediodía (exceso solar) presentan precios bajos; el EMS procurará que la mayor parte de las baterías se carguen en esos períodos de tarifa valle.

En cambio, durante las horas pico caras (p. ej. al anochecer), se minimiza. De este modo, la estación actúa casi como un sistema de almacenamiento energético, consumiendo de la red cuando es más conveniente. Se habla de modo Grid-to-Battery (G2B) en horas baratas y potencialmente Battery-to-Grid (B2G) en caras. Aunque nuestro alcance principal es carga, nada impide que, en momentos de precios exorbitantes o emergencias de red, algunas baterías devuelvan energía a la red (si los cargadores son bidireccionales) para lucrar con arbitraje.

5.5.3. Priorización según estado de carga (SoC) y necesidades

El EMS monitoriza en todo momento el SoC de cada batería en rack, así como su estado de salud (SoH), temperatura, etc. Las baterías disponibles se clasifican por nivel de carga. Para garantizar swaps rápidos, el sistema mantiene preferentemente un número de baterías al 100% SoC listas para entrega. Sin embargo, cargar todas al 100% y mantenerlas ahí no es óptimo para su vida útil, por lo que el EMS aplica una estrategia de “rotación”: mantiene la mayoría de baterías a ~80–90% (nivel óptimo de almacenamiento) y solo termina de cargar al 100% aquellas que prevé serán usadas pronto.

Esta predicción puede basarse en la afluencia histórica de coches (por ejemplo, si suele venir uno cada 15 min en horas pico, se asegura siempre X baterías al 100%). Si la demanda baja, las baterías quizá queden al 90% hasta que un coche llegue, completándose al 100% justo antes del intercambio. Esto optimiza la degradación calendárica y evita retener tiempo prolongado las celdas en alta tensión.

5.5.4. Gestión de inventario y logística interna

El EMS decide qué batería entregar a cada usuario y cuál recargar a continuación. Usando criterios de equilibrio de uso, se procura que todas las baterías roten y soporten ciclos similares. También identifica baterías que requieren balanceo de celdas o calibración de BMS y puede asignarlas a carga lenta de acondicionamiento cuando sea oportuno. Incluso permite planificar la sustitución o mantenimiento: si una batería muestra SoH reducido, el EMS la marcará para no asignarla a usuarios hasta revisarla.

5.5.5. Comunicación con la red eléctrica y mercados

Un EMS sofisticado puede participar en programas de gestión de demanda con el operador del sistema (REE) o el agregador local. Por ejemplo, ante un aviso de contingencia en la red, la estación podría

reducir temporalmente su carga (liberando hasta 0,75 MW en pocos segundos, un recurso valioso para la red). También en servicios de regulación secundaria o terciaria, aunque esto requiere acuerdos específicos. Desde la perspectiva de la estación, se convierte en una unidad agregadora de baterías capaz de ofertar servicios al sistema, algo inviable para un solo coche pero sí para una flota centralizada en BSS.

5.5.6. Cálculo de coste por intercambio

Integrado con el modelo de negocio, el EMS puede calcular el coste energético exacto de cada swap (kWh entregados * precio medio horario) e informar al sistema de facturación. Así se pueden ajustar las tarifas dinámicamente o enviar señales de uso eficiente a la operadora (p.ej. recomendar a clientes swap en ciertos horarios con descuento).

En resumen, el EMS de la estación BaaS actúa como el “cerebro” que orquesta el uso de la infraestructura eléctrica. Gracias a él, logramos sincronizar la carga de las baterías con la curva óptima de la red eléctrica (cargando en valle, evitando sobrecargas), y aseguramos a la vez que los usuarios tengan baterías listas sin demora. Esta inteligencia en la operación es lo que convierte al BaaS en algo más que un simple conjunto de cargadores: es una plataforma capaz de integrarse en la red inteligente (smart grid) y aportar valor añadido. Como lo destaca en el capítulo anterior, la estación BSS puede verse como un almacén de energía a escala de red con multitud de modos de operación que benefician tanto al consumidor como al sistema eléctrico.

5.6. Consideraciones finales: escalabilidad, eficiencia y futuras ampliaciones

La solución propuesta sienta las bases para una infraestructura BaaS escalable y sostenible en el tiempo. Algunos puntos adicionales merecen destacarse de cara al futuro:

5.6.1. Escalabilidad del sistema

La arquitectura modular (20 cargadores de 50 kW, racks de 10 baterías) permite escalar en dos dimensiones. Por un lado, se podría aumentar el número de baterías simultáneas añadiendo más módulos de rack y cargadores en paralelo, siempre que la capacidad del transformador y acometida lo soporten. Por otro lado, se puede ampliar la potencia por batería sustituyendo/actualizando los cargadores: si en el futuro las baterías admiten cargas más rápidas (ej. 1C), se podrían instalar cargadores de 75 kW o 100 kW en los mismos racks.

Gracias a la sobrecapacidad del transformador (1000 kVA para 750 kW) hay cierto margen ya incluido. La estación está preparada para una evolución tecnológica sin requerir rediseños radicales: la infraestructura eléctrica básica (cables, cuadros) puede gestionar aumentos moderados de potencia, y solo habría que reevaluar protecciones caso a caso.

5.6.2. Eficiencia energética y sostenibilidad

Además de la gestión inteligente de cargas, se pueden incorporar elementos que incrementen la eficiencia global. Un punto interesante es añadir un sistema de almacenamiento estacionario de respaldo (unas pocas baterías fijas) o supercondensadores dentro de la estación. Estos actuarían como “pulmón” de energía: se cargarían lentamente de la red y cederían potencia en los momentos punta de intercambios. Esto reduce aún más la dependencia de una gran potencia contratada, mejorando el factor de carga de la conexión eléctrica.

Por otro lado, se puede aprovechar la generación renovable in situ: la gran azotea del intercambiador o marquesinas de aparcamiento pueden equiparse con paneles solares fotovoltaicos. La energía solar producida (pico al mediodía) alimentaría directamente los cargadores o cargaría las baterías de repuesto, alineándose con la idea de cargar en horas de excedente renovable.

Esto no solo rebaja la huella de carbono de cada kWh entregado a los coches, sino que apoya a la red al aplanar la curva absorbiendo solar al mediodía. Eventualmente, con suficiente solar+batería, la estación podría operar parcialmente en isla en caso de apagón, garantizando algunos intercambios de emergencia.

5.6.4. Compatibilidad tecnológica y actualizaciones

El sector de la movilidad eléctrica evoluciona rápidamente. Nuestro diseño mantiene principios agnósticos al fabricante: los cargadores siguen estándares (CCS2/CHAdeMO), pudiendo adaptarse vía firmware a nuevos protocolos (ISO 15118, OCPP 2.0) según aparezcan. Si surgiera una estandarización de baterías o un nuevo tipo de conector para swap, la instalación eléctrica tiene la flexibilidad para integrarlo, ya que la entrega final es DC aislada y controlada por software.

También se prevé la posibilidad de gestionar flotas de vehículos pesados: por ejemplo, baterías de camiones (300 kWh) que exijan 4 módulos en paralelo; nuestra topología podría ampliarse adicionando racks específicos de mayor tamaño y agrupando cargadores para sumar potencias. El software de EMS es fácilmente actualizable para incorporar nuevos algoritmos, servicios de red o estrategias de negocio (como diferentes planes de suscripción para usuarios, prioridades de carga premium, etc.), sin alterar la infraestructura eléctrica.

5.6.5. Mantenimiento y vida útil

Todos los componentes seleccionados tienen larga vida esperada: transformador (>30 años), cuadros (>20 años), cables (>30 años), cargadores electrónicos (~10–15 años, actualizables modularmente). Se ha privilegiado equipamiento de calidad industrial (ABB/Delta) con respaldo y repuestos garantizados. La disposición modular permite que la avería de un cargador no incapacite la estación entera –

simplemente se deja de cargar una batería hasta reparar. Este enfoque redundante mejora la fiabilidad operativa y posibilita gestionar mantenimientos programados.

5.6.6. Seguridad eléctrica y del usuario

Aunque el usuario no interactúa directamente con enchufes en BaaS, la estación debe ofrecer un entorno seguro en todo momento. Todos los elementos eléctricos quedan encerrados en armarios con cerramiento IPXXB o superiores, inaccesibles al público. Los únicos elementos expuestos son los conectores robotizados, los cuales cuentan con enclavamientos y sensores que verifican ausencia de tensión antes de ser accesibles. Las protecciones diferenciales aseguran desconexión en <100 ms ante cualquier contacto indirecto, cumpliendo las curvas de seguridad fisiológica. Con ello se mantiene un nivel de seguridad elevado acorde a las exigencias del Reglamento de Instalaciones de Alta Tensión y Baja Tensión para instalaciones públicas.

5.7. Conclusiones del diseño de una bahía de carga

El diseño técnico desarrollado en este capítulo sienta las bases para una infraestructura de carga robusta, eficiente y escalable en el contexto de estaciones de intercambio de baterías bajo el modelo Battery-as-a-Service (BaaS). La elección de una arquitectura eléctrica trifásica a 400 V, una potencia instalada de 750 kW y el uso de cargadores DC comerciales de alta eficiencia (como los ABB Terra 54), permite garantizar la recarga simultánea de hasta 20 baterías de 75 kWh bajo un régimen controlado que prolonga la vida útil de los acumuladores y optimiza el uso de energía en horarios valle.

El enfoque adoptado no solo cumple con los estándares normativos del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), sino que también integra criterios de modularidad, mantenibilidad y previsión de crecimiento futuro. La configuración individualizada por cargador, el uso de cableado dimensionado conforme a las corrientes esperadas y las protecciones adecuadas aseguran la fiabilidad del sistema y la seguridad de la instalación.

En conjunto, este diseño constituye una solución técnica madura que responde a los requerimientos de un sistema BaaS avanzado, alineado con experiencias internacionales exitosas como las de NIO en China, y adaptable al marco normativo y energético español. Su implementación efectiva permitirá una operación ágil y segura de estaciones de swapping, contribuyendo significativamente a la consolidación de la electromovilidad y la eficiencia energética en entornos urbanos y periurbanos.

En el siguiente capítulo se presenta el diseño de la conexión eléctrica de un conjunto de 10 bahías simulando una estación de servicio.

Capítulo 6. Conexión eléctrica exterior de 10 bahías de intercambio BaaS

En este capítulo se dimensiona y describe detalladamente la infraestructura eléctrica exterior necesaria para alimentar diez bahías de intercambio de baterías (modelo *Battery-as-a-Service*, BaaS) consideradas como cajas negras de 750 kW cada una. El diseño interno de cada bahía (cargadores, baterías, protecciones locales, etc.) ya se ha desarrollado en el Capítulo 5; por tanto, aquí se aborda exclusivamente la conexión eléctrica externa, desde el centro de transformación de Media Tensión/Baja Tensión (MT/BT) hasta el punto de entrada a cada bahía. El objetivo es garantizar el suministro seguro y eficiente de una potencia total instalada de 7,5 MW en un entorno industrial en España hacia 2030, cumpliendo con la normativa vigente.

La estructura general de la instalación comprende un nuevo punto de conexión en Media Tensión, un transformador dedicado de potencia adecuada, un cuadro general de baja tensión (CGBT) con sus barras y protecciones principales, y diez derivaciones de alimentación (feeder) hacia las respectivas bahías BaaS. Cada bahía se considera una carga trifásica equilibrada de 750 kW a 400 V AC, equivalente a los 20 cargadores internos sumados.

Se trata por tanto de una instalación de muy alta demanda energética, comparable a la de una industria mediana-alta, lo cual condiciona la necesidad de un suministro en MT independiente. A continuación, se presenta el dimensionamiento pormenorizado de cada elemento externo clave, incluyendo cálculos de corrientes e intensidades, selección de secciones de conductores según ITC-BT-19/UNE-HD 60364-5-52, elección del transformador MT/BT conforme a UNE 60076, disposiciones de las canalizaciones, dispositivos de protección (interruptores, fusibles, diferenciales, etc.) y esquemas unifilares de la solución propuesta.

6.1. Potencia total instalada y punto de conexión en MT

6.1.1. Potencia total instalada y necesidad de conexión en MT

La potencia nominal total prevista para la estación asciende a:

$$P_{Total} = 750 \text{ kW} * 10 \text{ bahías} = 7,5 \text{ MW} \quad [27]$$

Este valor es extremadamente elevado para una red de baja tensión convencional, superando con creces los límites máximos de suministro que permiten las compañías eléctricas en baja tensión. Por ejemplo, en el diseño previo, una potencia de tan solo 750 kW ya obligó a instalar un centro de transformación (CT) propio. Por tanto, con una potencia diez veces mayor, es imprescindible conectar la estación a la red de Media Tensión (MT).

6.1.2. Conexión a red de MT y clasificación normativa

En España, las redes de media tensión operan típicamente a una tensión 15 kV o 20 kV. La instalación requerirá solicitar un nuevo punto de suministro en MT a la empresa distribuidora, lo que implica:

- Proyecto eléctrico visado
- Autorización administrativa
- Contrato de acceso a red (según RD 1048/2013)

Normativamente, esta configuración se encuadra en el Esquema 3 de la ITC-BT-52: instalación individual de recarga con centro de transformación exclusivo y contador propio.

Dada la potencia de 7,5 MW, equivalente a la de una planta industrial de gran tamaño, la conexión podría requerir:

- Reforzar la red de distribución local
- Derivar de una línea de MT existente con suficiente capacidad

La compañía distribuidora determinará el punto de entrega y las condiciones técnicas de acometida: seccionamiento, protecciones, contador teledorado, etc.

6.1.3. Criterio de caída de tensión

Desde el punto de entrega hasta el punto final de utilización en BT, la caída de tensión total debe mantenerse dentro de los límites establecidos en la normativa. Según la ITC-BT-19, se permite una caída máxima de:

$$\Delta V_{max} = 5\% \text{ (para usos distintos de alumbrado)}$$

La Guía BT-19 aclara que, en instalaciones con transformador propio en MT, puede repartirse dicha caída entre el transformador y la red de BT, alcanzando hasta:

$$\Delta V_{total} = 6,5\%$$

No obstante, en este diseño se adopta un criterio más conservador, limitando la caída de tensión en los conductores de BT a:

$$\Delta V_{BT} < 5\% \quad [28]$$

Este margen adicional asegura el correcto funcionamiento de los equipos electrónicos de carga y permite compensar posibles fluctuaciones en la red de MT. La aplicación de este límite influirá en:

- La selección de secciones de los cables
- La longitud máxima admisible de las canalizaciones

6.1.4. Cálculo de corriente nominal por fase

Dada la potencia total de 7,5 MW a una tensión de 400 V en sistema trifásico, la corriente nominal total se estima mediante:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V} = \frac{7500000}{\sqrt{3} * 400} = 10825 \text{ A} \quad [29]$$

Esta corriente se reparte entre las fases, resultando en más de 10 kA por fase, lo cual excede ampliamente los valores habituales de baja tensión y requiere consideraciones especiales de diseño.

6.1.5. Corriente de cortocircuito esperada y medidas asociadas

Un cortocircuito franco en barras de 400 V podría generar corrientes instantáneas extremadamente elevadas si no se limita la potencia de cortocircuito. Para estimar la corriente de cortocircuito máxima simétrica, se considera una impedancia del transformador del orden del 6 %:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z} = \frac{10825}{0,06} = 180417 \text{ A} \quad [30]$$

Esta corriente debe ser atenuada mediante el diseño del transformador con una impedancia de cortocircuito adecuada, en el rango de 6-8%.

6.1.6. Elección de aparellaje

Para soportar estas corrientes extremas, los interruptores automáticos, embarrados y demás equipos de BT deben tener un poder de corte acorde. Se seleccionarán equipos con corriente de corte mayor de 50 kA.

Asimismo, se dispondrá una protección en el lado de MT (fusibles o interruptor automático) que actúe ante fallos en el secundario, evitando que la instalación de BT sufra daños térmicos o electrodinámicos antes de que se dispare la protección general.

6.2. Centro de Transformación MT/BT

El centro de transformación (CT) constituye el núcleo del sistema de alimentación de la estación BaaS, al conectar la red de media tensión (MT), de 15–20 kV, con la red interna de 400 V en corriente alterna trifásica. Dado que la potencia total demandada por las diez bahías asciende a 7,5 MW, se proyecta la instalación de un transformador de distribución de entre 8 y 10 MVA, con relación 15/0,4 kV (o 20/0,4 kV según la tensión de la red local disponible).

Este rango de potencia proporciona un margen operativo razonable frente a la potencia nominal de consumo. Por ejemplo, con un transformador de 8 MVA:

$$\frac{7,5 \text{ MVA}}{8 \text{ MVA}} = 0,9375 \text{ pu (93,75\% de carga)}$$

Y con uno de 10 MVA:

$$\frac{7,5 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 0,75 \text{ pu (75\% de carga)}$$

Este margen permite cubrir pérdidas internas, tolerar sobrecargas puntuales y prever futuras ampliaciones, a la vez que mejora la disipación térmica bajo carga parcial.

6.2.1. Impedancia y caída de tensión del transformador

La impedancia de cortocircuito (Z) se especificará entre el 6 % y el 8 %, valor habitual que permite un compromiso adecuado entre limitación de la corriente de fallo y regulación de tensión.

La impedancia determina directamente tanto la corriente de cortocircuito como la caída de tensión bajo carga. Con $Z = 6\%$ y una carga de 7,5 MW sobre un transformador de 8 MVA, la caída interna del transformador es:

$$\Delta V_{trafo} = 6\% * \frac{7,5}{8} = 5,625\% \text{ de } 400 \text{ V} = 22,5 \text{ V} \quad [31]$$

Este valor es aceptable en régimen nominal y parcialmente recuperable mediante los ajustes de tensión o el control electrónico de los cargadores. En caso de priorizar la limitación de corriente de cortocircuito, podría aumentarse la impedancia a $Z = 10\%$, aunque esto implicaría una mayor caída de tensión bajo carga ($\approx 9,4\%$).

6.2.2. Tipo de transformador

Ambos tipos de transformadores son técnicamente viables en este rango de potencia (8–10 MVA):

- **Transformador seco encapsulado (resina):**
 - Menor mantenimiento
 - Sin riesgo de fugas ni inflamabilidad
 - Requiere ventilación forzada si la carga es elevada
 - Adecuado para instalación interior
- **Transformador sumergido en aceite:**
 - Mayor robustez térmica
 - Más compacto en relación MVA/volumen
 - Precisa cubeto de recogida, protección contra incendios y distancias reglamentarias
 - Adecuado para instalación exterior

En ambos casos, se exigirá conformidad con la norma UNE-EN 60076 y el Reglamento (UE) 548/2014, seleccionando unidades de alta eficiencia energética (Clase 1), con pérdidas reducidas tanto en vacío como en carga.

6.2.3. Cálculo de corriente primaria en MT

Para estimar la corriente en el lado de media tensión, se emplea la fórmula:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \quad [32]$$

Para 8 MVA a 15 kV:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{8000000}{\sqrt{3} * 15000} = 308 \text{ A}$$

Para 10 MVA a 15 kV:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{10000000}{\sqrt{3} * 15000} = 385 \text{ A}$$

Estos valores superan la capacidad típica de fusibles estándar de MT (hasta ~200 A), por lo que se prevé la instalación de un interruptor automático de MT, con relé de protección (funciones 50/51) ajustado a la curva de daño térmico del transformador. Este dispositivo permitirá despejar sobrecargas y cortocircuitos en menos de 100 ms ante fallos severos.

6.2.4. Elementos principales del CT

- **Celda de línea de MT:** incluye seccionador bajo carga y dispositivo de protección (fusibles de alta capacidad o interruptor de potencia).
- **Transformador trifásico 15/0,4 kV – 8/10 MVA:** con conmutador de tomas $\pm 2 \times 2,5 \%$, relé Buchholz (si es de aceite), válvula de sobrepresión, ventilación auxiliar (si carga > 80 %).
- **Celda de protección del transformador:** interruptor en vacío o SF₆ con relé electrónico.
- **Cuadro General de Baja Tensión (CGBT):** contiene el embarrado trifásico de 400 V y los interruptores de las derivaciones. Para una corriente total de ~10,800 A, se requerirá una solución con:
 - Barrajes de gran sección, o bien
 - Segmentación en 2 cuadros de 5000–6000 A conectados en paralelo

El interruptor general (IG) podría omitirse en BT y asumirse en MT, o bien ejecutarse como ACB de bastidor abierto con relé electrónico de 4000–5000 A.

- **Equipo de medida:** contador de compañía, 4 hilos, con telemedida.

- **Protección diferencial general:** si procede según el esquema de tierras (ver §7.6).
- **Protección contra sobretensiones transitorias:** SPD tipo I+II obligatorio conforme a ITC-BT-23.

6.2.5. Puesta a tierra y neutro

El neutro del secundario se conectará sólidamente a la red de tierras del CT, estableciendo un sistema TT. Se proyectará una toma de tierra con $R_t < 10 \Omega$ con malla o picas según el terreno, cumpliendo con la ITC-BT-18. Todas las envolventes metálicas del transformador, celdas, armarios y canalizaciones estarán equipotencialmente conectadas.

6.2.6. Consideraciones constructivas

El CT se emplazará lo más próximo posible a la zona de bahías, con el fin de:

- Minimizar caída de tensión y pérdidas
- Facilitar tendido de canalizaciones
- Reducir longitudes de conductores de alta intensidad

En función del entorno, podrá adoptarse:

- Cabina técnica interior: con ventilación, paredes RF, señalización
- Caseta exterior: con cubeto (si > 1000 L de aceite), extinción, vallado perimetral

En ambos casos, se preverá aislamiento acústico adecuado, ya que un transformador de 8–10 MVA puede generar niveles de ruido del orden de 50–60 dB a plena carga, requiriendo control si existen edificaciones próximas.

6.3 Arquitectura general de baja tensión: cuadro, canalizaciones y derivaciones

A la salida del CT descrito, la estación dispone de una red radial de baja tensión a 400 V que alimenta las 10 bahías BaaS. La configuración adoptada es radial en estrella: del cuadro general de BT parten diez derivaciones individuales (feeders), una hacia cada bahía, todas ellas en paralelo conectadas a las barras generales. No se utiliza una topología en anillo ni en cadena, sino que cada bahía se alimenta directamente y de forma independiente desde el punto central (CGBT). Esto simplifica la selectividad de protecciones y evita que un fallo en el cable de una bahía afecte a las demás.

6.3.1. Cuadro General de BT (CGBT)

Está ubicado en el CT o adyacente. Desde el punto de vista funcional, este cuadro actúa como Centro de Distribución Principal: recibe la acometida del transformador en sus barras y reparte la energía mediante dispositivos de protección/seccionamiento hacia cada circuito de alimentación de bahía.

Internamente, además del embarrado y protecciones, contendrá bornes o pantallas de conexión para los cables de salida, facilitando la conexión de los conductores de cada derivación. Dada la magnitud de las corrientes, es probable que cada derivación requiera varios cables en paralelo por fase, por lo que el cuadro debe acomodar múltiples cables por borne o emplear sistemas de alambrado especiales.

6.3.2. Canalizaciones principales y derivaciones

Para trasladar la potencia desde el CGBT hasta cada bahía se diseñan canalizaciones eléctricas de baja tensión de gran capacidad. Existen diversas opciones: bandejas portacables aéreas, conductos blindados (busbars) prefabricados, o canalizaciones subterráneas en zanja o galería. En un entorno industrial, y considerando la estética y seguridad, es común enterrar los conductores de BT de alta intensidad o conducirlos por canalizaciones cerradas hasta las proximidades de las cargas. En este caso, se puede disponer una galería subterránea o tubos de acero de gran diámetro desde el CT hasta cada módulo de bahía (especialmente si las bahías están alineadas).

Otra opción son los ductos de potencia: ductos prefabricados con barras de aluminio/cobre aisladas, que pueden transportar miles de amperios; sin embargo, para distancias cortas su coste es elevado en comparación con cable convencional multipolar o unipolar.

Por concreción, supondremos que cada derivación se realiza con cables unipolares de cobre de sección adecuada, dispuestos en bandejas o tubos. Cada bahía BaaS se halla dentro de un contenedor técnico (o edificio técnico) separado. Desde el CGBT hasta la envolvente de cada bahía, los cables deberán estar protegidos mecánicamente y con la aislación correspondiente al ambiente.

Se deberá planificar el recorrido de cada feeder de forma que:

- La longitud sea lo más corta posible (reduciendo caída de tensión y pérdidas).
- Se minimice el agrupamiento excesivo de muchos cables juntos, para evitar sobrecalentamiento.
- Se facilite el mantenimiento (posibilidad de extraer/reemplazar un cable dañado sin afectar a los demás).

Lo más crítico es el agrupamiento: si los 10 circuitos se colocasen juntos en la misma canalización, el calor mutuo elevaría la temperatura notablemente y la norma exige aplicar factores de corrección severos. Esto implicaría sobredimensionar mucho las secciones. Para evitarlo, se optará por separar físicamente las derivaciones en al menos 3–4 grupos distintos.

Por ejemplo, se podrían emplear dos bandejas diferentes a cada lado del pasillo, cada una con 5 derivaciones bien espaciadas, o trazar las canalizaciones subterráneas en abanico desde el CT.

Adicionalmente, los cables se instalarán de forma que no superen los 50–60 °C en servicio continuo, considerando la aislación (seguramente XLPE o EPR, 90 °C máx.) y el ambiente (30 °C de diseño

típicamente). Si van enterrados, se tendrá en cuenta la resistividad térmica del terreno (valor estándar 2,5 K·m/W según UNE 50341) y se podrían usar conductos rellenos de arena y tapados para disipar mejor el calor.

Cada derivación finalizará en el punto de entrega de cada bahía, que podría ser un pequeño cuadro secundario de entrada en la bahía. Allí normalmente habrá un seccionador de maniobra y posiblemente fusibles o protección secundaria, según el diseño interior. Pero dado que se trata la bahía como caja negra, simplemente se considera que la derivación termina en bornes dentro de la bahía. La interconexión final se realizará siguiendo las normas de enlace.

En resumen, la arquitectura es: CT (15 kV/0,4 kV) → CGBT (400 V) → 10 derivaciones radiales → 10 bahías.

Este esquema radial garantiza que la caída de tensión y la corriente de cortocircuito de cada rama pueden analizarse individualmente, y facilita la ampliación (p.ej. bahías futuras) añadiendo nuevas derivaciones al cuadro si hubiera reserva. La figura 22 a continuación ilustra el esquema unifilar principal de la instalación, destacando los elementos exteriores mencionados.

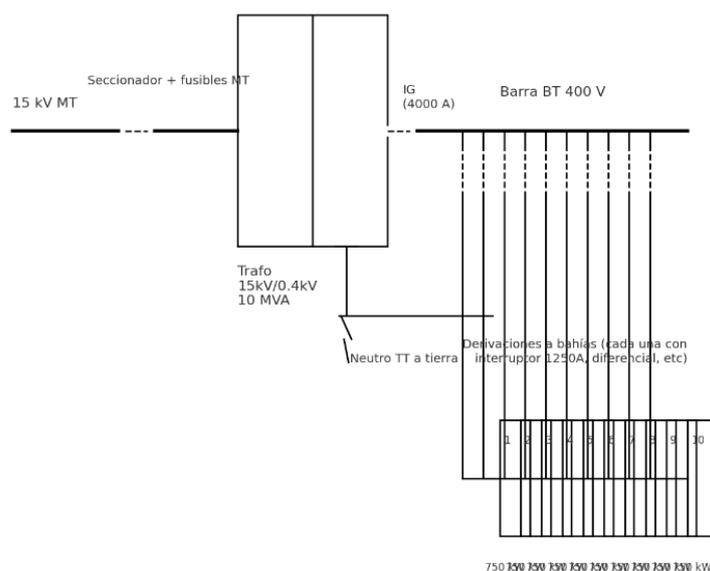


Figura 23: Esquema unifilar de la conexión eléctrica de 10 bahías. Fuente: elaboración propia (2025).

6.4. Cálculo de intensidades y selección de conductores

Cada bahía representa una carga trifásica de 750 kW a 400 V AC. Primero se calcula la intensidad de línea requerida por cada derivación. Asumiendo factor de potencia aproximadamente unitario (los cargadores con rectificador suelen trabajar a $\cos\phi \approx 0,99$ gracias a corrección activa), la corriente por fase de cada bahía será:

Para calcular la corriente de línea por fase, se emplea la expresión general para potencias trifásicas:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\varphi)} \quad [33]$$

Asumiendo un factor de potencia cercano a la unidad ($\cos \varphi \approx 0,99$):

$$I = \frac{750000}{\sqrt{3} * 400 * 0,99} = 1092 \text{ A}$$

A efectos de diseño se adopta:

$$I_b = 1082 \text{ A}$$

Para diez bahías operando simultáneamente:

$$I_{total} = 10 * 1082 \text{ A} = 10820 \text{ A} \quad [34]$$

6.4.1. Selección de conductores por capacidad de corriente

Según ITC-BT-19 y UNE-HD 60364-5-52, debe cumplirse:

$$I_z \geq I_b \quad [35]$$

Se propone emplear 2 cables unipolares de Cu 630 mm² por fase, aislamiento XLPE 0,6/1 kV, en bandeja perforada. Su capacidad sin corrección es:

$$I_{z,tabla} = 1200 \text{ A}$$

Aplicando factores de corrección:

- Temperatura ambiente 35 °C: $f_T = 0,94$
- Agrupamiento ≤ 3 circuitos: $f_g \approx 0,85$

$$I_z = 1200 * 0,94 * 0,85 = 959 \text{ A}$$

Valor es insuficiente, considerando que las derivaciones van separadas ($f_g = 1$):

$$I_z = 1200 * 0,94 * 1 = 1128 \text{ A} > I_b$$

Con estas condiciones se cumple el criterio térmico.

6.4.2. Verificación de caída de tensión

Para la verificación de caída de tensión se utiliza la fórmula:

$$\Delta U = I_b * (R' * \cos(\varphi) + X' * \sin(\varphi)) * L \quad [36]$$

Con:

- $I_b = 1.082 \text{ A}$

- $R' = 0,000015 \Omega/\text{m}$
- $X' = 0,0001 \Omega/\text{m}$
- $\cos\varphi = 0,99$
- $\sin\varphi \approx 0,14$
- $L = 50 \text{ m}$

$$\Delta U = 1082 * (0,000015 * 0,99 + 0,0001 * 0,14) * 50 = 1,57 \text{ V}$$

En porcentaje:

$$\Delta U\% = \frac{1,57}{400} * 100 = 0,39\% \quad [37]$$

Muy por debajo del 5 % permitido por ITC-BT-19.

6.4.3. Cálculo del neutro y del PE

- Neutro: misma sección que fase $\rightarrow 2 \times 630 \text{ mm}^2$
- PE mínimo recomendado: 50 % de fase $\rightarrow 1 \times 240 \text{ mm}^2$
- En sistema TT, corriente de defecto estimada: $I \approx 230 \text{ V} / 10 \Omega = 23 \text{ A}$

El conductor de protección debe soportar dicha corriente al menos durante 0,3 s (tiempo de disparo diferencial).

6.4.4. Protección contra sobreintensidades

Según ITC-BT-22:

- Interruptor por feeder: $I_n = 1.250 \text{ A}$
- Disparo térmico ajustado a: $I_{ajuste} \approx 1.150 \text{ A}$
- Se cumple la siguiente ecuación

$$I_{ajuste} \leq 1,45 * I_z = 1740 \text{ A} \quad [38]$$

En cortocircuito, la sección soporta I^2t incluso para picos de 50 kA durante 0,1 s.

Finalmente, se sintetiza la selección: Derivaciones de 750 kW a 400 V diseñadas con 2 cables Cu $1 \times 630 \text{ mm}^2$ por fase (XLPE, 90 °C), más neutro $2 \times (1 \times 300 \text{ mm}^2)$ Cu y PE $1 \times 240 \text{ mm}^2$ Cu, en canalización individual $\leq 50 \text{ m}$. Con esta configuración se cumplen las condiciones de capacidad de corriente (ITC-BT-19), caída de tensión $\leq 5\%$, calentamiento y seguridad mecánica. En la memoria descriptiva se indicarían las referencias de tablas de intensidades y cálculos detallados para acreditar esta elección.

6.5. Protecciones principales en baja tensión

El sistema de protecciones de la parte exterior de la instalación se diseña para salvaguardar tanto las personas como los equipos ante cualquier fallo (sobrecarga, cortocircuito o contacto indirecto). En el presente apartado se describen las protecciones en el cuadro general BT y en cada derivación hacia las bahías, en concordancia con las ITC-BT-22 (sobrecorrientes), ITC-BT-23 (sobretensiones) e ITC-BT-24 (contactos directos e indirectos), además de las prescripciones específicas para infraestructura de recarga de vehículos (ITC-BT-52).

6.5.1. Interruptor General (IG) de BT

Situado a la salida del transformador, actúa como elemento de corte omnipolar de toda la instalación de BT. Como se discutió, su realización física puede ser un interruptor automático de muy alta corriente o un seccionador unificado con protecciones upstream. Su función principal es permitir seccionar la alimentación de todas las bahías a la vez (por mantenimiento o emergencia) y proteger contra cortocircuitos entre barras. Idealmente tendría un disparador de sobrecorriente ajustable por encima de la suma de las derivaciones (para no abrir en sobrecarga parcial) pero por debajo del límite térmico de barras/cables.

En muchos esquemas, el IG cumple la función de protección general contra sobreintensidades exigida por ITC-BT-22 para la instalación interior. En nuestro diseño, si se implementa, sería un disyuntor de ~4000–5000 A, 4 polos, poder de corte ≥ 70 kA, con relés 51/50. En la figura 22 se simbolizó con “IG 4000 A” a modo ilustrativo. En instalaciones reales, si el IG no es factible en BT, se considera que la protección de MT (interruptor/fusible) cumple esa función de protección general (con la salvedad de la selectividad).

6.5.2. Interruptores de Feeder (derivación por bahía)

Cada una de las 10 líneas de 750 kW lleva un interruptor automático tripolar dedicado. Estos interruptores se dimensionan con corriente nominal ligeramente superior y con un poder de corte también muy alto debido a la cercanía del transformador. Estos aparatos protegerán contra sobrecargas prolongadas en la bahía y especialmente contra cortocircuitos en los cables o equipos de la bahía. Se ajustarán de forma que su curva de disparo sea selectiva con el IG (es decir, que ante un cortocircuito en una bahía sólo abra el interruptor de esa bahía, y no el general, siempre que la corriente no supere la capacidad de aquel).

Dada la altísima potencia, puede ser difícil lograr selectividad total si el IG es también instantáneo; una práctica común es temporizar ligeramente el IG o confiar en que el fusible de MT sirva de respaldo último.

Cada interruptor de feeder deberá permitir el seccionamiento manual de su circuito (por seguridad, para trabajos en la bahía). Por tanto, se preferirá que tengan posibilidad de bloqueo en posición abierta (candado) y señalización de estado. Pueden ser de tipo molded case (MCCB) o air circuit breaker (ACB) de caja abierta, según disponibilidad en ese calibre.

6.5.4. Protección diferencial (RCD)

En esquemas TT es obligatorio proteger contra contactos indirectos mediante dispositivos diferenciales de alta sensibilidad (≤ 30 mA) en todos los circuitos terminales, o bien uno general ajustado. En el capítulo anterior se indicó que cada cargador DC individual lleva un diferencial de 30 mA, cumpliendo así la protección de contacto indirecto para el usuario final. Sin embargo, las derivaciones externas de 1080 A podrían quedar sin protección diferencial si no se toma alguna medida, lo cual dejaría un riesgo: una falla de aislamiento en un cable de feeder no generaría suficiente corriente de cortocircuito en TT para disparar los magnetotérmicos, pudiendo electrizar masas hasta que un diferencial actuase aguas abajo (pero los diferenciales de 30 mA están dentro de la bahía, no detectarían una fuga antes de ellos).

Por ello, es conveniente instalar protecciones diferenciales de tipo S (selectivas) en cabecera de cada derivación, con sensibilidad media (p. ej. 300 mA o 500 mA) y retardo de 0,1–0,2 s, de forma que cubran las faltas de aislamiento en el tramo de cable externo. Estos diferenciales de tipo S serán selectivos respecto a los de 30 mA de los cargadores. Para realizar un diferencial en una línea de 1250 A, se suele emplear un toroidal + relé electrónico de fuga asociado al interruptor automático.

6.5.5. Protección contra sobretensiones

Conforme a ITC-BT-23, toda instalación con susceptibles equipos electrónicos debe tener protección contra sobretensiones transitorias originadas por maniobras o descargas atmosféricas. Se instalará en el cuadro general un supresor de sobretensiones transitorias Tipo I+II (SPD combinados) adecuado para red trifásica TT 400/230 V.

Este descargador conectará entre cada fase y tierra (y neutro-tierra si corresponde) para desviar sobretensiones hacia tierra, protegiendo los cargadores y sistemas de control de las bahías de picos peligrosos. Dado que el CT está conectado a una red de MT que puede recibir rayos o sobretensiones de conmutación, se elegirá un SPD Tipo I con corriente de impulso >25 kA por polo (10/350 μ s) y nivel de protección $<1,5$ kV.

6.5.6. Selectividad y coordinación

Se debe lograr que las protecciones actúen con coordinación entre sí (ITC-BT-22). La secuencia esperada ante fallos es: ante un cortocircuito en una bahía, dispara el interruptor de feeder de esa bahía en pocos ciclos, mientras el IG y el interruptor de MT permanecen cerrados (selectividad vertical); si fallara el feeder o la corriente excede su capacidad de corte, entonces el IG (o fusible MT) actúa de

respaldo. En sobrecargas moderadas, idealmente cada feeder soporta hasta su corriente de ajuste sin disparar, permitiendo cierta simultaneidad no total, pero si la suma de bahías excede la capacidad del trafo, el IG o relé de MT deberían actuar.

La coordinación entre fusibles de MT y magnetotérmicos BT también se verifica: los fusibles aM de MT están calibrados para no fundirse con la corriente máxima de 8–10 MVA y solo reaccionan ante corrientes mucho mayores, de modo que el clearing de fallas en BT lo hacen primero los interruptores BT. Por otro lado, los diferenciales se escalonan por sensibilidad y tiempo: 30 mA instantáneos en cargadores, 300 mA retardados en feeders, quizás un 1 A o 3 A retardado general (a veces se coloca uno S general de 1 A para cubrir todo por si fallan los intermedios, aunque con 10 feeders podría ser innecesario).

6.5.7. Protección contra contactos directos

Toda la aparamenta estará encerrada en armarios con nivel de protección IP2X mínimo, cumpliendo así la protección ante contacto directo (ITC-BT-24). Además, los seccionadores e interruptores llevan enclavamientos para no poder acceder a partes activas sin antes desconectar. En las canalizaciones, los cables estarán aislados y no accesibles; cualquier registro o caja de empalme irá cerrado. Así se garantiza la seguridad del personal de operación.

En resumen, el sistema de protecciones exteriores consta de: un interruptor general (en BT o MT) para toda la instalación, interruptores magnetotérmicos de 1250 A para cada bahía, cada uno con un relé diferencial electrónico (300 mA) asociado, más los fusibles/interruptor de MT que protegen el transformador. Complementariamente, descargadores de sobretensión en la entrada BT, y por supuesto todo ello conectado a la red de tierras TT para derivar corrientes de defecto. Este conjunto cumple ampliamente con las exigencias de las ITC-BT mencionadas: protección contra sobreintensidades mediante magnetotérmicos/fusibles coordinados, contra sobretensiones con SPD tipo I+II, contra contactos con diferenciales y tierras, y específicas de vehículo eléctrico en cuanto a esquemas de conexión dedicados, diferenciales tipo A o B en los cargadores.

6.6. Esquemas unifilares de la instalación exterior

A continuación, se presentan los esquemas eléctricos que sintetizan el diseño de la conexión exterior. En la figura 22 se mostró el esquema unifilar principal: llegada de MT, transformador y distribución a bahías. Para mayor claridad, en la figura 23 se proporciona un esquema unifilar simplificado de una derivación típica por bahía, representativa de las 10 (dada la simetría, todas son iguales).

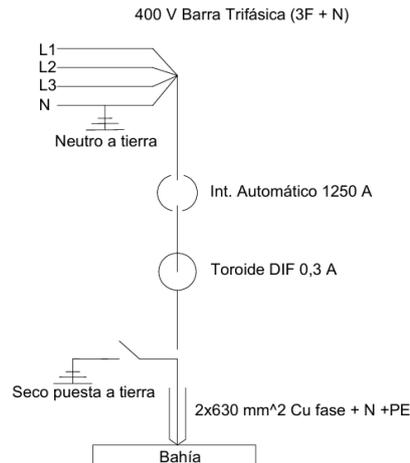


Figura 24: Unifilar derivación de la bahía. Fuente: elaboración propia (2025).

Este esquema parcial enfoca desde las barras generales hasta la entrada de una bahía:

- Comienza en la barra trifásica de 400 V del cuadro general (representada con las tres fases y neutro).
- De allí parte un interruptor automático 3P+N 1250 A del feeder, con su símbolo de corte en el unifilar. En paralelo a éste, se indica el toroide diferencial con sensibilidad 0,3 A, cuyo relé activa ese interruptor en caso de fuga (símbolo del diferencial esquemático).
- Tras el interruptor, la línea pasa por un seccionador de puesta a tierra.
- Luego continúa el cableado de potencia: se ilustra como tres líneas por fase.
- Al final de la derivación, justo antes de la bahía, se dibuja un cuadro de entrada de bahía con un seccionador de maniobra y fusibles de respaldo (si la bahía incluyera fusibles tipo gG de menor calibre para proteger internamente). En nuestro tratamiento de caja negra, basta con un rectángulo que pone “Bahía 750 kW – 400 V” y la conexión trifásica entrante.

Este esquema simplificado omite el resto de derivaciones por brevedad, pero son idénticas y parten todas de las mismas barras.

6.7. Conclusiones de la conexión eléctrica exterior de 10 bahías

En conclusión, en este capítulo se ha presentado el diseño detallado de la conexión eléctrica externa para una estación BaaS de 10 bahías, total 7,5 MW, siguiendo rigurosamente criterios técnicos y normativos. Se justificó la necesidad de un centro de transformación propio de 15 kV/400 V de ~8–10 MVA y se describieron sus elementos. Se desarrolló la arquitectura radial en baja tensión con un cuadro general y diez derivaciones dimensionadas a ~1,1 kA cada una, calculando secciones de cable, caídas de tensión y protecciones conforme al REBT. Además, se incorporaron esquemas unifilares

ilustrativos y se verificó el alineamiento con las ITCs de sobreintensidades, sobretensiones y contactos, garantizando así una instalación segura y fiable. Esta infraestructura eléctrica exterior, combinada con el diseño interno de las bahías (Cap.5), permite implementar una estación de intercambio de baterías industrializada capaz de entregar energía de forma rápida a múltiples vehículos eléctricos simultáneamente, cumpliendo con las exigencias de 2030 en materia de movilidad sostenible. El resultado es un sistema escalable y robusto que integra la alta potencia de la red de MT con la distribución inteligente en BT, proporcionando el soporte necesario para que la innovación BaaS opere con la misma agilidad y seguridad que las infraestructuras convencionales de suministro de energía.

Una vez presentados todos los diseños técnicos y el plan de negocio, en el siguiente capítulo se analizará la viabilidad económico-financiera de una estación de servicio real ubicada en la ciudad de Madrid, con el fin de evaluar la factibilidad de implementar el modelo BaaS en España.

Capítulo 7. Viabilidad económico-financiera de una estación

En este capítulo se evalúa la viabilidad económico-financiera de una estación de intercambio de baterías proyectada en Madrid para el año 2030. La instalación considerada tiene 2.500 m² de superficie e integra 10 bahías automatizadas de swap de baterías, con capacidad para atender múltiples vehículos en paralelo.

Se asume un flujo medio de 600 vehículos diarios circulando por la ubicación, de los cuales un 60% serían vehículos eléctricos (VE) en 2030 (360 VEs/día), en línea con las metas nacionales que buscan ~5,5 millones de VE en 2030. Este alto nivel de electrificación concuerda con previsiones europeas donde 60–70% de las ventas de coches nuevos en 2030 serían eléctricos, lo que respalda la suposición de que la mayoría de los vehículos que acuden a esta estación para 2030 serán eléctricos.

Bajo este escenario, la estación BaaS opera con un modelo de negocio mixto. Los ingresos provienen en un 80% de suscripciones mensuales de usuarios frecuentes, en un 20% de pagos por swap de usuarios ocasionales, y además un 2% adicional por venta de energía a la red mediante servicios auxiliares (arbitraje de energía, balance, etc.). Para proyectar las cifras a 2030, se ha aplicado una inflación acumulada del 15% (2025–2030) sobre precios y costes unitarios base de 2025, excepto en aquellos componentes donde la mejora tecnológica haya reducido los costes unitarios.

Por ejemplo, se contempla una reducción en el coste de las baterías para 2030 gracias a mayores economías de escala y avances tecnológicos, moderando el efecto de la inflación en este rubro. En contraste, partidas como mano de obra o alquiler se indexan con la inflación.

Otro supuesto clave es el coste de la energía en 2030. Dada la creciente penetración de renovables en España (objetivo del 74% de electricidad renovable al 2030) y la gestión inteligente de la carga, se estima un precio medio de electricidad de 0,13 €/kWh para la estación. Esta cifra asume que la operadora optimiza la recarga de baterías en horas valle o periodos de baja demanda, beneficiándose de precios mayoristas más bajos (la mayor cuota renovable podría reducir significativamente los precios medios).

En la práctica, esto implicaría cargar un alto porcentaje de energía durante la noche o mediodía solar (tarifas reducidas) y minimizar la carga en horas pico caras, logrando un coste medio ponderado de ~0,13 €/kWh en 2030. Este valor se justifica, por comparación, con el coste actual optimizado (~0,10 €/kWh con tarifa valle) actualizado a 2030.

Con estos supuestos de demanda, precios e inflación, a continuación se desarrollan las proyecciones financieras detalladas para el período 2030–2034. Se presentarán las tablas de ingresos y costes operativos, el cálculo de EBITDA y beneficios netos, la estimación de amortizaciones de la inversión inicial, y los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, Payback).

7.1. Proyección de ingresos (2030–2034)

Los ingresos de la estación BaaS se desglosan en (1) suscripciones mensuales de usuarios, (2) pagos puntuales por intercambio de batería (swap) y (3) servicios energéticos (venta de excedentes a la red). La Tabla 1 resume la proyección de ingresos anuales por cada concepto desde 2030 hasta 2034, incorporando crecimiento en la base de usuarios y ajuste de tarifas por inflación.

7.1.1. Suscripciones mensuales (80% ingresos)

Se considera una base inicial de aproximadamente 1.700 suscriptores en 2030, cada uno pagando una cuota media de ~138 € mensuales (valor de 120 €/mes de 2025 actualizado por inflación 15%). Esta cuota da derecho a un número determinado de swaps mensuales (planes tipo básico/premium).

$$\begin{aligned} \text{Ing. Suscripciones} &= \# \text{ suscriptores} * P. u. \text{ suscripción} = 1700 * 138 \\ &= 2,82 \text{ M€} \end{aligned} \quad [39]$$

En conjunto, las suscripciones aportarían unos 2,82 millones de € en 2030. Se prevé que la base de suscriptores crezca con el aumento del parque EV en un +10% anual, alcanzando ~2.500 suscriptores en 2034. Adicionalmente, se asume que la cuota media se incrementa ~2% anual tras 2030 (ajuste por inflación moderada).

7.1.2. Pagos por uso – tarifa por swap (20% ingresos)

Los usuarios no suscritos (o suscriptores que excedan su plan) pagan por cada intercambio. Se estima un precio por swap de 26,5 € en 2030, partiendo de ~23 € en 2025 ajustados por inflación. Este precio resulta competitivo frente a recargas ultra-rápidas y alineado con referencias de mercado (p.ej., en Europa NIO cobra ~30 € por swap adicional fuera de sus planes).

$$\text{Ing. Pagos por uso diarios} = P. u. \text{ inter.} * \# \text{ inter.} = 26,5 * 72 = 1908 \text{ €} \quad [40]$$

Dado el flujo de ~360 VEs diarios en 2030, se proyecta que unos 72 swaps diarios (20%) serán de pago individual, lo que supone unos 0,7 millones € anuales en 2030. Como la adopción EV crece, el volumen de swaps ocasionales también aumenta a un ritmo del 10%. El precio por swap se incrementa asimismo ~2% anual tras 2030.

7.1.3. Servicios energéticos (≈2% ingresos)

La estación puede generar ingresos complementarios vendiendo energía a la red o prestando servicios auxiliares gracias al pool de baterías estacionadas. Ejemplos: vender electricidad almacenada en baterías durante picos de demanda (arbitraje), participar en mercados de regulación/frecuencia, o absorber excedentes renovables locales. Estas actividades se estiman en ~2% de los ingresos totales en un escenario maduro. En 2030 esto equivale a ~0,07 M€ adicionales. Se asume que conforme aumente

el número de baterías en rotación y la capacidad ociosa, estos ingresos podrían crecer ligeramente, manteniendo su peso alrededor de 2% del total en años posteriores

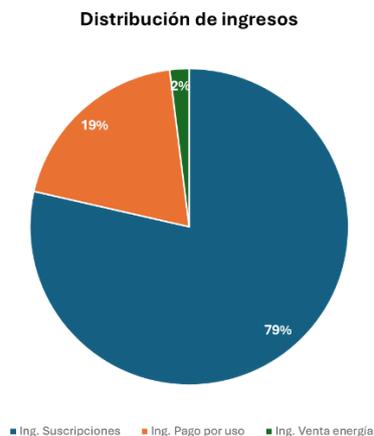


Figura 25: Distribución de los ingresos en 2030 según las distintas fuentes. Fuente: elaboración propia (2025).

Para calcular los ingresos totales se utiliza la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \text{Ingresos totales} &= \text{Ing. Suscripciones} + \text{Ing. Pagos por uso} + \\
 \text{Ing. Servicios ener.} &= 3,58\text{M€}
 \end{aligned}
 \tag{41}$$

A continuación, se observa en la tabla que los ingresos totales crecen significativamente, de ~3,58 M€ en 2030 a ~5,68 M€ en 2034, impulsados tanto por el aumento del número de usuarios EV como por ajustes graduales de tarifas.

Este crecimiento anual compuesto del ~12% refleja la rápida expansión esperada de la electromovilidad y la consolidación del servicio BaaS. Cabe mencionar que el modelo de suscripción proporciona ingresos recurrentes estables, lo cual mejora la predictibilidad del flujo de caja. Por su parte, los ingresos por swap puntual permiten captar a usuarios esporádicos, complementando la base suscrita. Finalmente, aunque los servicios energéticos aportan poco al inicio, representan una oportunidad de valor añadido a medida que la estación disponga de más capacidad ociosa en sus baterías.

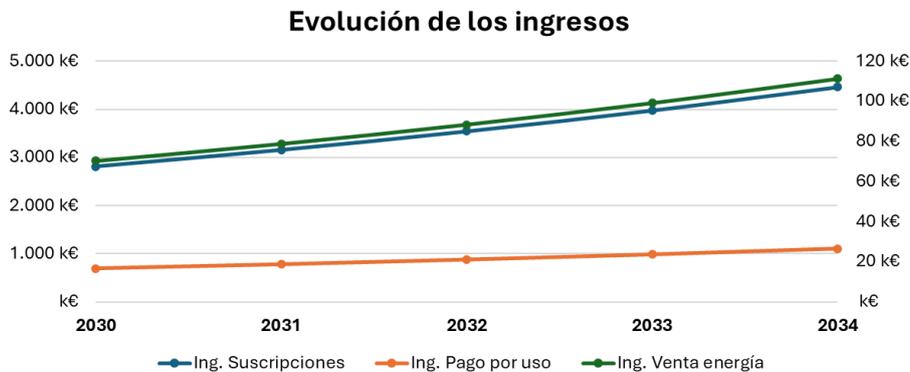


Figura 26: Evolución de ingresos por fuente. Fuente: elaboración propia (2025).

Ingresos	2030	2031	2032	2033	2034
#suscriptores	1.700	1.870	2.057	2.263	2.489
P.u. susc. anual	1.656 €	1.689 €	1.723 €	1.757 €	1.793 €
Ing. Suscripciones	2.815.200 €	3.158.654 €	3.544.010 €	3.976.379 €	4.461.498 €
#swaps anuales	26.280	28.908	31.799	34.979	38.477
P.u. por uso	27 €	27 €	28 €	28 €	29 €
Ing. Pago por uso	696.420 €	781.383 €	876.712 €	983.671 €	1.103.679 €
Ing. Venta energía	70.232 €	78.801 €	88.414 €	99.201 €	111.304 €
Total ingresos	3.581.852 €	4.018.838 €	4.509.137 €	5.059.251 €	5.676.480 €

Tabla 7: Proyección de ingresos anuales por fuente. Fuente: elaboración propia (2025).

7.2. Estructura de costes operativos (OPEX)

La operación de una estación de swapping con 10 bahías conlleva costes operativos significativos, aunque con economías de escala y automatización que ayudan a contenerlos. A continuación se detallan los principales componentes de OPEX anual y su proyección 2030–2034 (ver Tabla 10):

7.2.1. Coste de energía eléctrica

Es la partida más importante del OPEX. Depende del número de swaps realizados y de la capacidad energética intercambiada.

$$\begin{aligned} \text{Consumo diario} &= \text{Inter. diarios} * \text{Ener. por inter.} * \text{eficiencia} = 360 * \\ &75 * 0,9 = 24300 \text{ kwh} \end{aligned} \quad [42]$$

$$\text{Consumo anual} = \text{Consumo diario} * 365 \text{ días} = 24300 * 365 = 8869,5 \text{ MWh} \quad [43]$$

Para 2030, con ~360 swaps diarios de baterías ~75 kWh, el consumo bruto de electricidad alcanza unos 8.870 MWh anuales. Este cálculo incluye las pérdidas de carga de una eficiencia de 90%.

$$\begin{aligned} \text{Coste de energía} &= \text{Consumo anual} * \text{Precio medio} \left(\frac{\text{€}}{\text{kwh}} \right) = 8869500 * \\ &0,13 = 1,5\text{M€} \end{aligned} \quad [44]$$

Multiplicando por el precio medio de 0,13 €/kWh, resulta un coste eléctrico anual ~1,15 M€ en 2030. La Tabla 8 ilustra este desglose. En años siguientes, el coste eléctrico crece con el volumen de swaps (más VEs atendidos) pero se mantiene estable en precio unitario real gracias a la optimización horaria. Para 2034, con ~530 swaps diarios, el consumo rondaría ~12.900 MWh/año y el coste ~1,83 M€. Este gasto puede suponer cerca del 50% del OPEX total de la estación, lo cual resalta la importancia de estrategias de carga inteligente.

CÁLCULO DE ENERGÍA	2030	2031	2032	2033	2034
Swaps diarios	360	396	435,6	479,16	527,076
Energía por swap (kwh)	75	75	75	75	75
Eficiencia de carga	90%	90%	90%	90%	90%
Consumo diario (kwh)	24.300	26.730	29.403	32.343	35.578
Consumo anual (kwh)	8.869.500	9.756.450	10.732.095	11.805.305	12.985.835
Precio medio energía (€/kwh)	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14
Coste eléctrico	1.153.035 €	1.293.705 €	1.451.537 €	1.628.625 €	1.827.317 €

Tabla 8: Cálculo de coste energético. Fuente: elaboración propia (2025).

7.2.2. Mantenimiento técnico

Incluye el mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes robotizados de las bahías, sistemas eléctricos de potencia, sistema HVAC (climatización de baterías) y revisión de racks de almacenamiento. También abarca actualizaciones de software y calibraciones periódicas de los equipos. Para una estación altamente automatizada se estima en ~15.000–20.000 € anuales por módulo de intercambio.

Dado que nuestra estación integra 10 bahías, el mantenimiento inicial se estima en ~150.000 € en 2030. Este coste tenderá a crecer ligeramente con los años por dos motivos: (1) mayor uso (más swaps implican mayor desgaste mecánico, requiriendo más recambios y revisiones) y (2) inflación de servicios técnicos. En 2034 se proyecta ~200.000 € en mantenimiento. Aun así, la modularidad de las estaciones BaaS facilita que el mantenimiento se planifique sin interrumpir totalmente el servicio, rotando bahías fuera de operación en horarios valle.

7.2.3. Personal y soporte

La estación opera de forma casi autónoma, por lo que no requiere personal permanente atendiendo cada swap. Sin embargo, se considera necesario personal técnico itinerante o de guardia para resolver incidencias, realizar el mantenimiento in situ y atender soporte al usuario de forma puntual. Nuestro modelo asigna el coste equivalente a ~2 técnicos a tiempo completo compartidos, lo que en 2030 equivale a ~120.000 € anuales (incluyendo cargas sociales).

Este coste se reparte dentro de un equipo regional que atiende varias estaciones, aprovechando la automatización para minimizarlo. Se prevé ajustar este rubro solo por inflación en años sucesivos (~2% anual), ya que el aumento de volumen de swaps no exige proporcionalmente más personal gracias a la capacidad automatizada instalada.

7.2.4. Gestión de baterías (operación y renovación)

Representa los costes asociados al seguimiento del estado de los packs, su reacondicionamiento periódico, y la sustitución gradual de baterías degradadas. También abarca licencias de software de

gestión de flotas de baterías y eventuales contratos de servicio con proveedores (p.ej., para reciclaje de baterías).

$$\begin{aligned}
 \text{Coste de gestión anual} &= \text{Cons. anual (kwh)} * \text{Coste de gestión} \left(\frac{\text{€}}{\text{kwh}} \right) \\
 &= 8870000 * 0,1 = 887000 \text{ €}
 \end{aligned}
 \tag{45}$$

Se estima un coste variable de aprox. 0,10 € por kWh intercambiado en labores de gestión. Para ~8.870 MWh gestionados en 2030, esto supone en torno a 900.000 € ese año. Una parte clave de este coste es la adquisición de baterías de reemplazo: se asume que ~10% del inventario de baterías se renueva anualmente (por ejemplo, ~13 baterías de las ~130 iniciales en la estación, dado el uso intensivo).

En los años siguientes, con más swaps (más ciclos sobre cada batería), este coste variable aumenta proporcionalmente; para 2034 llega a ~70.000 €/año. Tecnológicamente, las baterías nuevas en 2030-2034 resultan más baratas de lo previsto, lo que mejora el margen del negocio.

GESTIÓN DE BATERÍAS	2030	2031	2032	2033	2034
Consumo anual (kwh)	8.869.500	9.756.450	10.732.095	11.805.305	12.985.835
Coste de gestión (€/kwh)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Coste de gestión anual	886.950 €	975.645 €	1.073.210 €	1.180.530 €	1.298.583 €
Renovación baterías (%)	10%	11%	11%	12%	12%
Total inv anual baterías	130	130	130	130	130
Precio baterías	5.025 €	4.874 €	4.728 €	4.586 €	4.449 €
Coste renovación baterías	65.325 €	69.702 €	67.611 €	71.544 €	69.398 €
Coste total gestión baterías anual	952.275 €	1.045.347 €	1.140.820 €	1.252.075 €	1.367.982 €

Tabla 9: Cálculo coste de gestión de baterías. Fuente: elaboración propia (2025).

7.2.5. Costes de IT y telecomunicaciones

Cubren la operación de la plataforma digital que gestiona el servicio BaaS – servidores en la nube, comunicaciones M2M con las estaciones, soporte de la app móvil, ciberseguridad, etc. Se sitúa en torno a 18.000 € anuales en 2030, basado en costos de servicios cloud escalables para una estación (por ejemplo, monitorización en tiempo real de ~130 baterías y transacciones de usuarios).

Este gasto escala marginalmente con la cantidad de usuarios y estaciones, pero para una estación individual lo consideramos prácticamente fijo más allá de la inflación. Incluye también la conectividad de datos dedicada en la estación (enlace de banda ancha, SIM IoT, etc.).

7.2.6. Seguros e impuestos locales

Comprende las pólizas de seguro multirriesgo de la estación (cobertura de responsabilidad civil, daños a equipos e instalaciones, baterías, etc.) así como gastos de licencias, inspecciones y cumplimientos normativos (certificaciones de seguridad industrial anuales). Dado el alto valor de los activos en sitio (~millones de euros en equipos y baterías), las primas de seguro son relevantes. Se estima ~80.000 € en 2030 para asegurar la estación y su inventario, cifra que puede equivaler alrededor del 1–1,5% del valor

de los activos. Este costo se actualiza por inflación y posible variación de tarifas de seguro; para 2034 alcanzaría ~87.000 €. Adicionalmente, podrían incluirse aquí tasas municipales o impuestos específicos, aunque se asume que no son significativos comparados con otras partidas.

Para calcular el total de gastos operativos se debe seguir la siguiente fórmula:

$$OPEX = Coste\ ener. + Coste\ mant. + Coste\ pers. + Coste\ gest.\ bat. + Coste\ IT + Coste\ seguros = 2,5\ M€ \quad [46]$$

OPEX	2030	2031	2032	2033	2034
Energía eléctrica	1.153.035 €	1.293.705 €	1.451.537 €	1.628.625 €	1.827.317 €
Mantenimiento	150.000 €	150.000 €	180.000 €	180.000 €	200.000 €
Personal	120.000 €	122.400 €	124.848 €	127.345 €	129.892 €
Gestión baterías	952.275 €	1.045.347 €	1.140.820 €	1.252.075 €	1.367.982 €
IT	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €
Seguros	80.000 €	81.600 €	83.232 €	84.897 €	86.595 €
Total Fijos	218.000 €	222.000 €	226.080 €	230.242 €	234.486 €
Total Variables	2.255.310 €	2.489.052 €	2.772.358 €	3.060.700 €	3.395.299 €
Total OPEX	2.473.310 €	2.711.052 €	2.998.438 €	3.290.941 €	3.629.785 €

Tabla 10: Proyección de costes operativos anuales por categoría. Fuente: elaboración propia (2025).

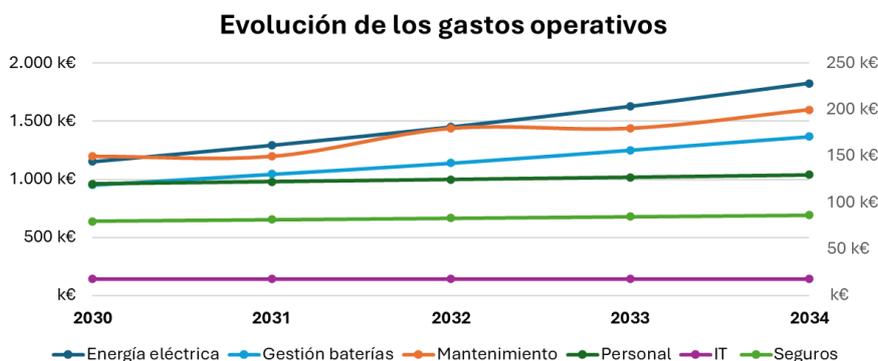


Figura 27: Evolución de los gastos operativos por categorías. Fuente: elaboración propia (2025).

En la Tabla 10 puede concluirse que el OPEX total en 2030 es ~2,47 M€, creciendo a ~3,63 M€ en 2034. El incremento anual (~10% compuesto) está ligado principalmente al mayor consumo eléctrico y a la sustitución de más baterías conforme aumentan los swaps, más que a la inflación general. Más del 45% del OPEX en 2030 corresponde a energía y gestión de baterías, evidenciando que la energía es el insumo crítico del modelo BaaS, seguido por el mantenimiento.

No obstante, la alta automatización permite que los costes de personal se mantengan muy bajos (alrededor del 5% del OPEX), un factor diferenciador frente a estaciones de servicio tradicionales. Asimismo, la capacidad de compartir infraestructura en un solo sitio de 10 bahías genera economías de

escala en rubros como seguridad, IT o incluso mantenimiento. A continuación se presenta la distribución del total de los gastos operativos en el primer año de funcionamiento:

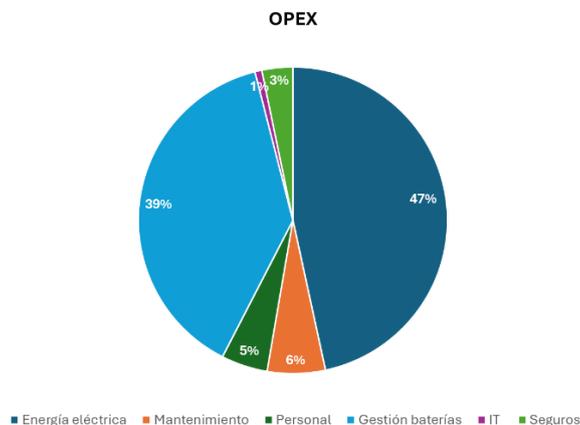


Figura 28: Distribución de costes operativos por categoría en 2030. Fuente: elaboración propia (2025).

En síntesis, la estación presenta una estructura de costes predominada por gastos variables (energía, recambios) que escalan con el uso, mientras que los costes fijos quedan diluidos a mayor volumen de operaciones. Esto significa que alcanzar un alto nivel de utilización es fundamental para mejorar los márgenes operativos.

Estudios internacionales señalan que alrededor de 60–70 swaps diarios pueden ser el punto de equilibrio para que una estación típica cubra sus costos operativos. En nuestro caso, desde 2030 se superan con creces esos umbrales (360 swaps/día), por lo que la cobertura de OPEX está garantizada y se generan excedentes operativos significativos, como se analizará en las secciones siguientes.

7.3. Análisis de inversiones (CAPEX) y amortizaciones

La implantación de esta estación BaaS conlleva una inversión inicial (CAPEX) importante, asociada tanto a la infraestructura física/tecnológica como al inventario de baterías. Dicha inversión se habrá realizado antes de iniciar operaciones en 2030, es decir en el año. A continuación se desglosa el CAPEX estimado por componente:

7.3.1. Infraestructura de la estación

Engloba la adquisición e instalación de los módulos automatizados de intercambio, los sistemas eléctricos de potencia, los racks de almacenamiento para baterías (con capacidad ~13 baterías por módulo como en el NIO Power Swap) y el software/hardware de control local. Basado en experiencias de NIO, el coste por estación unitaria (una bahía) rondaba 200.000–300.000 € en la segunda generación. Para 2029, suponiendo economías de escala y estandarización, consideramos ~€200.000 por bahía.

$$\begin{aligned} \text{Inversión infraestructura} &= C.u. \text{ bahía (€)} * \# \text{ bahías} = 200000 * 10 \\ &= 2 \text{ M€} \end{aligned} \quad [47]$$

Para 10 bahías, esto implica ~2,0 millones € en equipos e instalación básica. Existe cierta economía al instalar múltiples bahías juntas, pero también se requieren más sistemas de apoyo.

7.3.2. Inventario inicial de baterías

Es uno de los elementos definitorios del modelo BaaS. Cada estación debe contar con un pool suficiente de baterías cargadas para garantizar disponibilidad inmediata.

$$\begin{aligned} \text{Inventario baterías} &= \# \text{ bahías} * \# \text{ baterías por bahía} = 10 * 13 \\ &= 130 \text{ baterías} \end{aligned} \quad [48]$$

Inspirándonos en los casos reales, se ha tomado como base 13 baterías por bahía (similar a NIO Power Swap 2.0). Con 10 bahías, serían en teoría ~130 baterías. En cuanto al coste unitario: el tamaño promedio de batería se asume ~75 kWh. El coste de las baterías EV ha estado cayendo aceleradamente; BloombergNEF registró <100 \$ por kWh en 2023 y proyecta cerca de 60 € por kWh para 2029. Añadiendo integración y margen, suponemos ~€5.000 por batería de 75 kWh en 2029 (es decir ~67 €/kWh, rango conservador).

Así, el inventario inicial costaría alrededor de 0,65 millones €. Cabe destacar que la inversión en baterías es recuperable en parte al final de su vida útil, ya sea revendiéndolas para segundo uso o reciclándolas.

7.3.3. Sistemas digitales y de comunicación

Desarrollo de la plataforma software (aplicación móvil, sistema backend de gestión de usuarios, estaciones y baterías, integración con sistema de pago, etc.) así como la electrónica de control in situ. Estos gastos suelen ser compartidos si hay una red de múltiples estaciones; para una sola estación piloto, imputamos una parte proporcional. En el capítulo 4 se estimaba 60.000 € por estación para el desarrollo digital. Suponiendo 10 bahías en un mismo sitio, mucho del software es común, por lo que se asignan 50.000 € a este proyecto (considerando que el grueso del software ya estaría desarrollado para la primera bahía; este monto cubriría adaptaciones, integración y licencias iniciales).

7.3.4. Obra civil e infraestructura eléctrica

Corresponde a la adecuación del emplazamiento: movimientos de tierra, cimentaciones, construcción de plataforma y cubierta, implementación de línea de conexión a la red de distribución, subestación o transformador necesario para entregar potencia (10 bahías podrían requerir >5 MW de potencia instalada simultáneamente), protecciones eléctricas, iluminación, sistemas contra incendio, etc. En el capítulo 4 se daba un rango 50.000–80.000 € por estación pequeña. Para nuestra estación grande, los

costes de obra son mayores aunque con ciertos ahorros por unidad (una sola acometida eléctrica para todo el hub). Se estima aproximadamente 200.000 € en total para obra civil y acometidas en 2029.

7.3.5. Gastos pre-operativos

Incluyen la obtención de licencias y permisos, estudios de ingeniería y seguridad, costes de puesta en marcha, marketing de lanzamiento y formación de personal técnico. Una parte significativa es asegurar la certificación y cumplimiento normativo de la nueva instalación. Para una estación, se calculaban ~50–100k € en estudios/licencias + 10–20k € en capacitación en 2025. Tomando el promedio, se asignan ~80.000 € a estos gastos previos en nuestro caso. Esto cubriría desde el proyecto ejecutivo, trámites municipales, hasta un programa de formación inicial para el equipo técnico de mantenimiento y operadores remotos.

Para calcular la inversión inicial es necesario seguir la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 \text{Inv. inicial total} &= \text{Inv. Infra.} + \text{Inv. Baterías} + \\
 &\text{Inv. Des. Tec.} + \text{Inv. Obra civil} + \text{Inv. Pre operativos} = 2,98 \text{ M€}
 \end{aligned}
 \tag{49}$$

CAPEX	2029	2030	2031	2032	2033	2034
# módulos	10					
Precio por módulo	200.000 €					
Infraestructura est.	2.000.000 €					
Baterías por módulo	13					
#Inv. Baterías	130					
Precio por kwh por batería nueva	67 €					
Capacidad de baterías (kwh)	75					
Inversión en baterías	653.250 €					
Des. Tecnológico	50.000 €					
Obra civil e infraestructura elec.	200.000 €					
Pre-operativos	80.000 €					
Total CAPEX	2.983.250 €					

Tabla 11: Inversión inicial estimada (CAPEX). Fuente: elaboración propia (2025).

A continuación se puede ver la distribución de la inversión inicial en las distintas categorías, donde se aprecia que la mayor parte de la inversión inicial viene dado por las infraestructura y las baterías suponiendo alrededor del 90%.

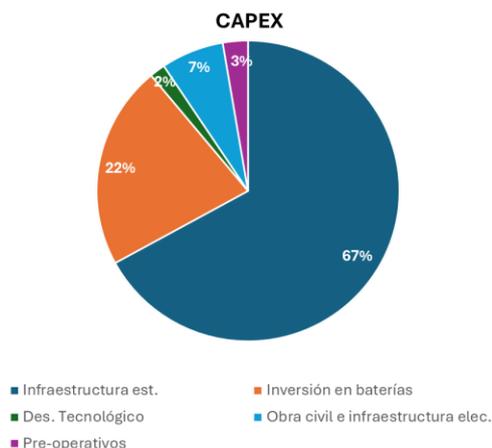


Figura 29: Distribución del CAPEX. Fuente: elaboración propia (2025).

La inversión total ronda los 3 millones €. En el capítulo 4 se había estimado ~544.000 € por estación unitaria (una bahía); multiplicando por 10 saldrían ~5,4 M€, pero aquí observamos que las economías de integración y la reducción de coste de baterías han recortado sustancialmente el CAPEX por bahía en este escenario futuro.

El importe resultante es consistente con las magnitudes manejadas para proyectos piloto similares: por ejemplo, NIO indica ~0,5 M\$ por estación actual y espera bajar con volumen; nuestra estación, aunque mucho más grande, se beneficia de la madurez tecnológica en 2030.

Con respecto a la amortización de estos activos, cada componente tiene una vida útil diferente. Para fines de análisis financiero, se adoptan métodos de depreciación lineal con las siguientes vidas estimadas:

- Infraestructura de estaciones (robots, equipos eléctricos): 10 años de vida útil. Son equipos industriales robustos, actualizables, que pueden operar al menos una década con mantenimiento adecuado. Depreciación: ~200.000 €/año.
- Plataforma digital (software) y sistemas IT: 5 años (vida tecnológica corta antes de actualizaciones mayores). Depreciación: ~10.000 €/año (sobre 50k).
- Obra civil e instalaciones fijas: 10 años (podría ser más, pero se usa 10 para prudencia financiera). Depreciación: ~20.000 €/año.
- Baterías iniciales: caso particular – su vida útil efectiva en operación es de unos 5-8 años dependiendo de ciclos. Sin embargo, como se reemplaza ~10% cada año (coste tratado en OPEX), la depreciación contable inicial puede fijarse en 5 años para reflejar la rotación. Depreciación: ~130.000 €/año.
- Gastos pre-operativos: 5 años (amortización de gastos diferidos). Depreciación: ~16.000 €/año.

CAPEX	2029	Años de depreciación	Depreciación anual
# módulos	10		
Precio por módulo	200.000 €		
Infraestructura est.	2.000.000 €	10	200.000 €
Baterías por módulo	13		
#Inv. Baterías	130		
Precio por kwh por batería nueva	67 €		
Capacidad de baterías (kwh)	75		
Inversión en baterías	653.250 €	5	130.650 €
Des. Tecnológico	50.000 €	5	10.000 €
Obra civil e infraestructura elec.	200.000 €	10	20.000 €
Pre-operativos	80.000 €	5	16.000 €
Total CAPEX	2.983.250 €		376.650 €

Tabla 12: Amortizaciones. Fuente: elaboración propia (2025).

En la Tabla 12 se resume la amortización anual de cada bloque de activos. El total de amortizaciones anuales asciende a ~377.000 €. Este cargo contable irá disminuyendo ligeramente en años posteriores si no se suman nuevas inversiones de capital, una vez amortizados totalmente ciertos activos. No se ha considerado valor residual positivo al final de la vida, salvo el posible valor de reventa de baterías usadas.

La estructura de amortizaciones anterior permite calcular los cargos por depreciación que afectarán al resultado contable anual (pero no al flujo de caja). Es relevante destacar que una parte muy significativa de la inversión, las baterías, recupera valor a través de la explotación: cada batería genera ingresos recurrentes (por swaps y servicios) y al reemplazarse puede venderse para segundo uso. Esto mejora la recuperación global del CAPEX.

7.4. Estados financieros proyectados

Integrando los ingresos (sección 7.1), costes operativos (7.2) y amortizaciones (7.3), se elaboran las proyecciones de resultados para el período 2030–2034. En la Tabla 13 se presenta la cuenta de resultados estimada para la estación, destacando el EBITDA y el beneficio neto anual:

Cuenta de Resultados

en €

Periodo	2030	2031	2032	2033	2034
Ingresos	3.581.852 €	4.018.838 €	4.509.137 €	5.059.251 €	5.676.480 €
Costes Variables	2.255.310 €	2.489.052 €	2.772.358 €	3.060.700 €	3.395.299 €
Margen Bruto	1.326.542 €	1.529.786 €	1.736.779 €	1.998.552 €	2.281.181 €
% Margen Bruto	37,0%	38,1%	38,5%	39,5%	40,2%
Costes Fijos	218.000 €	222.000 €	226.080 €	230.242 €	234.486 €
EBITDA	1.108.542 €	1.307.786 €	1.510.699 €	1.768.310 €	2.046.695 €
% EBITDA	30,9%	32,5%	33,5%	35,0%	36,1%
Amortización	376.650 €	376.650 €	376.650 €	376.650 €	376.650 €
BAII	731.892 €	931.136 €	1.134.049 €	1.391.660 €	1.670.045 €
Intereses					
BAI	731.892 €	931.136 €	1.134.049 €	1.391.660 €	1.670.045 €
Impuestos	182.973 €	232.784 €	283.512 €	347.915 €	417.511 €
Beneficio Neto	548.919 €	698.352 €	850.537 €	1.043.745 €	1.252.534 €
% Beneficio Neto	15,3%	17,4%	18,9%	20,6%	22,1%

Tabla 13: Cuenta de resultados proyectada y márgenes. Fuente: elaboración propia (2025).

- **EBITDA** (Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones): Pasa de ~1,11 M€ en 2030 a ~2,05 M€ en 2034, casi duplicándose en cinco años. Este fuerte EBITDA positivo desde el primer año refleja que los ingresos superan ampliamente a los costes operativos desde el inicio. Se utilizan las siguientes fórmulas y los resultados se muestran en la tabla anualmente.

$$EBITDA = Ingresos - Costes variables - Costes fijos \quad [50]$$

$$\% EBITDA = \frac{EBITDA}{Ingresos} * 100 \quad [51]$$

En 2030, el margen EBITDA sobre ingresos es aproximadamente 31%, y se mantiene en el rango los años sucesivos. Margen tan elevado es factible gracias a la elevada utilización de la estación (muy por encima del umbral de equilibrio de ~60 swaps/día) y a la naturaleza escalable de los costes fijos. Esto sugiere que el modelo BaaS, una vez alcanzada masa crítica de usuarios, genera rentabilidades operativas sólidas. De hecho, estudios indican que con ~70% de uso una estación individual puede recuperar su inversión en pocos años; en nuestro caso inicial (60% EVs) ya se tenía un uso elevado de la capacidad instalada.

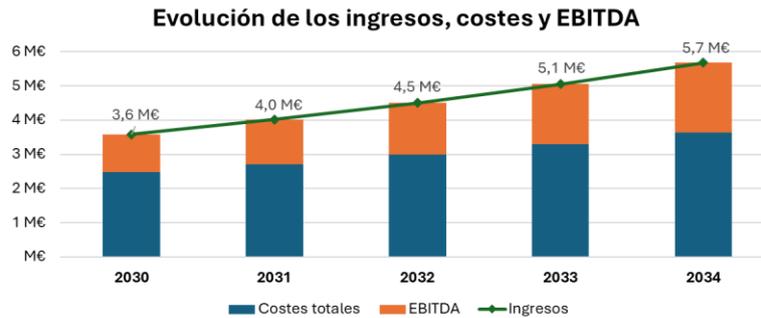


Figura 30: Evolución de los ingresos, costes y EBITDA. Fuente: elaboración propia (2025).

- Impuesto sobre Sociedades:** Se aplica un 25% sobre el BAI (tipo nominal en España). En 2030 serían ~0,18 M€ de impuesto, dejando un beneficio neto de ~0,60 M€. A medida que el BAI aumenta, la carga impositiva llega a ~0,42 M€ en 2034. No se han contemplado aquí posibles incentivos fiscales o aceleraciones de amortización que en la realidad podrían aplicarse por ser infraestructura de energía limpia; de existir, mejorarían el resultado neto efectivo. Se utilizan las siguientes fórmulas y los resultados se muestran en la tabla anualmente.

$$BAI = EBITDA - Amortizaciones - Intereses \quad [52]$$

$$Impuestos = 25\% * BAI \quad [53]$$

- Beneficio neto:** Arranca en ~0,60 millones € en 2030, se duplica en 2034. Se utilizan las siguientes fórmulas y los resultados se muestran en la tabla anualmente.

$$Beneficio\ Neto = BAI - Impuestos \quad [54]$$

$$\% Beneficio\ Neto = \frac{Beneficio\ Neto}{Ingresos} * 100 \quad [55]$$

El margen neto pasa del 15% al 22% sobre ventas en esos años, reflejando la creciente eficiencia a escala. Esta rentabilidad neta es notable para un proyecto de infraestructura, e indicativa de que, bajo las condiciones asumidas, la estación es rentable desde el primer año completo de operación. No obstante, es importante recordar que hemos supuesto la estación ya operando en 2030 con alta demanda “desde el día uno”. En la práctica, puede tomar meses o un par de años alcanzar la utilización plena; durante ese ramp-up inicial es esperable algún mes

con pérdidas operativas. En nuestro análisis plurianual lo obviamos al considerar promedios anuales ya consolidados para cada año.

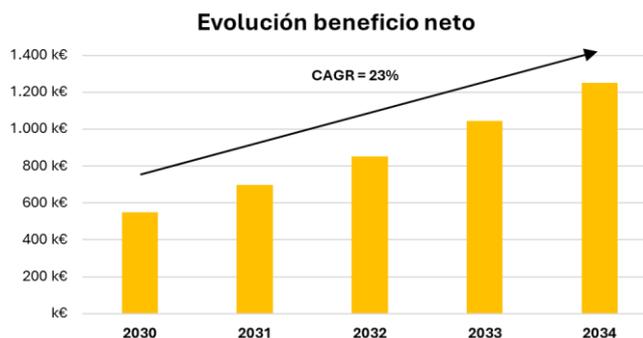


Figura 31: Evolución del beneficio neto proyectado. Fuente: elaboración propia (2025).

Como indican las cifras, la estación no solo cubre holgadamente sus costes operativos, sino que genera utilidades sustanciales.

Este resultado ratifica la viabilidad económico-financiera del concepto bajo las premisas establecidas. Sin embargo, es importante contextualizar estos números: dependen críticamente de la adopción de usuarios (si solo un 30% de los 600 vehículos fuesen EV en 2030 en lugar de 60%, los ingresos se reducirían a la mitad, posiblemente erosionando la rentabilidad). También, factores externos como el costo real de la electricidad en 2030 o la competencia con carga ultra-rápida influirán. Por ejemplo, si el precio eléctrico fuese superior al previsto, el margen EBITDA se resentiría dado el peso de ese insumo.

En cualquier caso, nuestros resultados sugieren que, alcanzado un nivel de uso elevado, el modelo BaaS puede ser muy rentable. Las tarifas de suscripción proporcionan un flujo constante que puede incluso financiar deuda y los márgenes brutos del 37-40% indican capacidad para absorber fluctuaciones adversas.

7.5. Análisis de rentabilidad del proyecto

Desde la perspectiva del proyecto de inversión, se evalúa la rentabilidad a largo plazo mediante los indicadores clásicos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Plazo de recuperación (Payback). Para ello, consideramos los flujos de caja relevantes generados por la estación en los próximos años.

7.5.1. Flujo de caja del proyecto

Incluye la inversión inicial (~2,9 M€ desembolsados antes de 2030) y los flujos de caja anuales operativos después de impuestos. Dado que la estación se financia con capital propio en este análisis, tomamos el beneficio neto + amortizaciones como aproximación del flujo de caja anual.

Estado de Flujo de Efectivo

Periodo	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1. Flujo de Efectivo de Operaciones						
Beneficio Neto		548.919 €	698.352 €	850.537 €	1.043.745 €	1.252.534 €
Amortización		376.650 €	376.650 €	376.650 €	376.650 €	376.650 €
Flujo de Efectivo de Operaciones		925.569 €	1.075.002 €	1.227.187 €	1.420.395 €	1.629.184 €
2. Flujo de Efectivo de Inversiones						
CAPEX	- 2.983.250 €	- €	- €	- €	- €	- €
Flujo de Efectivo de Inversiones	- 2.983.250 €					
Flujo de Efectivo	- 2.983.250 €	925.569 €	1.075.002 €	1.227.187 €	1.420.395 €	1.629.184 €
Efectivo al principio	- €	2.983.250 €	2.057.681 €	982.678 €	244.508 €	1.664.903 €
Flujo de Efectivo	- 2.983.250 €	925.569 €	1.075.002 €	1.227.187 €	1.420.395 €	1.629.184 €
Efectivo al final	- 2.983.250 €	2.057.681 €	982.678 €	244.508 €	1.664.903 €	3.294.087 €

Tabla 14: Estado de flujo de caja proyectado. Fuente: elaboración propia (2025).

Bajo estas consideraciones, los flujos de caja proyectados serían los que se muestran en la Tabla 8. Se utilizan las siguientes fórmulas y los resultados se muestran en la tabla anualmente.

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Flujo de efectivo de operaciones} + \text{Flujo de efectivo de inversiones}$$

7.5.2. Cálculo del VAN

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} + I \quad [56]$$

Donde:

- F_t es el flujo de caja en el período t
- r es la tasa de descuento (WACC)
- n es el número total de períodos
- I es la inversión inicial (o desembolso inicial)

Con un coste de capital estimado del 8% (WACC típico para proyectos de infraestructura energético-tecnológica), el VAN del proyecto resulta positivo, del orden de +1,9 millones €. Esto significa que, descontando los flujos a valor presente, la estación generaría 1,9 M€ más de lo necesario para recuperar la inversión y remunerar el capital al 8%. En otras palabras, el proyecto crea valor para el inversor. Incluso con una tasa de descuento más alta, digamos 10%, el VAN se mantiene en torno a 1,6 M€, confirmando la robustez de la rentabilidad.

7.5.3. Cálculo de la TIR

La TIR se calcula buscando la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0, lo que viene siendo que se cumpla la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = I \quad [57]$$

La TIR asociada a estos flujos se sitúa 28 %, dependiendo de los supuestos exactos de inversión y flujos post-2034. Este nivel de TIR está por encima del coste de capital asumido y es muy atractivo para un proyecto de este tipo. Cabe recalcar que la TIR es sensible a la inversión inicial real: si el CAPEX hubiera sido significativamente mayor, la TIR caería hacia ~20%; de igual modo, una adopción más lenta de usuarios la reduciría. No obstante, bajo el escenario central, la TIR obtenida demuestra rentabilidad robusta del proyecto BaaS.

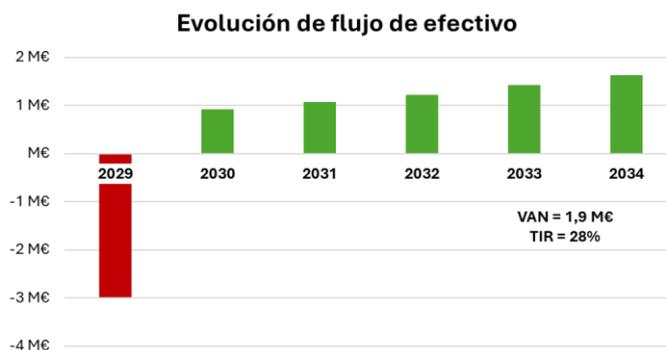


Figura 32: Evolución de flujos de efectivo y cálculo de VAN y TIR. Fuente: elaboración propia (2025).

7.5.4. Cálculo del payback

Finalmente, el Payback o plazo de recuperación de la inversión se estima en alrededor de 3 años. Es decir, hacia el año 2032 la suma de flujos de caja netos acumulados habría superado los ~2,9 M€ invertidos inicialmente.

Se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Buscar el menor } t \text{ tal que } \sum_{i=1}^t F_i \geq I \quad [58]$$

En términos más precisos, con los flujos mencionados: en tres años (2030–2032) se recupera la inversión inicial, por lo que el punto de equilibrio de caja se alcanza ligeramente antes del cierre de 2031, entrando 2032 con flujo positivo acumulado. Dado lo conservador que suele ser este indicador, un payback de ~3 años es extraordinariamente rápido para infraestructura (muchas inversiones en energía tienen paybacks de 7-10 años).

Esta rapidez se explica por la combinación de alta utilización y buen margen operativo desde los inicios. Sin embargo, conviene ser prudentes: si hubiera retrasos en la adopción de usuarios (ej. solo un 40% EVs en 2030 aumentando gradualmente), el payback podría extenderse a ~6–7 años. Aun así, incluso

en ese caso, seguiría dentro de un rango aceptable para proyectos innovadores respaldados por capital riesgo o subvenciones.

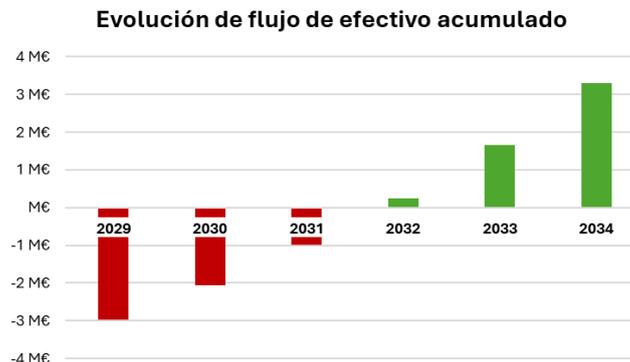


Figura 33: Representación de los flujos de caja acumulados y cálculo del payback. Fuente: elaboración propia (2025).

7.6. Conclusiones de la viabilidad económico-financiera

La evaluación financiera efectuada indica que la estación de intercambio de baterías en Madrid, proyectada al 2030, sería económicamente viable y rentable bajo los supuestos planteados. El VAN positivo, la TIR del 28% superior al coste de capital, y el rápido payback (~3 años) señalan un perfil de inversión atractivo. Esto sugiere que, de materializarse el escenario de fuerte penetración de VE y optimización de costes, el modelo BaaS podría escalarse de forma rentable y sostenible.

No obstante, es importante subrayar las condiciones críticas para esta viabilidad:

- Alcanzar masa crítica de usuarios pronto
- Controlar los costes energéticos, posiblemente mediante acuerdos con eléctricas o autoproducción renovable, para mantener el precio ~0,13 €/kWh o menor
- Gestionar eficientemente el activo batería, prolongando su vida y obteniendo valor de segunda vida al retirarlas
- Sustener tarifas premium de suscripción por la propuesta de valor, sin que la competencia de carga rápida erosione la disposición a pagar de los clientes.

Si estos factores se alinean, como se ha asumido, la estación BaaS no solo sería viable sino que aportaría retornos interesantes, validando el enfoque innovador de “batería como servicio” en el mercado español de 2030.

Capítulo 8. Conclusión

El presente trabajo ha demostrado que el modelo de intercambio de baterías (Battery-as-a-Service, BaaS) representa una alternativa viable, escalable y estratégicamente alineada con los objetivos de descarbonización y transición energética de España. A través del análisis multidimensional desarrollado en los distintos capítulos, se ha validado que esta solución no solo responde eficazmente a las barreras clave de la electromovilidad (tiempos de carga prolongados, ansiedad de autonomía y costes iniciales elevados), sino que aporta valor adicional al sistema energético mediante la gestión inteligente de la demanda y el aprovechamiento de excedentes renovables.

Desde una perspectiva tecnológica, las estaciones BaaS presentan un grado de madurez suficiente, como evidencian los casos internacionales de NIO, Aulton o Ample, combinando automatización avanzada, interoperabilidad creciente y procesos logísticos optimizados. El diseño propuesto de bahías de carga en este TFM, con infraestructura para 20 baterías simultáneamente, alimentadas por un centro de transformación propio de 1 MVA, demuestra la factibilidad técnica de desplegar estaciones eficientes, seguras y modulares.

En el plano económico, el modelo BaaS proyectado para una estación en Madrid muestra una rentabilidad sólida. Las proyecciones financieras para el periodo 2030–2034 revelan un crecimiento sostenido de los ingresos (+12% anual compuesto), sustentado en un flujo constante de suscriptores y usuarios ocasionales, con una estructura de costes operativos contenida gracias a la automatización y la optimización energética. El análisis de rentabilidad (VAN, TIR, Payback) confirma que, bajo supuestos realistas de demanda e inflación, la inversión inicial puede recuperarse en un horizonte razonable, especialmente con un mix de financiación público-privada adecuado.

Asimismo, el modelo BaaS se alinea con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que prevé alcanzar 5,45 millones de vehículos eléctricos para 2030. En este contexto, el battery swapping permite descongestionar la infraestructura de recarga convencional, proporcionando una experiencia de “repostaje” comparable a la de los vehículos térmicos, al tiempo que introduce sinergias con la red eléctrica: almacenamiento distribuido, arbitraje energético, servicios auxiliares y absorción de excedentes renovables.

Regulatoriamente, aunque España aún no dispone de un marco normativo específico para el intercambio de baterías, los aprendizajes internacionales y la creciente estandarización técnica sientan las bases para su futura integración normativa. Resulta clave avanzar hacia una mayor interoperabilidad entre fabricantes, promover estándares abiertos y definir esquemas regulatorios que reconozcan el papel de las estaciones BaaS como infraestructuras críticas de recarga y almacenamiento.

Finalmente, el estudio concluye que el éxito del modelo BaaS dependerá de una estrategia de implementación gradual y coordinada, apoyada en alianzas estratégicas multisectoriales —automoción, energía, operadores logísticos y administraciones públicas—, así como en políticas públicas que fomenten la inversión y eliminen barreras regulatorias. Las estaciones de intercambio, lejos de ser una alternativa marginal, pueden convertirse en una pieza clave del ecosistema de movilidad eléctrica en España, especialmente en entornos urbanos densos, flotas intensivas en uso (taxis, logística, carsharing) y zonas con infraestructuras de recarga insuficientes.

Este Trabajo Fin de Máster no solo confirma la viabilidad técnica y económica del intercambio de baterías en el contexto español, sino que propone un marco estratégico integral para su adopción progresiva y sostenible, posicionando a España como un actor relevante en el despliegue de soluciones innovadoras de movilidad eléctrica.

Capítulo 9. Bibliografía

A new fully charged EV battery in five minutes: Are China's swap stations the future of electric cars?

(2025, mayo 6). <https://www.bbc.com/future/article/20250506-are-chinas-swap-stations-the-future-of-electric-cars>

Ahmad, F., Saad Alam, M., Saad Alsaidan, I., & Shariff, S. M. (2020). Battery swapping station for electric vehicles: Opportunities and challenges. *IET Smart Grid*, 3(3), 280-286. <https://doi.org/10.1049/iet-stg.2019.0059>

Anfac. (2025, enero 9). *ANFAC | La red de recarga de acceso público en España crece un 32% en 2024, hasta los 38.725 puntos*. <https://anfac.com/la-red-de-recarga-de-acceso-publico-en-espana-crece-un-32-en-2024-hasta-los-38-275-puntos/>

Borras, J. (2023). *Gogoro Batteries Powers 90% of Taiwan's Electric Scooters*. <https://cleantechnica.com/2023/01/11/gogoro-batteries-power-90-of-taiwans-electric-scooters/>

Callejo, A. (2025, junio 10). *Las estaciones de intercambio de baterías para coches eléctricos llegan a Madrid*. FCE. <https://forococheselectricos.com/2025/06/estaciones-intercambio-baterias-coches-electricos-llegan-madrid.html>

Cantino, A. (2025, 06). *Free2move, Fiat 500e y Ample presentan en Madrid su revolucionaria tecnología de intercambio de baterías*. <https://www.media.stellantis.com/es-es/free2move/press/free2move-fiat-500e-y-ample-presentan-en-madrid-su-revolucionaria-tecnologia-de-intercambio-de-baterias>

Commission, E. (2023, agosto 17). *New law on more sustainable, circular and safe batteries enters into force—European Commission*. https://environment.ec.europa.eu/news/new-law-more-sustainable-circular-and-safe-batteries-enters-force-2023-08-17_en

Cordero, M. (2023, octubre 9). *El BEI concede un préstamo de €150 millones a Cepsa para impulsar la movilidad eléctrica en España y Portugal*. European Investment Bank.

<https://www.eib.org/es/press/all/2023-365-eib-grants-eur150-million-loan-to-cepsa-to-foster-electric-mobility-in-spain-and-portugal>

Elliott, D. (2024, octubre 3). *5 developments that could make owning an EV more convenient*. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/stories/2024/10/electric-vehicles-batteries-charging/>

ETEnergyworld. (2024, junio 6). *SUN Mobility, IndianOil to set up 10,000 battery swapping stations across 40+ cities by 2030—ET EnergyWorld*. ETEnergyworld.Com. <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/power/sun-mobility-indianoil-to-set-up-10000-battery-swapping-stations-across-40-cities-by-2030/110752253>

García, A. (2023, abril 3). *ODS: ¿Cómo la movilidad eléctrica te ayudará a alcanzarlos?* <https://blog.ev-renting.com/ods-como-la-movilidad-electrica-te-ayudara-a-alcanzarlos>

Gómara, J. (2024, agosto 10). *NIO logra un récord de intercambio de baterías que ha ahorrado billones de minutos a sus clientes*. Híbridos y Eléctricos. https://www.hibridosyelectricos.com/coches/50-millones-intercambios-baterias-nio-hablan-por-si-solos-la-mejor-solucion-carga_75453_102.html

Hampel, C. (2021, noviembre 23). *BP backs battery swapping in China with Aulton—Electrive.com*. <https://www.electrive.com/2021/11/23/bp-backs-battery-swapping-in-china-with-aulton/>

Hill, J. S. (2025, abril 7). *Chinese energy giants Sinopec and CATL to build 10,000 EV battery swap stations*. *The Driven*. <https://thedriven.io/2025/04/07/chinese-energy-giants-sinopec-and-catl-to-build-10000-ev-battery-swap-stations/>

Info Negocios, M. (2023, diciembre 11). *Stellantis se alía con Ample para integrar el intercambio de baterías en sus vehículos (a partir de 2024)*. Infonegociosmadrid. <https://infonegocios.madrid/nota-principal/stellantis-se-alia-con-ample-para-integrar-el-intercambio-de-baterias-en-sus-vehiculos-a-partir-de-2024>

- Kegel, J., Wiesenthal, J., Welling, M., Kapse, A., Hirschl, B., & Sauer, D. U. (2025). User acceptance of battery swapping in battery electric vehicles among private users in Germany. *Npj Sustainable Mobility and Transport*, 2(1). <https://doi.org/10.1038/s44333-025-00042-8>
- Lienert, P., Carey, N., & Shirouzu, N. (2022a, marzo 25). Insight: Inside China's electric drive for swappable car batteries. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/inside-chinas-electric-drive-swappable-car-batteries-2022-03-24/>
- Lienert, P., Carey, N., & Shirouzu, N. (2022b, marzo 25). Insight: Inside China's electric drive for swappable car batteries. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/inside-chinas-electric-drive-swappable-car-batteries-2022-03-24/>
- Lienert, Paul, N. C. (2022, marzo 25). *Swapping electric car batteries since the Gilded Age* | *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/aerospace-defense/swapping-electric-car-batteries-since-gilded-age-2022-03-24/>
- Liu, I. (2025, mayo 6). *A new fully charged EV battery in five minutes: Are China's swap stations the future of electric cars?* <https://www.bbc.com/future/article/20250506-are-chinas-swap-stations-the-future-of-electric-cars>
- Mobility, C. (2023). *La Movilidad Sostenible del futuro y el impacto sobre los ODS* | *Mobility City*. <https://www.mobilitycity.es/conoce/observatorio-de-la-movilidad/la-movilidad-sostenible/>
- Mutua. (2025, julio 29). *Intercambio de baterías: El futuro de la carga de vehículos eléctricos - ÓN*. BlogMutua. https://www.mutua.es/blog/movilidad-sostenible/intercambio-baterias_post/
- Nio. (2023, enero 18). *The Chargeable, Swappable, and Upgradable Power Solution*. <https://www.nio.com/blog/chargeable-swappable-upgradable-power-solution>
- Revankar, S. R., & Kalkhambkar, V. N. (2021). Grid integration of battery swapping station: A review. *Journal of Energy Storage*, 41, 102937. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102937>
- Roberts, J. (2022, agosto 16). Battery swapping or fast charging: Which is the better solution? *Autovista24*. <https://autovista24.autovistagroup.com/news/electric-vehicle-battery-swapping/>

- Roussel, N. (2023, diciembre 7). *Stellantis y Ample se asocian para aprovechar la tecnología de intercambio de batería modular de Ample en los vehículos eléctricos de Stellantis*. <https://www.media.stellantis.com/es-es/corporate-communications/press/stellantis-y-ample-se-asocian-para-aprovechar-la-tecnologia-de-intercambio-de-bateria-modular-de-ample-en-los-vehiculos-electricos-de-stellantis>
- Sarker, M. R., Pandzic, H., & Ortega-Vazquez, M. A. (2013). Electric vehicle battery swapping station: Business case and optimization model. *2013 International Conference on Connected Vehicles and Expo (ICCVE)*, 289-294. <https://doi.org/10.1109/ICCVE.2013.6799808>
- Solomon, M. (2023, septiembre 27). Emergence Strategy in Action: Gogoro Seizes Opportunity in the Transition to Sustainable Mobility. *RMI*. <https://rmi.org/emergence-strategy-in-action-gogoro-seizes-opportunity-in-the-transition-to-sustainable-mobility/>
- Stretton, C., Daphne, T., & Buzeti, Z. (2025, marzo 20). *EU battery passport regulation requirements*. <https://www.circularise.com/blogs/eu-battery-passport-regulation-requirements>
- Wu, H. (2022). A Survey of Battery Swapping Stations for Electric Vehicles: Operation Modes and Decision Scenarios. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 23(8), 10163-10185. <https://doi.org/10.1109/TITS.2021.3125861>
- Wu, H., Pang, G. K. H., Choy, K. L., & Lam, H. Y. (2018). An Optimization Model for Electric Vehicle Battery Charging at a Battery Swapping Station. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 67(2), 881-895. <https://doi.org/10.1109/TVT.2017.2758404>
- Xin L. (2021, octubre 20). NIO, Aulton & Geely: A look into China's EV battery swapping "Big 3". *EVsmart ブログ*. <https://blog.evsmart.net/ev-news/nio-aulton-geely-a-look-into-chinas-ev-battery-swapping-big-3/>
- Zhan, W., Wang, Z., Zhang, L., Liu, P., Cui, D., & Dorrell, D. G. (2022). A review of siting, sizing, optimal scheduling, and cost-benefit analysis for battery swapping stations. *Energy*, 258, 124723. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124723>

Zhang, P. (2024, noviembre 14). Most of Nio swap stations in Shanghai deliver over 100 services per day, says CFO. *CnEVPost*. <https://cnevpost.com/2024/11/14/most-nio-swap-stations-shanghai-over-100-services-per-day/>