



SEPTIEMBRE DE 2025

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA ESTACIÓN
DUAL BEV–FCEV ALIMENTADA POR ENERGÍA
FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO
HÍBRIDO: APLICACIÓN AL TRANSPORTE
PESADO EN UNA UBICACIÓN EN ESPAÑA
PROYECTO FIN DE MÁSTER

Alumnos: Danilo Diaferia, Jahan Hossein Shiekhy, Jose Angel Gonzalez
Blanco, Nancy Yaneth Gaitan Naranjo, Rocío Medina Herrera
UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS
TUTOR: José Antonio La Cal Herrera **CURSO 2024/2025**

Tabla de contenido

Listado de tablas.....	4
Listado de figuras.....	4
Resumen.....	6
Abstract	7
1. Introducción	8
2. Justificación.....	9
3. Alcance	10
4. Objetivos	12
4.1 Objetivo general	12
4.2 Objetivos específicos	12
5. Marco teórico.....	13
5.1 Antecedentes y estado del arte	13
5.2 Normativa y políticas aplicables.....	16
5.3 Fundamentos técnicos	18
5.3.1 Energía fotovoltaica y dimensionamiento energético	18
5.3.2 Sistemas de almacenamiento híbrido (baterías + H ₂)	23
5.3.3 Hidrógeno verde: características, producción, almacenamiento	25
6. Metodología.....	28
7. Methods	31
8. Desarrollo del trabajo y resultados	32
8.1 Selección de ubicaciones potenciales	32
8.1.1 Disponibilidad de agua	32
8.1.2 Irradiancia	33
8.1.3 Red Natura 2000.....	34
8.1.4 Densidad vehicular.....	34
8.1.5 Ayudas económicas	35
8.1.6 Ubicaciones potenciales.....	36
8.2 Estimación de la demanda de hidrógeno y energía.....	37
8.2.1 Demanda objetivo de Hidrógeno.....	37
8.2.2 Demanda de energía BEV	38
8.3 Selección de los cargadores para los vehículos BEV	40

8.4	Selección de los equipos de la estación de producción y dispensación de hidrógeno.....	43
8.4.1	Diseño de la Hidrogenera	43
8.4.2	Selección del electrolizador.....	43
8.4.3	Selección de los tanques de almacenamiento	45
8.4.4	Selección del compresor	47
8.4.5	Selección del dispensador.....	47
8.5	Simulación energética del sistema fotovoltaico.....	48
8.5.1	Arquitectura del sistema y elección de equipos comerciales	49
8.5.2	Estimación del consumo	50
8.5.3	Estimación radiación y cálculo inclinación de los módulos óptima con método del mes crítico	51
8.5.4	Estimación del performance ratio	52
8.5.5	Dimensionado generador y regulador de carga	52
8.5.6	Orientación – distancia – montaje – ocupación a tierra de los paneles ..	53
8.5.7	Dimensionados de baterías	53
8.5.8	Dimensionado inversor	54
8.5.9	Cálculo energía de salida y comparativa entre ubicaciones	54
8.5.10	Simulación en PVSyst y comparativa entre ubicaciones	55
8.6	Evaluación económica.....	57
8.7	Evaluación ambiental de la ubicación seleccionada	63
8.7.1	Estudio de alternativas	64
8.7.2	Identificación de impactos ambientales	64
8.7.3	Consumo de agua y posibles impactos	65
8.7.4	Plan de manejo ambiental	66
8.7.5	Emisiones evitadas frente a una estación convencional	66
8.7.6	Vigilancia y monitoreo ambiental	68
8.8	Riesgos y barreras	68
8.9	Recomendaciones para la replicabilidad del modelo	69
8.10	Futuras líneas de investigación	70
9.	Discusión y conclusiones	72
10.	Summary of Conclusions	74

11. Referencias Bibliográficas	75
--------------------------------------	----

Listado de tablas

Tabla 1. Comparativa de tecnologías comerciales de electrólisis.	27
Tabla 2. Capacidad de baterías en autobuses.	39
Tabla 3. Capacidad de baterías en camiones.	39
Tabla 4. Equipos elegidos para la instalación fotovoltaica.	49
Tabla 5. Resumen de cálculos para estimación de potencia y consumos diarios para la instalación fotovoltaica.	51
Tabla 6. Resumen del análisis del mes crítico para las tres ubicaciones.	51
Tabla 7. Resumen de la estimación del performance ratio para las tres ubicaciones.	52
Tabla 8. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP4.	53
Tabla 9. Resumen potencia pico generador con equipo real, distancia entre paneles y área ocupación a tierra.	53
Tabla 10. Cálculo capacidad nominal de la batería.	54
Tabla 11. Resumen energía a la salida del sistema y otros parámetros clave para las tres ubicaciones.	54
Tabla 12. Resultados principales de la simulación y comparativa entre las tres ubicaciones.	56

Listado de figuras

Figura 1. Esquema general de la solución propuesta.	11
Figura 2. Mapa mundial de estaciones de recarga de hidrógeno.	14
Figura 3. Mapa de estaciones de recarga de hidrógeno en Europa.	14
Figura 4. Componentes básicos de un sistema fotovoltaico aislado.	20
Figura 5. Esquema de producción de H ₂ hasta su dispensación para vehículos.	28
Figura 6. Mapas de agua subterráneas declaradas en riesgo.	32
Figura 7. Mapa de las masas de agua subterráneas de España.	33
Figura 8. Mapa de la intensidad de radiación por niveles.	34
Figura 9. Mapa de la Red Natura 2000.	34
Figura 10. Mapa de las principales carreteras de España.	35
Figura 11. MCS: Alpitronic Hypercharger HYC400.	42
Figura 12. Kempower Mega Satellite.	42
Figura 13. Configuración del sistema de dispensación de hidrógeno.	43
Figura 14. Electrolizador Hylzer-500.	44
Figura 15. Tanque LH 200V.	45
Figura 16. Tanques Bundle 33x220 L.	46

Figura 17. Tanque RGV500.	46
Figura 18. Compresor KS50.....	47
Figura 19. Dispensador SK700-II (C-frame) tipo H35.	48
Figura 20. Sistema fotovoltaico con batería acoplado en DC de Enjoypowers.....	50
Figura 21. Comparativa radiación y temperatura anual en las tres ubicaciones.	55
Figura 22. Resultados principales en PVSyst para 5 días de autonomía en ubicación AP4.	56
Figura 23. Comportamiento del VAN vs cambio porcentual en las variables respecto al escenario base.	58
Figura 24. Comportamiento de la TIR vs cambio porcentual en las variables respecto al escenario base.	60
Figura 25. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del precio del hidrógeno.....	60
Figura 26. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del CAPEX.	61
Figura 27. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del OPEX.	61
Figura 28. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del Costo de Capital.	61
Figura 29. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del OPEX.	62
Figura 30. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del factor de capacidad del electrolizador.	62

Resumen

El presente Trabajo de Fin de Máster propone una solución estratégica y sostenible para satisfacer las demandas del sector del transporte pesado, utilizando exclusivamente energía fotovoltaica para alimentar una estación de recarga BEV e hidrogenera.

El proyecto se centra en el diseño conceptual y análisis de viabilidad técnico-energética, económica y ambiental de una estación de servicio energética autónoma, alimentada exclusivamente por energía solar fotovoltaica. La instalación está orientada al reabastecimiento de vehículos eléctricos (BEV) y vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV), con aplicación prevista en el sector del transporte pesado (camiones y autobuses) en una ubicación real dentro del territorio español.

El trabajo incluye un análisis técnico preliminar, simulaciones energéticas, estimaciones de dimensionamiento, selección de equipos, definición de parámetros de operación, análisis financiero, y evaluación ambiental. Se delimitan posibles ubicaciones óptimas para su implantación, en función del recurso solar, accesibilidad y criterios técnicos básicos.

En resumen, el proyecto propone un modelo innovador para transformar el sector del transporte pesado de España, aportando a un futuro más sostenible.

Palabras clave: Hidrogenera, estación de recarga BEV, energía fotovoltaica, hidrógeno verde, transporte pesado

Abstract

This master's thesis proposes a strategic and sustainable solution to meet the demands of the heavy-duty transport industry, employing exclusively solar photovoltaic energy to power a combined charging and hydrogen refueling station.

The project includes the conceptual design and an analysis of the technological and energetic feasibility, economic viability, and environmental impact of an autonomous refueling station powered by solar photovoltaic energy. The station will refuel battery electric vehicles (BEVs) and hydrogen fuel cell electric vehicles (FCEVs) in the heavy-duty transport sector, principally the trucking industry, at a site in Spain.

This work includes a preliminary technical analysis, energy simulations, sizing of equipment, equipment selection, outline of operational parameters, financial analysis, and environmental assessment. Potential optimal locations for implementation are identified based on solar resource availability, accessibility of the site, and other technical criteria.

In summary, the project proposes an innovative model to transform Spain's heavy duty transport industry, paving the way for a more sustainable future.

Keywords: Hydrogen refueling station, EV charging station, photovoltaic energy, green hydrogen, heavy duty transport

1. Introducción

El Acuerdo de París, reforzado en la COP28, estableció como objetivo mantener el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales, lo cual exige una reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este contexto, el sector del transporte representa aproximadamente el 20 % de las emisiones globales de GEI, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), siendo uno de los sectores más desafiantes para descarbonizar.

Para avanzar hacia un transporte más sostenible, se identifican dos tecnologías claves:

- Por un lado, los vehículos eléctricos con batería (BEV, *Battery Electric Vehicles*), que funcionan con motores eléctricos alimentados por energía almacenada en baterías, las cuales pueden ser cargadas desde la red eléctrica con energía fósil o renovable.
- Por otro lado, los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV, *Fuel Cell Electric Vehicles*), que utilizan hidrógeno como vector energético y generan únicamente vapor de agua como subproducto cuando el hidrógeno es producido de forma limpia (*hidrógeno verde*).

Ambas tecnologías presentan ventajas complementarias. Los BEV son más eficientes energéticamente, mientras que los FCEV permiten tiempos de repostaje más rápidos y mayores autonomías. No obstante, el desarrollo del hidrógeno enfrenta aún retos técnicos y económicos relacionados con su producción, almacenamiento, transporte y seguridad.

En este contexto, el presente Trabajo de Fin de Máster propone el diseño de una estación de servicio energética autónoma que combine una estación de recarga BEV para vehículos y una hidrogenera para el abastecimiento de vehículos FCEV, todo ello alimentado por una planta de generación fotovoltaica in situ. Esta instalación se orienta a su aplicación en el transporte pesado (camiones y autobuses) y se ubica en un emplazamiento real dentro del territorio español, con el objetivo de servir como modelo replicable en otras localizaciones con características similares.

La electricidad generada por la planta fotovoltaica alimenta tanto un sistema de electrólisis para la producción de hidrógeno verde como los puntos de carga rápida para vehículos eléctricos. Dado que la energía solar presenta una producción intermitente, se integra un sistema de almacenamiento híbrido mediante baterías, que permite cubrir la demanda nocturna y compensar períodos de baja irradiación.

La elección de la energía solar fotovoltaica se fundamenta en su competitividad económica (energía más competitiva para producción de hidrógeno en España a largo plazo según (Wolf et al., 2024), su escalabilidad y su bajo impacto ambiental.

El trabajo se centra en realizar un estudio de viabilidad técnico-energética, económica y ambiental de esta estación dual, partiendo de simulaciones con herramientas especializadas como PVSyst, sin alcanzar el nivel de ingeniería de detalle. El objetivo final es demostrar que una infraestructura energética de este tipo puede contribuir de forma efectiva a la descarbonización del transporte colectivo en España, combinando dos vectores energéticos renovables: la electricidad y el hidrógeno verde e identificar su viabilidad o condiciones para viabilidad.

2. Justificación

El proyecto se enmarca en un contexto normativo y estratégico que promueve de forma clara la transición hacia una economía libre de emisiones, donde el hidrógeno renovable y la electrificación del transporte ocupan un lugar central. A nivel europeo, destacan desarrollos legislativos como la Directiva (UE) 2018/2001 (RED III), que exige que al menos un 1 % del consumo energético en el transporte provenga de combustibles renovables no biológicos (RFNBO), como el hidrógeno verde; y el Reglamento (UE) 2023/1804 – AFIR, que obliga al despliegue de una red mínima de hidrogeneras públicas, con al menos una cada 200 km en la red transeuropea de transporte (TEN-T). Además, el Net Zero Industry Act (NZIA) y la estrategia REPowerEU impulsan la producción local de tecnologías como electrolizadores, pilas de combustible y fotovoltaica, con el objetivo de alcanzar los 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable producido en Europa para 2030.

España, alineada con estos objetivos, ha implementado instrumentos como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (2020), y la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética. A estos se suman mecanismos específicos como el Real Decreto 376/2022, que establece un sistema de garantías de origen para el hidrógeno renovable, y las inversiones del PERTE ERHA, que apoyan la cadena de valor completa del hidrógeno. Estos marcos reguladores promueven no solo el uso de hidrógeno en la movilidad, sino también su trazabilidad, competitividad y despliegue.

Asimismo, otras iniciativas como el Banco Europeo del Hidrógeno, el componente 9 del PRTR, y directivas y actos delegados que reconocen el hidrógeno como combustible clave, refuerzan el entorno favorable para su adopción en el transporte colectivo, interurbano o turístico. La Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Neutra en Emisiones a 2050 también posiciona al hidrógeno como vector estratégico.

Por tanto, esta propuesta de TFM se justifica plenamente al estar alineada con múltiples niveles de planificación energética, ambiental e industrial. Ofrece una solución concreta a los objetivos de descarbonización del transporte, mediante una estación de servicio dual que integra producción local de electricidad fotovoltaica, almacenamiento híbrido y suministro de hidrógeno verde. Si bien no es la primera estación que se analiza o desarrolla con este concepto, este trabajo profundiza en la simulación técnica y el análisis económico para obtener conclusiones prácticas en una ubicación concreta.

3. Alcance

El presente Trabajo de Fin de Máster se centrará en el diseño conceptual y análisis de viabilidad técnico-energética, económica y ambiental de una estación de servicio energética autónoma, alimentada exclusivamente por energía solar fotovoltaica. La instalación estará orientada al reabastecimiento de vehículos eléctricos (BEV) y vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV), con aplicación prevista en el sector del transporte pesado (camiones y autobuses) en una ubicación real dentro del territorio español.

La propuesta se estructurará en los siguientes bloques funcionales:

- **Bloque 1 – Planta fotovoltaica.** Se realizará la simulación de una instalación solar fotovoltaica in situ, dimensionada para abastecer energéticamente a todos los sistemas de la estación. Se estimará la energía anual generada en función del recurso solar disponible y la configuración tecnológica seleccionada.
- **Bloque 2 – Sistema de almacenamiento con baterías.** Se analizará la viabilidad de incorporar un sistema de almacenamiento energético mediante baterías, con el fin de gestionar la intermitencia de la producción solar, cubrir la demanda nocturna y compensar los períodos de baja radiación.
- **Bloque 3 – Sistema de recarga para vehículos eléctricos BEV (electrolinera).** Se incluirá una estación de carga rápida para vehículos BEV, alimentada directamente desde el sistema de baterías. Se estimarán parámetros como disponibilidad y número potencial de vehículos atendidos anualmente.
- **Bloque 4 – Sistema de repostaje de hidrógeno para vehículos FCEV (hidrogenera)**

El sistema de hidrógeno incluirá:

- **Producción in situ de hidrógeno** mediante electrólisis con la tecnología que resulte más conveniente.

- **Suministro externo adicional** de hidrógeno (off-site) como respaldo para cubrir la demanda en escenarios críticos.
- **Sistema de almacenamiento y distribución**, incluyendo etapas de **compresión**, **preenfriamiento** y **dispensado**, de acuerdo con los estándares para repostaje hasta 350 bar (presión requerida para vehículos pesados).

El trabajo no incluirá una ingeniería de detalle, sino un análisis técnico preliminar, con simulaciones energéticas en PVSyst, estimaciones de dimensionamiento, parámetros de operación, análisis financiero, y evaluación ambiental. También se delimitarán las posibles ubicaciones óptimas para su implantación, en función del recurso solar, accesibilidad y criterios técnicos básicos.

En la figura a continuación los elementos básicos de la instalación.

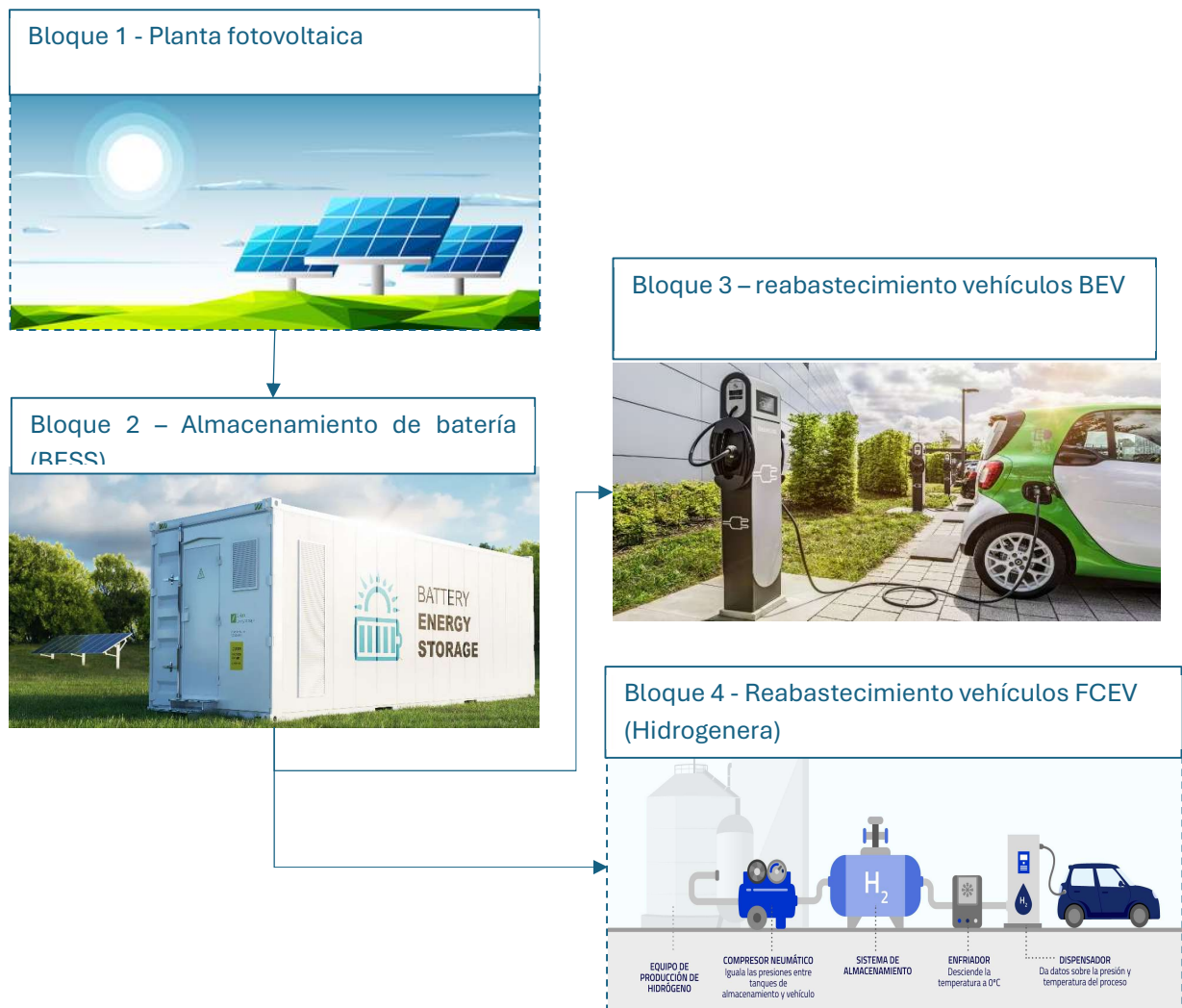


Figura 1. Esquema general de la solución propuesta.

Fuente: Elaborado por los autores

4. Objetivos

4.1 Objetivo general

Diseñar una estación de servicio energética autónoma para el reabastecimiento de vehículos eléctricos (BEV) y de pila de combustible (FCEV), alimentada exclusivamente por energía solar fotovoltaica, con almacenamiento híbrido mediante baterías y producción de hidrógeno verde, aplicada a una ubicación concreta en España. El diseño estará orientado a su aplicación en sectores de transporte pesado tales como camiones y autobuses.

4.2 Objetivos específicos

En este TFM se tienen como objetivos específicos desarrollar los siguientes temas:

1. Evaluar el recurso solar y estimar el potencial de generación de energía fotovoltaica en la ubicación o ubicaciones seleccionadas, utilizando herramientas de simulación como PVSyst y PVGIS.
2. Proponer un diseño preliminar de una estación energética autónoma que incluya:
 - Un sistema fotovoltaico para generación eléctrica.
 - Un sistema de almacenamiento eléctrico en baterías.
 - Un sistema de producción, compresión y almacenamiento de hidrógeno para repostaje.
 - Infraestructura de recarga para vehículos eléctricos (BEV) y de hidrógeno (FCEV).
3. Analizar la capacidad de suministro energético de la estación, incluyendo:
 - Producción anual estimada de electricidad (kWh) y de hidrógeno (kg).
 - Número estimado de vehículos atendidos diariamente para cada tipo (BEV y FCEV).
4. Estudiar la viabilidad económica del sistema, estimando:
 - Costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX).
 - Indicadores de rentabilidad: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).
5. Analizar el impacto ambiental y de consumo de recursos, incluyendo:
 1. Estimación de emisiones de CO₂ evitadas (ton/año).
 2. Estimación del consumo anual de agua para producción de hidrógeno.

5. Marco teórico

5.1 Antecedentes y estado del arte

Los vehículos eléctricos representan una de las principales alternativas para avanzar hacia una movilidad sostenible y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En particular, los vehículos impulsados por hidrógeno ofrecen ventajas significativas desde el punto de vista medioambiental y de salud pública en comparación con otros combustibles alternativos. Aunque esta tecnología aún no ha alcanzado el nivel de implantación de los vehículos eléctricos a batería, su adopción está creciendo de forma progresiva a nivel global. Este avance ha impulsado la visualización y desarrollo de una red de infraestructura de recarga de hidrógeno, condición fundamental para viabilizar su uso en el sector transporte.

5.1.1 Red de Hidrogeneras

A nivel global, el despliegue de estaciones de recarga de hidrógeno ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años. Según el informe de (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2025), al finalizar 2024 se contabilizaban aproximadamente 1.160 hidrogeneras en operación en 45 países, con un incremento de 125 nuevas estaciones durante ese año. La región Asia-Pacífico concentra el 62 % del total global, con China, Corea del Sur y Japón como los principales líderes, mientras que Europa contaba con 294 estaciones, destacándose Alemania (113) y Francia (65). En América del Norte se registraron 108 estaciones, principalmente en Estados Unidos y Canadá. Además, se identificaron 377 nuevas estaciones en fase de planificación o construcción fuera de China, lo que refleja el compromiso internacional con la movilidad basada en hidrógeno y la descarbonización del transporte terrestre. Las siguientes ilustraciones muestran el mapa mundial y europeo de estaciones de recarga de hidrógeno en operación al cierre del año 2024, según los datos presentados por H2stations.org. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2025).

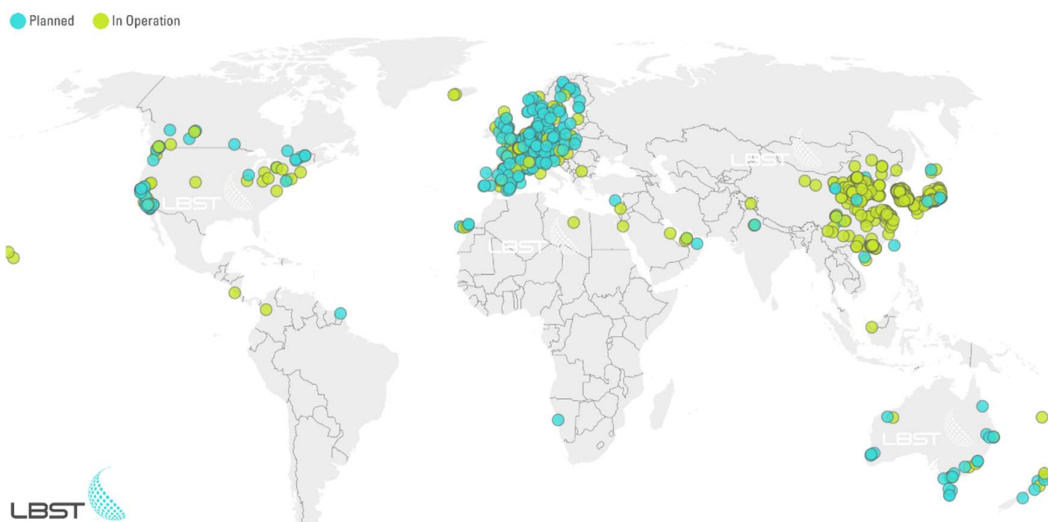


Figura 2. Mapa mundial de estaciones de recarga de hidrógeno.
Fuente: (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2025).

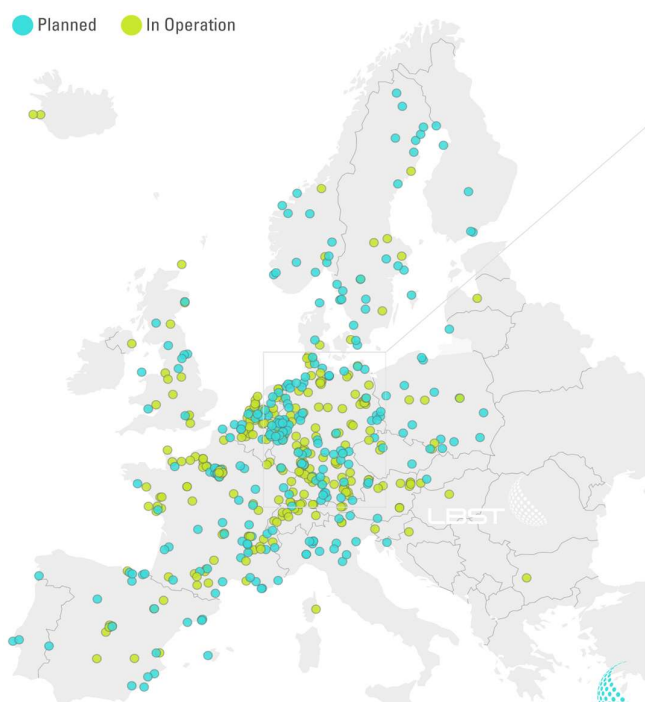


Figura 3. Mapa de estaciones de recarga de hidrógeno en Europa.
Fuente: (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2025)

5.1.2. Hidrogeneras aisladas

Las hidrogeneras aisladas —instalaciones que producen, almacenan y dispensan hidrógeno in situ, sin conexión a redes externas de suministro— se posicionan como una solución prometedora para la movilidad sostenible, especialmente en zonas con elevada irradiación solar y demanda energética localizada. Este tipo de

infraestructura permite reducir la dependencia de redes eléctricas convencionales, promoviendo un modelo descentralizado basado en energías renovables.

Aunque gran parte de los desarrollos más avanzados se han concentrado en países como Alemania, donde el proyecto eFarm ha logrado integrar exitosamente producción eólica, electrólisis descentralizada y distribución regional de hidrógeno, en España también han comenzado a consolidarse experiencias relevantes que marcan un precedente aplicable a nuevos desarrollos.

Uno de los casos más representativos a nivel nacional es el de la estación de servicio El Cisne, ubicada en el kilómetro 309 de la autovía A-2 (Zaragoza). Impulsada con el apoyo del CSIC, esta instalación se ha configurado como la primera hidrogenera española alimentada íntegramente por energía solar fotovoltaica. Su diseño contempla un sistema de seguidores solares para maximizar la producción eléctrica, así como un sistema inteligente de gestión que permite predecir la demanda y optimizar la operación de los electrolizadores tipo PEM. Con una capacidad mínima de producción de 60 kg/día, esta estación está concebida para abastecer vehículos de transporte público, incluidos autobuses, camiones y turismos vinculados a rutas regulares, como la que conecta Zaragoza con su aeropuerto (*Hidrogenera en Zaragoza. Estaciones de hidrógeno en Zaragoza | Zoilo Ríos, 2024*).

Asimismo, diversos estudios técnicos realizados en España han explorado la viabilidad de modelos autosuficientes de producción y suministro de hidrógeno. Por ejemplo, el análisis desarrollado por (Benjumea Cervera, 2021) destaca la necesidad de realizar un estudio detallado del recurso solar, así como una adecuada selección de la tecnología de electrólisis y sistemas de almacenamiento. En este sentido, se plantea el uso de hidruros metálicos y almacenamiento a presión como alternativas viables.

Otro proyecto, desarrollado por (Pinto & Rincón, 2024), compara diferentes escenarios de infraestructura:

- Un modelo de autoconsumo total, cuya viabilidad se ve limitada por el elevado requerimiento de superficie y una rentabilidad negativa;
- Un modelo semiautónomo, técnicamente más factible y económicamente más atractivo;
- Y un modelo de abastecimiento con hidrógeno importado, que presenta actualmente la mayor rentabilidad financiera.

Estos análisis coinciden en resaltar que, si bien las instalaciones 100 % autosuficientes presentan desafíos técnicos y económicos, su implementación puede ser viable y replicable bajo ciertas condiciones: disponibilidad de terreno, alta

irradiación solar, presencia de demanda estable y un diseño modular adaptable al crecimiento progresivo.

5.2 Normativa y políticas aplicables

El presente proyecto se encuadra dentro de un marco normativo sólido que promueve claramente la transición hacia una economía neutra en carbono, enfocada especialmente en la movilidad sostenible, la utilización del hidrógeno renovable y la energía fotovoltaica como vectores energéticos claves.

Legislación europea relevante

En primer lugar, destaca la Directiva Europea de Energías Renovables (RED II/III, Directiva (UE) 2018/2001) reforzada, que exige que al menos un 1 % del consumo energético del transporte provenga de combustibles renovables no biológicos (RFNBO), principalmente hidrógeno verde, ampliable hasta el 1,2 % en transporte marítimo en el horizonte 2030 (*Políticas y legislación*, 2025). Además, los Reglamentos Refuel Aviation (UE 2023/2405) y Refuel Maritime (UE 2023/1805) establecen la incorporación obligatoria progresiva de RFNBO en aviación y navegación desde 2025 (*Políticas y legislación*, 2025).

El paquete legislativo europeo conocido como Fit for 55 establece, mediante el (Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE (Texto pertinente a efectos del EEE), 2023), la obligatoriedad de desplegar una red pública de hidrogeneras cada 200 km en la red transeuropea de transporte (TEN-T), con nodos urbanos dotados de puntos de repostaje de hidrógeno, cada uno con capacidad mínima de 1 tonelada/día y dispensadores a 700 bar (MITECO, 2025). Por otra parte, el Reglamento Net Zero Industry Act (NZIA, UE 2024/1735) respalda la fabricación local en Europa de tecnologías clave como electrolizadores, pilas de combustible, fotovoltaica, eólica y sistemas de baterías, necesarias para alcanzar la neutralidad climática (MITECO, 2025).

Por último, el plan europeo REPowerEU, impulsado tras la crisis energética derivada de la guerra en Ucrania, fija como objetivo estratégico la producción anual de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE para 2030, además de otros 10 millones importados, impulsado mediante mecanismos específicos como el European Hydrogen Bank y la estrategia para la creación de al menos 100 valles de hidrógeno (Hydrogen Valleys) en Europa para ese mismo año (*Políticas y legislación*, 2025).

Estrategias nacionales

España ha alineado sus estrategias con estas políticas europeas a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021–2030), que contempla medidas específicas (medida 1.8) para fomentar gases renovables, particularmente el hidrógeno verde. Asimismo, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (2020) identifica prioridades estratégicas, recursos necesarios, y establece mecanismos específicos para superar barreras técnicas y económicas, posicionando a España como referente tecnológico en esta materia (*Políticas y legislación, 2025*).

De especial importancia es también el PERTE ERHA (Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento), financiado a través del Componente 9 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), que facilita inversiones directas en toda la cadena de valor del hidrógeno renovable (*Políticas y legislación, 2025*).

Marco normativo de apoyo e incentivos

Para promover efectivamente la producción y uso del hidrógeno renovable, se estableció mediante el Real Decreto 376/2022 un sistema nacional de garantías de origen, que asegura la trazabilidad del hidrógeno renovable, fundamental en la movilidad sostenible (*Políticas y legislación, 2025*). Por otro lado, la Orden TED/728/2024 establece mecanismos específicos de fomento de combustibles renovables en transporte, introduciendo multiplicadores energéticos y otros incentivos económicos que mejoran la competitividad del hidrógeno verde frente a combustibles fósiles (*Políticas y legislación, 2025*).

Asimismo, la modificación de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos a través del RD-ley 14/2022 implementa medidas concretas para fomentar el uso de tecnologías de transporte descarbonizadas, como el hidrógeno renovable, priorizando en particular las ayudas y subvenciones destinadas a soluciones de movilidad sostenible (*Políticas y legislación, 2025*).

Objetivos climáticos generales

El contexto general está marcado por el compromiso internacional adquirido por España en el Acuerdo de París, consolidado en sucesivas conferencias de las partes (COP), que busca mantener el calentamiento global por debajo de los 2 °C respecto a niveles preindustriales. A nivel europeo, la Ley Europea del Clima (UE 2021/1119) establece como vinculante el objetivo de reducción del 55% de emisiones netas para 2030 y la neutralidad climática para 2050. A nivel nacional, la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética establece como meta nacional alcanzar la neutralidad climática en 2050, estableciendo obligaciones transversales, incluyendo

medidas específicas en movilidad y la penetración de gases renovables como el hidrógeno (*Políticas y legislación*, 2025).

Legislación específica según bloque tecnológico

Cada componente del proyecto cuenta con normativas específicas aplicables:

- Fotovoltaica: Real Decreto 244/2019 sobre autoconsumo y Real Decreto 1183/2020, que regulan el acceso y conexión de instalaciones renovables.
- Baterías (almacenamiento energético): Reglamento (UE) 2019/1020 sobre vigilancia de mercado y conformidad de productos (incluyendo baterías) y la Directiva Europea de Baterías (2023), que regula requisitos técnicos, económicos y ambientales.
- Producción y almacenamiento de hidrógeno: Reglamento (CE) 79/2009 sobre homologación de vehículos de hidrógeno, Directiva 2014/94/UE (actualizada por AFIR), y normas técnicas específicas como la UNE-ISO 19880 sobre estaciones de repostaje de hidrógeno.

5.3 Fundamentos técnicos

5.3.1 Energía fotovoltaica y dimensionamiento energético

La energía solar fotovoltaica permite transformar directamente la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico, lo que la convierte en una fuente renovable limpia y prácticamente inagotable (Guerrero Pérez, 2024).

El efecto fotovoltaico se basa en la generación de corriente eléctrica al incidir fotones sobre materiales semiconductores —habitualmente silicio— dispuestos en una unión PN. Esta estructura, formada por regiones dopadas tipo P (con huecos) y tipo N (con electrones libres), crea un campo eléctrico interno que separa las cargas generadas por la luz solar, dando lugar a una diferencia de potencial. Cuando se conecta un circuito externo, los electrones fluyen generando corriente continua (Guerrero Pérez, 2024).

Los módulos fotovoltaicos agrupan múltiples células solares conectadas en serie y/o paralelo, encapsuladas en vidrio para protección. Las principales tecnologías de células solares son:

- Silicio monocristalino: mayor eficiencia (22–24%), mejor rendimiento en espacio reducido.
- Silicio policristalino: eficiencia moderada (18–20%), menor coste.

- Lámina delgada (a-Si, CdTe, CIS): menores eficiencias (8–19%), pero más económicas y con mejor rendimiento térmico y en condiciones de baja irradiancia (Banyeras, 2013a; Pearsall, 2016).

El generador fotovoltaico se compone de varios módulos organizados en cadenas (en serie) y bancos (en paralelo), lo que determina la tensión total y la corriente máxima del sistema. Su diseño debe considerar compatibilidades con inversores, reguladores y cargas. Un indicador clave de rendimiento es el Performance Ratio (PR), que mide la eficiencia real del sistema frente a la producción teórica máxima (Pearsall, 2016).

Componentes básicos del sistema aislado

Un sistema fotovoltaico aislado requiere de distintos componentes para garantizar la conversión, gestión, almacenamiento y distribución eficiente de la energía generada.

A continuación, se describen de manera general los elementos esenciales:

- Módulos fotovoltaicos: Son el elemento principal del sistema, responsables de captar la radiación solar y convertirla en electricidad en corriente continua (DC), mediante el efecto fotovoltaico.
- Estructura de soporte: Garantiza la orientación y el ángulo óptimo de inclinación de los módulos. Puede ser fija (menor coste y mantenimiento) o con seguimiento solar (incrementa la producción hasta un 25–35 %, aunque a mayor coste e inversión en mantenimiento). Su elección dependerá del balance técnico-económico del proyecto.
- Baterías: Permiten almacenar la energía generada durante las horas de sol para cubrir la demanda nocturna o en días de baja irradiancia. Son fundamentales en sistemas aislados para garantizar la continuidad del suministro eléctrico.
- Regulador de carga: Controla la transferencia de energía entre el generador y las baterías, evitando sobrecargas y descargas profundas. Se emplean dos tipos principales:
 - PWM (Pulse Width Modulation): Simples y económicos, aunque con menor eficiencia.
 - MPPT (Maximum Power Point Tracking): Rastrea en todo momento el punto de máxima potencia del panel, maximizando la eficiencia del sistema, especialmente en condiciones de baja irradiación o temperaturas variables.
- Inversor o convertidor:
 - Para consumos en corriente continua, puede utilizarse un convertidor DC/DC que adapte los niveles de tensión requeridos.

- Para consumos en corriente alterna, se requiere un inversor DC/AC que convierta la electricidad generada y almacenada en CA utilizable por la mayoría de los equipos y sistemas eléctricos.
- Sistema eléctrico auxiliar (diodos, cableado, protecciones y monitorización):
 - Diodos de bloqueo: Evitan el flujo inverso de corriente hacia los módulos o las baterías.
 - Diodos de derivación (by-pass): Minimiza el impacto del sombreado parcial sobre la generación.
 - Cableado: Debe tener secciones adecuadas para minimizar pérdidas por efecto Joule ($\leq 5\%$) y soportar las condiciones térmicas del sistema.
 - Protecciones eléctricas: Disyuntores térmicos y magnéticos protegen los componentes ante sobreintensidades.
 - Sistemas de monitorización: Proveen datos en tiempo real sobre el funcionamiento de la planta, facilitando su control y mantenimiento (Guerrero Pérez, 2024).

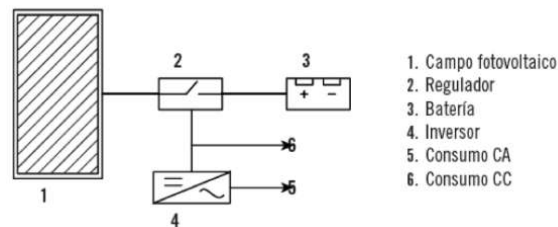


Figura 4. Componentes básicos de un sistema fotovoltaico aislado.
Fuente: (Guerrero Pérez, 2024).

Principales factores que afectan la producción

La eficiencia y producción energética de un sistema fotovoltaico (FV) están influenciadas por diversos factores técnicos y ambientales que deben ser considerados en su diseño y dimensionamiento.

- Irradiancia solar: Es el parámetro más determinante, ya que los módulos fotovoltaicos convierten la radiación solar incidente en electricidad. A mayor irradiancia, mayor generación (Guerrero Pérez, 2024).
- Orientación e inclinación: En el hemisferio norte, se recomienda orientación al sur y una inclinación similar a la latitud del lugar para maximizar la captación solar. Desviaciones pueden reducir la eficiencia hasta en un 20 % (Banyeras, 2013; Julián, 2016).

- Variabilidad en potencia nominal de fábrica: Los módulos pueden presentar una dispersión en la potencia declarada de hasta $\pm 3\%$, afectando la uniformidad de las cadenas (Guerrero Pérez, 2024).
- Pérdidas por *mismatch*: Diferencias eléctricas entre módulos conectados en serie (por suciedad, fabricación) limitan el rendimiento del conjunto al del módulo más débil (Banyeras, 2013; Pearsall, 2016).
- Degradación inducida por luz (LID): Especialmente en módulos de silicio, se presenta una pérdida inicial de eficiencia del 1–3 % tras las primeras horas de exposición solar (Guerrero Pérez, 2024; Pearsall, 2016).
- Pérdidas en el inversor (Julián, 2016; Pearsall, 2016).
 - *Falso MPPT*: El inversor puede no operar en el punto óptimo debido a condiciones no ideales.
 - *Derating térmico*: Reducción de potencia para evitar sobrecalentamiento.
 - *Umbral mínimo de arranque*: En condiciones de baja irradiancia, el inversor puede no activarse.
- Pérdidas eléctricas: Provocadas por el efecto Joule en cables y conexiones. Están dimensionados para obtener pérdidas $\leq 5\%$ (Guerrero Pérez, 2024).

Radiación solar en España

España presenta una de las mayores radiaciones globales de Europa, con valores anuales promedios superiores a 1.600–1.800 kWh/m² en muchas regiones del sur y este. Esto la convierte en una ubicación óptima para instalaciones fotovoltaicas (FV) de alto rendimiento (Pearsall, 2016).

Ventajas y limitaciones de la energía fotovoltaica

Entre sus principales ventajas se destacan: su carácter renovable, nula emisión de gases de efecto invernadero durante la operación, modularidad, bajo mantenimiento y capacidad de instalarse en zonas aisladas. Las limitaciones incluyen su dependencia de la irradiancia solar, altos costos iniciales y eficiencia limitada (Guerrero Pérez, 2024).

Elementos para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

El dimensionamiento de una instalación fotovoltaica aislada, como la propuesta en este proyecto, tiene como objetivo garantizar que el sistema genere y almacene suficiente energía para satisfacer la demanda diaria prevista, incluso en condiciones desfavorables de radiación. Para ello, se deben definir adecuadamente los

componentes principales: generador fotovoltaico, sistema de almacenamiento, regulador de carga, inversor y cableado.

- **Estimación de la demanda energética**

El proceso inicia con la estimación de la demanda diaria promedio de energía (en Wh/día), considerando todos los equipos o sistemas eléctricos a alimentar (como dispensadores, compresores, chillers y carga de vehículos BEV). La energía consumida se calcula multiplicando la potencia nominal de cada carga por sus horas de operación diarias, mes a mes, para tomar en cuenta la variabilidad estacional.

- **Dimensionamiento del generador fotovoltaico**

La potencia requerida del campo solar se define en función de la demanda energética y de la radiación solar disponible en el emplazamiento, expresada como horas solares pico (HSP), más un margen de seguridad del 10-20%. Se analizan tablas de radiación mensual media diaria sobre superficies inclinadas, variando entre 0° y 90°, y se identifica la orientación (preferentemente sur) y la inclinación óptima que maximiza la captación en el mes crítico —es decir, el mes con menor producción solar relativa a la demanda. A partir de este análisis, se determina el número de módulos necesarios para cubrir la demanda diaria con un margen de seguridad.

- **Dimensionamiento del sistema de almacenamiento en baterías**

El tamaño del banco de baterías se calcula con base en dos parámetros:

- Profundidad máxima de descarga (DoD): porcentaje de capacidad útil antes de que el regulador interrumpa la descarga para proteger la vida útil. En baterías de plomo-ácido, un valor común es 70 % (DoD = 0,7).
- Días de autonomía (F): número de días consecutivos sin generación solar que el sistema debe cubrir.

La capacidad total del banco de baterías (en Ah) se calcula mediante:

$$Cn = \frac{W \cdot F}{Un \cdot Pd}$$

Donde:

Cn: Capacidad requerida (Ah); W: Consumo diario medio (Wh/día); F: Días de autonomía; Un: Tensión nominal de batería (V); Pd: Profundidad de descarga

- **Dimensionado del regulador de carga**

El regulador debe ser capaz de gestionar la corriente máxima entre el generador y las baterías, así como la corriente hacia las cargas. Para ello, se determinan:

- **Corriente desde el generador:**

$$Ig = In \cdot NR$$

Donde:

Ig: Corriente total del generador (A); In: Corriente de cada rama en paralelo (A); NR: Número de ramas en paralelo.

- **Corriente de consumo de carga:**

$$I_C = P_{DC}/V_{bat} + P_{AC}/230$$

Donde:

IC: Corriente total de carga (A); PDC: Potencia de cargas en corriente continua (W); Vbat: Tensión nominal del banco de baterías (V); PAC: Potencia de cargas en corriente alterna (W)

El regulador se selecciona en función de la mayor de estas dos corrientes.

- **Dimensionamiento del inversor**

Se debe considerar la potencia que demande la carga CA, de forma que se elegirá uno cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima (Guerrero Pérez, 2024).

Herramientas de simulación

Para el dimensionamiento y análisis de la producción se emplean herramientas especializadas:

- PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*): Plataforma de libre acceso desarrollada por la Comisión Europea que proporciona estimaciones de producción fotovoltaica a partir de datos satelitales y climatológicos (SARAH-2, ERA5, CFSR). Es útil para análisis preliminares.
- PVsyst: Software profesional utilizado para simulación detallada y diseño de sistemas FV. Permite incorporar datos climáticos personalizados (incluidos de PVGIS), definir pérdidas, estudiar sombreados y calcular indicadores clave como el *Performance Ratio* (PR) (González Peña et al., 2021).

5.3.2 Sistemas de almacenamiento híbrido (baterías + H₂)

Un sistema de almacenamiento híbrido es aquel que combina múltiples tecnologías complementarias para maximizar la eficiencia y confiabilidad energética ante fuentes renovables intermitentes, como la energía solar fotovoltaica. En el contexto específico de este proyecto, el almacenamiento híbrido consiste en un sistema electroquímico (baterías de ion-litio) junto con almacenamiento químico mediante hidrógeno producido por electrólisis.

Roles específicos de las tecnologías del sistema híbrido

- **Baterías (almacenamiento electroquímico)**

Las baterías proporcionan almacenamiento energético a corto y mediano plazo, ideal para ciclos diarios. Sus características principales incluyen alta eficiencia energética (superior al 90%), tiempos de respuesta inmediatos y alta densidad energética. En este sistema híbrido, las baterías cumplen los siguientes roles fundamentales:

- Gestionar la intermitencia solar diaria (compensando variaciones horarias).
- Proveer energía durante la noche o periodos breves de baja irradiación.
- Alimentar puntos de carga rápida para vehículos eléctricos BEV, asegurando disponibilidad inmediata.

- **Hidrógeno (almacenamiento químico)**

El hidrógeno actúa como almacenamiento energético de largo plazo o estacional. Se produce mediante electrólisis aprovechando en este caso la generación fotovoltaica y es posible almacenar excedentes en baterías. Sus funciones esenciales son:

- Almacenar energía excedente durante periodos prolongados (semanas o meses).
- Abastecer vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) con repostaje rápido (3-5 minutos) y altas autonomías, características imprescindibles para transporte pesado.
- Ofrecer respaldo energético adicional en escenarios críticos, complementando la capacidad del almacenamiento electroquímico.

Condiciones de uso: cuándo utilizar baterías y cuándo utilizar hidrógeno

La selección entre baterías e hidrógeno depende fundamentalmente del horizonte temporal, la escala de almacenamiento requerida y las características específicas de la demanda energética del transporte colectivo (*Innovation Outlook*, 2019):

- **Baterías:** Adecuadas para almacenamiento diario o semanal, cargas rápidas, ciclos frecuentes de descarga y demandas puntuales elevadas, tales como recarga simultánea de vehículos eléctricos.
- **Hidrógeno:** Apropiado para demandas estacionales o de largo plazo, grandes volúmenes energéticos, y aplicaciones que requieren rápida reposición de energía y mayor autonomía, como el transporte interurbano de larga distancia o intensivo.

Parámetros clave de dimensionamiento del sistema híbrido

El dimensionamiento óptimo del sistema híbrido requiere considerar parámetros específicos como:

- **Perfil de generación fotovoltaica** (kWh/día, estacionalidad): Condiciona la capacidad de almacenamiento para cubrir demanda durante periodos sin generación.
- **Demanda energética diaria y anual** (kWh y kg de H₂/año): Determina la capacidad total necesaria tanto para almacenamiento eléctrico en baterías como químico en hidrógeno.
- **Autonomía requerida del sistema** (horas o días): Define la cantidad de energía almacenada para asegurar continuidad operativa.
- **Potencia instantánea de carga BEV** (kW): Establece el dimensionamiento y características técnicas específicas del sistema de baterías.
- **Capacidad del electrolizador y almacenamiento de hidrógeno** (kg/día, kg/L/Nm³ de H₂ y presión de almacenamiento en tanques): Determina el tamaño y especificaciones de los equipos asociados a la producción y almacenamiento de hidrógeno.
- **Eficiencia global del sistema híbrido** (%): Incluye pérdidas en procesos de carga y descarga de baterías, producción y compresión de hidrógeno, esencial para dimensionar adecuadamente los componentes.

5.3.3 Hidrógeno verde: características, producción, almacenamiento

El hidrógeno como vector energético y su producción

El hidrógeno existe en un estado gaseoso en condiciones atmosféricas, aunque normalmente no aparece libre como H₂ (Alonso, 2024). Recientemente, se ha generado mucho interés por su uso como vector energético en la movilidad, ya que tiene una alta densidad energética gravimétrica (Cuellar Pérez et al., 2024). No obstante, el hidrógeno tiene unas propiedades únicas que condicionan su uso incluyendo:

- **Baja densidad volumétrica:** Esta baja densidad significa que su contenido energético en términos de volumen es muy bajo comparado con combustibles fósiles. Como consecuencia, en la movilidad es necesario comprimirlo a alta presión o utilizarlo en estado líquido (Alonso, 2024).

- Alta difusividad: Esta propiedad genera unos desafíos técnicos a la hora de manipularlo, principalmente la necesidad de evitar fugas y usar materiales que no sufran del fenómeno de fragilización causada por la difusión del hidrógeno dentro de los mismos (Ali Lashari et al., 2024).
- Altamente inflamable: Su inflamabilidad hace imprescindible emplear determinados procesos para controlar su temperatura durante su manipulación (Genovese & Fragiaco, 2023).
- Coeficiente Joule-Thomson negativo: Esta propiedad significa que, en su estado gaseoso, se calienta al expandirse, haciendo necesario un control preciso de su temperatura (Ali Lashari et al., 2024).

En cuanto a la producción del hidrógeno, se pueden usar métodos que emplean combustibles fósiles o fuentes renovables. La electrólisis es el método más empleado para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables (Pereira et al., 2024). La electrólisis es la aplicación de una corriente eléctrica para descomponer el agua en H_2 y O_2 (Alonso, 2024). Cuando la fuente de electricidad para este proceso es proveniente de energías renovables, como la energía fotovoltaica, se denomina al combustible final “hidrógeno verde”.

Dado que existen varias tecnologías de electrólisis, es necesario entender algunos indicadores claves del rendimiento y dimensionamiento relacionados con los electrolizadores (Morante et al., 2020):

Los indicadores claves son:

- Caudal (kg/día): El ritmo de producción de H_2 .
- Consumo eléctrico nominal (kWh/kg H_2 producido): Este parámetro se refiere al consumo eléctrico del equipo en condiciones de operación normal.
- Coste capital (€/kW): Se utiliza el coste en términos de energía producida para realizar un estudio técnico-económico.
- Costes de O&M (€/kg H_2 producido/día*año): Se utiliza el coste en términos de hidrógeno producido para realizar un estudio técnico-económico.
- Presión de trabajo (bar): La presión empleada influye en el nivel de compresión necesario del H_2 a la salida del electrolizador, dependiendo de la presión deseada de almacenamiento.

Actualmente, existen dos principales tecnologías de electrólisis que se emplean a nivel comercial, los electrolizadores alcalinos (AEC) y los de electrolito de membrana polimérica (PEM). Existen otras tecnologías como los de electrolito de óxido sólido (SOEC) y de membranas de intercambio aniónico (AEM), sin embargo, estos electrolizadores no se fabrican a nivel comercial hoy en día. Con la tecnología AEC, se

emplea como electrolito una solución alcalina donde se lleva a cabo la descomposición del agua y se utiliza un diafragma para separar el H_2 y O_2 durante ella. Por otro lado, en la tecnología PEM, se emplea como electrolito un polímero solido con una membrana de intercambio de protones que deja pasar protones de H^+ durante la descomposición del agua. En la tabla a continuación se hace una comparativa de algunas de las características más importantes de estas dos tecnologías (Morante et al., 2020; Pereira et al., 2024).

Ventajas		Inconvenientes	
AEC	• Madurez tecnológica	• Arranque lento • Baja densidad de corriente	
	• Menores costes		
	• Mayor vida útil		
PEM	• Diseño compacto	• Mayores costes • Menor vida útil	
	• Modo de operación flexible (lo que favorece su integración con energías renovables)		
	• Alta densidad de corriente, lo que significa mayor producción		
	• Capacidad de producir H_2 comprimido		

Tabla 1. Comparativa de tecnologías comerciales de electrólisis.
Fuente: (Morante et al., 2020; Pereira et al., 2024)

Más allá de las tecnologías de producción del hidrógeno, se debería considerar si la producción ocurrirá “on-site” (en el lugar de consumo) u “off-site” (transportado al lugar del consumo en camión o a través de hidroductos). La producción on-site de hidrógeno verde tiene como ventajas una independencia del suministro externo de H_2 y unas emisiones de CO_2 de casi cero. No obstante, la producción on-site tiene un coste y una complejidad mayor debido a los equipos adicionales necesarios, llegando a una inversión inicial de hasta 1,5 veces más (Apostolou & Xydis, 2019).

Almacenamiento

Existen varias maneras de almacenar el hidrógeno, métodos físicos y químicos. Dentro de los métodos físicos, se suele almacenar hidrógeno en estado gaseoso o líquido, y en la mayoría de las estaciones de suministro de hidrógeno se almacena el combustible como gas (Pereira et al., 2024). En las estaciones de recarga de hidrógeno, se emplean presiones elevadas (30-90 MPa) para el almacenamiento, ya que los vehículos utilizan presiones altas (35 y 70 MPa en sus tanques). Estos tanques de almacenamiento han de tener una resistencia mecánica alta para soportar dichas

presiones elevadas y emplear materiales que no sufren de la fragilización mencionada anteriormente (Ali Lashari et al., 2024). Estos tanques de almacenamiento suelen utilizar acero o aluminio y pueden ser reforzado con fibra de carbono (Alonso, 2024).

Dispensación

Los vehículos FCEV, funcionan con una pila que utiliza el gas de hidrógeno para generar una corriente eléctrica que sirve para mover el auto (Alonso, 2024). En el momento de dispensación a estos vehículos, es necesario emplear un proceso de refrigeración (“pre-cooling” en inglés), ya que la expansión del gas durante el proceso de llenado causa un calentamiento del gas (Genovese & Fragiaco, 2023). La dispensación dura aproximadamente entre 5-15 minutos, empleando presiones de 350 bar para vehículos pesados y 700 bar para vehículos ligeros.

En la figura a continuación, se muestra el proceso de producción de hidrógeno a través de la electrólisis hasta su dispensación para el consumidor.



*Figura 5. Esquema de producción de H_2 hasta su dispensación para vehículos.
Fuente: Elaborada por los autores.*

6. Metodología

El presente Trabajo de Fin de Máster se desarrollará mediante una metodología de diseño y evaluación técnico-económica, orientada al desarrollo preliminar y análisis de viabilidad de una estación de servicio energética autónoma, destinada al suministro de hidrógeno verde y electricidad para vehículos eléctricos, ubicada estratégicamente en una autopista española con alto flujo de transporte colectivo e interurbano.

El estudio se centra en el diseño de una estación dual BEV-FCEV, con producción in situ de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por una planta solar fotovoltaica, combinada con un sistema de almacenamiento híbrido (baterías + hidrógeno). A continuación, se describen los elementos considerados en la metodología:

1. Selección de ubicaciones potenciales

Se realiza una preselección de tres ubicaciones dentro del territorio español que cumplan con los siguientes criterios:

- Alta radiación solar ($>1.500-1600 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$), validada mediante bases de datos climáticas como PVGIS y simulada con PVSyst.
- Flujo elevado de vehículos pesados y colectivos en autopistas, con base en datos del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA) y la DGT.
- Proximidad a centros logísticos (como plataformas de distribución, polígonos industriales o hubs de transporte pesado) con potencial para la adopción de flotas BEV o FCEV.
- Disponibilidad de suelo rustico industrial o logístico.
- Viabilidad técnica para el acceso a recursos auxiliares (como agua para electrólisis).
- Ubicación libre de restricciones ambientales validando en Red Natura 2000. Estudio general de condiciones y restricciones medioambientales.
- Encaje estratégico en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030, la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (2020), y el Reglamento (UE) 2023/1804 – AFIR, que exige estaciones de hidrógeno cada 200 km en la red TEN-T.
- Existencia de incentivos para el desarrollo de este tipo de proyectos.

Para cada ubicación se realiza una caracterización con datos de demanda potencial, recurso solar, accesibilidad, alineación normativa, etc. A partir de esta información se realiza un análisis comparativo y la posterior simulación energética.

2. Estimación de la demanda de hidrógeno y energía

El diseño se realiza con base en una demanda objetivo de producción de hidrógeno de hasta 1.000 kg/día, que representa el umbral mínimo para una hidrogenera comercial de tamaño medio, según referencias de la literatura (McKinsey, 2022; *Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles*, 2022.; Zhou & Searle, 2022). Esta escala permite garantizar economías de escala razonables y atender una flota significativa de vehículos pesados o colectivos (entre 25 y 40 camiones o autobuses/día). En un capítulo posterior se realiza un análisis más detallado de esta base de diseño.

Adicionalmente se define una demanda objetivo para el suministro de energía eléctrica a vehículos.

Con la demanda total (BEV + FCEV) se establece y dimensiona:

- El tipo de electrolizador a utilizar y sus características técnicas.
- El sistema de almacenamiento (presión de 30 bar).
- El sistema de compresión.
- El sistema de almacenamiento de los tanques de cascada (presiones de 200 y 450 bar).
- El sistema de dispensación con un sistema de refrigeración integrado.
- El número de dispensadores simultáneos.
- El sistema eléctrico de recarga para BEV (potencia y número de puntos de carga rápida).

La demanda total eléctrica (para electrólisis, carga BEV, compresión, auxiliares) se utiliza como entrada para el dimensionado de la planta fotovoltaica y sistema de baterías, estimando la energía diaria necesaria y aplicando factores de cobertura (oversizing) por la intermitencia solar.

Para el dimensionamiento y configuración de equipos principales, se toman como referencia las fichas técnicas e información suministrada por proveedores comerciales, asegurando coherencia con estándares industriales.

El sistema de baterías está dimensionado para asegurar el suministro eléctrico durante horas nocturnas y apoyar los picos de demanda de los dispensadores BEV. Se priorizará su uso para cubrir la carga directa de vehículos eléctricos, mientras que la producción de hidrógeno se gestionará en función de excedentes solares.

3. Simulación energética del sistema fotovoltaico

Se utilizan herramientas como PVGIS para obtener datos climáticos anuales (irradiancia, temperaturas) de cada emplazamiento, y PVSyst para simular la producción energética anual del sistema fotovoltaico según la configuración planteada (paneles, orientación, inversores, pérdidas). La planta se dimensiona para cubrir la demanda energética definida, incorporando un sistema de almacenamiento con baterías para garantizar suministro continuo a cargas críticas.

4. Evaluación económica

Con base en la capacidad instalada (kW de fotovoltaica, potencia del electrolizador, número de dispensadores y baterías, etc.), se estiman los siguientes indicadores:

- CAPEX y OPEX del sistema, incluyendo reposiciones durante el periodo de tiempo definido.
- Proyección de ingresos por venta de hidrógeno (€/kg) y recarga eléctrica (€/kWh).

- Cálculo de indicadores financieros: VAN y TIR.

Dado el carácter emergente del mercado de vehículos FCEV en España, se reconoce que existen incertidumbres respecto al ritmo de adopción y evolución de la demanda. Por ello, se incluyen escenarios de sensibilidad en la evaluación financiera, considerando distintas tasas de utilización de la infraestructura y variación de los costos.

5. Evaluación ambiental en la ubicación seleccionada

Se realiza un análisis ambiental en la ubicación seleccionada, incorporando los elementos analizados previamente y que incluye:

- Consumo estimado de agua para electrólisis (litros/kg de H_2).
- Evaluación cualitativa de impactos positivos sobre la calidad del aire, contaminación acústica y emisiones locales.

6. Riesgos y barreras

Identificación de riesgos y barreras técnicas, regulatorias y económicas para la implementación.

El proyecto se centra en un diseño conceptual a nivel de anteproyecto, sin ingeniería de detalle, pero con un enfoque técnico y económico rigurosos. El objetivo final será definir un modelo de estación energética dual, fundamentado en datos reales y alineado con las estrategias de descarbonización de España y la Unión Europea.

7. Discusión y conclusiones

Se analizarán los resultados para determinar las condiciones de viabilidad del proyecto y futuras líneas de investigación.

7. Methods

This master's thesis includes the preliminary design and feasibility analysis of an autonomous refueling station, for BEVs and FCEVs, strategically located on a highway in Spain with a high traffic flow of trucks and buses.

The study focuses on the design of a dual BEV–FCEV station, with on-site production of green hydrogen through electrolysis powered by a photovoltaic solar plant, combined with a hybrid storage system (batteries + hydrogen). The design will be based on a target hydrogen production demand of at least 1,000 kg/day. This scale makes it possible to ensure reasonable economies of scale, serving a vehicle fleet of approximately 25 to 40 FCEV vehicles and 22 BEV vehicles per day. The steps include selecting possible sites, estimating energy and fuel needs, performing energy

simulations, analyzing economic feasibility, assessing environmental impacts, and discussing risks and barriers.

8. Desarrollo del trabajo y resultados

8.1 Selección de ubicaciones potenciales

Para seleccionar la ubicación adecuada para el correcto funcionamiento de la hidrogenera y la estación de recarga de vehículos eléctricos, es necesario establecer unos criterios esenciales para poder determinar las diferentes ubicaciones y comprobar a su vez la disponibilidad de los recursos requeridos.

En este apartado se expondrán, en primera instancia, los criterios definidos junto con las fuentes de información utilizadas para determinar si una ubicación cumple o no con dichos parámetros. Posteriormente, se desarrollará un análisis de los criterios seleccionados con el propósito de identificar localizaciones que permitan la viabilidad del proyecto.

8.1.1 Disponibilidad de agua

Para la selección de la ubicación de la hidrogenera resulta fundamental considerar la disponibilidad de agua, dado que constituye un insumo crítico en el proceso de electrólisis. Con este fin, se recurre a la información publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la cual proporciona datos sobre los diferentes acuíferos presentes en el territorio español, permitiendo así evaluar la disponibilidad hídrica en las distintas localizaciones analizadas.



Figura 6. Mapas de agua subterráneas declaradas en riesgo.
Fuente: (Redes de Seguimiento, 2025)

A partir de la figura presentada, resulta necesario considerar la exclusión de aquellas zonas en las que las masas de agua subterránea han sido declaradas en situación de riesgo, a fin de garantizar una adecuada sostenibilidad ambiental y evitar potenciales restricciones en el uso del recurso hídrico.



*Figura 7. Mapa de las masas de agua subterráneas de España.
Fuente: (Redes de Seguimiento, 2025).*

La identificación de los diferentes acuíferos presentes en el territorio nacional permite determinar las zonas más adecuadas para su aprovechamiento en los procesos de producción de hidrógeno, garantizando así la disponibilidad del recurso hídrico necesario para el desarrollo del proyecto.

8.1.2 Irradiancia

La irradiancia se define como la potencia de la radiación electromagnética que incide sobre una superficie, expresada en W/m^2 . Este parámetro resulta fundamental, ya que, a mayor irradiancia en la ubicación seleccionada, mayor será la energía obtenida por unidad de superficie. Para evaluar este criterio, se recurre al mapa de radiación solar, el cual permite identificar las zonas más favorables y descartar aquellas áreas de España con niveles insuficientes de irradiancia. Dicho mapa clasifica el territorio en cinco categorías, en las que la zona 1 corresponde a la menor radiación y la zona 5 a la mayor, lo que facilita determinar las localizaciones más rentables para la implantación del proyecto.

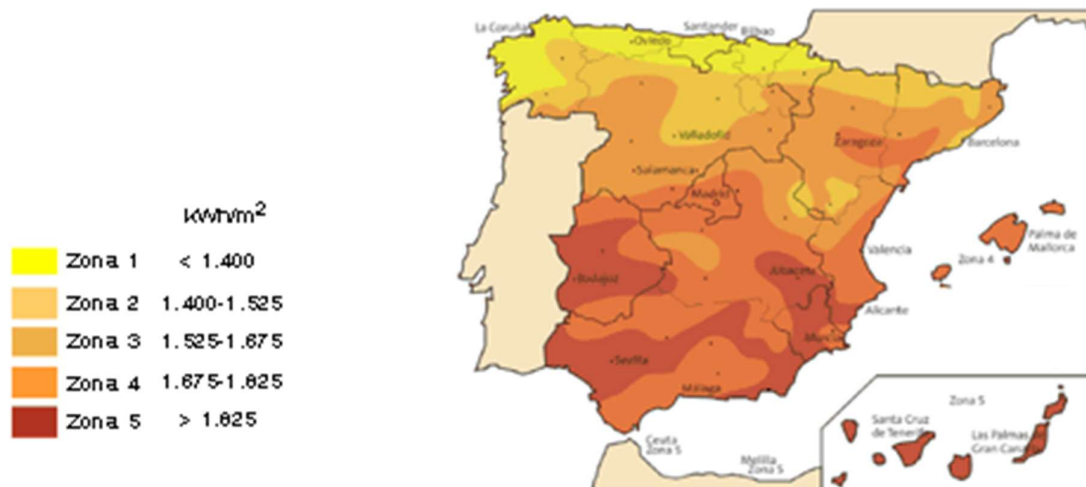


Figura 8. Mapa de la intensidad de radiación por niveles.
Fuente: ((Futura), 2010).

8.1.3 Red Natura 2000

En la planificación de un proyecto industrial resulta imprescindible garantizar que la ubicación seleccionada no se encuentre dentro de espacios protegidos que formen parte de la Red Natura 2000. Este aspecto adquiere especial relevancia, ya que la presencia del proyecto en dichas áreas podría implicar limitaciones significativas durante la evaluación de impacto ambiental, llegando incluso a desestimar su viabilidad.

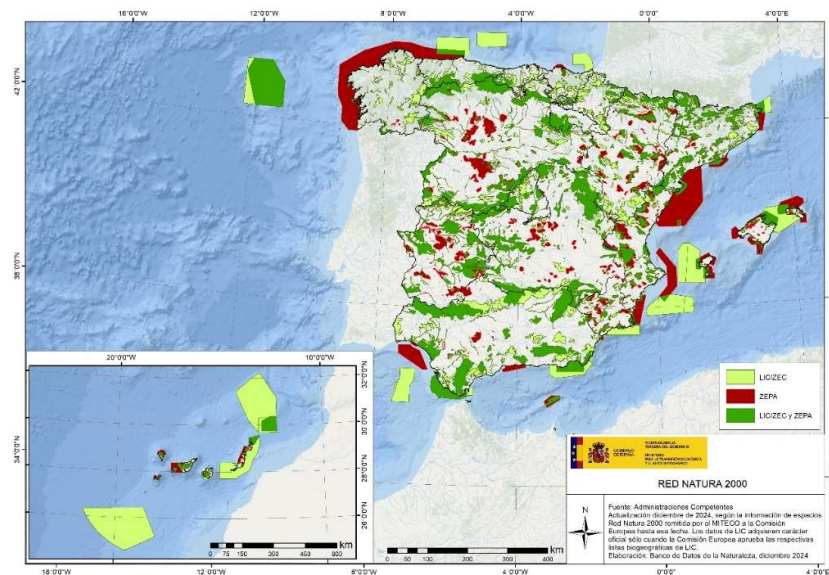


Figura 9. Mapa de la Red Natura 2000.
Fuente: (Red Natura 2000, 2025).

8.1.4 Densidad vehicular

El objetivo principal de la hidrogenera es suministrar hidrógeno a los vehículos de pila de combustible. De manera complementaria, la instalación contempla el

aprovechamiento de la energía excedente generada por el sistema fotovoltaico asociado, destinada a la recarga de vehículos eléctricos a baterías. En este sentido, la selección de la ubicación de la hidrogenera debe priorizar emplazamientos próximos a vías con alta densidad de tráfico, lo que permitirá incrementar la demanda potencial y, en consecuencia, mejorar la rentabilidad del proyecto.

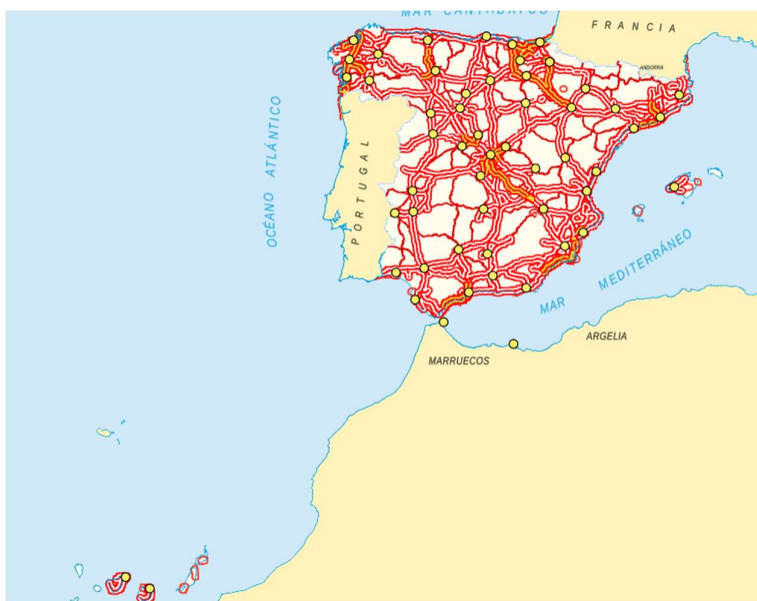


Figura 10. Mapa de las principales carreteras de España.
Fuente: (MAPA DE CARRETERAS, 2025).

En la imagen anterior se pueden observar las principales carreteras que posee el país a nivel nacional, estas carreteras son las autopistas y autovías que soportan la mayor densidad de tráfico.

8.1.5 Ayudas económicas

Para seleccionar una ubicación que resulte rentable y aumentar la viabilidad del proyecto, es fundamental considerar los diferentes incentivos disponibles tanto a nivel nacional como regional. Estos mecanismos de apoyo pueden contribuir a reducir la incertidumbre financiera asociada, especialmente en aquellos proyectos cuya rentabilidad inicial es limitada.

A nivel nacional, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ofrece diversas ayudas y programas destinados al fomento del hidrógeno renovable en el marco del *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Entre ellos se destacan:

- Programas H₂ Pioneros: Dirigidos a subvencionar proyectos innovadores de hidrógeno renovable con viabilidad comercial, orientados a su producción y

consumo local en sectores de difícil descarbonización, como la industria y el transporte pesado.

- Programa de incentivos para proyectos de producción y consumo de hidrógeno renovable: Este programa apoya iniciativas vinculadas a la producción de hidrógeno renovable y electrolítico, así como al desarrollo de combustibles derivados y soluciones de almacenamiento asociadas. Las ayudas se materializan mediante subvenciones a fondo perdido, lo que contribuye a mejorar la competitividad y factibilidad de este tipo de proyectos.

8.1.6 Ubicaciones potenciales

A partir de los criterios previamente establecidos, se realizó una selección de distintas ubicaciones con el fin de determinar cuál de ellas se adapta en mayor medida a las necesidades del proyecto. A continuación, se resumen los hallazgos principales y en el Anexo I se presenta el detalle del análisis realizado.

En primer lugar, se analiza la autopista TF-1 en Tenerife, concretamente en el punto kilométrico 59, a la altura del Aeropuerto Tenerife Sur. Con una longitud total de 103 km, esta vía constituye la más extensa de Canarias y conecta la capital de la isla con los principales centros turísticos del sur. Se trata de uno de los puntos con mayor concentración de tráfico, con una intensidad media diaria de 52.533 vehículos (49.540 ligeros y 2.993 pesados). La ubicación se encuentra en una zona de irradiación solar nivel 5, con valores superiores a 1.825 kWh/m², lo que representa la condición más favorable de todas las alternativas estudiadas. En cuanto a la disponibilidad hídrica, Tenerife dispone de una amplia red de acuíferos, y el emplazamiento se sitúa sobre la masa costera de la vertiente sur, lo que asegura recursos suficientes para el proceso de electrólisis. Asimismo, tras la consulta de la Red Natura 2000, se confirma que esta localización no presenta restricciones ambientales.

En segundo lugar, se considera la autopista AP-4 entre Cádiz y Sevilla, en el punto kilométrico 82, próximo a la ciudad de Jerez de la Frontera. Esta vía, de 93 km de longitud, conecta las capitales de ambas provincias y soporta una elevada densidad de tráfico, con un promedio diario de 33.756 vehículos (30.254 ligeros y 3.502 pesados). La zona se ubica en un área de irradiación solar nivel 4, con valores comprendidos entre 1.675 y 1.825 kWh/m². Respecto al suministro de agua, la localización pertenece a la masa subterránea de Jerez de la Frontera, lo que garantiza la disponibilidad del recurso. Del mismo modo, se ha constatado que no existen afecciones derivadas de la Red Natura 2000.

Finalmente, se estudia la autopista AP-7 en Girona, en el punto kilométrico 50,11, cercano a la localidad de Medinyà y próximo a la frontera con Francia. Esta autopista constituye un eje estratégico de movilidad en el arco mediterráneo, conectando la frontera francesa con Guadiaro. En este tramo se registra la mayor intensidad de

tráfico de todas las alternativas, con un promedio diario de 55.099 vehículos (39.827 ligeros y 15.272 pesados). Sin embargo, en términos de irradiación solar, la ubicación se encuentra en el nivel 3, con valores entre 1.525 y 1.675 kWh/m², lo que representa una limitación frente a otras opciones. En relación con el recurso hídrico, la zona dispone de abundantes masas subterráneas y se encuentra próxima al río Ter, que constituye una fuente adicional. No obstante, debe señalarse que parte de la cuenca de este río está protegida por la Red Natura 2000, lo que introduce condicionantes ambientales relevantes.

8.2 Estimación de la demanda de hidrógeno y energía

8.2.1 Demanda objetivo de Hidrógeno

Un parámetro de diseño clave es la demanda objetivo de hidrógeno. Una demanda objetivo de 1 000 kg de hidrógeno por día se considera un parámetro lógico y técnicamente fundamentado para el diseño de estaciones de recarga de hidrógeno, en línea con las tendencias internacionales, las previsiones regulatorias europeas y las capacidades tecnológicas actuales. A nivel global, el despliegue de infraestructura ha alcanzado más de 1 000 hidrogeneras operativas, con proyecciones de crecimiento exponencial hacia 2030, lo que indica una clara orientación hacia capacidades mayores y sostenibles (FuelCellWorks, 2024)

En este contexto, el Reglamento AFIR (UE 2023/1804), parte del paquete legislativo europeo *Fit for 55*, establece que deben instalarse hidrogeneras públicas cada 200 km a lo largo de la red transeuropea de transporte (TEN-T), y en nodos urbanos estratégicos, con una capacidad mínima de 1 tonelada diaria por estación. Esta normativa confirma que 1 000 kg/día es la capacidad mínima aceptada para garantizar cobertura funcional del sistema de transporte de hidrógeno de la UE (Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, 2023).

Esta cifra también se alinea con las recomendaciones técnico-económicas recogidas por el *International Council on Clean Transportation* (Zhou & Searle, 2022), que la presenta como estándar para estaciones on-site, dado que equilibra eficientemente el CAPEX, los costes de operación (OPEX), y la logística de abastecimiento para flotas. En la misma línea (*Unlocking hydrogen's power for long-haul freight transport* | McKinsey, 2021) señala que dicha capacidad es idónea para nodos logísticos o corredores de transporte pesado, permitiendo atender entre 40 y 70 vehículos por día, según su demanda energética individual.

Desde el punto de vista de ingeniería, empresas como Haskel destacan que 1 000 kg/día es un tamaño modularmente viable, compatible con la configuración típica de compresores, almacenamientos intermedios y dispensadores en estaciones

comerciales (*H2 refuelling stations & the role of gas compression* | Haskel, 2023). Además, es una capacidad asumible por sistemas de electrólisis distribuidos o centralizados. Por ejemplo, el (*Shell Hydrogen Study*, 2017) clasifica expresamente, en su Tabla 31, a las estaciones de 1 000 kg/día como de tamaño “Large”, una categoría que representa infraestructuras preparadas para atender demanda significativa, y compatibles con esquemas sostenibles de producción mediante electrólisis alimentada por fuentes renovables.

Esta lógica también se observa en estudios de caso y propuestas académicas como el proyecto de fin de grado de (Rosa Palma, 2023), que toma como referencia esta capacidad para diseñar una hidrogenera en el contexto español. De forma complementaria, el documento (*¿Dónde llenar mi vehículo de hidrógeno y a qué precio?*, 2023) respalda esta magnitud como coherente con los objetivos de descarbonización nacional, la modularidad técnica de las estaciones, y la estrategia de despliegue urbano e industrial de la red de recarga.

En suma, la elección de una demanda objetivo de 1 000 kg H₂/día responde a un consenso técnico, normativo y estratégico, que garantiza funcionalidad a corto plazo, posibilidad de escalado futuro, y alineación con la visión europea de infraestructura pública de hidrógeno para una movilidad sostenible.

De acuerdo con referencias bibliográficas (*Hydrogen Fueling for Fuel Cell Bus Fleets*, 2019; *Hydrogen Fueling Whitepaper For Fuel Cell Bus Fleets in North America*, 2023.; *Hydrogen (H₂) Filling System for Bus Fleet at Fluitron*, 2024) el consumo de hidrógeno puede ser de 25 a 30 Kg H₂/día para autobuses y según (*Unlocking hydrogen's power for long-haul freight transport* | McKinsey, 2021) hasta de 40 Kg H₂/día para camiones. Con una demanda objetivo de 1000 kg H₂/día se pueden atender 30 a 40 autobuses o hasta 25 camiones por día (máximo 14.600 vehículos pesados por año) que es una demanda baja en relación con el volumen de vehículos circulantes en las ubicaciones seleccionadas.

8.2.2 Demanda de energía BEV

El dimensionamiento de la demanda energética asociada a los vehículos eléctricos de batería (BEV) se centra en el análisis de autobuses y camiones eléctricos, al ser los principales usuarios potenciales de la infraestructura propuesta en un entorno interurbano y de carretera.

La capacidad típica de las baterías en autobuses eléctricos presenta un rango amplio, que va desde 90 kWh hasta 712 kWh, en función del modelo y de la aplicación. Ejemplos representativos incluyen:

Modelo	Capacidad máxima (kWh)
Irizar ieBus / ieTram	90 – 510
Solaris Urbino 12	Hasta 600
Solaris Urbino 18	Hasta 800
BYD K9UD	Hasta 422
MAN Lion's City 12E	356 – 534
MAN Lion's City 18E	534 – 712
Iveco E-Way	346 – 624
AlfaBus E-City 12	290 – 354

Tabla 2. Capacidad de baterías en autobuses.

Fuente: (Catálogo técnico Irizar i3 eléctrico by Irizar - Issuu, s. f.; [https](https://www.issuu.com/irizar), s. f.; IVECO BUS, s. f.; MAN inicia la entrega de camiones eléctricos de serie en España con Garrai como operador pionero - Camión Actualidad-Noticias de camiones y Furgonetas, 2025; MAN Lion's City E, 2025; Scania y DHL prueban la tecnología clave para el camión eléctrico, 2025; Solaris actualiza la batería eléctrica del Urbino 12 por unos buenos 600 kWh - electrive.es, 2024; Pastor, 2018) modificado por los autores.

En el caso de camiones eléctricos, las capacidades de batería se sitúan entre los 400 y los 600 kWh. Algunos ejemplos serían:

Modelo	Capacidad máxima (kWh)
Mercedes eActros600	Hasta 600
MAN eTGS 20.449 4x2 BL SA	Hasta 400
Volvo	Hasta 540
DAF	Hasta 525
Scania	Hasta 416

Tabla 3. Capacidad de baterías en camiones.

Fuente: («Camiones eléctricos // últimas novedades, precios y actualidad», 2025; MAN inicia la entrega de camiones eléctricos de serie en España con Garrai como operador pionero - Camión Actualidad-Noticias de camiones y Furgonetas, 2025; Scania y DHL prueban la tecnología clave para el camión eléctrico, 2025), modificado por los autores.

A efectos de cálculo, y con el fin de contar con un valor representativo, se adopta un promedio conservador de 450 kWh por vehículo pesado eléctrico.

La estación dual BEV–FCEV estará alimentada por una instalación fotovoltaica y un sistema de almacenamiento híbrido (baterías + H₂). Parte de la generación se destinará a la producción de hidrógeno verde y a consumos auxiliares, pero se reserva una fracción significativa para la recarga de vehículos BEV.

Para este estudio, se adopta un valor conservador de 7.000 kWh diarios disponibles exclusivamente para recarga BEV.

Con base en los parámetros anteriores, se obtiene la capacidad de la estación para atender vehículos:

- **Escenario de carga completa (100 % de la batería, 450 kWh/vehículo):**

$$\frac{7.000 \text{ kWh}}{450 \text{ kWh/vehículo}} = 15,6 \approx 16 \text{ vehículos/día}$$

- **Escenario de carga parcial (70 % de la batería, 315 kWh/vehículo):**

$$\frac{7.000 \text{ kWh}}{315 \text{ kWh/vehículo}} = 22,2 \approx 22 \text{ vehículos/día}$$

En la práctica, los vehículos pesados no suelen agotar completamente la batería antes de recargar. Lo habitual es realizar recargas parciales o de oportunidad, que consisten en reponer energía durante pausas operativas breves, generalmente manteniendo el estado de carga en rangos intermedios ($\approx 20\text{--}80\%$). Esta estrategia permite optimizar los tiempos de operación y reducir la degradación de las baterías (Redwaypower, 2025). Por ello, el escenario más representativo es el de 22 recargas diarias bajo condiciones de carga parcial.

8.3 Selección de los cargadores para los vehículos BEV

Dado que la estación se ubicará en una carretera de tránsito interurbano, no se contempla que los camiones permanezcan varias horas estacionados. El objetivo es garantizar recargas rápidas y eficientes que permitan a los vehículos continuar su trayecto con la menor espera posible. Por este motivo, se descartan tecnologías de carga lenta y se priorizan aquellas que ofrecen potencias elevadas y tiempos de reposición ajustados a las paradas habituales de los conductores.

Modelos de carga disponibles

- **Carga lenta en AC (≤ 50 kW):**
Adecuada para cocheras o depósitos nocturnos, pero inadecuada para una estación de carretera, ya que una batería de 450 kWh requeriría entre 6 y 8 horas de recarga.
- **Carga ultra-rápida en DC (> 450 kW, hasta 1 MW):**
Basada en el estándar MCS (Megawatt Charging System), ya definido por CharIN y en proceso de estandarización. Permite suministrar unos 300 kWh en 20–30 minutos, lo que se ajusta a los descansos reglamentarios de los conductores en trayectos de largo recorrido.
- **Carga por pantógrafo (300–600 kW):**
Muy extendida en autobuses urbanos mediante conexión automática superior. Sin embargo, su aplicabilidad en carreteras es limitada, pues depende de que las flotas estén específicamente equipadas.

- Carga en movimiento (catenaria o inductiva):
Actualmente en fase piloto en algunos países europeos. Requiere inversiones de infraestructura muy elevadas, por lo que no resulta viable para el proyecto.

A partir de lo anterior, se identifican dos tecnologías potenciales para la estación:

1. Carga ultra-rápida DC (MCS-ready):
 - Potencias de hasta 1 MW por punto.
 - Recargas de 300 kWh en 15–30 minutos.
 - Orientada a camiones de larga distancia.
 - Cumple con los requisitos de la regulación europea AFIR, que exige potencias ≥ 350 kW en corredores TEN-T para vehículos pesados.
2. Carga rápida DC de alta potencia (350–500 kW, CCS2):
 - Amplia disponibilidad en el mercado actual.
 - Compatible con la mayoría de los camiones y autobuses eléctricos existentes.
 - Permite recargas parciales de 200–250 kWh en 20–40 minutos.
 - Constituye la opción dominante para estaciones de recarga BEV públicas hasta 2030, asegurando transición hacia el estándar de 1 MW.

El diseño de la estación contempla cargas parciales de 200–300 kWh por sesión, con duraciones de 20–40 minutos. A partir de los 7.000 kWh diarios destinados a BEV, y considerando recargas típicas de 315 kWh, se alcanzan aproximadamente 22 recargas diarias, lo que coincide con la estimación de demanda realizada en el apartado anterior.

La configuración de cargadores propuesta es la siguiente:

- 2 puntos ultra-rápidos MCS (hasta 1 MW cada uno, operando inicialmente en 600–800 kW).
- 4 puntos rápidos DC (350–500 kW, CCS2), equipados con 8 mangueras (4 dobles) con reparto dinámico de potencia.

Esta configuración permite atender en promedio 10 camiones de larga distancia mediante MCS y 12 autobuses o camiones mediante CCS2, asegurando cobertura para toda la demanda estimada (≈ 22 vehículos/día).

Para la selección de equipos se identifican cargadores actualmente disponibles en el mercado europeo:

- *Alpitronic Hypercharger HYC400*: hasta 400 kW, con dos salidas de 200 kW simultáneas (HYC400 | Alpitronic, 2025).



*Figura 11. MCS: Alpitronic Hypercharger HYC400.
Fuente: (HYC400 | Alpitronic, 2025)*

- *Kempower Mega Satellite*: cargador modular preparado para MCS, con capacidad de hasta 1 MW por punto («Kempower Mega Satellite», 2025).



*Figura 12. Kempower Mega Satellite.
Fuente: («Kempower Mega Satellite», 2025).*

8.4 Selección de los equipos de la estación de producción y dispensación de hidrógeno

8.4.1 Diseño de la Hidrogenera

En este apartado, se describe el esquema conceptual del sistema de producción de H_2 y su dispensación a vehículos pesados. En la figura a continuación, se muestra un esquema del sistema.

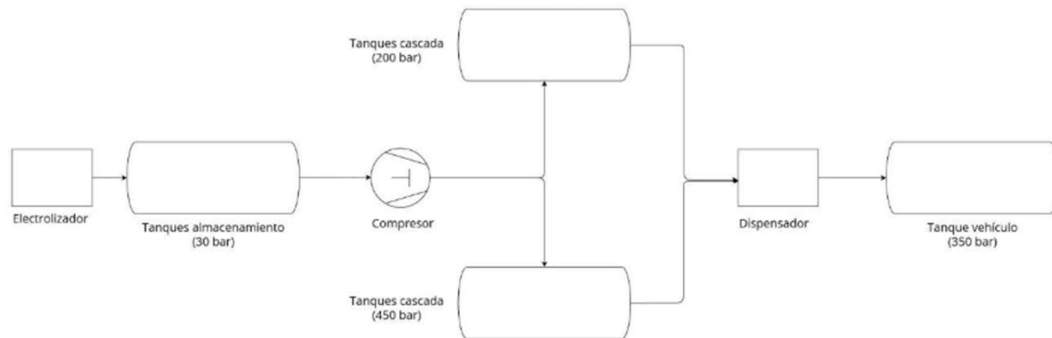


Figura 13. Configuración del sistema de dispensación de hidrógeno.

Fuente: Elaborado por los autores.

Se empieza con la producción de hidrógeno en el electrolizador. A la salida del electrolizador, el gas de hidrógeno tiene una presión de 30 bar, lo que es suficiente para su almacenamiento. No obstante, para dispensar, se requiere comprimirlo a mayores presiones, por lo que se utiliza un compresor que eleva su presión. Como se ha comentado anteriormente, los sistemas de cascadas son más eficientes y mejoran el llenado de los vehículos, entonces, en este caso se ha optado por instalar dos grupos de tanques en cascada, uno de baja presión (200 bar) y otro de alta presión (450 bar). Cuando llega un vehículo, su presión suele estar por debajo de 200 bar, entonces, empieza el llenado con el grupo de 200 bar. Sin embargo, cuando la presión del tanque del vehículo llega cerca de 200 bar, se necesita utilizar el grupo de 450 bar para completar el llenado y alcanzar una presión óptima de 350 bar.

Tras el llenado de un vehículo, primero se llena el grupo de alta presión y después, el de baja presión. Después de los tanques de cascada, se instala un dispensador que sirve para refrigerar el H_2 y controlar su caudal durante el llenado.

8.4.2 Selección del electrolizador

Se selecciona un electrolizador de tipo PEM debido a su operación flexible, su alta densidad de corriente que permite una mayor producción de hidrógeno, y su capacidad de integrarse eficientemente con fuentes renovables intermitentes como

la energía fotovoltaica, garantizando además la pureza y presión requeridas para aplicaciones en movilidad de vehículos FCEV.

Para escoger un modelo comercial de electrizador se consideraron los siguientes parámetros:

- Caudal (kg H₂/día): El flujo de producción de hidrógeno debe ser igual o mayor al uso diario de la estación.
- Presión (bar): La presión de hidrógeno a la salida del electrizador debe ser suficiente como para su almacenamiento posterior.
- Pureza (% H₂): El electrizador debe producir hidrógeno de alta pureza para cumplir con los estándares indicados por SAE e ISO, para su uso en vehículos FCEV.

Por lo anterior, se ha escogido un electrizador tipo PEM, Hylzer-500, fabricado por Cummins, que es capaz de producir 1.080 kg/día, con una presión de salida de 30 bar. Además, el hidrógeno producido tiene una pureza del 99,998%, la que es suficiente para su uso en vehículos tipo FCEV, según los estándares SAE J2719 e ISO 14687 (Fuel Cell Standards Committee, 2020), (ISO 14687, 2025).



*Figura 14. Electrizador Hylzer-500.
Fuente: (Hydrogenics Corporation, 2021)*

Las especificaciones técnicas del electrizador se pueden encontrar en el Anexo II.

8.4.3 Selección de los tanques de almacenamiento

Para escoger los tanques de almacenamiento se consideraron los siguientes parámetros:

- Capacidad (kg, L o m^3): La capacidad de los tanques debe ser igual o mayor a la cantidad de H_2 que se requiere almacenar en cada grupo de tanques.
- Presión nominal (bar): La presión nominal de los tanques debe ser igual o mayor a las presiones indicadas en el diseño del sistema (30 bar, 200 bar, 450 bar).
- Diseñados para uso con H_2 : Por los motivos de seguridad mencionados anteriormente, los tanques deben de ser diseñados para almacenar H_2 .

Para los tanques de almacenamiento, se necesita una capacidad de 1.000 kg para los tanques de 30 bar y una capacidad de 1.000 kg (11.125 Nm^3) en total para los dos demás grupos de tanques (de 200 y 450 bar, cada uno necesita almacenar 500 kg o 5563 Nm^3 de H_2). Así, el sistema será capaz de abastecer vehículos durante un día sin producción.

Para los tanques de almacenamiento de 30 bar, se necesita almacenar aproximadamente 1.000 kg de H_2 . Entonces, para el tanque de 30 bar, se escogió el modelo LH 200V, fabricado por Lapesa. Se necesitan 2 tanques de este modelo, para tener una capacidad de almacenamiento suficiente.



Figura 15. Tanque LH 200V.
Fuente: (Lapesa, 2025)

Para los tanques de cascada de 200 bar, se necesita almacenar aproximadamente 500 kg de H_2 . Por lo anterior, se ha escogido el modelo Bundle 33x220 L, fabricado por Vitkovice, lo que es un grupo de 33 tanques que llegan a tener una capacidad de almacenamiento de 115 kg a una presión de 200 bar. Se necesitan 5 grupos de tanques de este modelo, para tener una capacidad de almacenamiento suficiente.



Figura 16. Tanques Bundle 33x220 L.

Fuente: (Vítkovice Cylinders, 2025).

Para los tanques de cascada de 450 bar, se necesita almacenar aproximadamente 500 kg (5563 Nm³) de H₂. Entonces, se escogió el modelo RGV500, fabricado por Mayhtec, que es un tanque con una capacidad de almacenamiento de 6,5 kg a una presión de 500 bar. Se necesitan 81 tanques de este modelo, para tener una capacidad de almacenamiento suficiente.



Figura 17. Tanque RGV500.

Fuente: (MAHYTEC, 2025)

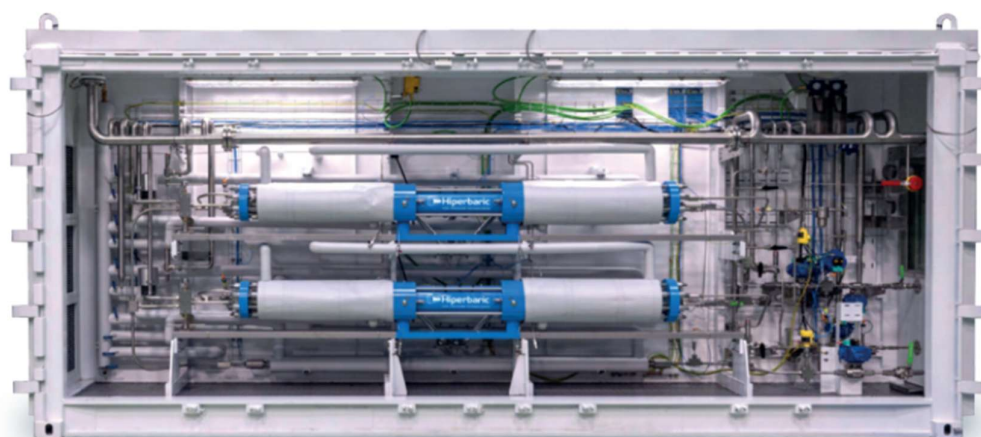
Las especificaciones técnicas de estos tanques de almacenamiento se pueden encontrar en el Anexo II. Los cálculos detallados para la selección de los tanques se encuentran en el Anexo III.

8.4.4 Selección del compresor

Para escoger un modelo comercial del compresor se consideraron los siguientes parámetros:

- Caudal (kg H₂/día): El caudal debe ser igual o mayor al flujo de producción del electrolizador.
- Presión de entrada (bar): La presión de los tanques de almacenamiento anteriores debe estar dentro del rango de la presión de entrada del compresor.
- Presión de salida (bar): El compresor debe tener un rango de presiones de salida como para abastecer ambos grupos de tanques de cascada.

Por lo anterior, se escogió el modelo KS50 de 2 compresores fabricado por Hyperbaric, que tiene un caudal de 1.130 kg/día. Tiene presiones de entrada de 10-50 bar (la que cumple con la presión de salida del tanque de almacenamiento) y presiones de salida entre 200-500 bar (se necesita comprimir el gas hasta 200 y 450 bar).



*Figura 18. Compresor KS50.
Fuente: (Hyperbaric, 2025).*

Las especificaciones técnicas del compresor se pueden encontrar en el Anexo II.

8.4.5 Selección del dispensador

Para escoger un modelo comercial del dispensador se consideraron los siguientes parámetros:

- Caudal (kg/min): El caudal debe ser lo suficientemente bajo como para minimizar el tiempo de llenado.
- Sistema de refrigeración integrado: El dispensador debe incluir una etapa de refrigeración.

- Número de entradas al dispensador: Para funcionar con un sistema de cascada, se necesitan varias entradas, una para conectar con cada grupo de tanques del sistema de cascada.
- Presión de operación (bar): El dispensador debe ser diseñado para la presión deseada de los vehículos FCEV.

Entonces, se ha escogido el modelo SK700-II (C-frame) tipo H35 (para vehículos que operan a 350 bar), fabricado por Gilbarco Veeder-Root. Este dispensador cuenta con un sistema de refrigeración, tres entradas y dos mangueras. Su caudal es de 7,2 kg/min, por lo que el tiempo de llenado para un vehículo con un tanque de 38,5 kg (Zúñiga-Saiz & Sánchez-Díaz, 2025), es de aproximadamente 6 minutos. Con el flujo de producción del electrolizador, se pueden atender aproximadamente 28 vehículos al día.



Figura 19. Dispensador SK700-II (C-frame) tipo H35.
Fuente: (Gilbarco Veeder-Root, 2025).

Las especificaciones técnicas del dispensador se pueden encontrar en el Anexo II.

8.5 Simulación energética del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo se inicia mediante cálculos manuales que ofrecen una primera aproximación, sin considerar la variabilidad diaria de la radiación solar ni las influencias de la temperatura, de acuerdo con la normativa vigente indicada en el “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red” del IDAE (*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*, 2009). A continuación, se realiza una simulación en PVsyst, que integra estos y otros factores, con el objetivo de refinar y validar el diseño. El detalle de los cálculos

manuales y la simulación se incluye en el Anexo IV; a continuación, se presenta un resumen de los aspectos clave y de los resultados obtenidos.

8.5.1 Arquitectura del sistema y elección de equipos comerciales

Para continuar con el dimensionamiento de detalle es necesario seleccionar equipos disponibles en el mercado. En la tabla a continuación, se presenta un resumen de los equipos elegidos junto con la justificación de cada elección.

Equipo	Fabricante	Motivo
Regulador DC/DC MPPT	Enjoypowers EDCS63-500kW	1. Se adopta una arquitectura con acoplamiento en corriente continua (DC).
PCS/inverter	Enjoypowers EPCS1000-AS	2. Sistema modular orientado a aplicaciones de gran escala, con posibilidad de acoplar múltiples unidades hasta alcanzar la potencia requerida. 3. Flexibilidad de diseño, gracias a la compatibilidad con tensiones de hasta 1000 V en DC, lo que permite reducir el número de cadenas en paralelo, disminuir la corriente total y en consecuencia, minimizar las pérdidas en los conductores. 4. Posible conexión a red en caso de necesidad.
Paneles solares	Longi Solar LR5-54HTH-450M	1. Tecnología de silicio monocristalino, que ofrece mayor eficiencia por superficie y reduce el espacio requerido para la instalación. 2. Selección de módulos con el coeficiente de potencia frente a temperatura más bajo posible, con el fin de minimizar las pérdidas por calentamiento. 3. Tecnología half-cell, que reduce el recorrido interno de los conductores, disminuyendo así las pérdidas óhmicas.
Batería BESS	Cegasa ULTRA_175 48V 1120Ah	Entre las opciones de 12 V, 24 V y 48 V, se selecciona la de mayor tensión y capacidad (48 V), lo que reduce el número de baterías en serie y en paralelo, optimizando el tamaño del sistema. De los modelos disponibles en PVsyst, se selecciona la batería Cegasa de 1120 Ah.

Tabla 4. Equipos elegidos para la instalación fotovoltaica.

Fuente: (CEGASA eBick Ultra 175 LiFePO4 battery extension 13.44 kWh, s. f.; Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers, 2025; Precio De Fábrica Del Panel Solar Del Marco Negro 440w 450w De Los 440 ~ 450m De La Lr5-54hth, 2025; Soluciones híbridas de almacenamiento de energía | Conectadas a la red y fuera de ella | Alta eficiencia y confiabilidad, 2025) modificado por los autores.

En la figura siguiente se muestra el esquema simplificado del sistema, en el que no se requiere ni STS ni conexión a red, dado que se trata de una instalación de tipo aislado.

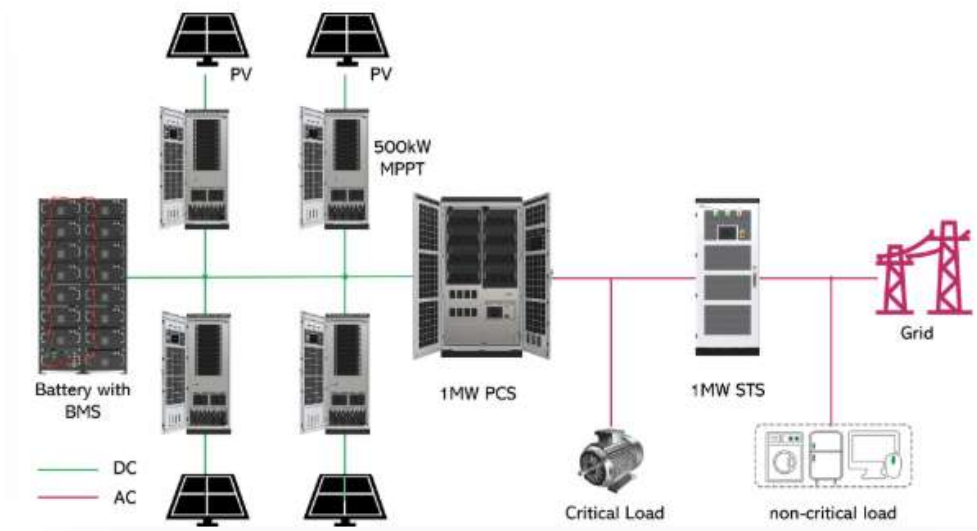


Figura 20. Sistema fotovoltaico con batería acoplado en DC de Enjoypowers.
Fuente: (Soluciones híbridas de almacenamiento de energía | Conectadas a la red y fuera de ella | Alta eficiencia y confiabilidad, 2025).

8.5.2 Estimación del consumo

La estimación del consumo se realiza considerando la potencia de cada equipo y su tiempo de funcionamiento. La suma de estos valores permite obtener el consumo total del sistema. De manera análoga, al sumar la potencia de todos los equipos se obtiene la potencia total, parámetro fundamental para el dimensionamiento del inversor. Además, el consumo del sistema Lmd debe tener en cuenta que los equipos auxiliares, como la batería, el inversor y los conductores, generan pérdidas debido a que su rendimiento de conversión no es unitario. Sin embargo, esta información no siempre está disponible en las fichas técnicas de los equipos; en esos casos, el consumo o la potencia se estiman según los criterios que se describen a continuación.

- Estimación de potencia: se calcula como el consumo diario indicado en la ficha técnica dividido entre el tiempo de uso.
- Electrolizador: el consumo diario se estima a partir del consumo específico en kWh por cada kg de H_2 (indicado en la ficha técnica) y el objetivo de producción de hidrógeno del proyecto. Basta multiplicar ambos valores para obtener el consumo.
- Dispensador de H_2 : conociendo la tensión y la corriente máximas, se asume en el caso más desfavorable un factor de potencia de 0,8.

Equipo	Consumo conocido (kWh/día)	Potencia conocida (kW)	Potencia estimada (kW)	Unidades	Horas/día	Consumo Lmd,DC (kWh/día)	Consumo Lmd,AC (kWh/día)
Electrolizador	48000	-	2000	1	24	-	48,000
Auxiliares Electrolizador	-	125	125	1	24	-	3,000
Compresor	190	-	7.9	1	24	-	190
Dispensador	-	1.76	1.8	1	9	-	16
Recarga vehículos eléctrico	7000	3000	3000	1	2.33	-	7,000
Iluminación	-	300	0.3	6	14	-	25
SCADA y comunicación	-	1	1	1	24	-	24
Total			5,136			0.00	58,255

Tabla 5. Resumen de cálculos para estimación de potencia y consumos diarios para la instalación fotovoltaica.
Fuente: Elaborado por los autores.

Finalmente, se obtiene un Lmd de 63,22 kWh/día y una potencia en corriente alterna (AC) de 5,135 MW.

8.5.3 Estimación radiación y cálculo inclinación de los módulos óptima con método del mes crítico

La determinación del mes crítico y de la inclinación óptima de los paneles se realiza siguiendo los pasos descritos a continuación.

1. **Estimación de la radiación global mensual** recibida para ángulos de inclinación comprendidos entre 0° y 60°, a partir de los datos obtenidos de PVGIS.
2. **Cálculo de las horas solares pico (HSP)**, a partir de la radiación diaria media mensual G_d (KWh/m²/día), la cual se obtiene dividiendo la radiación mensual entre el número de días del mes. Este valor permite una comparación directa con el consumo medio diario L_{md}
3. **Cálculo del cociente L_{md}/G_d y determinación mes crítico**, ya que este cociente está relacionado con la potencia pico necesaria.
 - a. Por cada inclinación, se escoge el mes con mayor cociente entre consumo y radiación, ya que es imprescindible cubrir los consumos.
 - b. Se escoge el ángulo de inclinación que minimiza el cociente para no sobredimensionar el sistema.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
Mes crítico	Junio	Febrero	Noviembre	mes
inclinación óptima	60	40	60	°
G _d	5.3	4.6	4.1	kWh/m ² /día
Lmd/G _d	11993.5	13666.6	15439.6	Wp/m ²

Tabla 6. Resumen del análisis del mes crítico para las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

8.5.4 Estimación del performance ratio

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico es fundamental estimar el performance ratio (PR), ya que este relaciona la radiación solar calculada previamente con la energía entregada al sistema, a través de la eficiencia de conversión.

Se han considerado los siguientes aspectos clave:

1. **Pérdidas por temperatura:** cálculo mensual a partir de la temperatura ambiente y de la temperatura TONC del panel, bajo la hipótesis de montaje en estante abierto, con buena ventilación y baja velocidad del viento.
2. **Pérdidas por orientación e inclinación:** en función del ángulo de inclinación y del ángulo acimut respecto a la latitud de cada ubicación.
3. **Pérdidas del inversor:** según el rendimiento indicado en la ficha técnica.
4. **Otras pérdidas:** incluyen dispersión de fabricación de los módulos, sombreado, pérdidas en cables, entre otras. Para estas se han considerado rangos típicos y se adoptaron valores razonables de acuerdo con cada ubicación.

En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos para las tres ubicaciones, donde se observan diferencias principalmente en las pérdidas por orientación e inclinación y por temperatura.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PR anual PV	78%	79%	79%	%

Tabla 7. Resumen de la estimación del performance ratio para las tres ubicaciones.

Fuente: Elaborado por los autores.

8.5.5 Dimensionado generador y regulador de carga

El cálculo de la potencia pico del generador se realiza utilizando la fórmula del performance ratio (PR), que vincula la radiación G_d , el consumo L_{md} determinado para el mes crítico, y la eficiencia del sistema PR previamente calculada en detalle. A partir de las fichas técnicas de los fabricantes, se determinó el número de reguladores de carga DC/DC con MPPT, número de paneles N_T y las demás variables, respetando los siguientes criterios de funcionamiento:

- Margen de seguridad del 10-20% frente a pérdidas térmicas y para asegurar suficiente energía en la batería.
- Número paneles en serie N_S para que
 1. La tensión de funcionamiento permanezca dentro de rango de MPPT
 2. La tensión de circuito abierto no debe superar la tensión máxima admitida por el MPPT
- Configuración en serie y paralelo: El número de paneles en serie y de ramas en paralelo no debe superar:

1. La potencia nominal del regulador
2. La potencia máxima admisible
3. La corriente máxima permitida

En la tabla a continuación, el resultado detallado para la ubicación de AP4.

Parametro	Simbolo	Valor	unidad
Numero reg DC/DC con MPPT	Ninv	31	unidad
Numero paneles por regulador	Ntinv	1300	unidad
Módulos por string Ns	Ns	25	unidad
Numero ramas en paralelo por regulador	Np	52	unidad
Ramas totales	Nptot	1612	unidad
Paneles totales	NT	40300	unidad
Potencia total PV DC	PDC	18135	kWp
Potencia total regulador	PAC	15500	kW
Potencia total regulador max	PAC	19530	kW

Tabla 8. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP4.

Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parametro	Simbolo	1P AP4	2P AP4	1P TF1	1P AP7	unidad
Potencia pico DC	Pdc	18.14		20.48	22.82	MWp
Inclinacion paneles	β	60	60	40	60	°dec
Longitud configuracion, arista (L)	L	1.722	3.444	1.722	1.722	m
Distancia entre filas $d=S1+S$	d	3.45	6.91	2.71	4.13	m
Area en tierra	At	157881	158508	139816	237473	m ²

Tabla 9. Resumen potencia pico generador con equipo real, distancia entre paneles y área ocupación a tierra.

Fuente: Elaborado por los autores.

8.5.6 Orientación – distancia – montaje – ocupación a tierra de los paneles

Debido al tamaño de la instalación se ha considerado una instalación de tipo suelo con inclinación fija. Se calculó la distancia mínima entre filas para garantizar un mínimo de 4 horas de sol en el día y la hora más desfavorable, o sea al mediodía del solsticio de invierno.

Se calculó el número de estructuras necesarias para alojar los paneles, considerando un total de 180 módulos dispuestos en filas.

Al calcular el área de ocupación a tierra para las configuraciones 1P y 2P se elige la 1P ya que tiene un área reducida y el aumento de rendimiento de la 2P es despreciable.

Los resultados se incluyen en la Tabla 9 anterior.

8.5.7 Dimensionados de baterías

Se calcula la capacidad nominal de la batería teniendo en cuenta varios factores como:

1. La energía requerida para cubrir el consumo diario promedio (C_{nd}).
2. La energía requerida para satisfacer el consumo durante un número concreto de días de autonomía en condiciones de poca radiación solar (C_{ne}).
3. La profundidad de descarga máxima diaria y estacionaria respectivamente.
4. Que el número de baterías en serie cumple con la tensión del regulador elegido.
5. Que la batería tiene que trabajar en modalidad C10 así que serán necesarias más baterías para descargar la misma capacidad en 1 hora en lugar de 10 horas.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para los dos casos de 2 y 5 días de autonomía.

Parámetro	2 días		5 días		Unidad	
Cnd	79.02	96841	79.02	96841	MWh	Ah
Cnd	158.0	193681	395.1	484204	MWh	Ah
N batería redondeado	2866		7017		unidad	

Tabla 10. Cálculo capacidad nominal de la batería.
Fuente: Elaborado por los autores.

8.5.8 Dimensionado inversor

En los sistemas aislados, el inversor debe ser capaz de dar la potencia que demanda la carga en corriente alterna cuando todos los dispositivos se conectan de forma simultánea, lo que corresponde a 5,135 MW en AC. Adicionalmente, se agrega un 10-20% para cubrir sobrecargas y pérdidas por derating térmico, así que se requieren 6 inversores de 1MW cada uno.

8.5.9 Cálculo energía de salida y comparativa entre ubicaciones

Con la potencia pico de la instalación, la radiación y el PR se calcula la producción de la planta fotovoltaica y su rendimiento. Sin embargo, la energía que no es utilizada por la carga y que no puede almacenarse en las baterías cuando estas están llenas se pierde, por lo que el rendimiento total del sistema resulta inferior, tal como se muestra en la tabla siguiente. La figura a continuación resume las condiciones meteorológicas de las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PDC	18135	20475	22815	KWp
Ep	29685	34344	32410	mwh/anual
PR anual PV	78%	79%	79%	%
PR anual sistema	61%	53%	56%	%

Tabla 11. Resumen energía a la salida del sistema y otros parámetros clave para las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

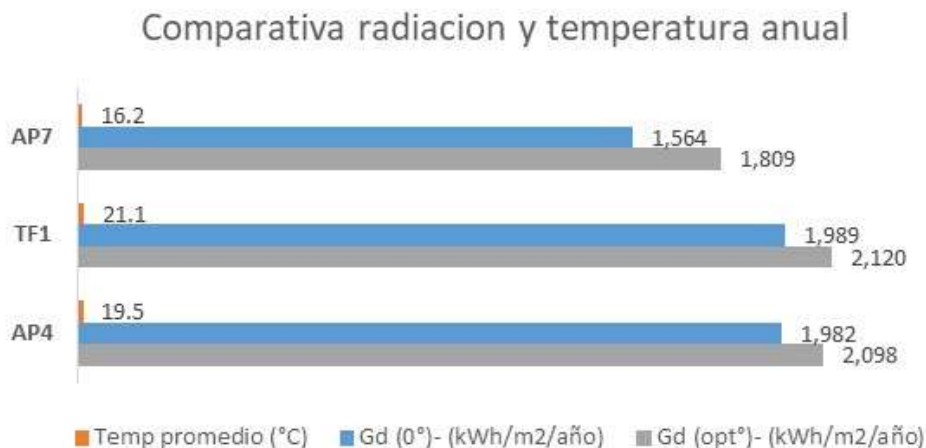


Figura 21. Comparativa radiación y temperatura anual en las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

Desde el punto de vista de la producción fotovoltaica, TF1 es la ubicación con mayor generación debido a su mayor radiación, como se observa en la ilustración anterior. Sin embargo, en un sistema conectado a la red el objetivo suele ser maximizar la producción, mientras que en un sistema aislado lo prioritario es garantizar que la energía generada cubra las necesidades del usuario durante todos los meses del año.

Por ello, la configuración más eficiente es aquella que satisface los consumos con la menor extensión posible, minimizando así los costes. Bajo este criterio, la mejor ubicación es AP-4, con un performance ratio del sistema del 61 %, como se muestra en la Tabla 11.

8.5.10 Simulación en PVSyst y comparativa entre ubicaciones

Se procede en PVSyst con la definición de un sistema autónomo, introduciendo los parámetros calculados previamente, tales como orientación, distancia entre filas, tipo de montaje de los paneles, necesidades del usuario, pérdidas del sistema, entre otros. En las imágenes siguientes se muestran los resultados de la simulación para la ubicación AP-4. En las tablas posteriores se presenta un resumen de los datos principales de la simulación, junto con la comparativa respecto a los cálculos manuales. De los resultados de la simulación destacan los siguientes puntos:

- La producción E_p y el PR de sistema están alineados con los cálculos manuales, presentando desviaciones inferiores al 1 %.
- En la configuración de baterías para 2 días de autonomía el sistema no cubre entre un 1,8 % y un 2,6 % de la demanda, dependiendo de la ubicación.
- En la configuración de baterías para 5 días de autonomía, TF1 no presenta falta de energía; en AP-7 solo falta el 0,1 %; en AP-4 falta un 0,8 % de energía. Para

alcanzar una cobertura completa en AP-4 sería necesario sobredimensionar el sistema fotovoltaico hasta 22 MWp.

- El estado de carga (SOC) de la batería es particularmente bajo en algunos días de los meses con déficit de cobertura, lo que se relaciona con desviaciones de la radiación y la temperatura respecto a la radiación diaria promedio mensual considerada en el mes crítico. En la configuración de 5 días de autonomía, la gráfica del SOC es mucho más estable.

Se observa que la cobertura del consumo depende tanto del tamaño de la batería como del dimensionamiento de la planta fotovoltaica. Aunque la configuración con 5 días de autonomía parece adecuada considerando el año típico (TMY), en la práctica podría ocurrir un año fuera de la estadística, con varios días consecutivos de lluvia, quedando el sistema sin energía. En ese caso, incluso esta capacidad de batería podría ser insuficiente y resultar antieconómica.

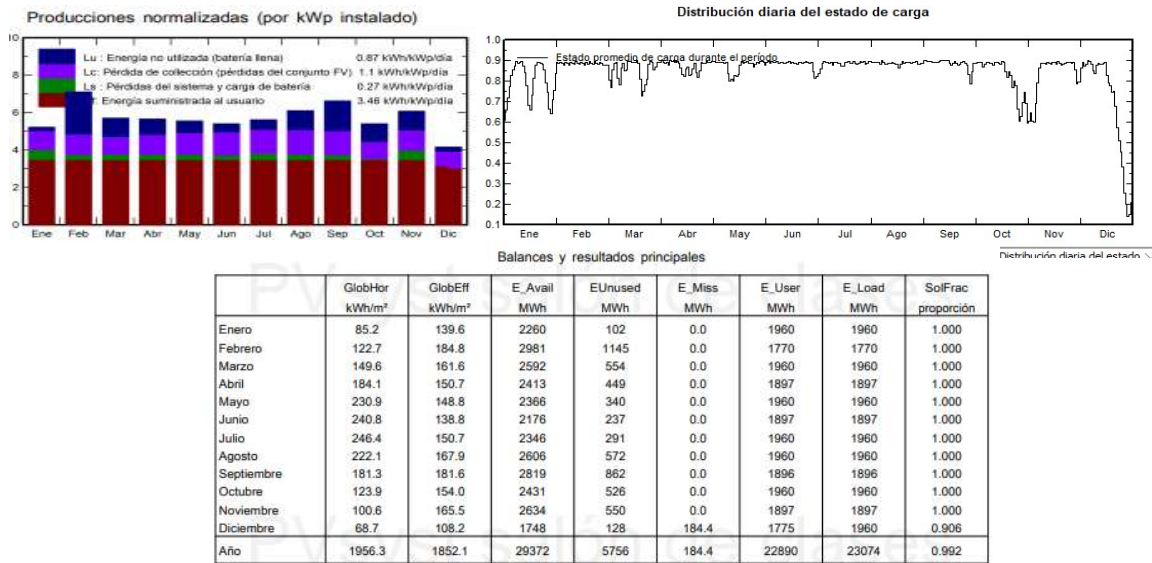


Figura 22. Resultados principales en PVSyst para 5 días de autonomía en ubicación AP4.

Fuente: Elaborado por los autores.

Parámetro	AP4			TF1			AP7			unidad
	Manual	PVsyst	Dev	Manual	PVsyst	Dev	Manual	PVsyst	Dev	
Ep	29684.8	29371.9	1.1%	34343.5	36582.3	6.1%	32409.9	32772.5	1.1%	mwh/añual
PR anual sistema	60.65%	60.60%	0.0%	53.15%	50.50%	2.7%	55.92%	55.50%	0.4%	%
Parámetro	AP4 2 días		AP4 5 días	TF1 2 días		TF1 5 días	AP7 2 días		AP475 días	unidad
Eload	23074		23074	23074		23074	23074		23074	mwh/añual
Emiss	416.18		184.383	590.027		0%	590.027		15.804	mwh/añual
Emiss	1.8%		0.8%	2.6%		0.0%	2.6%		0.1%	mwh/añual

Tabla 12. Resultados principales de la simulación y comparativa entre las tres ubicaciones.

Fuente: Elaborado por los autores.

En conclusión, la simulación confirma la validez de los cálculos manuales, con desviaciones inferiores al 1 %. Esto respalda la selección de AP-4 como la mejor ubicación, debido a su menor tamaño y a la mayor eficiencia en la cobertura de los

consumos. Finalmente, se selecciona la configuración con 2 días de autonomía, ya que la falta de energía aproximada del 2 % es aceptable para un sistema aislado y permite reducir los costes.

8.6 Evaluación económica

El propósito del análisis financiero es determinar la viabilidad económica de la estación multipropósito de abastecimiento de hidrógeno y recarga eléctrica para vehículos pesados en el sur de España (AP4- cerca de Jerez de la Frontera), alimentada por energía solar y equipada con almacenamiento BESS. En el Anexo V: Evaluación financiera, se explican detalladamente cada una de las premisas que se resumen a continuación, así como las fuentes de información y los resultados detallados.

El análisis económico-financiero se construyó a partir de una serie de supuestos clave que permiten evaluar la viabilidad del proyecto a lo largo de un horizonte de 25 años. En cuanto al CAPEX, se consideraron los costos totales de inversión para cada uno de los componentes del sistema: electrolizador PEM de 2 000 kW (incluyendo el Balance of Plant, compresión y otros componentes), sistema fotovoltaico de 18 135 kWp, baterías BESS de 158 MWh, estación de recarga BEV y los componentes del sistema de dispensado de hidrógeno. Los valores se fundamentaron en fuentes especializadas (IRENA, NREL, Hydrogen Europe, fabricantes como Cummins, Alpitronic y Cegasa, entre otros), incluyendo también los costos indirectos (ingeniería, construcción, puesta en marcha) y costos de terreno cuando aplica. Adicionalmente, se tienen en cuenta reposiciones de equipos en el horizonte de análisis como son el electrolizador, baterías y cargador de vehículos eléctricos.

En el OPEX, se incorporaron costos de operación y mantenimiento específicos por componente (€/kW/año), consumos auxiliares, seguros, tarifas de agua industrial, reposición de componentes críticos (stacks de electrólisis), así como incrementos anuales estimados de 2,5 % según recomendaciones de IRENA y literatura técnica.

Los ingresos se estimaron a partir de la venta diaria de hidrógeno comprimido (hasta 1 000 kg/día como parámetro de diseño) con un factor de capacidad definido en 80% (sujeto a análisis de sensibilidad) y la venta de electricidad para vehículos eléctricos pesados, tomando como precios base para el hidrógeno de 11,62 €/kg H₂ y 0,79 €/kWh para la recarga BEV (premisas explicadas detalladamente en el Anexo V), con escenarios alternativos para evaluar sensibilidad frente a variaciones de mercado.

En el escenario base sin ayudas ni ingresos adicionales, los resultados muestran que el proyecto no es rentable, presentando los siguientes indicadores clave:

- Tasa Interna de Retorno (TIR): 1%, por debajo del costo de capital del escenario base (6%).
- Valor Actual Neto (VAN): negativo

- Payback descontado: no se recupera la inversión durante el periodo de análisis
- CAPEX total estimado: ~34,4 millones EUR (total en el periodo de 25 años descontado por costo de capital)
- OPEX total anual estimado: ~15,2 millones EUR (total en el periodo de 25 años descontado por costo de capital)
- Ingresos: ~41,7 millones EUR (total en el periodo de 25 años descontado por costo de capital).

Estos resultados reflejan el alto costo inicial de tecnologías aún en consolidación, como el almacenamiento BESS y la producción de hidrógeno mediante electrólisis renovable, así como el impacto de una limitación en el factor de capacidad de uso del sistema de producción de hidrógeno.

Se realizó análisis de sensibilidad sobre las variables críticas para evaluar condiciones que permitirían alcanzar rentabilidad. Estas variables son:

1. Precio del hidrógeno vendido: Escenario base de 11,62 €/kg H₂
2. CAPEX: Escenario base con el 100% del CAPEX estimado
3. OPEX: Escenario base con el 100% del OPEX estimado
4. Costo de capital: Escenario base 6%
5. Tasa de variación del OPEX: Escenario base +2,5% anual
6. Factor de capacidad del electrolizador: Escenario base 80%

En la siguiente grafica se presenta el resultado del VAN (eje Y) con variaciones de -25%, -20%, -15%, -10%, -5%, +5%, +10%, +15%, +20%, +25% con respecto al escenario base en cada una de las variables antes mencionadas.

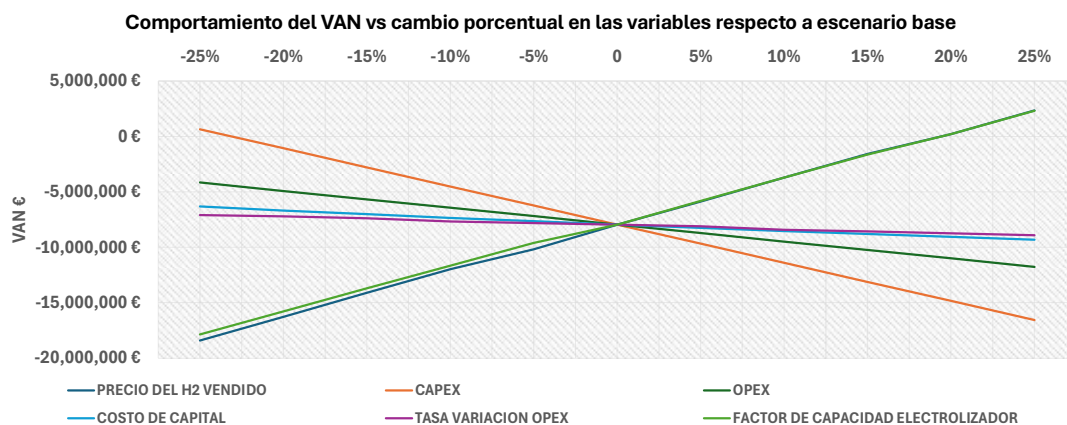


Figura 23. Comportamiento del VAN vs cambio porcentual en las variables respecto al escenario base.
Fuente: Elaborado por los autores

Del gráfico anteriores se observa que las variables con mayor influencia sobre el VAN del proyecto son:

- **Precio de venta del hidrógeno:** Es la variable más determinante. A partir de 13,9 EUR/kg, el proyecto empieza a tener VAN positivo. Un incremento del 25% en el precio de venta del hidrógeno genera un aumento sustancial en el VAN, pudiendo incluso llevarlo a valores positivos, mientras que una disminución lo empeora notablemente. Esto evidencia la alta dependencia del modelo económico de ingresos estables y suficientemente altos por la comercialización del hidrógeno.
- **Factor de capacidad del electrolizador:** Este factor refleja cuántas horas efectivas al año opera el electrolizador. Su impacto en el VAN es también muy significativo. Una mejora del 25% en este factor mejora considerablemente la rentabilidad del proyecto, mientras que una disminución la perjudica con similar magnitud. Este resultado refuerza la importancia de optimizar la operación y asegurar una alta disponibilidad de la planta.
- **CAPEX total del proyecto:** También tiene un impacto relevante y negativo. Una reducción del 25% en la inversión inicial mejora el VAN de forma sustancial, mientras que un aumento en el CAPEX lo vuelve aún más negativo. Esto resalta la necesidad de controlar los costos de inversión, buscar financiación preferencial o subvenciones para hacer viable el proyecto.

Variables con impacto moderado

- **Costo de capital:** Un aumento del costo de capital deteriora el VAN, aunque en menor medida que las variables anteriores. Esto confirma que acceder a fuentes de financiación competitivas (con tasas bajas o subvencionadas) mejora la rentabilidad del proyecto, pero no es el único factor determinante.
- **OPEX y tasa de variación del OPEX:** Estas variables tienen un impacto menor en comparación con el resto. Aunque el OPEX afecta el flujo de caja anual, su peso en el total del VAN es más limitado. Esto se debe a que los costos de operación y mantenimiento (O&M) representan una fracción relativamente menor frente al CAPEX y los ingresos por venta de hidrógeno.

En la siguiente grafica se presenta el comportamiento de la TIR (eje Y) con los mismos cambios porcentuales de las variables del escenario base.

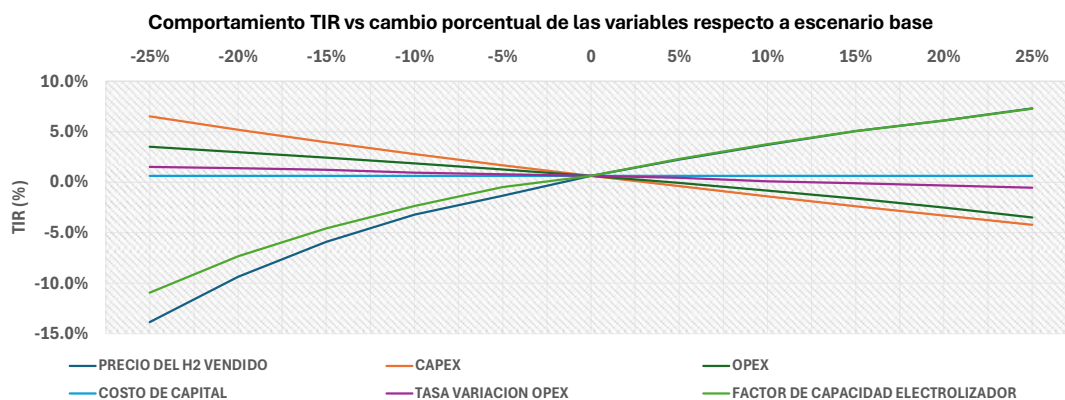


Figura 24. Comportamiento de la TIR vs cambio porcentual en las variables respecto al escenario base.
Fuente: Elaborado por los autores

El precio del hidrógeno y el factor de capacidad del electrolizador son nuevamente las variables con mayor influencia sobre la TIR. Un aumento del 25% en cualquiera de ellas eleva la TIR por encima del umbral mínimo de rentabilidad, acercándola al 8-10%. Con 14.5 EUR/kg, el proyecto alcanza una TIR > 6%, superando a la tasa de descuento utilizada. Reducciones en el CAPEX también elevan la TIR de forma significativa, evidenciando la sensibilidad del proyecto a este rubro. Por el contrario, aumentos en el costo de capital o en el OPEX reducen la TIR, aunque en menor proporción.

Adicionalmente, se realizan gráficos de tornado para ver las variaciones del VAN en términos porcentuales vs el escenario base. En el eje Y se muestra la variación porcentual de cada variable respecto al escenario base mientras que en el eje X se muestra el porcentaje de variación resultante en el VAN.

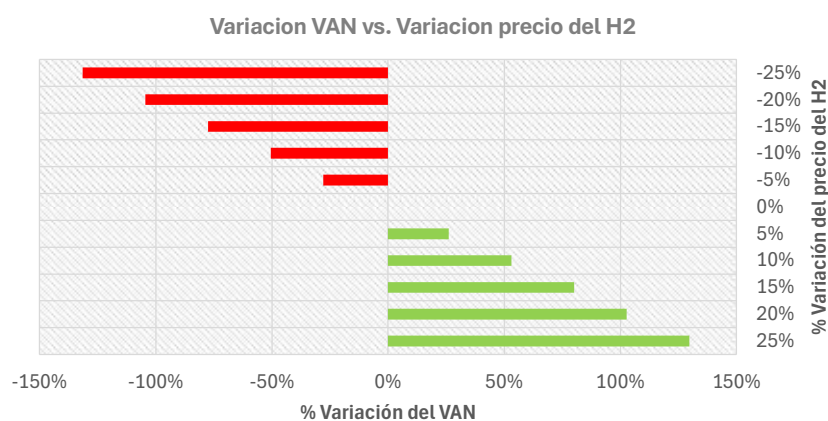


Figura 25. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del precio del hidrógeno.
Fuente: Elaborado por los autores

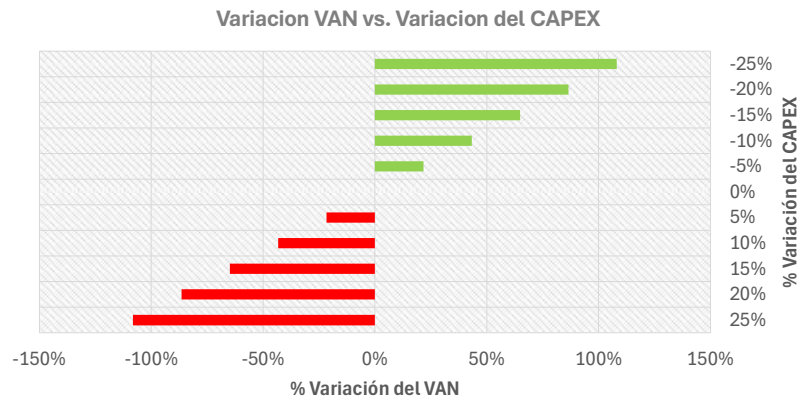


Figura 26. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del CAPEX.
Fuente: Elaborado por los autores

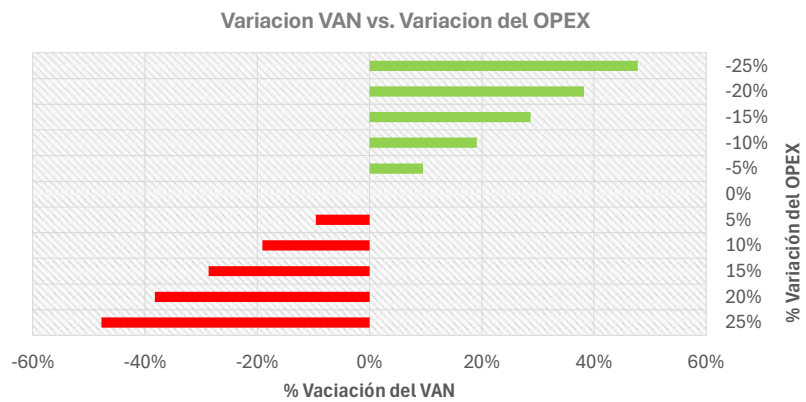


Figura 27. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del OPEX.
Fuente: Elaborado por los autores

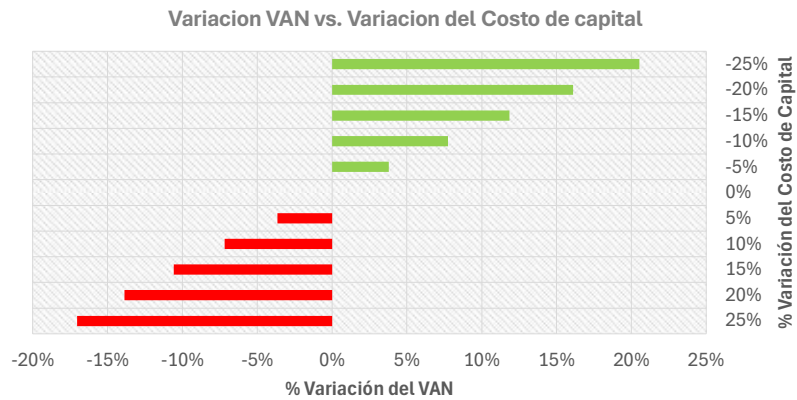


Figura 28. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del Costo de Capital.
Fuente: Elaborado por los autores

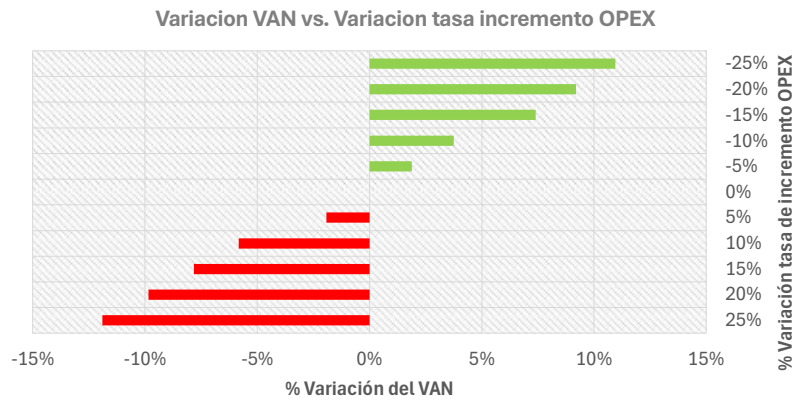


Figura 29. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del OPEX.
Fuente: Elaborado por los autores

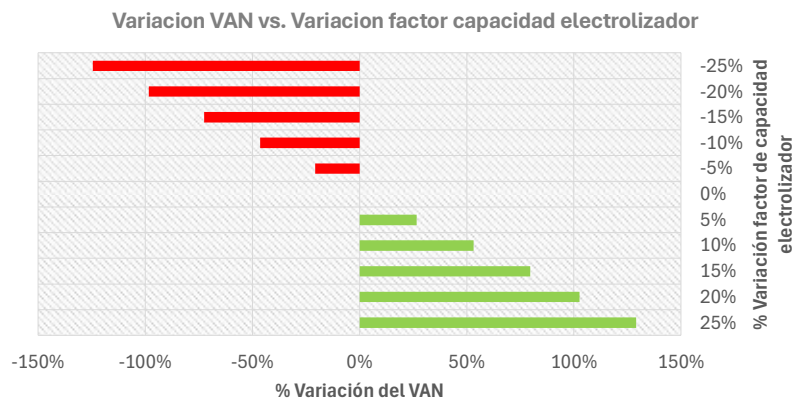


Figura 30. Diagrama de tornado: sensibilidad del VAN frente a variaciones del factor de capacidad del electrolizador.
Fuente: Elaborado por los autores

De los diagramas de tornado se puede resaltar:

Un aumento del 25 % en el precio del H_2 vendido eleva el VAN en más de 125 %. Inversamente, una reducción del 25 % en el precio del hidrógeno genera una caída del VAN superior al 100 %, llevándolo a valores aún más negativos. Este comportamiento subraya la alta elasticidad del proyecto frente al precio de venta, lo que refuerza la necesidad de contratos de suministro estables o mecanismos de apoyo público (subsidios, contratos adecuados, etc.).

Una reducción del 25 % en el CAPEX mejora el VAN en más de 120 %, mientras que un aumento del 25 % lo reduce casi en la misma proporción. Este resultado refleja que el costo inicial de inversión sigue siendo una barrera crítica para la viabilidad del proyecto, especialmente en proyectos pioneros de infraestructura como este.

El OPEX también tiene un impacto notable: una disminución del 25 % mejora el VAN en más de 50 %, mientras que un aumento en el mismo orden lo reduce en cerca del 40 %. Esto evidencia la importancia de controlar los costos operativos anuales, especialmente los asociados al mantenimiento del sistema fotovoltaico, compresores, almacenamiento y al consumo de agua.

El impacto del costo de capital, aunque menor que el CAPEX o el precio del H_2 , es significativo: una reducción del 25 % en el coste de capital mejora el VAN en ~20 %, mientras que un incremento en ese mismo orden lo deteriora en proporciones similares. Esto refuerza la relevancia de buscar esquemas de financiación con bajo coste, o con acceso a instrumentos financieros verdes (bonos sostenibles, créditos blandos, etc.).

Respecto al factor de capacidad, este tiene un impacto muy significativo en el VAN. Un aumento del 25 % en el factor de capacidad mejora el VAN en casi 130 %, mientras que una caída del 25 % lo destruye completamente (más del -120 %). Esto indica que optimizar la operación continua del electrolizador es tan relevante como el precio del H_2 , y que cualquier parada técnica o subutilización tendría consecuencias económicas graves.

Con base en lo anterior se tiene que el proyecto no es viable financieramente en el escenario base, pero se torna potencialmente viable bajo ciertas condiciones favorables, especialmente si se combinan varias de estas. Las variables más críticas son: precio del hidrógeno vendido, CAPEX total y factor de capacidad del electrolizador. Estas conclusiones reafirman la necesidad de garantizar contratos de venta de hidrógeno con precios competitivos, así como de optimizar el diseño técnico para asegurar alta disponibilidad operativa y eficiencia además de buscar subvenciones o apoyos financieros.

8.7 Evaluación ambiental de la ubicación seleccionada

La estación dual se emplazará en la autopista AP-4, en el kilómetro 82, próximo a la ciudad de Jerez de la Frontera (Cádiz). Este tramo forma parte de la conexión directa entre Sevilla y Cádiz, dos capitales de provincia con elevada actividad logística, turística y de transporte pesado. La densidad de tráfico en este eje es alta, especialmente de camiones y autobuses interurbanos, lo que convierte el emplazamiento en una ubicación estratégica para garantizar el suministro de energía renovable al transporte.

El entorno inmediato está caracterizado por usos logísticos, agrícolas e infraestructurales, sin presencia de hábitats sensibles de la Red Natura 2000 ni áreas

de especial protección cercanas, lo que reduce los riesgos de afección directa a la biodiversidad.

8.7.1 Estudio de alternativas

- a) **Alternativa de no hacer el proyecto:** En este escenario, la zona de Jerez de la Frontera (AP-4, km 82) mantendría sus condiciones actuales, sin la implantación de infraestructura de recarga eléctrica ni de repostaje de hidrógeno verde. Ello supondría la continuidad en el uso predominante de combustibles fósiles en el transporte pesado, con emisiones significativas de CO₂, NOx y partículas en suspensión. De igual forma, se perdería la oportunidad de avanzar en la descarbonización del sector, en la mejora de la calidad del aire y en la reducción de la contaminación acústica. La no ejecución del proyecto evita los impactos puntuales asociados a su construcción y operación (movimiento de tierras, consumo de agua para electrólisis, ruidos de equipos auxiliares), los cuales son en todo caso de carácter moderado y controlable. Sin embargo, este escenario conlleva la renuncia a los beneficios ambientales y estratégicos derivados de la transición hacia energías limpias.
- b) **Alternativa de hacer el proyecto.** La construcción y operación de la estación dual (BEV-FCEV) conlleva ciertos impactos ambientales localizados, tales como el movimiento de tierras en fase de obra, el consumo de agua para procesos de electrólisis (estimado en 10–15 m³/día) y la emisión de ruido derivado del funcionamiento de equipos auxiliares. Estos efectos, al ser moderados, pueden ser mitigados adecuadamente mediante la aplicación del plan de manejo ambiental previsto. En contrapartida, los beneficios netos son de gran relevancia: la sustitución de combustibles fósiles por electricidad renovable e hidrógeno verde permitirá evitar hasta 5.700 toneladas de CO₂ al año, además de reducir emisiones locales de contaminantes atmosféricos y mejorar la calidad del aire en la zona. Asimismo, el emplazamiento se convierte en un punto estratégico para la descarbonización del transporte pesado en Andalucía, contribuyendo al cumplimiento de las políticas energéticas y ambientales tanto a nivel regional como nacional.

A continuación, se desarrollan los elementos asociados a la alternativa de hacer el proyecto.

8.7.2 Identificación de impactos ambientales

Fase de construcción

- **Suelo:** movimientos de tierra localizados, compactación y sellado en zonas de plataforma y cimentación.

- **Atmósfera:** emisiones difusas de polvo y gases de combustión de maquinaria.
- **Ruido y vibraciones:** incremento temporal durante la obra, en un entorno ya condicionado por el tráfico rodado.
- **Residuos:** generación de escombros, embalajes y materiales de construcción.
- **Paisaje:** impacto visual temporal por maquinaria y acopios.

Fase de operación

- **Aire:** mejora neta por la sustitución de vehículos diésel, con reducción de emisiones de NOx, partículas y CO₂.
- **Ruido:** emisiones puntuales asociadas a compresores, chillers e inversores, mitigables con cerramientos acústicos y barreras vegetales.
- **Agua:** consumo destinado a la electrólisis (para producción de hidrógeno) y a la limpieza de módulos fotovoltaicos.
- **Residuos:** gestión de aceites, baterías, equipos eléctricos y rechazos de sistemas de tratamiento de agua.
- **Riesgos tecnológicos:** manipulación de hidrógeno a alta presión y operación de cargadores ultrarrápidos, controlados mediante normativa ATEX y planes de seguridad.
- **Paisaje:** impacto visual bajo, mitigado mediante integración cromática y pantallas vegetales.

8.7.3 Consumo de agua y posibles impactos

El impacto más relevante en recursos hídricos procede de la producción de hidrógeno mediante electrólisis:

- **Consumo teórico:** 9 L de agua por kg de H₂.
- **Consumo real (con pretratamiento y purgas):** 10–15 L/kg H₂.
- **Para la capacidad de diseño teórica (1.000 kg H₂/día):** ≈ 10–15 m³/día (3.650–5.475 m³/año).

Además:

- **Limpieza de módulos FV:** consumo adicional de 0,2–0,5 L/m² por evento, optimizable mediante técnicas de limpieza en seco o reutilización de aguas.

El impacto se considera moderado y gestionable, dado que el consumo equivale al de una pequeña instalación industrial, siempre que se garantice suministro legalizado de agua y un plan de gestión de vertidos.

8.7.4 Plan de manejo ambiental

Medidas en construcción

- Control de polvo y emisiones con riegos periódicos y maquinaria eficiente.
- Gestión diferenciada de residuos y contratación de gestores autorizados.
- Limitación de ruidos a horario diurno.
- Balizado para reducir ocupación innecesaria del suelo.

Medidas en operación

- **Ruido:** cabinas acústicas en compresores, ventilación con silenciadores y pantallas vegetales hacia la autopista.
- **Agua:** sistema de tratamiento y recirculación, monitorización de consumos (L/kg H₂) y permisos de vertido.
- **Seguridad:** aplicación de normas ISO 19880-1 para estaciones de hidrógeno, sistemas de detección de fugas y ventilación forzada.
- **Paisaje:** integración mediante barreras verdes y colores neutros en edificaciones.
- **Residuos:** plan de gestión de RAEE y cumplimiento de la normativa europea de baterías.

8.7.5 Emisiones evitadas frente a una estación convencional

Uno de los principales beneficios ambientales de la estación propuesta es la reducción de emisiones de CO₂ en comparación con una instalación equivalente basada en combustibles fósiles (gasóleo/diésel). Para cuantificar este impacto, se realiza una estimación comparativa de las emisiones generadas en condiciones de operación similares.

a. Supuestos de cálculo

BEV: según el dimensionamiento realizado en el apartado 8.2.2, la estación puede atender entre 16 vehículos/día con carga completa (450 kWh) y 22 vehículos/día con carga parcial del 70 % (315 kWh).

FCEV: el sistema de hidrógeno está dimensionado para dispensar 1.000 kg H₂/día, equivalente a la escala mínima de una hidrogenera comercial de tamaño medio (25 a 40 vehículos pesados por día).

Equivalencias energéticas:

- 1 litro de diesel contiene $\approx 10,7$ kWh de energía (*Eléctricos vs combustión*, 2020), con una eficiencia media en motores pesados del 40 % («Fuel efficiency technology in European heavy-duty vehicles», 2017) \rightarrow energía útil $\approx 4,28$ kWh/L.
- 1 kg de H_2 contiene $\approx 33,3$ kWh de energía (*Hidrógeno verde, ¿una quimera?*, 2023), con una eficiencia en pilas de combustible del 55 % (*FCH 2 JU*, 2020) \rightarrow energía útil $\approx 18,3$ kWh/kg.
- Por tanto:
 - Un vehículo BEV con 450 kWh consume lo mismo que 105 L de diésel ($450 / 4,28$).
 - Un vehículo BEV con 315 kWh (70 %) consume lo mismo que 74 L de diésel ($315 / 4,28$).
 - Un kg de H_2 equivale a 4,28 L de diésel ($18,3 / 4,28$).

Factor de emisión del diésel: 2,64 kg CO_2 /L (*IDAE*, 2025).

b. Emisiones evitadas en BEV

Escenario A (16 vehículos, carga completa):

- Diésel equivalente: $16 \times 105 \text{ L} = 1.680 \text{ L/día}$.
- Emisiones evitadas: $1.680 \text{ L} \times 2,64 \text{ kg } CO_2/\text{L} = 4.435 \text{ kg } CO_2/\text{día} \approx 1.619 \text{ t } CO_2/\text{año}$.

Escenario B (22 vehículos, carga parcial):

- Diésel equivalente: $22 \times 74 \text{ L} = 1.628 \text{ L/día}$.
- Emisiones evitadas: $1.628 \text{ L} \times 2,64 \text{ kg } CO_2/\text{L} = 4.298 \text{ kg } CO_2/\text{día} \approx 1.569 \text{ t } CO_2/\text{año}$.

c. Emisiones evitadas en FCEV

Producción de H_2 renovable en la estación: 1.000 kg/día.

- Diésel equivalente: $1.000 \text{ kg} \times 4,28 \text{ L/kg} = 4.280 \text{ L/día}$.
- Emisiones evitadas: $4.280 \text{ L} \times 2,64 \text{ kg } CO_2/\text{L} = 11.299 \text{ kg } CO_2/\text{día} \approx 4.124 \text{ t } CO_2/\text{año}$.

d. Resultados globales

Escenario A (BEV completos + FCEV 1.000 kg/día): $\approx 5.743 \text{ t } CO_2/\text{año evitadas}$.

Escenario B (BEV parciales + FCEV 1.000 kg/día): $\approx 5.693 \text{ t } CO_2/\text{año evitadas}$.

8.7.6 Vigilancia y monitoreo ambiental

Objetivo: Asegurar el cumplimiento de las medidas de manejo ambiental, verificando la eficacia de las acciones de mitigación y el control de impactos.

Indicadores para monitorear:

- Consumo de agua para electrólisis ($\text{m}^3/\text{día}$).
- Niveles de ruido de equipos auxiliares (dB).
- Calidad del aire local (NO_x , PM_{10} , $\text{PM}_{2.5}$ en zonas adyacentes).
- Emisiones de CO_2 evitadas (ton/año).
- Gestión de residuos generados en mantenimiento.

Frecuencia:

- Monitoreo trimestral durante la operación para agua, ruido y aire.
- Reporte anual consolidado de emisiones evitadas y eficiencia hídrica.

Responsables: Operador de la estación con auditorías ambientales externas cada cierto tiempo (ej. cada 2 años).

Instrumentos de control: Informes ambientales internos, inspecciones en campo y reportes periódicos a la administración competente.

8.8 Riesgos y barreras

Un proyecto de estas características conlleva una serie de riesgos y dificultades que es necesario tener en cuenta, ya que puede generar importantes repercusiones en diferentes ámbitos:

Ámbito técnico

- **Alto consumo de agua:** La producción de hidrógeno mediante electrólisis requiere grandes cantidades de agua, lo que puede afectar de manera significativa a los recursos hídricos de la zona.
- **Producción intermitente de energía:** Al ser una instalación autosuficiente, es imprescindible disponer de sistemas de almacenamiento energético que garanticen la continuidad del proceso en los momentos en que disminuya la generación eléctrica.
- **Tecnología en desarrollo:** La producción de hidrógeno es un sector todavía en evolución. Esto implica el riesgo de que los equipos queden obsoletos a corto o medio plazo, generando nuevas necesidades de inversión. Sin embargo, los

avances tecnológicos también permitirán reducir los costes de producción en el futuro.

Ámbito económico

- **Alto coste inicial:** La inversión necesaria para poner en marcha una hidrogenadora es muy elevada, lo que dificulta su viabilidad financiera. Una opción para mitigar este riesgo es recurrir a subvenciones o ayudas públicas.
- **Incertidumbre en la demanda:** La cantidad de hidrógeno que se llegará a requerir no está claramente definida, ya que las estimaciones actuales presentan un alto grado de incertidumbre. Para reducir este riesgo, se recomienda establecer acuerdos previos con empresas de transporte u otros posibles consumidores.
- **Precio elevado del hidrógeno:** Dado el coste actual de la tecnología, el precio del hidrógeno producido será inicialmente alto. Por ello, resulta fundamental implementar medidas de reducción de costes, así como aprovechar posibles apoyos financieros del Estado.

Ámbito legal

- **Normativas medioambientales:** El elevado consumo de recursos hídricos y la necesidad de grandes superficies de terreno para la instalación hacen necesario un análisis detallado de la ubicación, con el fin de minimizar los posibles impactos ambientales.
- **Normativas de seguridad:** El hidrógeno es un gas inflamable en concentraciones entre el 4% y el 75% en aire. Además, en estas instalaciones se maneja a muy alta presión para el repostaje, lo que aumenta los riesgos asociados. Por ello, es imprescindible realizar estudios exhaustivos de seguridad y salud laboral, así como diseñar sistemas que eviten fugas y reduzcan el riesgo de atmósferas explosivas (ATEX).

8.9 Recomendaciones para la replicabilidad del modelo

La replicabilidad del modelo de estación dual (BEV-FCEV) requiere atender no solo aspectos técnicos y económicos, sino también regulatorios, ambientales y sociales que condicionan su escalabilidad en diferentes contextos. A partir del análisis realizado, se sugieren las siguientes recomendaciones:

1. Optimización de costes y fuentes energéticas

- Reducir el CAPEX mediante la estandarización de diseños y la adquisición conjunta de equipos.

- Considerar la incorporación de otras fuentes renovables (eólica, biomasa o híbridos) que complementen la energía solar y mejoren la estabilidad del suministro.
- Evaluar esquemas de producción off-site de hidrógeno cuando resulte más competitivo frente a la producción in situ.

2. Aseguramiento de la demanda

- Establecer acuerdos marco con operadores logísticos, flotas de transporte público y privado que garanticen una demanda mínima de hidrógeno y electricidad.
- Integrar la infraestructura dentro de corredores de transporte prioritarios para maximizar la utilización.

3. Marco regulatorio y de seguridad

- Alinear los proyectos con la normativa ambiental y urbanística local, evitando ubicaciones en áreas sensibles.
- Incorporar estudios de seguridad y planes ATEX desde la fase de diseño, para reducir riesgos asociados al manejo de hidrógeno a alta presión.

4. Monitoreo y sostenibilidad ambiental

- Implementar sistemas de vigilancia ambiental para garantizar el uso eficiente del agua, el control de ruidos y la medición periódica de emisiones evitadas.
- Adoptar planes de economía circular que prioricen el reciclaje de componentes y la gestión adecuada de residuos.

5. Factores sociales y de gobernanza

- Involucrar a actores locales (administraciones, comunidades, empresas de transporte) en la planificación y operación, favoreciendo la aceptación social del proyecto.
- Promover esquemas de participación público-privada que faciliten el acceso a financiamiento y aceleren el despliegue de infraestructura.

La replicabilidad del modelo depende de una estrategia integral que combine solidez técnica, viabilidad económica, sostenibilidad ambiental y apoyo institucional, asegurando así la escalabilidad de este tipo de estaciones en otros puntos estratégicos de la red de transporte, en línea con las metas regionales y europeas de crecimiento de la demanda de hidrógeno para el sector de transporte.

8.10 Futuras líneas de investigación

A partir de los resultados obtenidos, se identifican diversas líneas de investigación que permitirán profundizar en el desarrollo de infraestructuras duales de suministro energético para el transporte:

1. Evolución de la demanda y escenarios dinámicos

- Modelar la penetración de vehículos BEV y FCEV en distintos horizontes (2030, 2040), considerando factores tecnológicos, económicos y regulatorios.
- Desarrollar metodologías de predicción de demanda que integren datos de movilidad, logística y políticas de transición energética. Se podría considerar la incorporación de modelos como el desarrollado por el Instituto Tecnológico de Aragón- ITA (Modelo dinámico para la caracterización de una red de distribución de hidrógeno para la movilidad en España).

2. Avances tecnológicos en recarga y almacenamiento

- Evaluar el despliegue de cargadores ultrarrápidos (MCS) y su impacto en la planificación de redes eléctricas y en el dimensionamiento de estaciones.
- Analizar la evolución de las tecnologías de electrólisis y almacenamiento de hidrógeno, comparando eficiencia, costos y seguridad.

3. Modelos económicos y de negocio

- Comparar esquemas de producción in situ frente a producción off-site de hidrógeno, incorporando costos logísticos de transporte en las zonas geográficas analizadas.
- Estudiar modelos híbridos (FV + eólico, o FV + red) que reduzcan CAPEX y mejoren la estabilidad del suministro.
- Evaluar esquemas de participación público-privada que faciliten la financiación y el despliegue de la infraestructura.

4. Aspectos ambientales y sociales

- Investigar el ciclo de vida completo (LCA) de las estaciones duales, considerando huella hídrica, energética y de materiales.
- Estudiar mecanismos de aceptación social y su influencia en la localización de estaciones.
- Analizar la incorporación de principios de economía circular en la gestión de componentes y residuos.

5. Integración con la planificación energética y territorial

- Desarrollar metodologías para seleccionar emplazamientos óptimos que maximicen el uso de renovables y minimicen impactos ambientales.
- Evaluar la interoperabilidad con corredores europeos de transporte y la armonización normativa (AFIR, RED III, directivas ATEX).

9. Discusión y conclusiones

El análisis integral del proyecto confirma que, desde el punto de vista técnico y ambiental, una estación dual basada en energía fotovoltaica para atender BEVs y FCEVs es viable y aporta beneficios sustanciales en términos de reducción de emisiones. La estimación de hasta 5.700 toneladas de CO₂ evitadas al año evidencia el impacto positivo del modelo en la transición hacia un transporte descarbonizado.

No obstante, la viabilidad económica se presenta como la principal barrera. El estudio refleja que el CAPEX elevado de la planta, especialmente del sistema fotovoltaico, de almacenamiento y del electrolizador, limita la rentabilidad bajo las condiciones actuales de mercado. Esta situación es consistente con las tendencias globales en el despliegue de hidrogeneras, donde los altos costes iniciales y la incertidumbre en la demanda ralentizan su adopción.

Acerca del sistema de hidrógeno, se desprenden conclusiones clave:

- La producción on-site de hidrógeno presenta dificultades de rentabilidad. El electrolizador representa aproximadamente el 37% del CAPEX de la hidrogenera, lo que hace imprescindible vigilar la evolución de precios de estos equipos, que tienden a reducirse con el avance del mercado.
- El dimensionamiento actual está planteado bajo la hipótesis de operación continua (24 horas) y consumo regular. Sin embargo, sería necesario analizar patrones de uso reales para optimizar el sistema. Por ejemplo, si se detecta demanda concentrada en ciertos días u horarios, podría optarse por un electrolizador de menor capacidad (más económico) combinado con un sistema de almacenamiento mayor, que permita acumular H₂ para los picos de consumo.
- El aumento de la presión de trabajo incrementa significativamente el CAPEX de la estación, especialmente por los costes de tanques y compresores. De este modo, una estación diseñada para vehículos pesados (operación a 350 bar) resultaría, en principio, más rentable que una orientada a vehículos ligeros (700 bar).

A nivel de replicabilidad, el proyecto evidencia que la viabilidad no depende únicamente de la tecnología instalada, sino también de factores exógenos:

- Economías de escala y reducción de CAPEX mediante estandarización, industrialización y maduración de tecnologías de electrólisis y almacenamiento.

- Apoyo institucional y regulatorio, incluyendo subvenciones, incentivos fiscales y políticas de fomento al hidrógeno verde.
- Aseguramiento de la demanda base a través de contratos con operadores logísticos y de transporte público, que garanticen un nivel de consumo mínimo.
- Flexibilidad tecnológica mediante esquemas híbridos (producción on-site + off-site, o combinación FV + eólica) que reduzcan costes y riesgos.
- Aceptación social y territorial, integrando estos proyectos en corredores europeos y favoreciendo el empleo local.

Conclusiones principales

1. La estación dual FV-H₂ es técnicamente viable y ambientalmente beneficiosa, con capacidad de atender hasta 22 BEVs y 25–40 FCEVs diarios.
2. La reducción de emisiones (~5.700 tCO₂/año) refuerza su alineación con los objetivos nacionales y europeos de descarbonización.
3. La principal limitación es económica: el CAPEX elevado y la incertidumbre de la demanda comprometen la rentabilidad actual.
4. El sistema de hidrógeno tiene posibilidades de análisis adicionales:
 - Vigilar la evolución de precios de electrolizadores.
 - Redimensionar los equipos según patrones reales de demanda.
5. La viabilidad futura dependerá de:
 - Reducción de costes por avances tecnológicos y escalado industrial.
 - Políticas públicas de apoyo que reduzcan riesgos para el inversionista.
 - Contratos a largo plazo con grandes consumidores de transporte pesado.
 - Flexibilidad operativa mediante esquemas híbridos de producción y almacenamiento.

En síntesis, aunque el proyecto no es rentable en las condiciones actuales, sí constituye una solución potencialmente viable y estratégica en un escenario de evolución tecnológica, reducción de costes e implementación de políticas de apoyo. La transición hacia un transporte sostenible dependerá de combinar avances técnicos con instrumentos de mercado e institucionales que reduzcan los riesgos y aumenten la certidumbre de la inversión.

10. Summary of Conclusions

The project shows that, from a technical and environmental perspective, a dual photovoltaic-based station for BEVs and FCEVs is feasible and provides significant benefits in emission reductions, with an estimated 5,700 tons of CO₂ avoided annually. However, economic viability remains the main barrier, as high CAPEX costs—particularly from the photovoltaic system, storage, and electrolyzer—limit profitability under current market conditions.

Key insights on the hydrogen system highlight that on-site production is costly, with the electrolyzer representing around 37% of its CAPEX, making price reductions essential. Furthermore, system sizing should be optimized according to real demand patterns, for instance by adjusting electrolyzer capacity and storage to match peak consumption.

Replicability of the model depends not only on technology but also on external factors such as economies of scale, regulatory and institutional support, long-term supply contracts with fleet operators, and hybrid supply schemes that combine on-site and off-site production.

In conclusion, while the project is not economically viable today, it represents a potentially strategic and viable solution in the near future, provided that technological advances, cost reductions, supportive policies, and stable demand materialize.

11. Referencias Bibliográficas

Ali Lashari, Z., Haq, B., Al-Shehri, D., Zaman, E., Al-Ahmed, A., & Lashari, N. (2024).

Recent Development of Physical Hydrogen Storage: Insights into Global Outlook and Future Applications. *Chemistry - An Asian Journal*, 19(16), 1-23.

Academic Search Ultimate. <https://doi.org/10.1002/asia.202300926>

Alonso, J. A. (2024). El hidrógeno: Un combustible para el futuro. *Revista Española de Física*, 38(3), 1-8. Academic Search Ultimate.

Apostolou, D., & Xydis, G. (2019). A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113, 109292. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109292>

Banyeras, L. J. (2013a). *Generación de energía solar fotovoltaica*. Marcombo.

Banyeras, L. J. (2013b). *Generación de energía solar fotovoltaica*. Marcombo.

Benjumea Cervera, M. del R. (2021). *Análisis de instalaciones de generación de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica*. <https://hdl.handle.net/11441/127089>

Camiones eléctricos // últimas novedades, precios y actualidad. (2025). *Movilidad Eléctrica*. <https://movilidadelectrica.com/camiones-electricos/>

Catálogo técnico Irizar i3 eléctrico by Irizar—Issuu. (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2025, de https://issuu.com/irizar-buses/docs/irizar_i3-catalogo_tecnico-es?fr=xKAE9_zU1NQ

CEGASA eBick Ultra 175 LiFePO4 battery extension 13.44 kWh. (s. f.). mg-solar-shop.com. Recuperado 10 de septiembre de 2025, de <https://www.mg-solar-shop.com/cegasa-ebick-ultra-175-lifepo4-battery-extension-13.44-kwh>

Cuellar Pérez, Y. G., Bermúdez Santaella, J. R., & Herrera Susa, D. A. (2024). Green hydrogen: A state-of-the-art review of generation technologies for the decarbonisation of the energy sector. *Ingeniería y Competitividad*, 26(3), 1-25. Academic Search Ultimate. <https://doi.org/10.25100/iyc.v26i3.14190>

¿Dónde llenar mi vehículo de hidrógeno y a qué precio? | Fundación Repsol. (2023). REPSOL. <https://openroom.fundacionrepsol.com/content/openroom/master/es/contenidos/donde-llenar-vehiculo-hidrogeno-precio.html>

Eléctricos vs combustión: Diferencias de consumo, rendimiento y coste por kilómetro. (2020, junio 2). Diario ABC. https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-electricos-combustion-diferencias-consumo-rendimiento-y-coste-kilometro-202006020150_noticia.html

FCH 2 JU. (s. f.). Recuperado 11 de septiembre de 2025, de https://www.europarl.europa.eu/cmsdata/237843/FCH_CAAR_2020.pdf

Fuel Cell Standards Committee. (2020). *Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles*. SAE International. https://doi.org/10.4271/J2719_202003

Fuel efficiency technology in European heavy-duty vehicles: Baseline and potential for the 2020–2030 timeframe. (2017). *International Council on Clean Transportation*. <https://theicct.org/publication/fuel-efficiency-technology-in-european-heavy-duty-vehicles-baseline-and-potential-for-the-2020-2030-timeframe/>

- FuelCellWorks. (2024, mayo 27). *1000 Hydrogen Refueling Stations in Operation Globally, With a Six-Fold Increase Forecast by 2030—Fuelcellsworks*.
<https://fuelcellsworks.com/news/1000-hydrogen-refueling-stations-in-operation-globally-with-a-six-fold-increase-forecast-by-2030>
- (Futura), A. D. (Energética. (2010, junio 8). ¿Cuánta energía se puede extraer de la radiación solar? *ENERGÉTICA FUTURA - BLOG del autoconsumo energético actual y del futuro*. <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar/>
- Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers. (2025, marzo 10).
<https://enjoypowers.com/30kw-100mw-energy-storage-system-design-solutions/1mw-bess-pcs-cabinet/>
- Genovese, M., & Fragiaco, P. (2023). Hydrogen refueling station: Overview of the technological status and research enhancement. *Journal of Energy Storage*, 61, 106758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>
- Gilbarco Veeder-Root. (2025). *Hydrogen Dispensing System*.
<https://www.gilbarco.com/us/products/hydrogen-dispensing-system>
- González Peña, D., García Ruiz, I., Díez Mediavilla, M., Dieste Velasco, M. I., & Alonso Tristán, C. (2021). Photovoltaic Prediction Software: Evaluation with Real Data from Northern Spain. *Applied Sciences*, 11(11), 5025.
<https://doi.org/10.3390/app11115025>
- Guerrero Pérez, R. (2024). *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*. ENAE0108. IC Editorial.
<https://elibro.net/es/ereader/universidadeuropea/277562>

H2 refuelling stations & the role of gas compression | Haskel. (2023).

<https://www.haskel.com/blog/hydrogen-refuelling-stations-and-the-role-of-gas-compression-technology/>

Hidrogena en Zaragoza. Estaciones de hidrógeno en Zaragoza | Zoilo Ríos. (2024).

<https://www.zoilorios.com/suministros-de-energias/hidrogeno-hidrogena-zaragoza>

Hidrógeno verde, ¿una quimera? | RETEMA. (2023).

<https://www.retema.es/actualidad/hidrogeno-verde-una-quimera>

Hiperbaric. (2025). Hiperbaric 1KS 50. Hiperbaric.

<https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-50/>

https://www.bydeurope.com/byd-ebus-k9ud? (s. f.). Recuperado 1 de septiembre de 2025, de https://www.bydeurope.com/byd-ebus-k9ud?

HYC400 | Alpitronic. (2025). http://www.alpitronic.it/en/hypercharger/hyc-400/

Hydrogen Fueling for Fuel Cell Bus Fleets. (s. f.). Recuperado 21 de septiembre de 2025,

<https://info.ballard.com/hubfs/Premium%20Content/Hydrogen%20Fueling%20for%20Fuel%20Cell%20Bus%20Fleets/WP-Ballard-Hydrogen-Refueling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets.pdf>

Hydrogen Fueling Whitepaper For Fuel Cell Bus Fleets in North America. (s. f.).

Recuperado 21 de septiembre de 2025, de https://info.ballard.com/hubfs/Ballard-Hydrogen-Refueling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets.pdf?hsLang=en-gb&

Hydrogen (H₂) Filling System for Bus Fleet at Fluitron. (2024, diciembre 12).

<https://fluitron.com/hydrogen-h%E2%82%82-filling-system-for-bus-fleet/>

IDAE -. (2025). <https://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones>

Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles. (2019, mayo 14).

<https://www.irena.org/Publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging>

ISO 14687:2025. (2025). ISO. <https://www.iso.org/standard/82660.html>

IVECO BUS. (s. f.).

Julián, C. S. (2016). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas.* Ediciones Paraninfo, S.A.

Kempower Mega Satellite. (2025). *Kempower.*

<https://kempower.com/es/solution/kempower-mega-satellite/>

Lapesa. (2025). *SPECIAL PRODUCTS AND NEW FUELS.*

<https://www.lapesa.es/en/special-products-and-new-fuels>

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. (2025, febrero 11). Press Release 2025 - Milestone reached: Over 1,000 hydrogen refuelling stations in operation worldwide in 2024. *H2Stations.org.* <https://www.h2stations.org/press-release-2025-milestone-reached-over-1000-hydrogen-refuelling-stations-in-operation-worldwide-in-2024/>

MAHYTEC. (2025). Compressed hydrogen storage. *MAHYTEC.*

<https://www.mahytec.com/en/compressed-hydrogen-storage/>

MAN inicia la entrega de camiones eléctricos de serie en España con Garrai como operador pionero—Camión Actualidad-Noticias de camiones y Furgonetas.

(2025). <https://www.camionactualidad.es/ultimas-noticias->

transporte/item/11106-man-inicia-la-entrega-de-camiones-electricos-de-serie-en-espana-con-garrai-como-operador-pionero?

MAN Lion's City E. (2025). https://www.man.eu/es/es/autobuses/el-man-lion_s-city/sistema-de-propulsion-electrica/man-lion_s-city-e.html?#accordion-f98eb8cce7-item-8116854d35

MAPA DE CARRETERAS. (2025). <https://mapaoficialcarreteras.transportes.gob.es/>

McKinsey. (2022). *Aprovechar el potencial del hidrógeno para el transporte de mercancías de larga distancia*. <https://www.mckinsey.com/industries/infrastructure/our-insights/unlocking-hydrogens-power-for-long-haul-freight-transport>

Morante, J. R., Tarancón, A., Guilera, J., Andreu, T., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*.

Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles. (s. f.). Recuperado 10 de septiembre de 2025, de https://h2.live/wp-content/uploads/2022/03/H2M_Overview_HDV_Refuelling_2022.pdf

Pastor, D. (2018, noviembre 13). *Alfabus Ecity L12, el autobús chino eléctrico que pretende conquistar Europa*. FCE. <https://forococheselectricos.com/2018/11/alfabus-ecity-l12-el-autobus-chino-electrico-que-pretende-conquistar-europa.html>

Pearsall, N. (2016). *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems: Modelling, Measurement and Assessment*. Woodhead Publishing.

Pereira, R., Monteiro, V., Afonso, J. L., & Teixeira, J. (2024). Hydrogen Refueling Stations: A Review of the Technology Involved from Key Energy Consumption

Processes to Related Energy Management Strategies. *Energies* (19961073), 17(19), 4906. Academic Search Ultimate. <https://doi.org/10.3390/en17194906>

Pinto, J. L. C., & Rincón, G. O. (2024). *DISEÑO DE UN SISTEMA DUAL SOLAR-HIDRÓGENO PARA ABASTECIMIENTO DE UN CENTRO DE ELECTROMOVILIDAD*.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. (2009). Recuperado 10 de septiembre de 2025, de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf

Políticas y legislación. (2025). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>

Precio De Fábrica Del Panel Solar Del Marco Negro 440w 450w De Los 440 ~ 450m De La Lr5-54hth. (2025). https://www.alibaba.com/product-detail/Longi-LR5-54HTH-440-450M-black_1600901796875.html

Red Natura 2000: Cartografía. (2025). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html

Redes de Seguimiento. (2025). <https://sig.miteco.gob.es/redes-seguimiento/>

Redwaypower. (2025, marzo 3). *¿Qué es la carga de oportunidad y cómo funciona?* *Redway Power™*. <https://es.redwaypower.com/what-is-opportunity-charging-and-how-does-it-work/>

Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una

infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, 234 OJ L (2023).

<http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj/spa>

Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE (Texto pertinente a efectos del EEE), 234 OJ L (2023). <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj/spa>

Rosa Palma, A. (2023). *Ingeniería básica de una hidrogenera en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla*.

Scania y DHL prueban la tecnología clave para el camión eléctrico. (2025, marzo 16).

Car and Driver. <https://www.caranddriver.com/es/movilidad/sostenibilidad-ecologia/a64186555/scania-dhl-camiones-electricos/>

Shell Hydrogen Study. (s. f.).

Solaris actualiza la batería eléctrica del Urbino 12 por unos buenos 600 kWh— *Electrive.es*. (2024, marzo 6).

<https://www.electrive.com/es/2024/03/06/solaris-actualiza-la-bateria-electrica-del-urbino-12-por-unos-buenos-600-kwh/>

Soluciones híbridas de almacenamiento de energía | Conectadas a la red y fuera de ella | Alta eficiencia y confiabilidad. (2025, marzo 16).

<https://enjoypowers.com/30kw-100mw-energy-storage-system-design-solutions/hybrid-energy-storage-solution/>

Unlocking hydrogen's power for long-haul freight transport | McKinsey. (2021).

<https://www.mckinsey.com/industries/infrastructure/our-insights/unlocking-hydrogens-power-for-long-haul-freight-transport>

Vítkovice Cylinders. (2025). *Hydrogen gas bundles and containers*. Vítkovice

Cylinders. <https://www.vitkovicecylinders.cz/en/products-and-services/hydrogen-storages>

Wolf, N., Tanneberger, M. A., & Höck, M. (2024). Levelized cost of hydrogen production

in Northern Africa and Europe in 2050: A Monte Carlo simulation for Germany, Norway, Spain, Algeria, Morocco, and Egypt. *International Journal of Hydrogen Energy*, 69, 184-194. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.319>

Zhou, Y., & Searle, S. (2022a). *COST OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCED ONSITE AT HYDROGEN REFUELING STATIONS IN EUROPE*.

Zhou, Y., & Searle, S. (2022b). *COST OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCED ONSITE AT HYDROGEN REFUELING STATIONS IN EUROPE*.

Zúñiga-Saiz, P., & Sánchez-Díaz, C. (2025). Design of a Hydrogen Refueling Station with hydrogen production by electrolysis, storage and dispensing for a bus fleet in the city of Valencia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 104, 651-664.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387>