COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLAN DE NEGOCIO DE MEJORA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS OFF-GRID

Autor: ALEJANDRO TECLESMAYER BERLANGA

Director: IÑIGO SANZ FERNANDEZ

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

PLAN DE NEGOCIO DE MEJORA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS OFF-GRID

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Alejandro Teclesmayer Berlanga Fecha: 18/06/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

SANZ FERNANDEZ IÑIGO - 52367115W

Firmado digitalmente por SANZ FERNANDEZ IÑIGO - 52367115W
Fecha: 2025.06.21 08:13:15 +02'00'

Fdo.: Fecha: ……/ ……/ ……

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLAN DE NEGOCIO DE MEJORA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS OFF-GRID

Autor: ALEJANDRO TECLESMAYER BERLANGA

Director: IÑIGO SANZ FERNANDEZ

Madrid

PLAN DE NEGOCIO DE MEJORA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESTACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS OFF-GRID

Autor: Teclesmayer Berlanga, Alejandro.
Director: Sanz Fernández, Iñigo.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

En un mundo que busca la transición hacia la sostenibilidad, el desarrollo de la movilidad eléctrica se presenta como un aspecto clave a tratar para garantizar que el sector del transporte logre reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuya la dependencia de los combustibles fósiles. Una de las principales barreras que enfrenta el despliegue del vehículo eléctrico es la falta de desarrollo de la infraestructura de recarga. La falta de suficientes puestos de recarga limita a los usuarios del vehículo eléctrico a la hora de realizar desplazamientos largos, además la gran mayoría de los puestos de recarga tienen potencias demasiado bajas, lo que implica que el proceso de carga sea muy largo en comparación con el repostaje de un vehículo convencional. Por otro lado, existe una limitación en el despliegue de la infraestructura de recarga en zonas rurales donde la conexión a la red eléctrica puede ser costosa o inviable. Por último, una estación de recarga que tenga conexión a la red eléctrica no puede garantizar que la energía con la que abastece a los vehículos eléctricos sea de origen renovable en todo momento.

En este contexto, este proyecto plantea el diseño técnico y económico de una estación de recarga sin conexión a la red eléctrica. El reto es el de ser capaz de operar de manera autosuficiente y además hacerlo mediante el uso de fuentes renovables. Para lograrlo se diseña un sistema que integra fuentes de generación, almacenamiento energético y tecnologías de respaldo. El objetivo es el de desarrollar una solución ajustada a las necesidades reales del consumidor, que permita resolver los problemas de la infraestructura actual y que lo haga siendo sostenible y económicamente rentable.

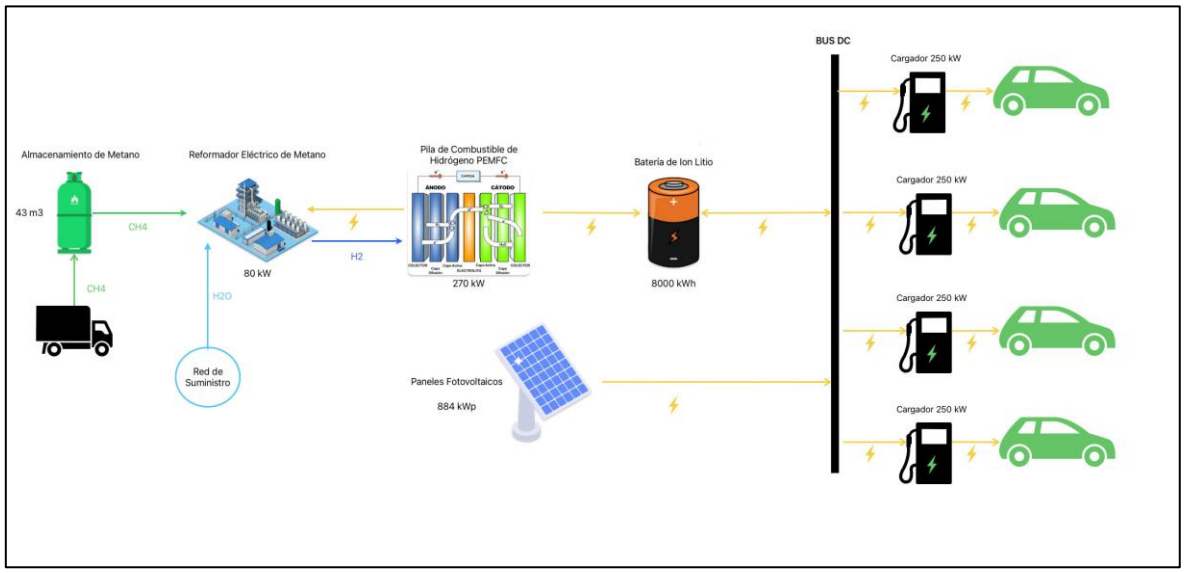
2. Definición del Proyecto

El proyecto incluye el dimensionamiento de la estación de recarga y de cada uno de los componentes de generación y almacenamiento energético, así como la simulación de

algunos sistemas. Además, establece un plan de negocio con un horizonte de 20 años que permite estudiar la rentabilidad de la estación bajo distintas casuísticas.

La estación de recarga se ubica en el municipio de El Ronquillo (Sevilla), esta localización plantea ventajas estratégicas por ser punto de paso de diversas rutas nacionales y ventajas operativas por estar ubicada en una zona geográfica que facilita la generación renovable durante todo el año. Tras un análisis de la demanda basado en datos reales de flujos de tráfico, considerando hábitos de uso del consumidor eléctrico y generando perfiles de demanda horaria según otros estudios de estaciones de recarga en autovías, se logra dimensionar el sistema de recarga para garantizar que toda la demanda anual sea cubierta sin necesidad de conexión a la red eléctrica. Además, la instalación se dimensiona con un pequeño margen de ampliación del suministro considerando el crecimiento esperado del mercado del vehículo eléctrico en los próximos años.

3. Descripción del sistema



La estación de recarga está compuesta por 4 cargadores de 250 kW cada uno, en la operación simultánea de los cargadores la máxima potencia que podrán ofrecer será de 850 kW. Esta capacidad instalada es suficiente para poder atender la demanda de la estación durante todo el año. La demanda media diaria será cercana a 4.000 kWh.

La fuente de generación principal del sistema serán los paneles fotovoltaicos, se instalará un total de 884 kWp que permitirá captar la suficiente energía como para abastecer el 95% de la demanda de la estación. No obstante, esto se puede lograr porque se combina con un

sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio con una capacidad de 8.000 kWh que garantiza poder funcionar dos días enteros sin generación fotovoltaica. Se realiza una simulación mediante la herramienta PVsyst de todo un año de generación según datos reales y permite obtener tanto la demanda que estos dos sistemas no han podido abastecer como el excedente fotovoltaico que no se ha logrado aprovechar por estar las baterías al máximo.

Una vez determinada la demanda sin abastecer, se dimensiona el sistema de respaldo. Está compuesto por una pila de hidrógeno de membrana de intercambio de protones de 270 kW, el abastecimiento de hidrógeno se realiza mediante un reformador eléctrico de biometano de 80 kW. Este tipo de reformador solo tiene demanda eléctrica, que será cubierta por la propia pila, y demanda de agua que se abastecerá desde la red de suministro. De esta manera, la pila de hidrógeno se dimensiona para que pueda satisfacer la demanda energética de la instalación y también la demanda eléctrica del reformador. Un sistema de gestión energética (EMS) coordina todos los flujos de energía del sistema, garantizando la eficiencia operativa y la seguridad en el suministro. El almacenamiento de biometano se realiza en un depósito de 43 m^3 que permite almacenar la máxima cantidad demandada mensualmente. La logística de reabastecimiento se realiza mediante un camión cisterna una vez al mes.

4. Resultados

Una vez ejecutada la simulación del sistema de paneles fotovoltaicos y batería, y calculado el sistema de respaldo, se observa el resumen de la generación energética de la instalación el primer año:

Demanda eléctrica de la estación de recarga	1389,9 MWh
Energía suministrada a la estación por sistema FV + Baterías	1331,7 MWh
Energía suministrada a la estación por pila de hidrógeno	58,2 MWh
Energía excedente no aprovechada del sistema FV + Baterías	197,3 MWh
Energía excedente no aprovechada de la pila de hidrógeno	247,8 MWh

No obstante, se asume que, aunque se genera la suficiente energía para abastecer la demanda en su totalidad (1389,9 MWh), existen pérdidas en la entrega de la electricidad mediante los

cargadores, por lo que la electricidad vendida será de 1362,1 MWh. Como se observa en la tabla superior, el sistema tiene un margen ampliación por excedente no aprovechado, el excedente de la pila de hidrógeno tiene ya descontada la potencial demanda del reformador por lo que el número mostrado es la demanda de la estación que se podría abastecer adicionalmente mediante la pila. El excedente energético será considerado en los siguientes años del proyecto donde se pronostica un aumento en la demanda de la estación de recarga.

Para el desarrollo del plan de negocio se ha realizado un presupuesto en detalle con todos los conceptos de inversión y también se han considerado costes operativos fijos y variables. En cuanto a los ingresos, se ha considerado como única fuente de ingresos la venta de electricidad a los usuarios. Además, se han tenido en cuenta la depreciación de los componentes de la instalación y la inversión necesaria para la reposición de aquellos cuya vida útil es inferior a la duración del proyecto. Por otro lado, se ha construido un fondo de maniobra que contempla la diferencia entre los activos y pasivos corrientes operativos del proyecto y su variación en cada año. El resumen de las principales partidas del primer año se muestra a continuación:

Inversión inicial	Costes fijos de la instalación	Costes variables de la instalación	Ingresos de la instalación
7.346.537,30 €	117.748,73 €	13.679,50 €	880.882,22 €

A la hora de analizar la rentabilidad de la instalación se ha considerado que durante los siguientes años del proyecto una inflación del 3% afecta tanto a los costes, como al precio de venta, además se plantea un incremento en la demanda que la estación solo podrá cubrir con el excedente energético no aprovechado (no se instala mayor capacidad). Por último, se analiza la rentabilidad del proyecto con y sin financiación mediante deuda. Se contempla una financiación del 60% de la inversión necesaria en cada año del proyecto con intereses del 4,8%. En los años 7 y 14 se realiza una reposición de la pila de combustible y en el año 10 del sistema de baterías. La rentabilidad de la instalación se ha analizado mediante los siguientes indicadores:

Valor actual neto del proyecto (VAN)	501.557,84 €

Tasa interna de retorno del proyecto (TIR)	7,5%
Valor actual neto del proyecto apalancado	1.328.836,05 €
Tasa interna de retorno del proyecto apalancado	19,9%
Coste medio nivelado de la energía (LCOE)	0,61 €/kWh
Coste medio nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH)	2,44 €/ kg H2

Se observa que la rentabilidad del proyecto sin apalancamiento es prácticamente la misma que la tasa de retorno esperado (WACC= 6,7%), y por tanto el proyecto recupera la inversión y genera moderados beneficios adicionales. En el caso de financiación mediante deuda el proyecto muestra una rentabilidad atractiva. El coste medio nivelado de la energía permite entender que el precio de venta de la electricidad tiene un margen prácticamente nulo con respecto al coste de la producción y por ello, la rentabilidad es tan baja. Aunque se podría haber escogido un precio de venta mayor, se ha optado por utilizar el estándar del mercado para cargadores de 250 kW (0,61 €/kWh) siguiendo con el compromiso del proyecto de ajustarse a la realidad. En el aspecto de la producción de hidrógeno, el coste nivelado se ajusta a los precios de referencia para procesos de reformado eléctrico de biometano y en este caso el coste es inferior al precio equivalente de venta de cada kilogramo de hidrógeno producido en forma de electricidad.

En los análisis de sensibilidad realizados se llega a la conclusión que la instalación se comporta de manera robusta ante cambios en el precio de compra del biometano. Sin embargo, tiene una mayor sensibilidad al precio de venta de la electricidad, siendo posible lograr una rentabilidad cercana al 10% con un precio de venta de 0,70 €/kWh.

5. Conclusiones

La conclusión del proyecto es que se ha logrado desarrollar una instalación que cumple en gran medida con los objetivos marcados: autosuficiencia energética, recarga rápida, fuentes renovables y viabilidad económica.

En cuanto a la parte técnica del proyecto, la instalación satisface la mayor parte de la demanda energética y el dimensionado de los componentes está dentro de valores

razonables, no obstante, la instalación requiere de una gran capacidad energética y por tanto es necesario disponer de espacio suficiente para alojar todos los sistemas y que no suponga un peligro para el usuario.

El análisis del plan de negocio del proyecto muestra que es necesario un horizonte de 20 años para recuperar la inversión realizada, mientras que el apalancamiento en deuda acorta el proceso de retorno. Se obtiene un proyecto económicamente viable e interesante para un inversor que esté dispuesto a ofrecer un precio de venta de electricidad ligeramente superior al precio de mercado, se debe puntualizar que la estación ofrece un valor añadido al consumidor al garantizar suministro ininterrumpido de electricidad ante cualquier circunstancia, por el motivo de ser una instalación autosuficiente.

En resumen, el proyecto buscaba componer una instalación de recarga autosuficiente que integrara distintas fuentes de generación renovable, dicha solución es factible en aspectos técnicos y económicos y presenta un margen de mejora que permitiría obtener una estación más eficiente energéticamente y más rentable.

6. Referencias

(Martin, Zamora, Martin, Aperribay, & Eguia)

(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)

(Barrio & Olivera, 2023)

Imágenes del esquema obtenidas en:

(Freepik, s.f.)

(Flaticon, s.f.)

(Grasys, s.f.)

(Vecteezy, s.f.)

BUSINESS PLAN FOR ENERGY EFFICIENCY IMPROVEMENT OF AN OFF-GRID ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATION

Author: Teclesmayer Berlanga, Alejandro.
Supervisor: Sanz Fernández, Iñigo.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

1. Introduction

In a world striving for a transition toward sustainability, the development of electric mobility emerges as a key aspect to ensure that the transportation sector reduces greenhouse gas emissions and decreases dependence on fossil fuels. One of the main barriers to the deployment of electric vehicles is the lack of charging infrastructure development. The insufficient number of charging stations limits electric vehicle users when undertaking long-distance travel. Moreover, most charging stations have very low power output, which results in long charging times compared to refueling a conventional vehicle. On the other hand, there is a limitation in deploying charging infrastructure in rural areas, where connection to the power grid can be costly or unfeasible. Finally, a charging station connected to the power grid cannot guarantee that the electricity supplied to electric vehicles always comes from renewable sources.

In this context, this project proposes the technical and economic design of an off grid charging station. The challenge is to be capable of operating self-sufficiently and doing so using renewable energy sources. To achieve this, a system is designed that integrates generation sources, energy storage, and backup technologies. The goal is to develop a solution tailored to the real needs of the consumer, one that addresses the problems of the current infrastructure while being both sustainable and economically viable.

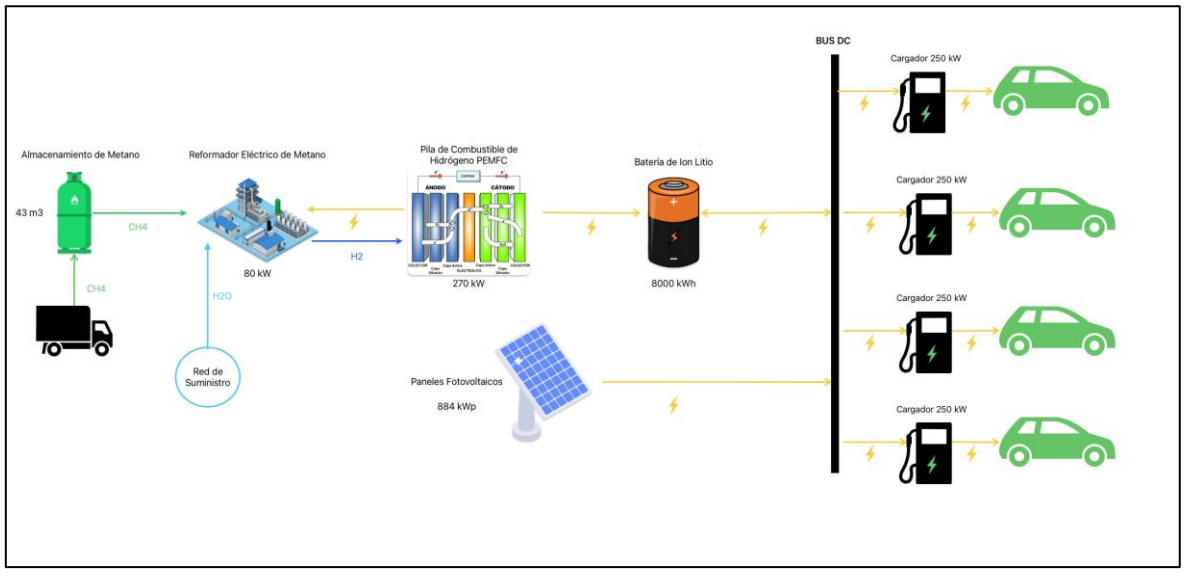
2. Project Definition

The project includes the sizing of the charging station and each of the generation and energy storage components, as well as the simulation of certain systems. In addition, a 20-year business plan is established to assess the station's profitability under various scenarios.

The charging station is in the municipality of El Ronquillo (Seville), a location that offers strategic advantages as a waypoint on several national routes and operational benefits due to

its geographic conditions, which facilitate renewable generation throughout the year. After conducting a demand analysis based on real traffic flow data, considering electric consumer usage habits and generating hourly demand profiles from other studies of highway charging stations, the charging system is sized to ensure that the entire annual demand can be met without the need for a grid connection. Furthermore, the facility is sized with a small margin for supply expansion, considering the expected growth of the electric vehicle market in the coming years.

3. System Description



The charging station is composed of four 250 kW chargers. When operating simultaneously, the maximum power they can deliver is 850 kW. This installed capacity is sufficient to meet the station's demand throughout the year. The average daily demand will be approximately 4,000 kWh.

The main energy generation source for the system will be photovoltaic panels. A total of 884 kWp will be installed, allowing the capture of enough energy to supply 95% of the station's demand. This is made possible by combining the system with a lithium-ion battery storage system with a capacity of 8,000 kWh, which ensures operation for two full days without photovoltaic generation. A simulation using the PVsyst tool is carried out for an entire year of generation based on real data. This allows for the calculation of both the unmet demand that these two systems cannot supply and the excess photovoltaic energy that cannot be utilized when the batteries are full.

Once the unmet demand is determined, the backup system is sized. It consists of a 270-kW proton exchange membrane (PEM) hydrogen fuel cell. The hydrogen supply is provided by an 80-kW electric biogas reformer. This type of reformer only requires electricity, which will be supplied by the fuel cell itself, and water, which will be drawn from the main water supply. In this way, the hydrogen fuel cell is sized to meet both the energy demand of the station and the electrical demand of the reformer. An energy management system (EMS) coordinates all energy flows within the system, ensuring operational efficiency and a secure power supply. Biogas is stored in a 43 m^3 tank, capable of holding the maximum monthly demand. The resupply logistics involve a tanker truck delivery once a month.

4. Results

After running the simulation of the photovoltaic panel and battery system, and calculating the backup system, the summary of the station's energy generation in the first year is as follows:

Electrical demand of the charging station	1389,9 MWh
Energy supplied to the station by the PV + Battery system	1331,7 MWh
Energy supplied to the station by the hydrogen fuel cell	58,2 MWh
Surplus energy not utilized from the PV + Battery system	197,3 MWh
Surplus energy not utilized from the hydrogen fuel cell	247,8 MWh

However, it is assumed that although enough energy is generated to fully meet the demand (1,389.9 MWh), there are losses in the delivery of electricity through the chargers, so the electricity sold will be 1,362.1 MWh. As shown in the table above, the system has a margin for expansion through unused surplus. The surplus from the hydrogen fuel cell has already accounted for the potential demand of the reformer, so the number shown represents the additional station demand that could be supplied by the fuel cell. This surplus energy will be considered in the following years of the project, where an increase in the charging station's demand is forecasted.

For the development of the business plan, a detailed budget has been created, including all investment items, and both fixed and variable operating costs have been considered. Regarding revenue, the only source considered is the sale of electricity to users. Additionally, the depreciation of the system components and the required reinvestment for those with a lifespan shorter than the project duration have been considered. Furthermore, a working capital fund has been established, which accounts for the difference between current operational assets and liabilities of the project, as well as their annual variation. The summary of the main items for the first year is shown below:

Initial investment	Fixed costs of the installation	Variable costs of the installation	Revenues from the installation
7.346.537,30 €	117.748,73 €	13.679,50 €	880.882,22 €

When analyzing the profitability of the installation, it has been assumed that during the following years of the project, a 3% inflation rate will affect both costs and the selling price. Additionally, an increase in demand is anticipated, which the station will only be able to meet using the previously unutilized energy surplus (no additional capacity will be installed). Finally, the project's profitability is analyzed both with and without debt financing. A financing scheme covering 60% of the required investment each year of the project is considered, with an interest rate of 4.8%. The fuel cell will be replaced in years 7 and 14, and the battery system in year 10. The profitability of the installation has been analyzed using the following indicators:

Net Present Value of the project (NPV)	501.557,84 €
Internal Rate of Return of the project (IRR)	7,5%
Leveraged Net Present Value of the project	1.328.836,05 €
Leveraged Internal Rate of Return of the project	19,9%
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,61 €/kWh
Levelized Cost of Hydrogen Production (LCOH)	2,44 €/ kg H2

It can be observed that the profitability of the project without leverage is almost equal to the expected rate of return (WACC = 6.7%), and therefore, the project recovers the investment and generates moderate additional profits. In the case of financing through debt, the project shows attractive profitability. The levelized cost of energy indicates that the electricity selling price has virtually no margin compared to the production cost, which is why the profitability is so low. Although a higher selling price could have been chosen, the market standard for 250 kW chargers (€0.61/kWh) has been used, in line with the project's commitment to real-world conditions.

Regarding hydrogen production, the levelized cost aligns with reference prices for electric reforming of biomethane. In this case, the cost is lower than the equivalent selling price of each kilogram of hydrogen when converted into electricity.

From the sensitivity analyses conducted, it is concluded that the installation behaves robustly in response to changes in the purchase price of biomethane. However, it is more sensitive to the electricity selling price, with the potential to achieve a return close to 10% if the selling price reaches €0.70/kWh.

5. Conclusions

The conclusion of the project is that it has successfully developed an installation that largely meets the established objectives: energy self-sufficiency, fast charging, use of renewable sources, and economic viability.

From a technical standpoint, the installation satisfies most of the energy demand, and the sizing of the components falls within reasonable values. However, the system requires a large energy capacity, and therefore, enough space must be available to accommodate all systems safely and without posing a risk to users.

The business plan analysis shows that a 20-year horizon is necessary to recover the investment, while leveraging with debt shortens the payback period. The result is an economically viable project that is attractive to investors willing to set a slightly higher electricity selling price than the market rate. It should be noted that the station provides added value to the consumer by guaranteeing uninterrupted electricity supply under any circumstance, due to its self-sufficient design.

In summary, the project aimed to create a self-sufficient charging station integrating various renewable energy sources. This solution is technically and economically feasible and offers room for improvement to develop an even more energy-efficient and profitable station.

6. References

(Martin, Zamora, Martin, Aperribay, & Eguia)

(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)

(Barrio & Olivera, 2023)

Images of the diagram obtained from:

(Freepik, s.f.)

(Flaticon, s.f.)

(Grasys, s.f.)

(Vecteezy, s.f.)

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción *7*

1.1 Contextualización del Problema 7

1.2 Motivación del proyecto 9

1.3 Objetivos generales y específicos 12

Capítulo 2. Estado de la Cuestión ***16***

2.1 Infraestructura de Recarga para Vehículos Eléctricos 16

2.1.1 Evolución y situación actual en España *16*

2.1.2 Tipos de cargadores *19*

2.2 Sistemas off-grid para estaciones de recarga 22

2.3 Energía Fotovoltaica 27

2.4 Almacenamiento energético con baterías 33

2.5 Pilas de combustible de hidrógeno 42

2.6 Producción y logística del hidrógeno 46

Capítulo 3. Metodología ***50***

3.1 Justificación 50

3.2 Metodología de diseño y simulación 50

3.2.1 Estudio de la demanda *51*

3.2.2 Dimensionamiento de los cargadores *57*

3.2.3 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento *59*

3.2.4 Dimensionamiento de la pila de combustible y del reformador de biometano *62*

3.3 Estimación económica y análisis financiero 65

3.3.1 Costes *65*

3.3.2 Ingresos *68*

3.3.3 Análisis financiero *68*

Capítulo 4. Análisis de Resultados ***76***

4.1 Simulación del sistema fotovoltaico y almacenamiento con PVsyst 76

4.2 Cálculo del sistema de respaldo 79

4.3 Evolución del sistema ante el aumento en la demanda 83

4.4 Plan de negocio 86

4.4.1 Resultados del caso base *86*

4.4.2 Análisis de sensibilidad *97*

Capítulo 5. Conclusiones y Trabajos Futuros ***102***

Capítulo 6. Bibliografía ***108***

ANEXO ODS ***111***

ANEXO SIMULACIÓN PVSYST ***112***

Índice de figuras

Ilustración 1 Comparativa regional e internacional de los indicadores generales de electromovilidad 8

Ilustración 2 Ubicación de El Ronquillo 10

Ilustración 3 Mapa de infraestructura de recarga ultrarrápida en Suroeste de España..... 11

Ilustración 4 Detalle de los objetivos de vehículos eléctricos y puntos de recarga en España ……...17

Ilustración 5 Escenario de evolución de la inversión en infraestructura de recarga..... 19

Ilustración 6 Componentes en estación de recarga híbrida 22

Ilustración 7 Sistemas off-grid con corriente alterna..... 23

Ilustración 8 Sistemas off-grid con corriente continua..... 24

Ilustración 9 Sistemas off grid con sistema mixto de corriente alterna y continua 25

Ilustración 10 Estructura de una célula solar..... 28

Ilustración 12 Curva I-V de una célula solar..... 30

Ilustración 13 Perfil del horizonte en El Ronquillo (Sevilla) 32

Ilustración 14 Tipos de baterías plomo-ácido..... 35

Ilustración 15 Características de las baterías LFP 36

Ilustración 17 Baterías RFB 38

Ilustración 18 Comparación de los distintos sistemas de almacenamiento energético 39

Ilustración 19 Componentes de una pila de hidrógeno..... 42

Ilustración 20 Proceso de un reformador eléctrico de metano 48

Ilustración 21 Ubicación de la estación de recarga 51

Ilustración 22 Reparto de demanda diaria en fines de semana..... 55

Ilustración 23 Reparto de demanda diaria en días laborables 55

Ilustración 24 Demanda energética total diaria para todos los meses del año 56

Ilustración 25 Crecimiento de la Demanda de Recarga Estimado 57

Ilustración 26 Gráfica de Demanda Media y Máxima Anual por horas..... 58

Ilustración 29 Sensibilidad de la Rentabilidad al Precio de Compra del Biometano 97

Ilustración 30 Sensibilidad del VAN al Precio de Compra del Biometano..... 98

Ilustración 31 Sensibilidad del LCOE al Precio de Compra del Biometano..... 99

Ilustración 32 Sensibilidad del LCOH al Precio de Compra del Biometano 99

Ilustración 33 Sensibilidad de la Rentabilidad al Precio de Venta de Electricidad..... 100

Ilustración 34 Sensibilidad del VAN al Precio de Venta de Electricidad 101

Índice de tablas

Tabla 1 Puntos urbanos 2020 por potencia 18
Tabla 2 Tipología de Puntos de Recarga 20
Tabla 3 Tipos de pilas de combustible 44
Tabla 4 Estimación del flujo de tráfico en la estación de recarga 53
Tabla 5 Flujo de vehículos eléctricos en la estación de recarga 54
Tabla 6 Resumen conceptos de inversión en la instalación 66
Tabla 7 Resumen conceptos de costes fijos de la instalación 67
Tabla 8 Resumen conceptos de costes variables de la instalación 67
Tabla 9 Resumen conceptos de ingresos de la instalación 68
Tabla 10 Resumen de la vida útil de los elementos de la instalación 69
Tabla 11 Resumen de conceptos de fondo de maniobra neto 70
Tabla 12 Resumen de conceptos de financiación apalancada 71
Tabla 13 Resumen de la simulación del sistema de respaldo 81
Tabla 14 Resumen de resultados del cálculo del sistema de respaldo 82
Tabla 15 Margen de ampliación de suministro del sistema 84
Tabla 16 Resumen de la evolución del sistema ante el crecimiento en la demanda 85
Tabla 17 Resumen CAPEX 87
Tabla 18 Resumen Costes Fijos 87
Tabla 19 Resumen Costes Variables 88
Tabla 20 Resumen Depreciación 89
Tabla 21 Resumen Fondo de Maniobra 90
Tabla 22 Resumen de Flujo de Caja Libre del Proyecto 92
Tabla 23 Resumen Rentabilidad del Proyecto 92
Tabla 24 Resumen de Flujo de Caja de la Deuda 94
Tabla 25 Resumen de Flujo de Caja Apalancado del Proyecto 95
Tabla 26 Resumen Rentabilidad del Proyecto Apalancado 95

Tabla 27 Resumen de costes de la energía y del hidrógeno 96

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

Este proyecto surge de la necesidad de proporcionar soluciones a los retos que presenta la movilidad sostenible. Existen tres desafíos en los que se centra el proyecto:

- Dependencia de la red eléctrica en instalaciones de recarga: la gran mayoría de los cargadores de alta potencia están conectados a la red eléctrica, supone un aspecto positivo ya que garantiza el suministro ininterrumpido de electricidad durante la carga, sin embargo, tiene desventajas como la variabilidad del precio a lo largo del día y la necesidad de tener un punto de acceso a la red cercano. Este último aspecto condiciona la elección de la ubicación para la estación de recarga. (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

- Falta de infraestructura de recarga en ubicaciones remotas: una de las principales barreras para la irrupción en el parque automovilístico del vehículo eléctrico es la baja disponibilidad de estaciones de recarga, lo que genera desconfianza en el producto especialmente en trayectos largos (Saldarini, Miraftabzadeh, Brenna, & Longo) . Se debe encontrar un modelo rentable para la estación de recarga rápida, estas estaciones son las que permitirán que el consumidor tenga confianza en el vehículo eléctrico para realizar viajes largos y es necesario que aumente el número, de manera que las distancias entre las estaciones sean lo suficientemente cortas y permitan al conductor reducir su preocupación con respecto a la autonomía del vehículo, sabiendo que siempre habrá una estación cercana.

- Necesidad de infraestructura de recarga rápida: el proyecto se enfrenta a otro desafío que es el de los tiempos de recarga, se debe ofrecer una potencia de carga elevada para

poder disminuir el periodo de recarga. Esto incluye los momentos de alta demanda, donde puede que la instalación esté plenamente ocupada y el desafío es que ello no afecte a las potencias de carga y los consumidores puedan continuar su trayecto lo antes posible sin verse afectados por ello. En España existen más de 20.000 puntos de recarga de uso público, sin embargo, el 79% de estos puntos de recarga tienen una potencia menor de 22 kW y solo el 4 % supera los 150 kW. (Barrio & Olivera, 2023). España está situada en la cola de Europa en cuanto a penetración del vehículo eléctrica e infraestructura de recarga:

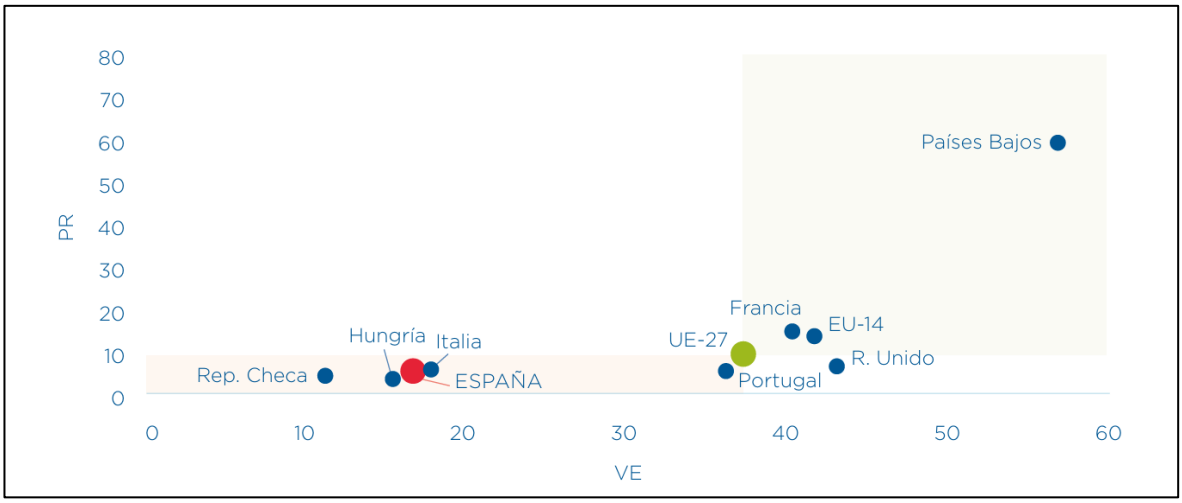


Ilustración 1 Comparativa regional e internacional de los indicadores generales de electromovilidad

Fuente: (Barrio & Olivera, 2023)

España es un país en el que la mayor parte de la infraestructura de recarga está concentrada alrededor de núcleos urbanos, es necesario el desarrollo de la red de recarga de cargadores de alta potencia en zonas alejadas para poder garantizar la viabilidad de los largos viajes en vehículos eléctricos. Este motivo impulsa que el proyecto busque encontrar una solución sin conexión a la red eléctrica, de esta manera se puede garantizar que el modelo es replicable en cualquier ubicación con condiciones climáticas similares.

Por último, el proyecto busca cumplir todo lo mencionado previamente desde un punto de vista sostenible, el vehículo eléctrico es una alternativa que buscar reducir las emisiones a nivel global, ya que las emisiones de dióxido de carbono del sector del transporte suponen

un 21% de las emisiones totales y los automóviles privados suponen un 60,7% de total de emisiones del sector transporte en Europa (Saldarini, Miraftabzadeh, Brenna, & Longo). Por tanto, uno de los principales desafíos de este proyecto es conseguir una instalación sostenible.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto busca definir una solución que permita dar respuesta a los desafíos planteados en el apartado anterior. Esta solución se basa en el diseño de una instalación de recarga ultrarrápida (cargadores con potencia superior a 150 kW) que permita abastecer la demanda de vehículos eléctricos sin necesidad de conexión a la red eléctrica, mediante producción de energía renovable y almacenamiento en baterías. La producción renovable estará formada por energía fotovoltaica como fuente principal añadiendo una pila de combustible de hidrógeno como fuente complementaria para absorber picos de demanda y garantizar el suministro en días de baja producción solar.

La ubicación seleccionada para el desarrollo del proyecto es un municipio de la provincia de Sevilla llamado El Ronquillo. Los motivos que impulsan la elección de este emplazamiento son los siguientes:

- Emplazamiento Estratégico: la estación de recarga que se diseña en este proyecto tiene como objetivo demostrar la viabilidad de la solución escogida en un caso de uso real. Para ello es fundamental encontrar una localización que tenga una demanda de recarga de vehículos eléctricos elevada. El Ronquillo se encuentra en una ruta con un flujo de tráfico elevado (Ruta Mérida-Sevilla, Carretera A-66), principalmente porque es un tramo en el que se une el flujo de vehículos que van de Madrid al suroeste de la Península Ibérica o viceversa (Autovía A5), junto con el flujo de vehículos que va del Noroeste al Suroeste de la Península o viceversa (Autovía A-66):

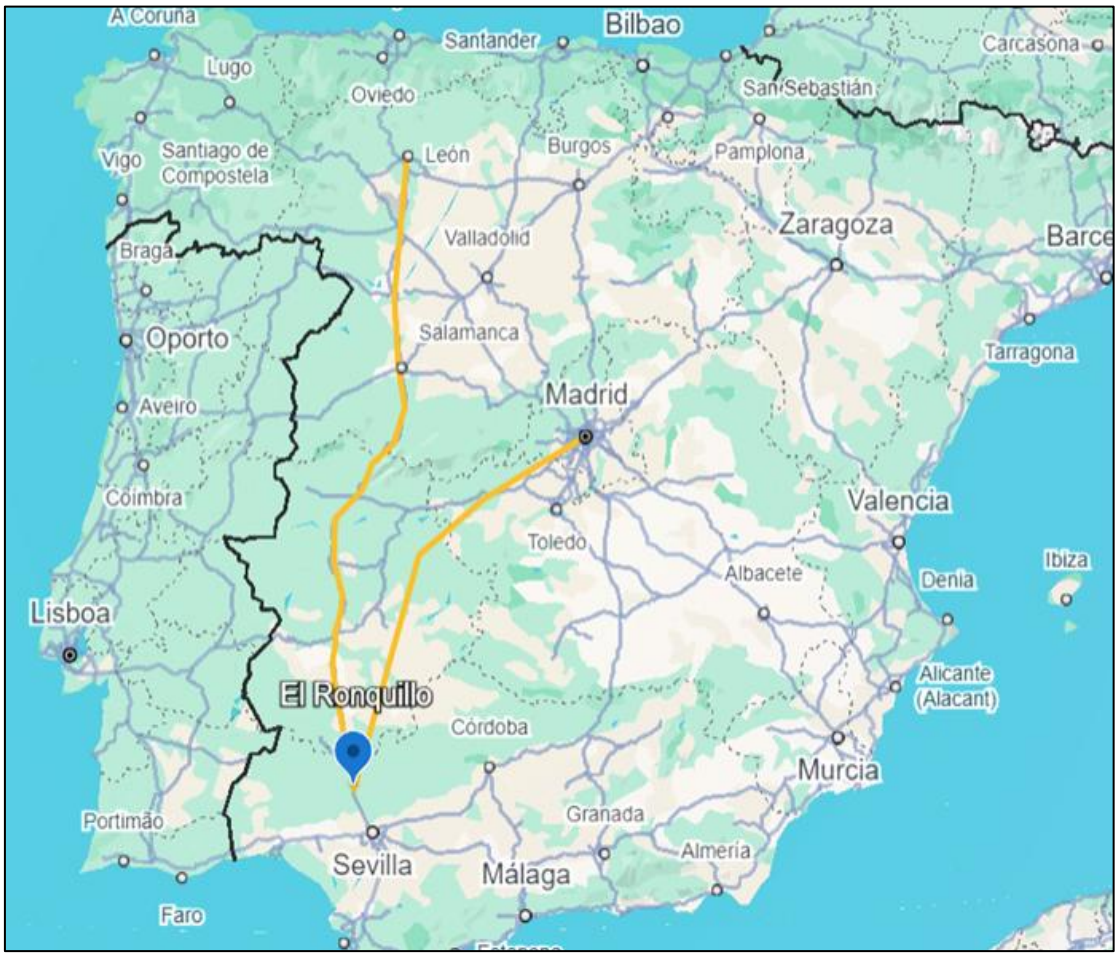


Ilustración 2 Ubicación de El Ronquillo

Fuente: (Google Maps, s.f.)

Además, se ubica en un espacio que presenta una carencia de estaciones de recarga ultrarrápida. Esto permite acceder a un mayor volumen de demanda de vehículos eléctricos a la vez que plantea una solución a la escasez de infraestructura de recarga España:

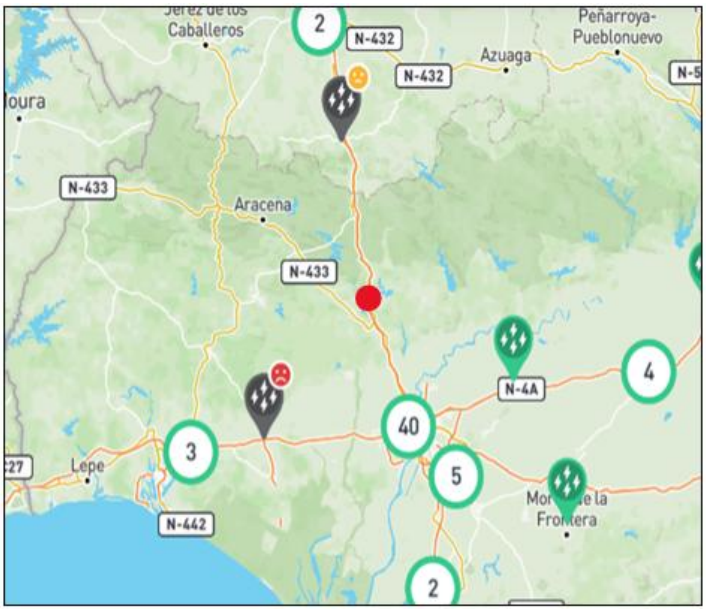


Ilustración 3 Mapa de infraestructura de recarga ultrarrápida en Suroeste de España

Fuente: (Electromaps, s.f.)

- <u>Zona de alta producción fotovoltaica:</u> Sevilla es la segunda provincia de España con más horas de sol anuales (3526 horas) y hora solar pico (6,02 HSP) (Powen, s.f.). Este aspecto es fundamental para el proyecto debido a que la principal fuente de suministro energético es la producción fotovoltaica.

De esta manera, El Ronquillo ofrece una oportunidad única para aprovechar los recursos renovables locales en el abastecimiento de electricidad. Siendo la energía fotovoltaica la principal fuente de alimentación de la instalación.

El proyecto busca encontrar un modelo innovador de estación de recarga off-grid que combine distintas fuentes de generación renovable junto con sistemas de almacenamiento para poder cumplir con las necesidades del usuario del vehículo eléctrico en lo referente a procesos de recarga ágiles. La complejidad del proyecto se debe a que otra motivación es poder cumplir con el objetivo de recarga rápida, pero sin conexión a la red eléctrica, buscando que sea un modelo replicable en zonas rurales alejadas de núcleos urbanos. Por

último, el modelo debe cumplir con estas premisas y además hacerlo con un modelo que minimice las emisiones, empleando fuentes de generación renovables.

1.3 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS

El proyecto busca cumplir con los siguientes objetivos:

1) **Instalación autosuficiente energéticamente:** como se ha mencionado en apartados anteriores, la instalación busca ser un modelo que seguir en zonas sin conexión a la red eléctrica y por esto se buscar encontrar una solución que permite obtener la energía suficiente para cubrir toda la demanda de manera autónoma sin necesidad de recurrir a la red. Para ello, debe cumplir con los siguientes objetivos específicos:
    a. Diseñar un sistema de generación fotovoltaica que cumpla con la mayor parte de la demanda energética de los cargadores: será necesario realizar un estudio exhaustivo de la demanda que permita entender la capacidad de generación que debe tener el sistema para cubrir la demanda y poder almacenar excedente para abastecer en las horas sin luz.
    b. Dimensionar un sistema de almacenamiento de baterías que sea capaz de abastecer el consumo durante varios días sin producción solar: de manera similar al objetivo anterior, será necesario realizar un estudio detallado de la demanda y analizar la capacidad de generación fotovoltaica para dimensionar las baterías.
    c. Integrar una pila de combustible de hidrógeno como fuente de respaldo: la principal función de este elemento será asegurar el suministro en días de baja producción fotovoltaica o durante picos de demanda.
2) **Solución sostenible:** el proyecto no busca cumplir únicamente con lo mencionado en el objetivo anterior, sino que debe hacerlo con una solución no contaminante. Esto se debe principalmente a que es un proyecto orientado a la movilidad sostenible y no tendría sentido que se estuviese evolucionando a vehículos no contaminantes pero que sus estaciones de recarga sí que lo hicieran. Por tanto, se debe cumplir con los siguientes objetivos específicos:

a. Utilizar fuentes 100% renovables: tanto la generación fotovoltaica, el almacenamiento en baterías y la pila de combustible de hidrógeno son fuentes de generación renovables, libres de emisiones.

b. Minimizar las emisiones de CO2: se debe asegurar que el suministro a la pila de combustible sea libre de contaminación, por lo que se optará por suministro de biometano en cuyo reformado se deben minimizar las emisiones de dióxido de carbono.

3) **Instalación eficiente:** para lograr que el proyecto sea viable se debe lograr que la instalación tenga un nivel alto de eficiencia energética, se buscará optimizar la instalación tanto en la elección de los componentes como en su distribución para conseguir mejorar la eficiencia global.

a. Optimizar el rendimiento del sistema mediante simulaciones: el cálculo teórico de la instalación irá acompañado de una simulación mediante PVSyst que permitirá verificar el cálculo correcto de la instalación para poder abastecer la demanda energética de la manera más eficiente.

b. Aplicar estrategia de gestión energética inteligente para equilibrar generación, almacenamiento y consumo: se deberá estudiar la demanda para entender cómo gestionar la energía de manera que se pueda minimizar la inversión en los distintos componentes de la instalación.

4) **Solución ajustada a las necesidades reales:** otro objetivo con el que busca cumplir este proyecto es el de obtener una estación que sea atractiva para el consumidor. Uno de los principales problemas de las soluciones actuales es que los cargadores no tienen potencias elevadas y los tiempos de recarga largos. Este proyecto busca obtener una solución que permita desarrollar potencias de recarga altas aún en momentos de alta demanda, esto quiere decir que se busca una solución que entregue la misma potencia a cada usuario independientemente de la cantidad de vehículos que se encuentren recargando.

a. Realizar un estudio de demanda estimada en la zona: para dar credibilidad al modelo diseñado se procede a realizar un estudio real de los flujos de tráfico en

las principales carreteras cercanas al emplazamiento, calculando la posible demanda de vehículos eléctricos en base a datos actuales de penetración del mercado eléctrico en el parque automovilístico español.

b. Contemplar evolución de la demanda según las perspectivas de crecimiento del mercado: dado que el proyecto tiene un horizonte de 15 años, se debe estudiar la evolución prevista para el mercado del vehículo eléctrico en ese periodo. Aunque se presupone un crecimiento elevado, la instalación estará dimensionada según las necesidades actuales con un pequeño margen de ampliación.

- Definir la capacidad de los cargadores en base a la demanda: una vez detallada la demanda que tendrá la estación de recarga, se procederá a dimensionar la instalación de recarga para que esté ajustada a las necesidades actuales y evitar sobrecapacidad o déficit. A la vez, se establecerán puestos de carga ultrarrápida (<150 kW) siguiendo con el compromiso del proyecto de satisfacer las necesidades del usuario real en estaciones de recarga en autovías, donde se buscan periodos de recarga cortos.

5) **Modelo económicamente rentable:** por último, el proyecto busca ser un modelo replicable en la realidad, y para ello es importante que cumpla con los anteriores objetivos a la vez que consiga ser viable económicamente. Logrando un modelo que consiga generar beneficios y recuperar la inversión inicial se podrá replicar y será interesante para futuros inversores.

a. Calcular el coste total del sistema y estimar su viabilidad económica: se calcularán los costes asociados a inversión inicial (CAPEX) y gasto recurrente (OPEX) basado en datos reales y obtenidos de fuentes reconocidas. A su vez, se calcularán indicadores que permitan analizar la viabilidad económica del proyecto como TIR y VAN incluyendo variables como el apalancamiento del proyecto.

b. Comparar el coste de la energía (LCOE) y coste del hidrógeno (LCOH) frente a precios de mercado: se tendrá en cuenta el coste de la energía, que se adapta perfectamente al contexto del proyecto, debido a que la única fuente de ingresos

es la venta de electricidad. Además, se venderá la electricidad a precios estándar de mercado para cargadores ultrarrápidos y se comparará si el coste es superior o inferior a dicho precio. Además, se calculará el coste de la producción de hidrógeno asociado a la compra de biometano, transporte y su posterior reformado, y se comparará con el precio del mercado para ese tipo de instalación.

c. Realizar análisis de sensibilidad al precio de venta de electricidad y precio de compra de biometano: se realizarán distintos escenarios de precios para analizar su influencia sobre las variables mencionadas previamente (TIR, VAN, LCOE, LCOH) de manera que se determine la solidez del proyecto ante la incertidumbre en los mercados.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 INFRAESTRUCTURA DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

2.1.1 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

El crecimiento del mercado del vehículo en España es necesario para lograr la descarbonización del sector transporte, en 2023 el parque automovilístico eléctrico en España era de 139.000 vehículos (0,38% del total de vehículos) y el objetivo es que en 2030 haya 5,5 millones de vehículos eléctricos en circulación en el país, lo que implica un crecimiento anual de 700.000 automóviles electrificados (Barrio & Olivera, 2023). Este desarrollo debe ir acompañado de un crecimiento de la infraestructura de recarga que facilite la adopción por el consumidor. En 2023 el número de puntos de recarga era de 20.243, y las previsiones para 2030 es que debe haber entre 120.000 y 300.000 puntos (Barrio & Olivera, 2023).

Esta situación demuestra la necesidad de invertir en infraestructura de recarga y además encontrar modelos que sean sostenibles y que la electricidad que suministren sea libre de emisiones, ya que es la única manera de que se logre la descarbonización del transporte. Según la Agencia Internacional de Energía el sector transporte es responsable del 40% de las emisiones de CO2, además de ser el sector con mayor demanda de petróleo. Uno de los principales objetivos de todos los gobiernos mundiales y en especial de la Unión Europea es la descarbonización de la movilidad y el objetivo es que en 2030 las emisiones de CO2 del transporte sean de 0,5 Gt frente a la cifra de 7,6 Gt de CO2 emitidas en 2020. (Barrio & Olivera, 2023)

Una vez establecido el objetivo de descarbonización, es importante insistir en el despliegue de la infraestructura de recarga como uno de los agentes principales. El usuario del vehículo eléctrico debe contar con las suficientes estaciones de recarga a su disposición como para poder realizar cualquier desplazamiento sin preocupación por la autonomía. En 2025 debe haber una potencia instalada de 1 GW y en 2030 triplicarla.

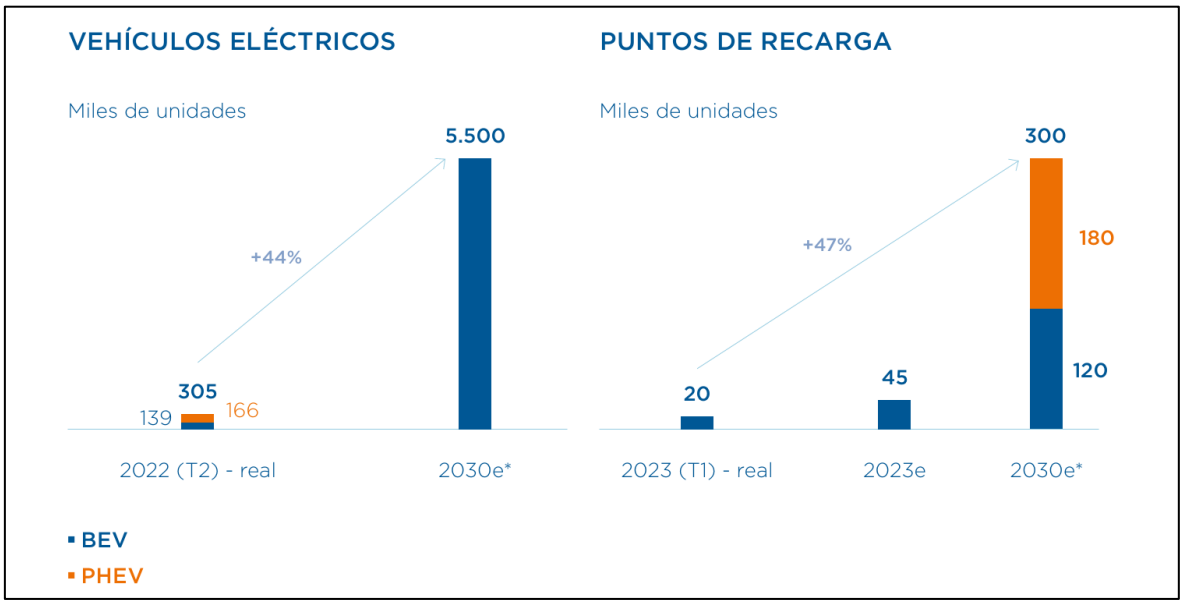


Ilustración 4 Detalle de los objetivos de vehículos eléctricos y puntos de recarga en España

Fuente: (Barrio & Olivera, 2023)

No obstante, para que la infraestructura de recarga se adapte a las necesidades del consumidor, no basta con instalar puntos de recarga de cualquier potencia, es necesaria la inversión en puntos de carga rápida (50 kW) y ultrarrápida (<150 kW). El despliegue actual muestra que la gran mayoría de puntos de recarga son de potencias inferiores a 22 kW, a esta potencia de carga un vehículo eléctrico promedio tarda 4 horas en cargarse completamente.

Comunidad Autónoma	< 22kW	≥ 22 kW	≥ 40 kW	≥ 100 kW
Andalucía	69%	22%	7%	3%
Aragón	78%	16%	6%	
Asturias	75%	14%	11%	
Castilla - La Mancha	100%			
Castilla y León	77%	18%	5%	
Cantabria	64%	31%	5%	
Cataluña	72%	20%	7%	1%
Ceuta y Melilla	92%	8%		
C. Valenciana	61%	37%	2%	
Extremadura	100%			
Galicia	80%	20%		
Islas Baleares	76%	21%	2%	
Islas Canarias	68%	27%	5%	
La Rioja	67%	33%		
Madrid	61%	30%	8%	1%
Murcia	78%	20%	2%	
Navarra	85%	15%		
País Vasco	76%	21%	4%	

Tabla 1 Puntos urbanos 2020 por potencia

Fuente (Barrientos, Martíniez, Pérez, Calvo, & Bayo, 2021)

Estos datos muestran la necesidad de desarrollo de la infraestructura de recarga ultrarrápida en todas las comunidades autónomas. Además, es importante que las áreas interurbanas cuenten con un gran número de estaciones de alta potencia para ayudar a descarbonizar el transporte de mercancías por carreteras, que es uno de los principales contaminantes, un 22% de las emisiones de CO2 en el sector (Barrientos, Martíniez, Pérez, Calvo, & Bayo, 2021). La única manera de que el transporte pesado cambie su hoja de ruta hacia la movilidad eléctrica es garantizar que hay suficientes estaciones de recarga ultrarrápida en zonas interurbanas para que se puedan realizar largos desplazamientos. Por tanto, en los próximos años es necesario incrementar la inversión en infraestructura de recarga:

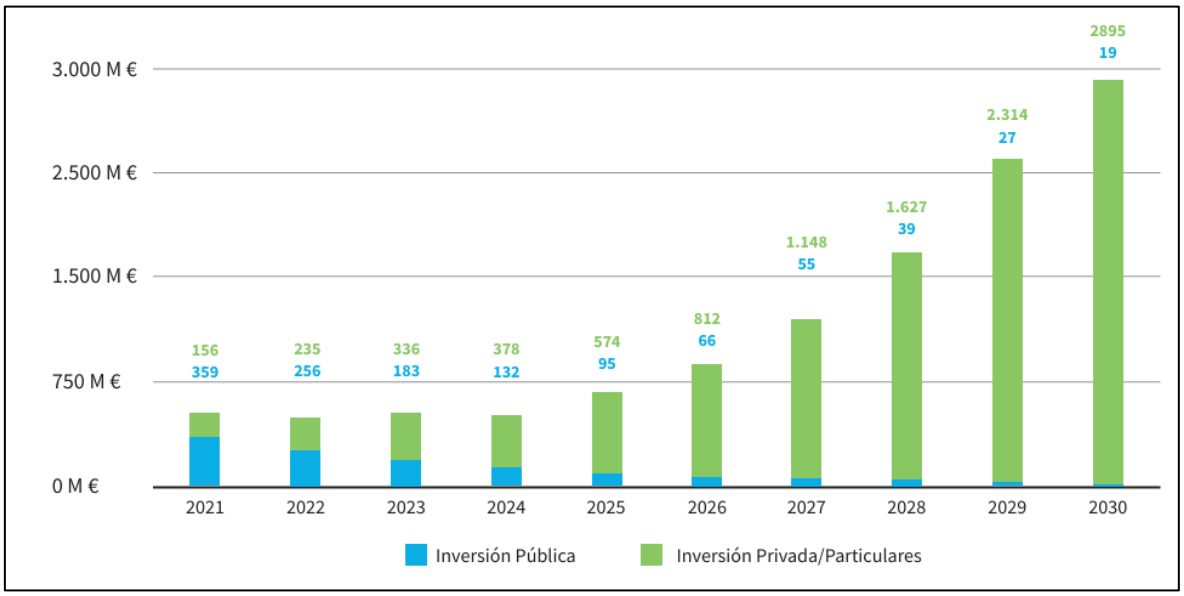


Ilustración 5 Escenario de evolución de la inversión en infraestructura de recarga

Fuente: (Barrientos, Martíniez, Pérez, Calvo, & Bayo, 2021)

El incremento de inversión incluye también un aumento de demanda de profesionales en el sector a partir de los vehículos eléctricos, la previsión es que en 2030 el número total de puestos de trabajo creados en Europa sea de 200.000 empleos, frente a los cerca de 50.000 puestos en 2023 (Barrientos, Martíniez, Pérez, Calvo, & Bayo, 2021).

La gran mayoría de estos puestos requerirá mano de obra no cualificada al ser trabajo de instalación y mantenimiento de vehículos y estaciones de recarga. No obstante, involucrará aumento de empleo en sectores complementarios como es el de la fabricación de baterías y generación de electricidad.

2.1.2 TIPOS DE CARGADORES

Actualmente existe una gran variedad de posibilidades para la configuración de la infraestructura de recarga, en primer lugar, se pueden distinguir los tipos de puntos de recarga en función de la capacidad:

Tipo	Capacidad	Corriente	Conexión
Lenta	0,24 – 3,7 kW	CA	Monofásica
Semirrápida	22 - 50 kW	CA	Monofásica/Trifásica
Rápida	50 – 150 kW	CC	Monofásica/Trifásica
Ultrarrápida	>150 kW	CC	Monofásica/Trifásica

Tabla 2 Tipología de Puntos de Recarga

Fuente: (Barrio & Olivera, 2023)

Por otro lado, existen distintos tipos de conectores, que depende de la zona geográfica tienen mayor o menor uso, ya que cada marca de vehículos tiene su elección. En corriente alterna se utilizan los siguientes:

- Tipo 1 (SAE J1772): ofrece la posibilidad de carga monofásica a 120 V y 1,9 kW de potencia o carga monofásica a 240 V hasta 19,2 kW.
- Tipo 2 (Mennekes): esta opción permite carga monofásica de 230 V hasta 7,4 kW o carga trifásica a 400 V hasta 22 kW.

En cargas de corriente continua los tipos de cargadores son los siguientes:

- Tipo 4 CHAdeMO v2.0: la tensión puede ser de 200 V hasta 1000 V y la potencia de 350 kW.
- ChaoJI-CHAdeMO v3.0: tensión de 200 a 1500V y potencia de recarga de 900 kW.
- SAE-CCS/Combo: tensión de 200 a 1000V y potencia de recarga de 350 kW.
- Tesla US: tensión hasta 500 V y potencia de 250 kW.
- Chinese GB/T: puede ofrecer hasta 950 V y potencias de 250 kW.

(Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

Una vez definidos los tipos de cargadores según la corriente y el conector, queda por clasificar las estaciones de recarga según la disponibilidad de la conexión a la red.

- Estaciones únicamente conectadas a la red (on-grid): este tipo de estación de recarga es común en cualquier área que cuente con una conexión fiable a la red eléctrica, ya que garantiza alta disponibilidad. La energía está suministrada directamente desde la red al vehículo por lo que será en corriente alterna. La conexión puede ser monofásica o trifásica, la potencia máxima será aquella contratada con la distribuidora y puede ir desde 3,7 kW en instalaciones domésticas hasta potencias de 350 kW en estaciones públicas de recarga. Estas estaciones no incorporar sistemas de generación distribuida por lo que su funcionamiento depende del estado de la red en términos de disponibilidad y calidad del suministro. Además, no se puede garantizar que la electricidad provenga de recursos renovables ya que dependerá del mix energético en cada momento.
- Estaciones sin conexión a la red (off-grid): infraestructura que puede utilizar individualmente o combinar distintas fuentes de generación energética (contaminantes o renovables) para consumir electricidad localmente. Las fuentes de generación energética se combinan con sistemas de almacenamiento en baterías de gran capacidad para garantizar el suministro en cualquier momento del día y no depender completamente de las fuentes de generación. Además, dada la variabilidad de las fuentes renovables, por ejemplo, se pueden incorporar fuentes de respaldo energético para garantizar la continuidad del servicio, como motores diésel, pilas de combustible o generadores de biogás. Este modelo no tiene necesidad de conexión a la red, por lo que es replicable en zonas sin suministro eléctrico. Además, puede ofrecer carga en corriente continua, corriente alterna o ambas. Al ser el modelo sobre el que se diseña este trabajo, se profundizará más en el siguiente apartado.
- Estaciones Híbridas: modelo que combina el suministro de la red eléctrica con sistemas de generación energética y sistemas de almacenamiento. Permite coordinar la generación in situ con la electricidad procedente de la red. La principal ventaja es que se puede utilizar la generación local en las horas en las que el coste de la luz es elevado y utilizar las horas valle para comprar electricidad y almacenarla o usarla directamente

para cubrir la demanda. Además, puede permitir una conexión bidireccional con la red en la que se pueda verter el excedente u operar en modo isla en caso de fallo del suministro.

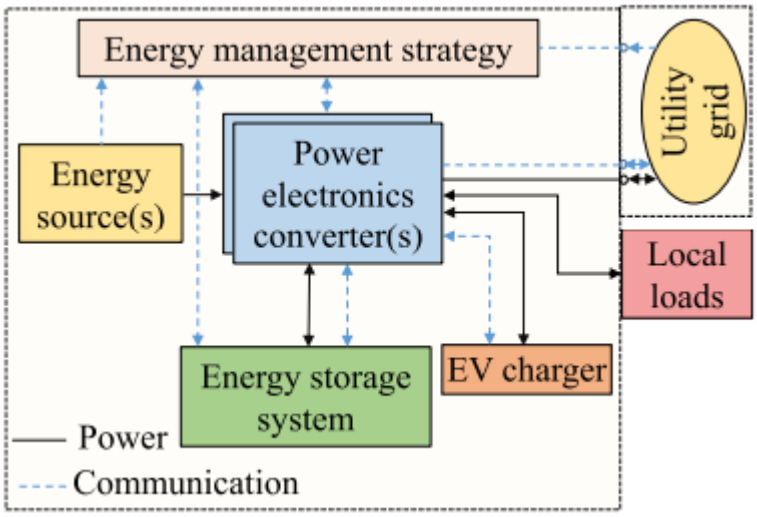


Ilustración 6 Componentes en estación de recarga híbrida

Fuente: (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

2.2 SISTEMAS OFF-GRID PARA ESTACIONES DE RECARGA

Una vez detallados los tipos de estaciones de recarga que existen, se va a profundizar en este apartado en el sistema elegido en este proyecto, los sistemas de recarga que no tienen suministro de la red eléctrica. Esta configuración presenta una alternativa para cubrir la creciente demanda eléctrica en las estaciones de recarga en ubicaciones remotas o con problemas de acceso a la red eléctrica, además de ser una solución alineada con los objetivos de sostenibilidad energética si se diseña con fuentes de generación y almacenamiento renovable.

En primer lugar, hay tres tipos de estaciones de recarga off-grid según la corriente que suministran a los vehículos:

- Estaciones de recarga off-grid con corriente alterna: esta estación se caracteriza porque todas las fuentes de energía de corriente continua se transforman a corriente alterna a

través de inversores, lo que provoca que aumente el coste y la complejidad del sistema. Una vez convertida a corriente alterna, se vuelca la energía a un bus de corriente alterna de la que se alimentan los cargadores. Dependiendo del voltaje al que se quiera operar, se deben añadir inversores DC-DC en las baterías o los paneles fotovoltaicos. Esta configuración es común en instalaciones que utilizan cargadores de tipo AC o en zonas residenciales con potencias de recarga no muy elevadas.

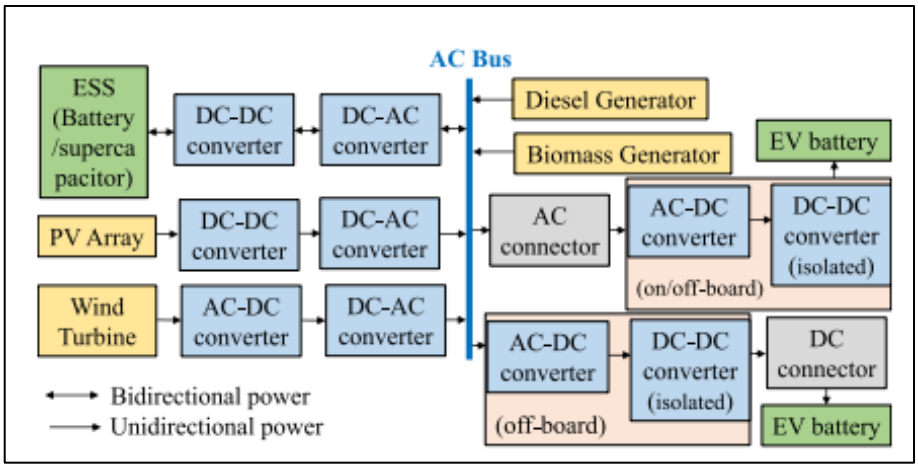


Ilustración 7 Sistemas off-grid con corriente alterna

Fuente: (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

- <u>Estaciones de recarga off-grid con corriente alterna:</u> presenta una solución más eficiente cuando se busca un modelo de recarga rápida o ultrarrápida, ya que permite una mayor integración energética y menor complejidad en el diseño de los inversores. En este caso se utiliza un bus de corriente continua del que se alimentan los cargadores. Dado que los paneles fotovoltaicos, los sistemas de almacenamiento en baterías y las pilas de hidrógeno producen electricidad en corriente alterna, la instalación se simplifica siendo necesario únicamente un inversor DC-DC para conectar a la tensión del bus de corriente alterna, lo que abarata el coste de la instalación. Únicamente si se emplearan generadores de diésel o biomasa sería necesario emplear inversores DC-AC. Con esta configuración se puede utilizar cargadores rápidos de corriente continua, pero requiere mayor precisión en el control de potencia y tensión. También se puede cargar en

corriente alterna empleando un inversor DC-AC para conectar con vehículos que necesiten cargar en este tipo de corriente.

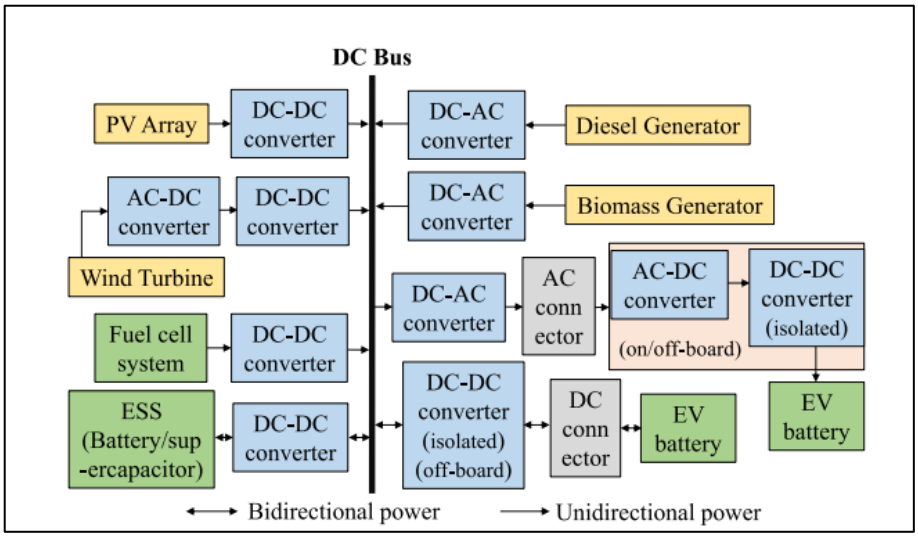


Ilustración 8 Sistemas off-grid con corriente continua

Fuente: (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

- <u>Estaciones de recarga off-grid con corriente continua y alterna:</u> en este caso hay un bus de corriente continua y otro bus de corriente alterna y cada una de las fuentes de generación está conectada directamente al bus correspondiente. De esta manera se reducen los inversores necesarios para transformar de un tipo de corriente al otro si hay fuentes de generación de distinto tipo. Además, permite que se pueda cargar los vehículos en corriente continua o corriente alterna de manera independiente. Este tipo de estación no es excesivamente utilizada, pero presenta una gran flexibilidad a la vez que eficiencia.

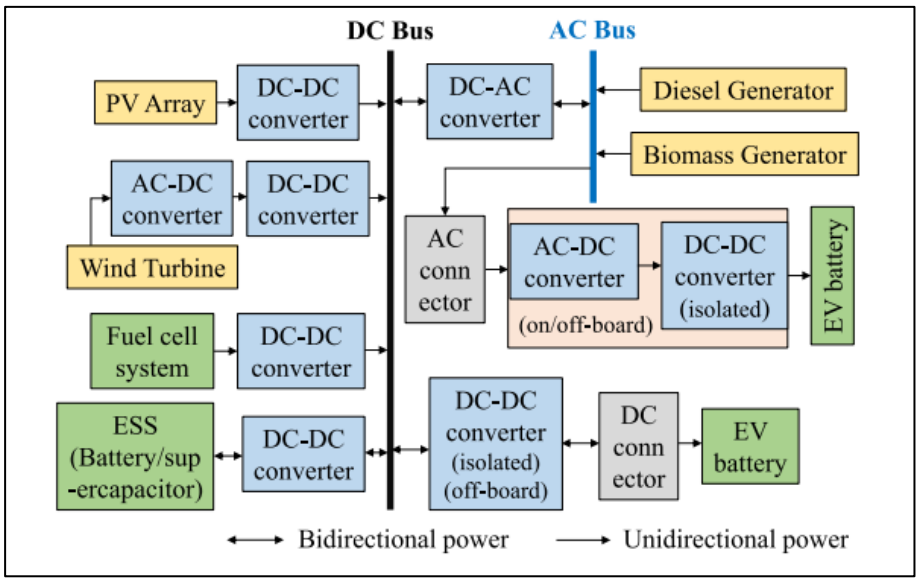


Ilustración 9 Sistemas off grid con sistema mixto de corriente alterna y continua

Fuente: (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022)

En este proyecto se selecciona una solución de sistema off-grid con corriente continua, ya que todas las fuentes producen energía con este tipo de corriente y, además, las recargas se hacen con corriente continua al ser una estación de carga ultrarrápida. Dicho esto, como elemento de unión de las distintas fuentes con el bus de corriente continua es un convertidor DC-DC. Esta unidad es la encargada de adaptar la tensión y controlar los flujos energéticos. Se encargan de adecuar la tensión de entrada, que puede ser variable en casos como el de una cadena fotovoltaica, a una tensión de salida regulada compatible con la tensión del bus de corriente continua. Por último, permite controlar el sentido y la magnitud de la potencia transferida entre los subsistemas y el bus común. Existen dos tipos de convertidores DC-DC:

- Convertidores DC-DC unidireccionales: permiten el flujo de energía en un único sentido, por lo que se ajustan a elementos que únicamente consumen o generan energía, es decir que no requieren un intercambio bidireccional (ej. Paneles fotovoltaicos, pila de hidrógeno). En el caso de los paneles fotovoltaicos, el convertidor utiliza el control del punto de máxima potencia (MPPT), de esta manera se garantiza extraer la máxima potencia del sistema fotovoltaico ante distintas condiciones de irradiancia solar y temperatura de las células. Siendo el algoritmo más común para implementar el MPPT

el Perturb and Observe (P&O) en el que se varía ligeramente la tensión para observar el cambio en la potencia, si aumenta, se continúa perturbando en la misma dirección. No obstante, se profundizará más en el sistema fotovoltaico en siguientes apartados. En el caso de la pila de combustible, por ejemplo, la interfaz más utilizada es un convertidor descendente (Buck converter) para adecuar su tensión de salida a la del bus de corriente continua, en el caso de esta tecnología y al ser de uso estacionaria se trabaja con una potencia constante por lo que la conversión de tensión es menos compleja que en el caso del sistema fotovoltaico.

- Convertidores DC-DC bidireccionales: este tipo de tecnología permite el flujo de energía en ambos sentidos, por lo tanto, es muy importante para los sistemas que alternan entre modos de carga y descarga (ej: sistemas de almacenamiento en baterías). Para el control de estos convertidores es necesario una electrónica de potencia con mayor complejidad, así como sistemas de supervisión avanzados que permitan gestionar el flujo bidireccional con precisión para evitar sobrecargas o inestabilidades. El objetivo de este convertidor es dirigir el excedente energético hacia la batería cuando hay baja demanda y dirigirlo hacia el cargador cuando la demanda es elevada o hay falta de generación energética. Normalmente, se utilizan convertidores del tipo (Buck-boost converter) que varía el modo de operación entre carga y descarga mediante un control PWM sencillo. Recientemente, se ha comenzado a emplear los del tipo T-source que tienen mayor complejidad, su operación es continua sin conmutación secuencial entre modos elevador y reductor. Su funcionamiento se basa en una modulación única que ajusta el estado de los condensadores y la tensión de la impedancia. Esto permite que opere con menos estrés en los semiconductores y aporta mayor robustez ante perturbaciones.

Por último, es necesario el diseño del bus DC que es el nodo común para la distribución de energía conectando todos los componentes eléctricos de la instalación. En este proyecto se opta por un bus de este tipo ya que minimiza las conversiones AC/DC y viceversa, logrando mayor eficiencia energética y un diseño más compacto. El nivel de tensión del bus debe elegirse en función de las potencias de todos los elementos implicados, en estaciones de recarga ultrarrápida con baterías de gran capacidad el bus suele operar en niveles de 380 V

o 750 V. Es de elevada importancia utilizar controladores de tensión y sistemas de regulación que actúen sobre los convertidores para que la tensión del bus se mantenga estable a pesar de las fluctuaciones en la generación y consumo de energía. Los arcos eléctricos en este tipo de instalaciones son difíciles de interrumpir, dado que la corriente continua no pasa por cero, por lo que se requieren protecciones especiales (interruptores DC, fusibles de corte rápido, contactores de doble ruptura y sistemas de aislamiento galvánico). Por último, la supervisión del bus está integrada dentro del sistema de gestión de energía (EMS) para regular los flujos energéticos.

La arquitectura basada en bus de corriente continua tiene como ventaja adicional la escalabilidad debido a su naturaleza modular, que permite añadir nuevos componentes sin rediseñar el sistema.

Vistos todos los componentes de la estación de recarga, en los siguientes apartados se detallarán la información relacionada con todas las fuentes de generación y almacenamiento que componen la estación de recarga off-grid.

2.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La fuente principal de generación energética en este proyecto es la energía fotovoltaica, esta energía se caracteriza por convertir la radiación solar en electricidad mediante efecto fotovoltaico en células solares que se agrupan para formar un módulo o panel solar. El carácter modular, junto con otros beneficios como un bajo mantenimiento y compatibilidad con entornos soleados ha convertido a este tipo de energía en una de las tecnologías renovables más utilizadas en aplicaciones autónomas como puede ser un sistema off-grid.

Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico en el que la luz solar produce tanto corriente como tensión. Para lograrlo, es necesario un material que al absorber la luz solar aumente la energía sus electrones, seguido del movimiento de estos electrones de la célula solar a un circuito externo. Una vez la energía del electrón haya sido aprovechada en el circuito externo, el electrón regresa a la célula solar. En la práctica esta conversión energética

se hace en la mayoría de los casos a través de materiales semiconductores con una unión del tipo p-n, de esta manera se separa las cargas y se genera una diferencia de potencial aprovechable como corriente continua. (PVEducation, s.f.)

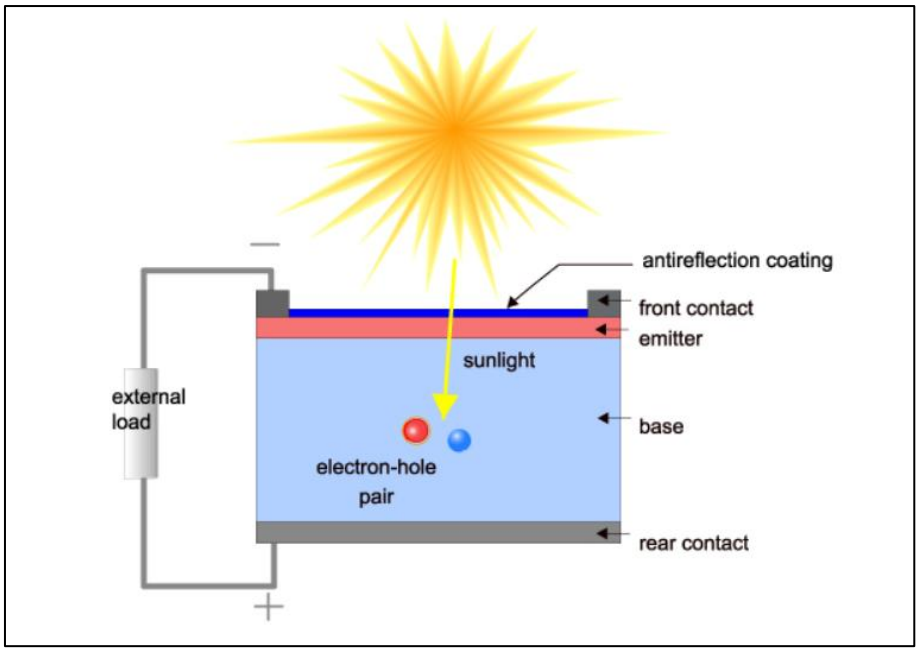


Ilustración 10 Estructura de una célula solar

Fuente: (PVEducation, s.f.)

Una célula solar se puede modelar como un generador eléctrico de corriente continua que responde a las condiciones de irradiancia y temperatura. El modelo eléctrico equivalente más utilizado es el "modelo de Shockley", este modelo cuenta con los siguientes componentes:

- Fuente de corriente (Iph): representa la corriente generada por la luz solar incidente y es proporcional a la irradiancia recibida (aunque depende también de la temperatura), es el componente activo del modelo.
- Diodo: muestra el comportamiento de la unión p-n de la célula, modela las pérdidas por recombinación de huecos y electrones y genera una corriente opuesta a la generada por la luz solar.

- Resistencia serie (Rs): ejemplifica la resistencia por el material semiconductor interno, las pistas conductoras y los contactos metálicos, afectando negativamente a la entrega de corriente por caídas de tensión interna, lo que reduce la potencia útil.

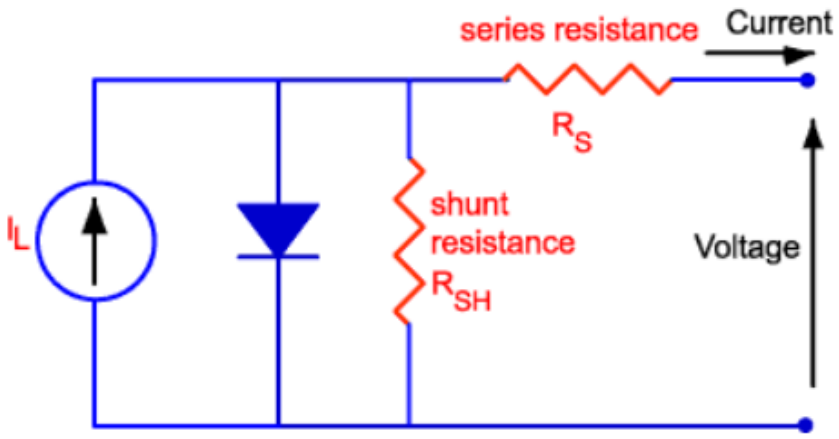


Ilustración 11 Esquema eléctrico de una célula solar

Fuente: (PVEducation, s.f.)

La corriente entregada por la célula solar se expresa por la ecuación:

$$I = Iph - Io * \left(e^{q\frac{V+IRs}{n*k*T}} - 1\right) - \frac{V + IRs}{Rsh} \qquad (1)$$

Donde:

- Io: corriente de saturación inversa del diodo
- q: carga del electrón
- V: tensión en los términales de la célula
- N: factor de idealidad del diodo
- K: constante de Boltzmann
- T: Temperatura absoluta

Las características eléctricas de una célula se presentan mediante la curva de intensidad frente a tensión (I-V) y la potencia máxima se logra en un punto de dicha curva, este punto

es conocido como punto de máxima potencia (MPP). Los principales parámetros que caracterizan el comportamiento de los módulos son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito (Isc): corriente máxima cuando la salida está en cortocircuito (V=0).
- Tensión de circuito abierto (Voc): tensión máxima cuando no hay carga conectada (I=0).
- Potencia máxima (Pmax): producto de la tensión y la corriente en el MPP.
- Factor de forma (FF): medida de la rectangularidad de la curva I-V que muestra la relación entre Pmax y el producto de Isc*Voc.
- Eficiencia (%): relación entre la potencia eléctrica generada y la potencia solar incidente.

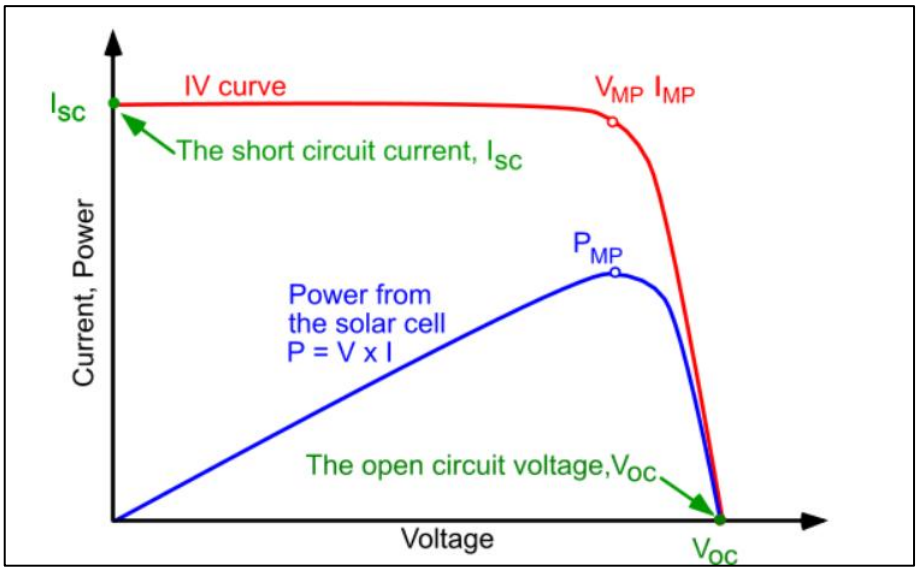


Ilustración 12 Curva I-V de una célula solar

Fuente: (PVEducation, s.f.)

El material más utilizado para la construcción de células solares es el silicio, y tiene distintas configuraciones atendiendo a al grado de regularidad y orden que presente su estructura cristalina, en función del tamaño del cristal, se pueden ordenar de la siguiente manera:

- Mono cristalino (sc-Si): tamaño de grano mayor de 10 cm.

- Multicristalino (mc-Si): tamaño de grano entre 1 mm y 10 cm.
- Policristanilo (pc-Si): tamaño de grano entre 1 µm – 1mm.
- Microcristalino (µm-Si): tamaño de grano menor a 1µm.

En la práctica, las estructuras más utilizadas son el monocristalino y el multicristalino, teniendo el primero una mayor eficiencia (18-22%) y buena densidad de potencia (200W/m2), pero un mayor coste de fabricación.

Un módulo solar encapsula un número de células solares interconectadas en una unidad cerrada. Estos módulos típicamente tienen 60 o 72 células solares con tres diodos de bypass, los módulos de 60 células suelen ser para aplicaciones residenciales, mientras que los de 72 son más típicos en grandes instalaciones.

A la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico se deben considerar dos variables importantes:

- Potencia instalada: conocida la demanda energética de la instalación, se instalarán los suficientes módulos solares para cubrir esa demanda (en combinación con sistemas de almacenamiento en baterías y pila de combustible). Como gran parte de la energía producida por los paneles será almacenada en la batería, es necesario tener en cuenta tanto la eficiencia de los paneles como la eficiencia de la batería e incluso la eficiencia de los cargadores a la hora de dimensionar la potencia instalada de los paneles fotovoltaicos.
- Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos: para maximizar el rendimiento de los paneles es importante orientarlos de manera que se maximice la captación solar a lo largo del día. En el hemisferio norte los paneles fotovoltaicos deben estar orientados hacia el sur, ya que el arco que describe la trayectoria solar está más alto en el sur y más bajo en el norte, de esta manera el Sol pasa la mayor parte del día en el sur geográfico. En cuanto a la inclinación depende directamente de la latitud en la que se encuentre el emplazamiento. Esto se debe a que la latitud indica como de lejos está la geografía del ecuador, y como el eje de la tierra está inclinado 23,5º con respecto al plano de su órbita, la altitud máxima del sol al mediodía varía con la latitud. Es decir, cuanto mayor es la

latitud, más bajo está el sol sobre el horizonte y más inclinado debe estar el panel para maximizar la captación solar.

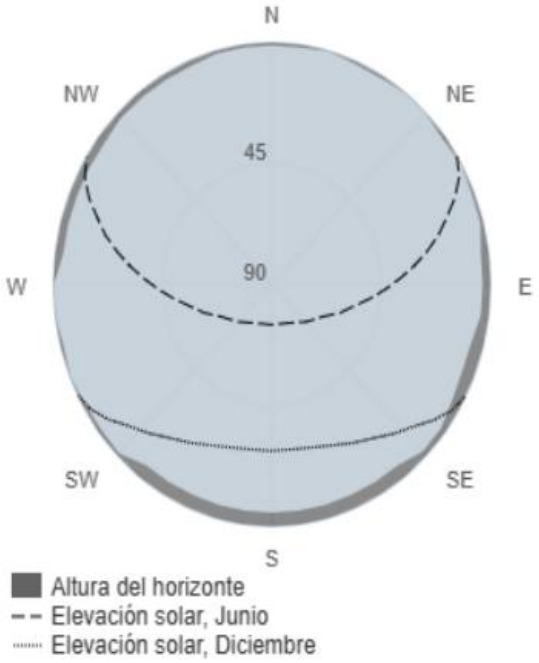


Ilustración 13 Perfil del horizonte en El Ronquillo (Sevilla)

Fuente: (PVGIS, s.f.)

En cuanto a la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, no solo depende de la irradiancia solar recibida, sino también de la temperatura a la que operan. La eficiencia de un módulo fotovoltaico disminuye con cada grado que la temperatura aumenta por encima de 25ºC. Esto se debe principalmente a que cuando la temperatura de una célula aumenta, disminuye la tensión de circuito abierto, esto llevado a la curva I-V muestra que la potencia entregada disminuye.

La vida útil de los módulos fotovoltaicos es en torno a los 20 años, los fabricantes suelen garantizar que el módulo produce un 90% de su potencia nominal tras 10 años y un 80% tras 25 años.

Por último, los elementos complementarios a los módulos que componen el sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Estructuras de soporte: pueden ser fijas o con seguimiento (ajustan la orientación con rotación en 1 o 2 ejes).
- Cableado fotovoltaico: cable unipolar de corriente continua cuya sección será dimensionada en función de la corriente y la distancia para minimizar la caída de tensión.
- Conexiones entre módulos: el estándar industrial para la conexión entre módulos son los conectores MC4 debido a su estanqueidad y resistencia a factores meteorológicos.
- Fusibles y protecciones DC: incluye seccionadores y protección contra sobretensiones.
- Cajas de combinación o string boxes: para agrupar eléctricamente las series de módulos fotovoltaicos y sus salidas hacia el convertidor.
- Convertidores DC-DC con MPPT: como se mencionó en el apartado anterior, este tipo de convertidor es capaz optimizar la generación mediante el seguimiento del punto de máxima potencia y regula la salida hacia el bus común de corriente continua.
- Sistemas de monitorización: permiten seguir en tiempo real el rendimiento de los módulos y medir la producción, temperatura y fallos, se pueden integrar en el sistema de gestión de la energía (EMS) de la instalación.
- Tomas de tierra: en instalaciones off-grid es de vital importancia para proteger a los equipos y las personas.

(PVEducation, s.f.)

(Karthikeyan, Rajasekar, Das, Karuppanan, & Singh)

2.4 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO CON BATERÍAS

El sistema de almacenamiento energético es un elemento esencial de esta instalación, principalmente porque las fuentes de generación (paneles fotovoltaicos y pila de combustible) no van a estar sincronizadas con la demanda de electricidad de los cargadores. De esta manera, las baterías permiten almacenar el excedente generado por ambas fuentes y

utilizarlo en horas en las que la demanda no pueda ser cubierta por ellas. Es decir, en este tipo de instalación el sistema de almacenamiento es un componente estructural que permite mantener la estabilidad de la tensión y gestionar la autonomía energética del sistema completo.

La principal función del sistema de almacenamiento es la de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema. En primer lugar, debe absorber el excedente fotovoltaico para poder almacenarlo y utilizarlo en momentos de baja producción. Por otro lado, almacenará el excedente producido por la pila de combustible y se encargará de suministrar la electricidad necesaria para el reformado eléctrico del biometano.

Otra función que desempeña el sistema de almacenamiento es la de estabilizar el bus de corriente continua. En operación normal el sistema fotovoltaico no tiene respuesta ante picos de demanda o variaciones rápidas. De esta manera el sistema de almacenamiento puede absorber los picos y proporcionar soporte a la microrred de la instalación de recarga. Por otro lado, el sistema de almacenamiento tiene la labor de dar respaldo energético para mantener los cargadores operativos cuando las condiciones meteorológicas no son favorables, por tanto, el dimensionado de este sistema debe cubrir la demanda prevista de varios días.

En cuanto a la tipología de tecnología de baterías que se puede emplear en este tipo de instalaciones existen tres alternativas:

- <u>Baterías de Plomo-Ácido:</u> es una tecnología con alto grado de madurez, son baterías con un precio competitivo, pero con una densidad energética baja (50-80 kWh/m3), vida útil corta (250-1500 ciclos) y otras desventajas como necesidad de mantenimiento frecuente y consumo de materiales tóxicos (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022).

  Dentro de este tipo de baterías existen distintas configuraciones, una de las más comunes es la de electrolito gelificado (GEL) cuyos electrodos son de plomo y óxido de plomo y el electrolito está gelificado mezclado con sílice. Su principal ventaja es que tiene un

nivel bajo de auto descarga, pero es costosa y tiene una potencia de carga y descarga reducida.

Otra variante es la de electrolito absorbido en fibra de vidrio (AGM), tiene los mismos electrodos que el caso anterior, pero el electrolito es H2SO4 absorbido en una malla de fibra de vidrio. La principal ventaja de este tipo es que tiene una buena respuesta a altas corrientes, sin embargo, tiene un número de ciclos moderado.

Por último, están las de electrolito líquido (FLA), en este caso los electrodos y electrolito son los mismo que el caso anterior, con la diferencia de que, en lugar de estar absorbido, el ácido sulfúrico se encuentra diluido. La densidad del electrolito determina el estado de carga (a más densidad más carga). El gran beneficio que tienen estas baterías es su bajo coste y posible reciclaje, no obstante, requieren un mantenimiento elevado.

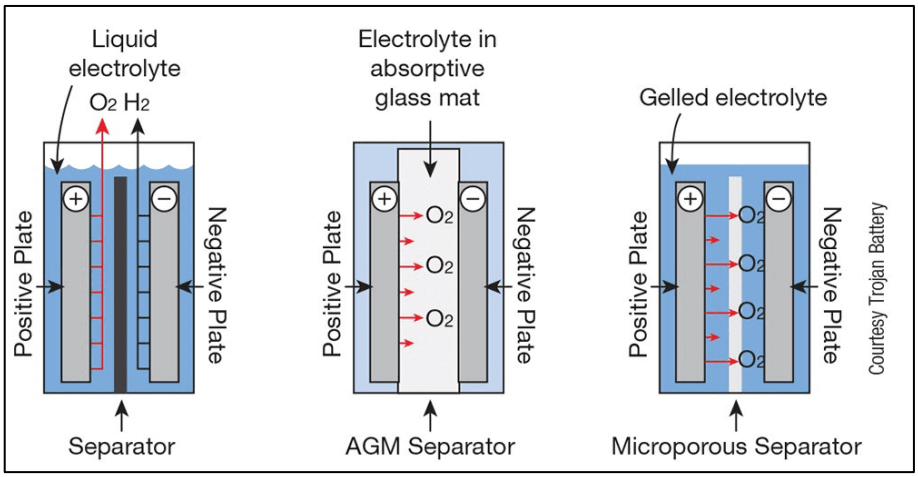


Ilustración 14 Tipos de baterías plomo-ácido

Fuente: (SpaceFlight Power, s.f.)

- <u>Baterías de Ion-Litio:</u> esta tecnología tiene alta densidad energética (130-10.000 kWh/m3) y alta densidad de potencia (200-750 kW/m3), una vida útil larga (500-10.000 ciclos), además de otros beneficios como que son reciclables y tienen tiempos de respuesta cortos. La principal desventaja frente a las de plomo-ácido es que tienen un precio mayor. (Rituraj, Mouli, & Bauer, 2022).

Dentro de las baterías de Ion-Litio existen diversas configuraciones, siendo una de las más comunes las baterías de Litio-Fosfato de Hierro (LFP), el nombre hace referencia al material que compone el cátodo, siendo el ánodo de grafito y el electrolito de sal de litio en disolvente orgánico. Las principales ventajas de estas baterías son que tiene una eficiencia elevada, una vida útil larga y alta estabilidad térmica y química, aunque tiene una densidad energética moderada. Este tipo de batería es muy frecuente en aplicaciones off-grid en combinación con energía fotovoltaica.

Ilustración 15 Características de las baterías LFP

Fuente: (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018)

El segundo tipo son las baterías de Niquel-Manganeso-Cobalto (NMC) cuyo ánodo es de grafito y su cátodo está compuesto de un óxido de níquel, manganeso y cobalto, siendo el electrolito igual que el del caso anterior. En este caso la principal ventaja es que tiene una densidad energética más elevada que las del tipo LFP, aunque una vida útil ligeramente más corta y menor estabilidad térmica, añadido a que el uso de cobalto está asociado con problemas de contaminación ambiental en la minería.

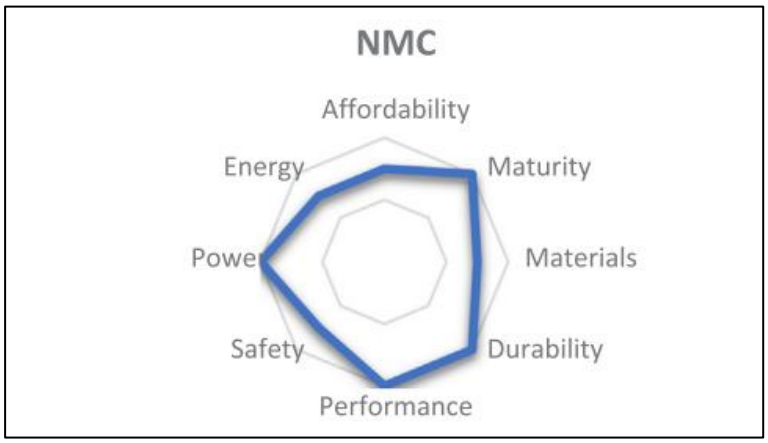


Ilustración 16 Características baterías NMC

Fuente: (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018)

- Baterías de flujo redox: en este caso la tecnología tiene como principal ventaja que tiene una vida útil larga (>10.000 ciclos), no obstante, tienen una densidad energética baja y un elevado coste específico. Se caracterizan porque la energía se almacena en forma de especies químicas disueltas en electrolitos líquidos activos, durante la descarga estos electrolitos circulan por una celda donde se produce una reacción reducción-oxidación (redox) que genera corriente eléctrica.

  Una de las variantes más comunes es la batería de flujo redox de vanadio (VRFB) que se caracteriza porque ambos electrolitos contienen iones de vanadio, pero en distintos estados de oxidación. Esto tiene como principal ventaja que evita contaminación cruzada entre compartimentos, lo que favorece que tenga una vida útil muy larga, gran profundidad de descarga sin degradación y alta seguridad. Las desventajas son que tiene una densidad energética baja, complejidad en los sistemas de bombeo y control de temperatura y un coste elevado debido al uso de vanadio.

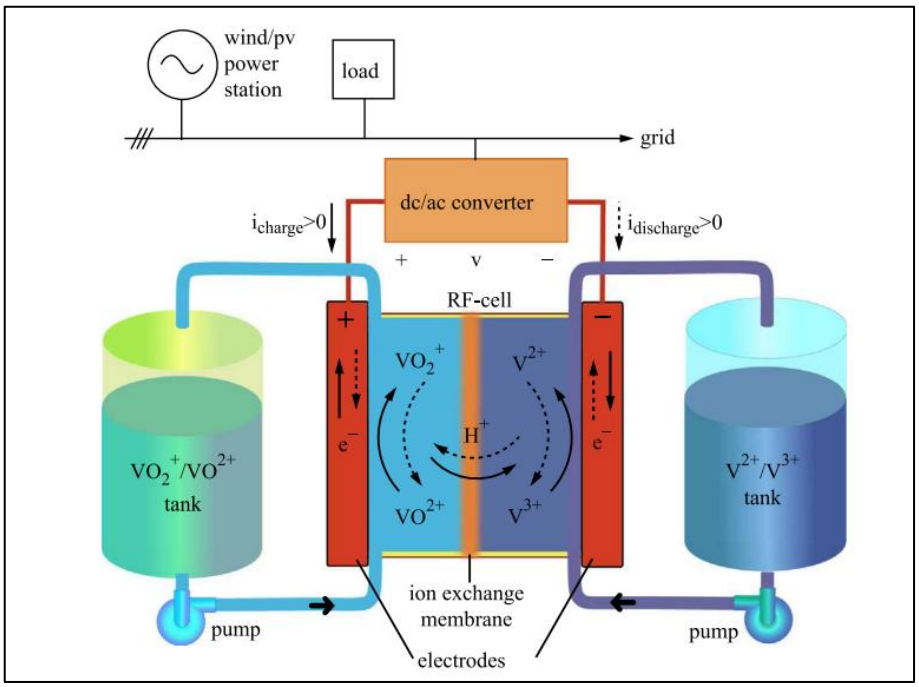


Ilustración 17 Baterías RFB

Fuente: (Alotto, Guarnieri, & Moro, 2013)

Otra variante dentro de las baterías de flujo redox, son las de flujo de zinc-bromo (Zn-Br2), en este caso el ánodo está compuesto de zinc metálico y el cátodo de bromo en solución acuosa. Esta composición es más simple y compacta, además de ser menos costosa que la VRFB y cuenta con mayor densidad energética, no obstante, tiene menos vida útil y el uso de bromo puede ser tóxico y corrosivo, además de que la formación de zinc metálico en los electrodos puede causar daños.

Vistos los distintos tipos de baterías aplicables en instalaciones off-grid, se pueden comparar algunas de sus características para entender mejor cual es la más adecuada para este tipo de aplicaciones:

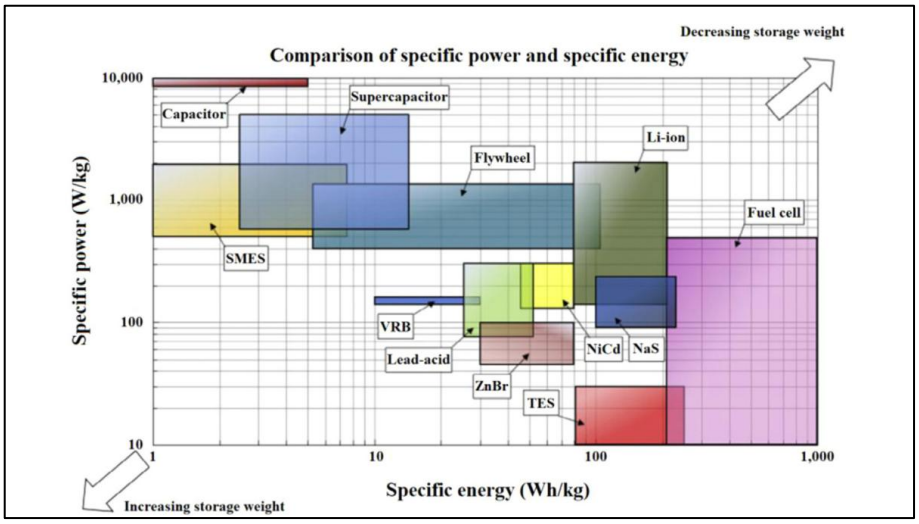


Ilustración 18 Comparación de los distintos sistemas de almacenamiento energético

Fuente: (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018)

En la ilustración superior se observa que las baterías de Ion-Litio son las que mayor potencia y energía específica tienen, además como se ha mencionado, las baterías de plomo-ácido no son las más adecuadas para aplicaciones que requieren potencias elevadas y requieren mantenimiento frecuente. Por otro lado, las baterías de flujo redox son más duraderas, sin embargo, tienen menor densidad energética y una infraestructura más compleja.

Dentro de las baterías de Ion-Litio, la tecnología más adecuada en una aplicación estacionaria como la estudiada, seguramente es la batería de litio-ferrofosfato (LFP). Ofrece una combinación de eficiencia energética, larga vida útil y seguridad térmica, que es importante en un clima cálido como el de la provincia de Sevilla. Las baterías NMC son más compactas, pero tienen menor estabilidad química y el uso de cobalto aumenta su impacto ambiental.

Para dimensionar un sistema de baterías en primer lugar, se debe definir la energía útil requerida. En este caso, depende de la demanda diaria de los cargadores eléctricos y la cantidad de días que se pretende cubrir la demanda en caso de no tener disponibles fuentes de generación energética. Hay dos parámetros que se deberán tener en cuenta para definir la

capacidad útil de las baterías: la eficiencia eléctrica del sistema y la profundidad máxima de descarga (DoD), este último hace referencia al porcentaje de la capacidad total de la batería que se utiliza con respecto a su carga máxima. Si una batería se descarga completamente, se somete a un mayor estrés electroquímico, lo que acelera la degradación de los materiales activos. Por tanto, se debe mantener en un rango aceptable con el objetivo de evitar la degradación acelerada de la batería.

En segundo lugar, se debe tener en cuenta la tasa de descarga de la batería (C-rate) a la que se pretenda operar. Esta tasa indica la velocidad de carga y/o descarga de una batería en relación con su capacidad nominal, es decir, una batería que se descarga a 1C tardará una hora en realizar el proceso completo, mientras que si lo hace a 2C tardará 30 minutos. No obstante, una tasa de descarga o carga demasiado alta causa un mayor calentamiento y puede acelerar el envejecimiento de las celdas. Existen dos valores de C-rate, el valor admisible para operación continua y el valor de C-rate máximo. En un caso como el estudiado en este proyecto, la capacidad del sistema de almacenamiento se diseña para poder cubrir la demanda de varios días por lo que no es necesario buscar un valor de C-rate elevado ya que la capacidad será muy superior a la máxima velocidad de carga o descarga. Sin embargo, se debe encontrar un C-rate admisible continuo que permita cubrir las demandas horarias de energía para las descargas, pero también que permita cargar la batería a la potencia que suministren los sistemas fotovoltaicos y la pila de combustible cuando se genere excedente energético.

Por otro lado, es importante considerar estrategias que garanticen una correcta gestión energética del sistema de almacenamiento para poder garantizar un funcionamiento fiable y eficiente de la estación de recarga. Las baterías de este sistema operan como un gestor dinámico del balance entre la generación y la demanda. Los sistemas de gestión energética inteligente (EMS) son capaces de predecir la producción y la demanda prevista para tomar decisiones de carga/descarga de las baterías y optimizar el sistema. Mediante algoritmos de programación se pueden minimizar el número de ciclos de las baterías, así como, evitar picos de corriente elevados y distribuir la carga de manera equitativa entre todos los módulos. En el caso de esta estación, priorizaría el autoconsumo solar directo cuando los paneles estén

produciendo y haya demanda, y cargaría las baterías cuando se generara excedente. En el caso de no haber generación fotovoltaica se recurre a la descarga de la batería, respetando los umbrales de DOD óptimos. De igual manera, se activaría la pila de combustible, cuando la demanda no pueda ser satisfecha por el conjunto de paneles y baterías, como fuente de respaldo.

Por último, se debe considerar la introducción de un sistema de gestión de baterías (BMS), es un conjunto de hardware y software que permite monitorizar parámetros relevantes de la operación del sistema como temperatura, voltaje, corriente y estado de carga (SOC). Al monitorizar todos estos valores en tiempo real, garantiza la seguridad del sistema mediante avisos de fallos o desequilibrios en las distintas celdas. Entre sus funciones, está la de actuar frente a condiciones peligrosas ejecutando desconexiones automáticas coordinando con sistemas de corte, relés y contactores. Por otro lado, aplica técnicas de balanceo para mantener las celdas en equilibrio, este puede ser de dos tipos:

- Pasivo: disipa la energía de las celdas más cargadas en forma de calor.
- Activo: transfiere energía de las celdas más cargadas a las menos cargadas para redistribuir la carga.

Otras de las funciones de este sistema es el cálculo de parámetros clave como el estado de carga (SOC) mediante un modelo basado en integración de corriente y tensión. Otros parámetros relevantes son el estado de salud de la batería (SOH) que estima la capacidad real de la batería frente a la capacidad original y la cantidad de ciclos útiles restantes (RUL) que permite anticipar la vida útil restante de la batería.

El sistema BMS se debe integrar con el sistema EMS para facilitar la automatización del sistema y actuar sobre otros elementos de la instalación que permitan mantener el rango de funcionamiento ideal de las baterías y evitar la degradación acelerada.

2.5 PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO

Como se ha mencionado en apartados anteriores, esta instalación cuenta con una segunda fuente de generación energética para garantizar el suministro en caso de picos de demanda o baja generación fotovoltaica. Esta fuente es una pila de combustible de hidrógeno y es seleccionada porque es una fuente de energía renovable cuya producción no depende de las condiciones climatológicas, por tanto, es una forma de que el suministro de electricidad a los vehículos esté garantizado bajo cualquier condición.

La pila de combustible es un dispositivo electroquímico, de igual manera que una batería, convierte de manera directa la energía química (en este caso del hidrógeno y el oxígeno) en electricidad. Además, como productos de la reacción genera calor y agua. La reacción que se produce para conseguir la energía es la inversa a la electrólisis:

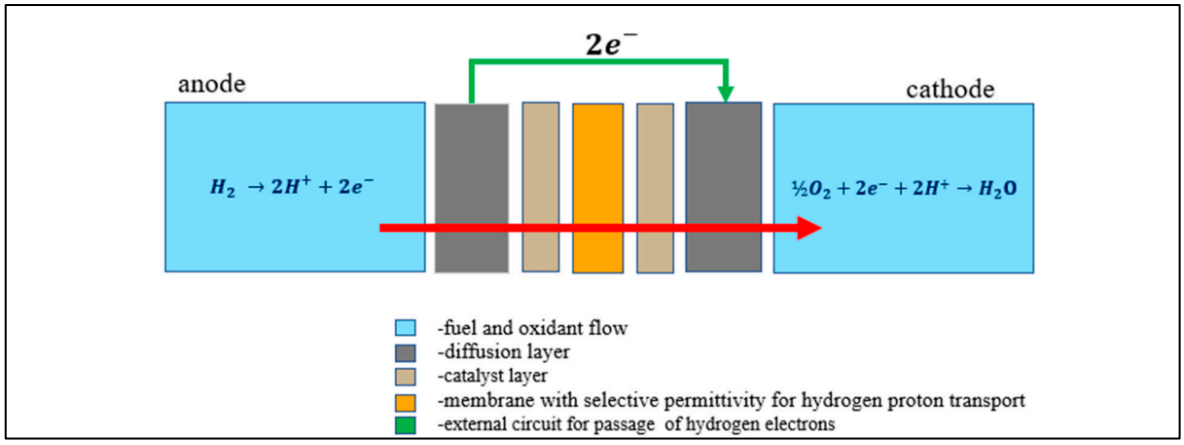


Ilustración 19 Componentes de una pila de hidrógeno

Fuente: (Felseghi, Carcadea, Raboaca, Trufin, & Filote, 2019)

El proceso se desarrolla en 3 etapas principales:

- Ánodo: en esta etapa se produce la oxidación, el hidrógeno se disocia en protones y libera electrones. Los protones pasan a través del electrolito y los electrones fluyen por un circuito externo generando corriente eléctrica.

- Cátodo: en esta etapa los protones y los electrones generados en el ánodo se vuelven a juntar y reaccionan con el oxígeno para genera agua como único residuo. De esta manera si el hidrógeno es de origen renovable no se producen emisiones.
- Electrolito: este componente permite el paso de los protones que se generan en el ánodo per impide el paso de electrones, forzándolos a circular por el circuito externo. Se caracteriza por tener una alta estabilidad química y puntos altos de fusión y evaporación de manera que siga cumpliendo su función a altas temperaturas de operación. Los electrolitos más comunes son los electrolitos líquidos que pueden ser soluciones ácidas o básicas, no obstante, también hay electrolitos sólidos con membranas de intercambio de iones y de cristal sólido, y electrolitos fundidos o con combustible disuelto.
- Catalizador: es la superficie en la que se producen todas las reacciones químicas, estas capas tienen partículas catalizadoras que aceleran la reacción, se suelen depositar sobre el carbono poroso de los electrodos.
- Placa bipolar: tienen una doble función, guían a los gases reactivos a la superficie de intercambio electrolítico mientras que conducen la electricidad producida. Tienen que ser placas muy conductoras y químicamente inertes.

Las pilas de combustible se clasifican por el tipo de electrolito utilizado, esto marca u temperatura de operación, eficiencia, materiales requeridos y, por tanto, su aplicación, a continuación, se detallan las principales:

Nombre	**Electrolito**	**Temperatura de operación**
PEMFC	Membrana de intercambio protónico	60-80ºC
AFC	Hidróxido de potasio (KOH)	60-90ºC
PAFC	Ácido fosfórico	>200ºC
MCFC	Carbonato fundido	600-700ºC

SOFC	Óxido sólido cerámico	700-1000ºC

Tabla 3 Tipos de pilas de combustible

Fuente: (Felseghi, Carcadea, Raboaca, Trufin, & Filote, 2019)

En este proyecto se utiliza la tecnología de intercambio de protones (PEMFC), una de las principales razones es que su baja temperatura de operación (en comparación con el resto de las tecnologías) permite arranques rápidos, bajo estrés mecánico y un control térmico más simple. Otra de sus ventajas es que tiene una alta densidad de potencia, lo que permite que tenga una gran respuesta ante picos de demanda y facilita su integración en sistemas híbridos con almacenamiento y otras fuentes de generación. Por otro lado, tiene una eficiencia en torno al 60% cuando se trabaja con hidrógeno puro, lo que hace su uso para aplicaciones intermitentes muy interesante. Sus principales desventajas son el elevado precio de sus catalizadores y su alta sensibilidad a impurezas, es decir, debe ser alimentada con hidrógeno puro. (Felseghi, Carcadea, Raboaca, Trufin, & Filote, 2019).

Los principales parámetros que se deben considerar a la hora de dimensionar la pila de combustible son los siguientes:

- Potencia eléctrica de la pila: la potencia generada por cada celda o stack de celdas se calcula como el producto de tensión instantánea por la corriente generada, de esta manera, la tensión total es la suma de las tensiones de las celdas conectadas en serie. Esta tensión depende de las reacciones electroquímicas, la resistencia interna del electrolito y contactos eléctricos.
- Eficiencia eléctrica: se define como la cantidad de energía química del hidrógeno que es realmente convertida en electricidad frente a la disponible.
- Eficiencia térmica: esta eficiencia incluye también la energía no convertida en electricidad, que se libera como calor y que podría ser recuperable en aplicaciones de cogeneración.

Además, la eficiencia de la pila puede variar según las condiciones de operación, a mayor temperatura, se aceleran las reacciones, pero puede comprometer la estabilidad de la membrana.

- Tiempo de respuesta dinámica: una pila PEMFC presenta tiempos se arranque rápidos y capacidad de adaptación progresiva ante variaciones en la carga, lo cual es fundamental para que actúe como fuente de respaldo.

El combustible que alimenta a estas pilas es el hidrógeno, se ha consolidado como un vector energético que facilita la transición hacia fuentes energéticas sostenibles y no contaminantes. Es considerado un vector energético porque realmente es un portador de energía, es decir, almacena, transporta y libera energía bajo demanda, mediante procesos físicos o químicos. Su aprovechamiento mediante pilas de combustible, en las que mediante la reacción electroquímica descrita previamente, se obtiene electricidad le permite ser aplicable en sectores diversos, desde generación eléctrica, transporte o almacenamiento de energía renovable.

La principal ventaja del hidrógeno es que tiene una alta densidad energética por masa (33,3 kWh/kg), sin embargo, tiene una densidad volumétrica muy baja, lo que implica que requiere mucho espacio para almacenar cantidades significantes. Estas características lo hacen atractivo para almacenamiento de energía a gran escala o aplicaciones móviles de transporte pesado. Como se ha mencionado previamente en este apartado, otra principal ventaja es que en una pila de combustible no genera emisiones de CO2 si es hidrógeno puro, tampoco genera óxidos de nitrógeno ni partículas contaminantes, por tanto, es un vector energético limpio (siempre y cuando su origen sea renovable) (Edwards, Kuznetsov, & David, 2007).

En una pila como la PEMFC el hidrógeno tiene que llegar con una pureza muy elevada al ánodo, ya que cualquier traza de monóxido de carbono, sulfuros o metales pueden envenenar el catalizador, reduciendo la vida útil y la eficiencia de la pila. Por otro lado, es fundamental la regulación de caudal para que el hidrógeno llegue con la presión necesaria

a la pila de combustible. Por último, el gas debe estar en la temperatura óptima de operación para que la reacción se produzca de manera eficiente.

Por tanto, el hidrógeno es un vector energético idóneo para garantizar la sostenibilidad de la estación de recarga y la pila de combustible se postula como un componente fundamental de la instalación. En el próximo apartado se profundizará sobre el sistema complementario a la pila de hidrógeno que es el reformador, será el encargado de transformar el biometano en hidrógeno y suministrarlo a la pila de combustible en las condiciones óptimas para su aprovechamiento energético.

2.6 PRODUCCIÓN Y LOGÍSTICA DEL HIDRÓGENO

Para aprovechar el hidrógeno como vector energético es crítico el proceso de producción, de él depende la sostenibilidad de la producción energética y la viabilidad económica y técnica. Existen distintas técnicas que permiten la obtención de hidrógeno, cada una parte de algún compuesto rico en hidrógeno como puede ser el agua, los hidrocarburos o la biomasa. A continuación, se detallan los principales procesos renovables para la obtención de hidrógeno:

- Electrólisis del agua: este proceso es el contrario al de la pila de combustible, en este caso mediante electricidad se disocia la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. En el caso de que la electricidad proceda de fuentes renovables se denomina hidrógeno verde al producto de la reacción. Este proceso requiere una gran cantidad de electricidad y la eficiencia es de en torno al 60-70 %.

$$H2 \rightarrow H2 + \frac{1}{2}O2 \qquad (2)$$

- Reformado con vapor de hidrocarburos ligeros: este proceso es el que convierte al metano y otros hidrocarburos en hidrógeno y dióxido de carbono, mediante un proceso termoquímico que requiere vapor de agua. Este método es el más utilizado a nivel industrial, si se permiten emisiones de dióxido de carbono se considera hidrógeno gris,

mientras que si se capturan se considera hidrógeno azul, no obstante, en caso de que el metano sea biometano de origen renovable se considera hidrógeno verde.

$$CH4 + H2O \rightarrow CO + 3H2 \quad (3)$$

$$CO + H2O \rightarrow CO2 + H2 \quad (4)$$

- Gasificación de biomasa: este proceso consiste en la descomposición térmica de la biomasa en una atmósfera controlada, de esta manera se genera un gas de síntesis formado por hidrógeno y óxidos de carbono. La biomasa es principalmente un conjunto de residuos orgánicos y al calentarla a temperaturas muy altas se genera gas hidrógeno a través de una reacción de wáter-gas-shift, la principal ventaja de esta técnica es que tiene un bajo coste (en lo referente a la materia prima) y gran eficiencia.

(Tang, Tan, & Li, 2023)

En este proyecto se apuesta por el reformado de biometano como una solución sostenible y eficiente para la obtención de hidrógeno renovable. El biometano es un gas renovable que se obtiene a partir de otro proceso de purificación de biogás. Esta purificación consiste en la digestión anaerobia de residuos orgánicos (agrícolas, urbanos y estiércoles), el biogás obtenido contiene principalmente metano y dióxido de carbono, aunque también contiene trazas de sulfuros, vapor de agua o siloxanos. A través de un proceso de "upgrading" se logra eliminar el dióxido de carbono y los otros contaminantes, obteniendo un gas con alto contenido de metano, este gas tiene propiedades similares al gas natural fósil, pero desde un origen renovable y neutro en carbono.

El proceso de reformado se ha mencionado previamente, consiste en reacciones electroquímicas en serie que consiguen descomponer el metano en presencia de vapor de agua. Como producto de estas reacciones se obtiene hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El proceso más conocido es el reformado mediante vapor junto con la

reacción de desplazamiento para convertir el monóxido de carbono en hidrógeno adicional, esto convierte este método en uno de los que mayor producción de hidrógeno logra. Esta reacción se produce a 800ºC y es altamente endotérmica, por lo que el proceso de reformado requiere una instalación eficiente y segura. (Tang, Tan, & Li, 2023)

En este proyecto se apuesta por reformadores electroquímicos o resistivos, es decir, a diferencia de los reformadores comunes que utilizan combustión externa de una parte del gas para producir el calor necesario de la reacción, en este caso se genera el calor mediante resistencias eléctricas o inducción alimentadas con energía eléctrica. De esta manera, se puede utilizar la propia electricidad almacenada en la instalación para reformar el biometano y no se necesita un aporte de calor adicional. Adicionalmente, los reformadores eléctricos operan de manera más sostenible y reducen el riesgo de emisiones descontroladas. La instalación necesaria para este reformador es modular y compacta y cuenta con la siguiente estructura:

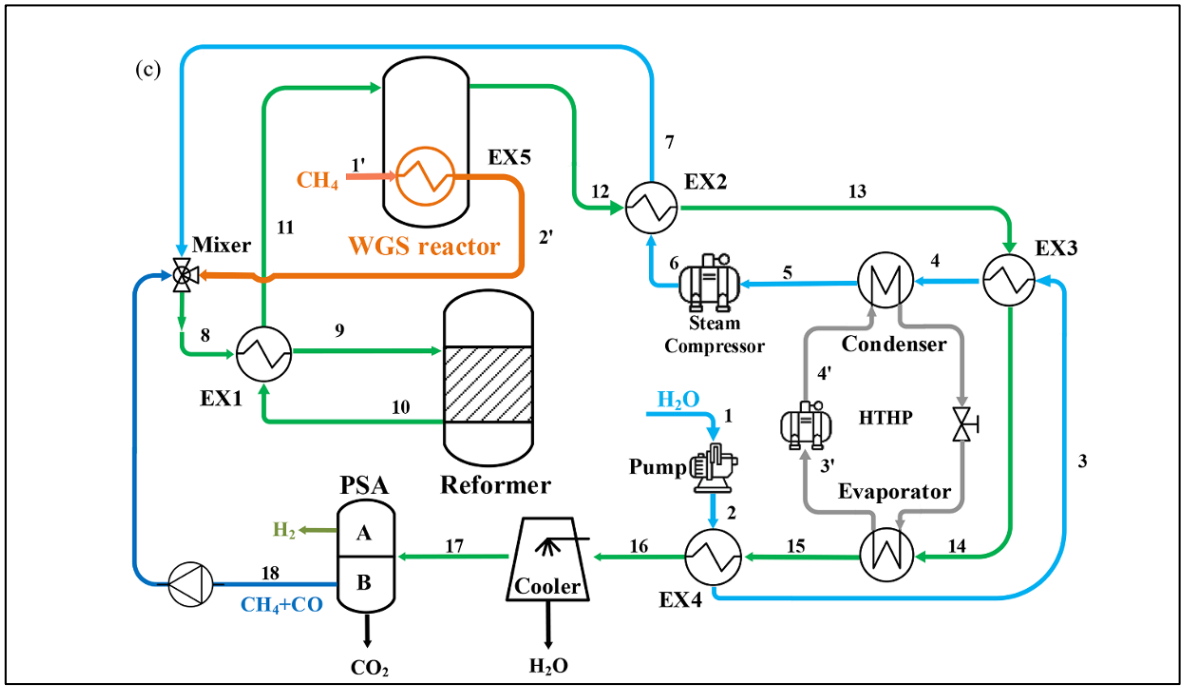


Ilustración 20 Proceso de un reformador eléctrico de metano

Fuente: (Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)

- Cámara de reacción: los reactores de reformado incluyen catalizadores que aceleran la reacción normalmente a base de níquel o metales nobles. Es donde se producen la reacción de reformado.
- Sistema de vaporización de agua: este componente se encarga de generar el vapor necesario para la reacción de reformado, necesita aporte de calor y de agua, y requiere un control térmico preciso. En la configuración que se utiliza en este proyecto se emplea un sistema HTHP que permite la evaporación del agua aprovechando el calor residual que se genera en el reformado.
- Reactor WGS: es la etapa que permite incrementar la producción de hidrógeno a partir del monóxido de carbono residual. Esto se logra mediante una reacción de desplazamiento (wáter gas shift).
- Sistema de purificación: esta etapa permite a través de PSA obtener hidrógeno con una pureza del 99,99% que es apto para alimentar a la pila PEMFC.

La eficiencia eléctrica con este sistema es de un 88,68% y tiene un consumo de electricidad de 9,74 kWh por cada kilogramo de hidrógeno producido, lo que lo posiciona como una alternativa muy interesante para la producción de hidrógeno en comparación con las otras alternativas planteadas. No obstante, esta instalación requiere de un sistema de captura de carbono para neutralizar las emisiones y ser un sistema completamente sostenible (Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022).

Existen distintas alternativas para la logística del suministro de biometano, en este proyecto se apuesta por el almacenamiento en tanque de manera que se garantice una reserva que cubra la demanda de varios días y el suministro de biometano a través de camiones cisterna. El compromiso de esta instalación es el de proponer una instalación de recarga que sea replicable en lugares alejados de núcleos urbanos y por tanto no se puede partir de la suposición de que hay acceso a un gaseoducto en el emplazamiento.

Capítulo 3. METODOLOGÍA

3.1 JUSTIFICACIÓN

Este proyecto parte de la necesidad de implementar un modelo de estación de recarga de vehículos eléctricos que pueda garantizar el suministro ininterrumpido y que se acerque a las necesidades del consumidor real de manera sostenible. Para lograrlo, es fundamental encontrar un modelo que sea autosuficiente energéticamente, es decir, que el suministro de electricidad dependa únicamente de la capacidad de la propia estación para generarla y almacenarla. De esta manera, se evita correr el riesgo de fallos en la red eléctrica o factores ajenos que puedan condicionar la recarga. El modelo autosuficiente energéticamente debe contar con fuentes de generación y almacenamiento energético que cubran la demanda con dos grandes condicionantes: que sean fuentes libres de emisiones contaminantes y que el modelo sea económicamente rentable.

En capítulos anteriores se han detallado los beneficios de la ubicación seleccionada para el desarrollo de un proyecto de estas características, así como el detalle de las diferentes tecnologías que intervienen en esta estación de recarga de vehículos eléctricos sin conexión a la red. La combinación de tecnologías seleccionada para este proyecto responde a una de las múltiples posibilidades para lograr una estación de recarga autosuficiente y se fundamenta en probar que una instalación renovable puede ser independiente de factores externos como el precio de la electricidad o las condiciones climatológicas.

3.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO Y SIMULACIÓN

En este apartado se detalla el proceso metodológico seguido para el diseño técnico de la instalación. Este proceso ha seguido una estructura secuencial partiendo de un estudio de la demanda, seguido del dimensionamiento de la estructura de recarga y terminando con el cálculo de la instalación energética. Además, cada una de las etapas de este proceso se

apoyan en herramientas de cálculo o en informes científicos y datos contrastados que permiten que la instalación se ajuste lo máximo posible a la realidad.

3.2.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA

La primera etapa para el diseño de la instalación es el estudio de la demanda. Se ha mencionado en apartados anteriores la creciente penetración del vehículo eléctrico en el parque automovilístico y la necesidad de la optimización de la infraestructura de recarga. Por ello, el proyecto busca encontrar una estimación ajustada a la realidad de la potencial demanda de recarga que puede haber en la actualidad en el emplazamiento seleccionado. Además, se tendrá en cuenta el crecimiento posible de esta demanda a lo largo del horizonte temporal en el que se desarrolla el proyecto.

El primer paso del estudio de la demanda consiste en estimar el flujo de vehículos actual en el lugar de la estación de recarga. El Ronquillo se ubica en el kilómetro 770 de la autovía A-66 y la ubicación estratégica de la estación de recarga es la siguiente:

Ilustración 21 Ubicación de la estación de recarga

Fuente: (Google Maps, s.f.)

De la misma manera que una estación de servicio, el objetivo es que la estación de recarga se encuentre lo más cercana posible a una gran autovía para tener acceso a un mayor número de vehículos. Una vez definido el lugar exacto de la estación de recarga se obtienen datos reales del flujo de tráfico por la autovía A-66 a lo largo del año. Estos datos se miden en puntos determinados de la ruta por lo que no hay un dato concreto parala ubicación exacta de la instalación. No obstante, se han seleccionado los datos de dos puntos entre los que se encuentra el Ronquillo y se ha estimado el promedio de vehículos que circulan en el punto del emplazamiento:

Mes	**SE-456-0/A-66/KM 792,15**	**BA-34-0/A-66/KM 697,08**	**Estimado/A-66/KM 770**
Enero	19.045 veh/dia	9.899 veh/dia	14.472 veh/dia
Febrero	20.889 veh/dia	10.771 veh/dia	15.830 veh/dia
Marzo	18.545 veh/dia	10.275 veh/dia	14.410 veh/dia
Abril	24.108 veh/dia	12.818 veh/dia	18.463 veh/dia
Mayo	22.270 veh/dia	13.369 veh/dia	17.820 veh/dia
Junio	24.320 veh/dia	15.386 veh/dia	19.853 veh/dia
Julio	31.266 veh/dia	22.273 veh/dia	26.770 veh/dia
Agosto	33.748 veh/dia	24.493 veh/dia	29.121 veh/dia
Septiembre	26.178 veh/dia	17.027 veh/dia	21.603 veh/dia
Octubre	22.719 veh/dia	12.786 veh/dia	17.753 veh/dia

Noviembre	20.918 veh/dia	10.686 veh/dia	15.802 veh/dia
Diciembre	23.583 veh/dia	12.843 veh/dia	18.213 veh/dia

Tabla 4 Estimación del flujo de tráfico en la estación de recarga

Fuente: (Transportes, s.f.)

Una vez obtenidos los flujos de vehículos diarios para cada uno de los meses del año, es necesario realizar una aproximación sobre cuantos de esos vehículos son eléctricos. Basando la estimación en el informe anual de ANFAC de 2023 (citar el documento de anfac) se obtiene el dato de que el porcentaje de turismos eléctricos sobre el total de vehículos en España es de un 0,5%.

No obstante, el proyecto busca estar lo más ajustado posible a la realidad, por tanto, se debe tener en cuenta que el usuario del vehículo eléctrico no tiene los mismos hábitos de desplazamiento que el usuario del vehículo de combustión. Es decir, debido a la escasa autonomía de la mayoría de los vehículos eléctricos se realizan menores desplazamientos largos. Según un informe de Ecomento (Ecomento, s.f.), el 30% de los usuarios del vehículo de combustión realizan viajes largos con sus automóviles frente al 25% de los usuarios del vehículo eléctrico. Por tanto, se puede estimar la proporción de vehículos eléctricos en carretera con respecto al total de vehículos de la siguiente manera:

$$Flujo\ VE\ = \%\frac{VE}{total} * \frac{\%VE\ viajan}{\%VCI\ viajan} \qquad (5)$$

De esta manera se obtiene que la proporción real de VE que viajan y que por tanto harán uso de esta estación interurbana será de un 0,41%.

Además, se debe diferenciar entre los días laborables y los días de fin de semana ya que, al ser una estación de recarga en un área interurbana, tendrá mayor afluencia los viernes, sábados y domingos que el resto de la semana. Según un estudio del Departamento Energético de los Estados Unidos (Pritchard, Borlaug, Yang, & Gonder, 2023) la afluencia en estaciones de recarga ultrarrápida en un día de fin de semana es aproximadamente el doble

que un día laborable. De esta manera la afluencia diaria en días laborables en la estación de recarga mantendrá esta misma proporción con respecto a la de días no laborables. Resultando de esta manera el flujo de vehículos eléctricos en la estación de recarga:

Mes	**Flujo de VE lunes-jueves**	**Flujo de VE viernes-domingo**
Enero	34 veh/dia	60 veh/dia
Febrero	37 veh/dia	65 veh/dia
Marzo	34 veh/dia	60 veh/dia
Abril	43 veh/dia	76 veh/dia
Mayo	41 veh/dia	74 veh/dia
Junio	46 veh/dia	82 veh/dia
Julio	62 veh/dia	111 veh/dia
Agosto	68 veh/dia	120 veh/dia
Septiembre	50 veh/dia	89 veh/dia
Octubre	41 veh/dia	73 veh/dia
Noviembre	37 veh/dia	65 veh/dia
Diciembre	42 veh/dia	75 veh/dia

Tabla 5 Flujo de vehículos eléctricos en la estación de recarga

Fuente: Elaboración Propia

Una vez definidos los flujos diarios de vehículos, se puede dimensionar la demanda horaria. En este caso, el proyecto se basa en un estudio realizado en una estación de recarga

ultrarrápida que define las curvas de demanda de este tipo de estaciones en días de diario y en fines de semana de la siguiente manera (Andersen, Jacobsen, & Gunkel, 2021):

Ilustración 23 Reparto de demanda diaria en días laborables

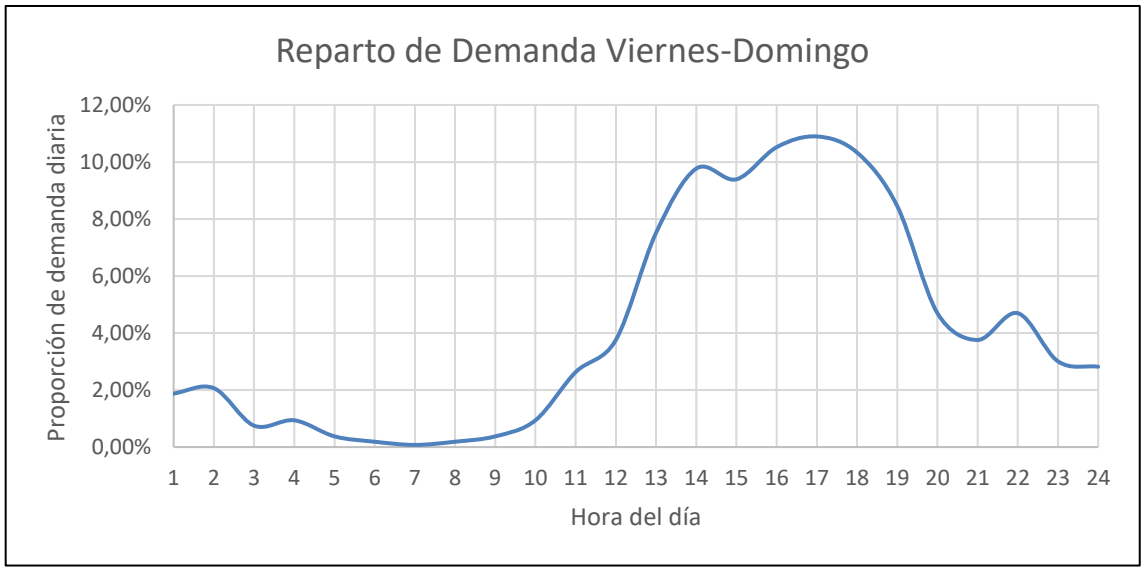


Ilustración 22 Reparto de demanda diaria en fines de semana

Fuente: (Andersen, Jacobsen, & Gunkel, 2021)

Por último, queda definir la demanda energética de recarga de cada vehículo, para ello es necesario definir dos aspectos:

- Capacidad media de la batería de los vehículos
- Porcentaje de recarga promedio que realizan

En el caso de esta instalación se estima que los vehículos cuentan de media con una batería de 80 kWh y que recargarán de media un 80% de la batería en cada recarga, es decir, cada vehículo demandará 64 kWh de electricidad en la recarga. De esta manera, queda definido un perfil diario de carga para cada día del año, distinto para cada mes y además diferenciando entre días laborables y fines de semana.

		00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Enero	L-J	44,00 kWh	40,00 kWh	20,00 kWh	8,00 kWh	4,00 kWh	1,60 kWh	12,00 kWh	20,00 kWh	32,00 kWh	44,00 kWh	79,99 kWh	123,99 kWh	99,99 kWh	119,99 kWh	167,99 kWh	159,99 kWh	199,98 kWh	203,98 kWh	191,99 kWh	183,99 kWh	111,99 kWh	119,99 kWh	99,99 kWh	64,00 kWh
	V-D	71,91 kWh	79,10 kWh	28,76 kWh	35,95 kWh	14,38 kWh	7,19 kWh	2,88 kWh	7,19 kWh	14,38 kWh	35,95 kWh	100,67 kWh	143,81 kWh	287,63 kWh	373,92 kWh	359,53 kWh	402,68 kWh	417,06 kWh	395,49 kWh	323,58 kWh	179,77 kWh	143,81 kWh	179,77 kWh	115,05 kWh	107,86 kWh
Febrero	L-J	48,13 kWh	43,75 kWh	21,88 kWh	8,75 kWh	4,38 kWh	1,75 kWh	13,13 kWh	21,88 kWh	35,00 kWh	48,13 kWh	87,50 kWh	135,63 kWh	109,38 kWh	131,25 kWh	183,75 kWh	175,00 kWh	218,75 kWh	223,13 kWh	210,00 kWh	201,25 kWh	122,50 kWh	131,25 kWh	109,38 kWh	70,00 kWh
	V-D	78,65 kWh	86,52 kWh	31,46 kWh	39,33 kWh	15,73 kWh	7,87 kWh	3,15 kWh	7,87 kWh	15,73 kWh	39,33 kWh	110,12 kWh	157,31 kWh	314,62 kWh	409,00 kWh	393,27 kWh	440,46 kWh	456,20 kWh	432,60 kWh	353,95 kWh	196,64 kWh	157,31 kWh	196,64 kWh	125,85 kWh	117,98 kWh
Marzo	L-J	43,81 kWh	39,83 kWh	19,91 kWh	7,97 kWh	3,98 kWh	1,59 kWh	11,95 kWh	19,91 kWh	31,86 kWh	43,81 kWh	79,65 kWh	123,46 kWh	99,56 kWh	119,48 kWh	167,27 kWh	159,30 kWh	199,13 kWh	203,11 kWh	191,16 kWh	183,20 kWh	111,51 kWh	119,48 kWh	99,56 kWh	63,72 kWh
	V-D	71,60 kWh	78,76 kWh	28,64 kWh	35,80 kWh	14,32 kWh	7,16 kWh	2,86 kWh	7,16 kWh	14,32 kWh	35,80 kWh	100,24 kWh	143,20 kWh	286,40 kWh	372,31 kWh	357,99 kWh	400,95 kWh	415,27 kWh	393,79 kWh	322,20 kWh	179,00 kWh	143,20 kWh	179,00 kWh	114,56 kWh	107,40 kWh
Abril	L-J	56,13 kWh	51,03 kWh	25,51 kWh	10,21 kWh	5,10 kWh	2,04 kWh	15,31 kWh	25,51 kWh	40,82 kWh	56,13 kWh	102,05 kWh	158,18 kWh	127,57 kWh	153,08 kWh	214,31 kWh	204,11 kWh	255,14 kWh	260,24 kWh	244,93 kWh	234,72 kWh	142,88 kWh	153,08 kWh	127,57 kWh	81,64 kWh
	V-D	91,74 kWh	100,91 kWh	36,69 kWh	45,87 kWh	18,35 kWh	9,17 kWh	3,67 kWh	9,17 kWh	18,35 kWh	45,87 kWh	128,43 kWh	183,47 kWh	366,95 kWh	477,03 kWh	458,69 kWh	513,73 kWh	532,07 kWh	504,55 kWh	412,82 kWh	229,34 kWh	183,47 kWh	229,34 kWh	146,78 kWh	137,61 kWh
Mayo	L-J	54,17 kWh	49,25 kWh	24,62 kWh	9,85 kWh	4,92 kWh	1,97 kWh	14,77 kWh	24,62 kWh	39,40 kWh	54,17 kWh	98,50 kWh	152,67 kWh	123,12 kWh	147,75 kWh	206,84 kWh	196,99 kWh	246,24 kWh	251,17 kWh	236,39 kWh	226,54 kWh	137,90 kWh	147,75 kWh	123,12 kWh	78,80 kWh
	V-D	88,54 kWh	97,39 kWh	35,42 kWh	44,27 kWh	17,71 kWh	8,85 kWh	3,54 kWh	8,85 kWh	17,71 kWh	44,27 kWh	123,96 kWh	177,08 kWh	354,16 kWh	460,41 kWh	442,70 kWh	495,82 kWh	513,53 kWh	486,97 kWh	398,43 kWh	221,35 kWh	177,08 kWh	221,35 kWh	141,66 kWh	132,81 kWh
Junio	L-J	60,36 kWh	54,87 kWh	27,43 kWh	10,97 kWh	5,49 kWh	2,19 kWh	16,46 kWh	27,43 kWh	43,89 kWh	60,36 kWh	109,74 kWh	170,09 kWh	137,17 kWh	164,61 kWh	230,45 kWh	219,47 kWh	274,34 kWh	279,83 kWh	263,37 kWh	252,40 kWh	153,63 kWh	164,61 kWh	137,17 kWh	87,79 kWh
	V-D	98,64 kWh	108,51 kWh	39,46 kWh	49,32 kWh	19,73 kWh	9,86 kWh	3,95 kWh	9,86 kWh	19,73 kWh	49,32 kWh	138,10 kWh	197,29 kWh	394,57 kWh	512,95 kWh	493,22 kWh	552,40 kWh	572,13 kWh	542,54 kWh	443,90 kWh	246,61 kWh	197,29 kWh	246,61 kWh	157,83 kWh	147,97 kWh
Julio	L-J	81,38 kWh	73,98 kWh	36,99 kWh	14,80 kWh	7,40 kWh	2,96 kWh	22,20 kWh	36,99 kWh	59,19 kWh	81,38 kWh	147,97 kWh	229,35 kWh	184,96 kWh	221,95 kWh	310,73 kWh	295,94 kWh	369,92 kWh	377,32 kWh	355,12 kWh	340,33 kWh	207,16 kWh	221,95 kWh	184,96 kWh	118,37 kWh
	V-D	133,01 kWh	146,31 kWh	53,20 kWh	66,50 kWh	26,60 kWh	13,30 kWh	5,32 kWh	13,30 kWh	26,60 kWh	66,50 kWh	186,21 kWh	266,02 kWh	532,04 kWh	691,65 kWh	665,05 kWh	744,85 kWh	771,46 kWh	731,55 kWh	598,54 kWh	332,52 kWh	266,02 kWh	332,52 kWh	212,82 kWh	199,51 kWh
Agosto	L-J	88,53 kWh	80,48 kWh	40,24 kWh	16,10 kWh	8,05 kWh	3,22 kWh	24,14 kWh	40,24 kWh	64,39 kWh	88,53 kWh	160,96 kWh	249,49 kWh	201,20 kWh	241,44 kWh	338,02 kWh	321,93 kWh	402,41 kWh	410,46 kWh	386,31 kWh	370,22 kWh	225,35 kWh	241,44 kWh	201,20 kWh	128,77 kWh
	V-D	144,69 kWh	159,16 kWh	57,88 kWh	72,35 kWh	28,94 kWh	14,47 kWh	5,79 kWh	14,47 kWh	28,94 kWh	72,35 kWh	202,57 kWh	289,38 kWh	578,76 kWh	752,39 kWh	723,45 kWh	810,27 kWh	839,21 kWh	795,80 kWh	651,11 kWh	361,73 kWh	289,38 kWh	361,73 kWh	231,51 kWh	217,04 kWh
Septiembre	L-J	65,67 kWh	59,70 kWh	29,85 kWh	11,94 kWh	5,97 kWh	2,39 kWh	17,91 kWh	29,85 kWh	47,76 kWh	65,67 kWh	119,41 kWh	185,08 kWh	149,26 kWh	179,11 kWh	250,76 kWh	238,82 kWh	298,52 kWh	304,49 kWh	286,58 kWh	274,64 kWh	167,17 kWh	179,11 kWh	149,26 kWh	95,53 kWh
	V-D	107,34 kWh	118,07 kWh	42,93 kWh	53,67 kWh	21,47 kWh	10,73 kWh	4,29 kWh	10,73 kWh	21,47 kWh	53,67 kWh	150,27 kWh	214,67 kWh	429,34 kWh	558,15 kWh	536,68 kWh	601,08 kWh	622,55 kWh	590,35 kWh	483,01 kWh	268,34 kWh	214,67 kWh	268,34 kWh	171,74 kWh	161,00 kWh
Octubre	L-J	53,97 kWh	49,06 kWh	24,53 kWh	9,81 kWh	4,91 kWh	1,96 kWh	14,72 kWh	24,53 kWh	39,25 kWh	53,97 kWh	98,13 kWh	152,10 kWh	122,66 kWh	147,19 kWh	206,07 kWh	196,25 kWh	245,32 kWh	250,22 kWh	235,50 kWh	225,69 kWh	137,38 kWh	147,19 kWh	122,66 kWh	78,50 kWh
	V-D	88,21 kWh	97,03 kWh	35,28 kWh	44,10 kWh	17,64 kWh	8,82 kWh	3,53 kWh	8,82 kWh	17,64 kWh	44,10 kWh	123,49 kWh	176,41 kWh	352,83 kWh	458,68 kWh	441,03 kWh	493,96 kWh	511,60 kWh	485,14 kWh	396,93 kWh	220,52 kWh	176,41 kWh	220,52 kWh	141,13 kWh	132,31 kWh
Noviembre	L-J	48,04 kWh	43,67 kWh	21,84 kWh	8,73 kWh	4,37 kWh	1,75 kWh	13,10 kWh	21,84 kWh	34,94 kWh	48,04 kWh	87,35 kWh	135,39 kWh	109,18 kWh	131,02 kWh	183,43 kWh	174,69 kWh	218,36 kWh	222,73 kWh	209,63 kWh	200,89 kWh	122,28 kWh	131,02 kWh	109,18 kWh	69,88 kWh
	V-D	78,52 kWh	86,37 kWh	31,41 kWh	39,26 kWh	15,70 kWh	7,85 kWh	3,14 kWh	7,85 kWh	15,70 kWh	39,26 kWh	109,92 kWh	157,03 kWh	314,06 kWh	408,28 kWh	392,58 kWh	439,69 kWh	455,39 kWh	431,83 kWh	353,32 kWh	196,29 kWh	157,03 kWh	196,29 kWh	125,62 kWh	117,77 kWh
Diciembre	L-J	55,37 kWh	50,34 kWh	25,17 kWh	10,07 kWh	5,03 kWh	2,01 kWh	15,10 kWh	25,17 kWh	40,27 kWh	55,37 kWh	100,67 kWh	156,04 kWh	125,84 kWh	151,01 kWh	211,41 kWh	201,34 kWh	251,68 kWh	256,71 kWh	241,61 kWh	231,55 kWh	140,94 kWh	151,01 kWh	125,84 kWh	80,54 kWh
	V-D	90,49 kWh	99,54 kWh	36,20 kWh	45,25 kWh	18,10 kWh	9,05 kWh	3,62 kWh	9,05 kWh	18,10 kWh	45,25 kWh	126,69 kWh	180,99 kWh	361,98 kWh	470,57 kWh	452,47 kWh	506,77 kWh	524,87 kWh	497,72 kWh	407,23 kWh	226,24 kWh	180,99 kWh	226,24 kWh	144,79 kWh	135,74 kWh

Ilustración 24 Demanda energética total diaria para todos los meses del año

Fuente: Elaboración propia

La demanda total energética anual es de 1389,9 MWh según el estudio que se ha realizado en este apartado. Es preciso indicar que esta demanda se ha estimado según a los datos actuales, pero hay una previsión de crecimiento muy grande para los próximos años. Siguiendo las previsiones de crecimiento marcadas por la propuesta de PNIEC (Barrio & Olivera, 2023) de llegar a 5.500.000 de vehículos eléctricos en 2030 (en 2023 el número de vehículos eléctricos matriculados en España era 139.000), se ha estimado el siguiente crecimiento de la demanda de recarga para todo el horizonte del proyecto:

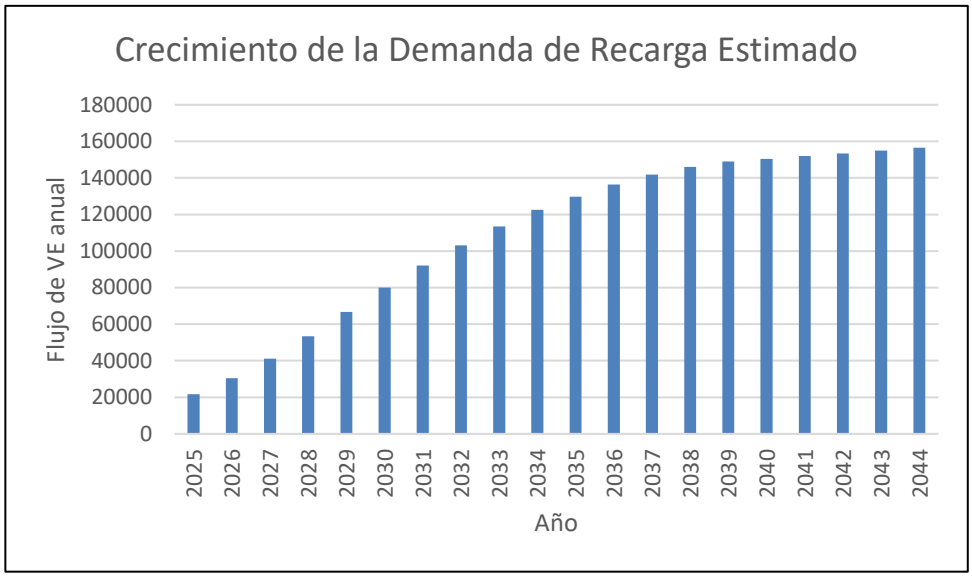


Ilustración 25 Crecimiento de la Demanda de Recarga Estimado

Fuente: Elaboración Propia

No obstante, la instalación se dimensionará según la demanda energética calculada para el primer año, al ser una instalación que busca satisfacer las necesidades actuales. El incremento en la demanda afectará a la instalación en la medida que esta no opere al 100% de su capacidad en el primer año y tenga margen para aumentar el suministro energético únicamente con los componentes instalados.

3.2.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CARGADORES

Partiendo de la demanda energética definida en el apartado anterior, el primer paso es el de dimensionar la infraestructura de recarga. Para ello es necesario analizar la demanda horaria a lo largo del año en la instalación. Analizando la media anual para cada hora del día se obtienen las siguientes gráficas:

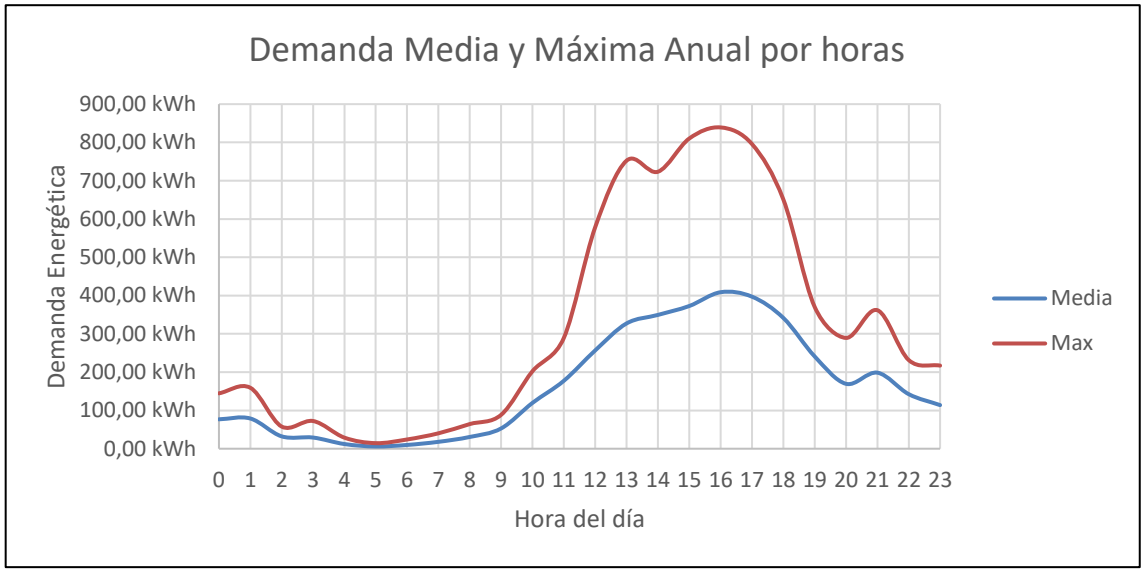


Ilustración 26 Gráfica de Demanda Media y Máxima Anual por horas

Fuente: Elaboración Propia

Se aprecia que la demanda media será inferior a 500 kWh a cualquier hora del día, aunque la demanda máxima horaria será de 839,21 kWh en agosto. El dimensionamiento de la instalación se realiza con el objetivo de cubrir toda la demanda del año inicial, y, por tanto, se opta por una potencia de recarga instalada de 1000 kW. Se dispondrá de 4 cargadores de 250 kW de potencia cada uno.

Una vez definida la potencia instalada, se puede estimar la tensión de operación y la corriente máxima de los cargadores. En primer lugar, la tensión de salida para estas potencias de carga es DC ya que las baterías de los vehículos funcionan con este tipo de corriente, de la misma manera, la corriente de entrada a los cargadores será corriente continua también ya que todas las fuentes de generación y almacenamiento que intervienen en la instalación son de este tipo. La tensión de salida se establece según la tensión típica de las baterías de los vehículos, existen automóviles actualmente que al contar con grandes baterías tienen una tensión de carga de hasta 800 V, además la previsión es que al aumentar la capacidad de las baterías en los próximos años esa tensión siga aumentando, por lo que la tensión nominal del sistema se sitúa en 1000 V. La corriente máxima del sistema se puede calcular de la siguiente manera:

$$I\ max = \frac{P\ max}{V} \tag{6}$$

$$Imax\ cargador = \frac{I\ max}{N\ cargadores} \tag{7}$$

Asumiendo que los 4 cargadores no van a poder operar simultáneamente a máxima potencia, se establece como la máxima potencia de operación 850 kW, la tensión nominal se ha indicado que será de 1000 V y por tanto, la corriente máxima esperada será de 850 A. De esta manera, al haber 4 cargadores, la corriente máxima por cargador será de 212,5 A. Esta corriente puede ser suministrada por un cargador tipo CCS2 que es el estándar europeo para cargas de alta potencia.

Por otro lado, se considerarán pérdidas en la entrega de energía del cargador, por lo que, aunque se dimensionarán con los valores de demanda indicados en el apartado anterior, habrá un 2% de la electricidad que se pierda y que no podrá ser entregada al usuario.

Por último, se asume que el sistema de gestión de carga (EMS) será capaz de priorizar según la demanda, estado de carga y tiempo la distribución dinámica de la potencia para satisfacer toda la demanda en caso de alta ocupación.

3.2.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Una vez definida la demanda energética y habiendo dimensionado un sistema de recarga que permita cubrirla en su totalidad, es necesario dimensionar el sistema fotovoltaico que permitirá generar la mayor parte de la energía para satisfacer la demanda. También es necesario dimensionar el sistema de almacenamiento en baterías que permitirá utilizar esa energía en las horas indicadas, sin depender de las condiciones climatológicas. En este apartado se recoge el cálculo de ambos sistemas ya que se ha hecho en conjunto a través de la herramienta PVsyst. A través de este programa se ha podido simular la generación

conjunta de ambos sistemas durante el primer año, incluyendo los siguientes parámetros en la simulación:

- Radiación solar en El Ronquillo
- Curvas de demanda horaria para cada día del año
- Evaluación de pérdidas por orientación de los paneles y temperatura
- Determinación de la capacidad óptima de las baterías para maximizar el autoconsumo
- Dimensionamiento de los paneles para cubrir la mayor parte de la demanda

En primer lugar, se define la capacidad de las baterías en función de la demanda que se pretenda cubrir en caso de no haber panales fotovoltaicos. Dada la alta cantidad de horas de luz en la provincia de Sevilla (3526 horas de sol anuales (Powen, s.f.)), y asumiendo que en días soleados hay 10 horas de sol se puede calcular el número de días que habrá de generación fotovoltaica:

$$Días\ de\ sol = \frac{Horas\ de\ sol\ anuales}{Horas\ de\ sol\ al\ día} \qquad (8)$$

De esta manera, se obtiene que en la provincia de Sevilla hay 352,6 días de producción fotovoltaica anuales, es decir menos de 13 días nublados o de baja producción (aproximadamente un día nublado por cada 28 días de sol). Por tanto, se establece que con cubrir 2 días sin generación fotovoltaica es suficiente. Además, según lo visto en apartados anteriores, la demanda en horas sin luz es muy baja en comparación con la demanda en las horas de luz. La demanda media diaria de la instalación es de 3962,96 kWh, de esta manera, un sistema de almacenamiento con capacidad para 8000 kWh cumple con este requisito.

Para dimensionar el sistema fotovoltaico, se parte con dos premisas:

- Cubrir la demanda diaria en los días de sol
- Generar excedente para cargar las baterías

En primer lugar, como se ha mencionado, la demanda diaria es de 3962,96 kWh de media (se considerará 4000 kWh para aplicar un margen de seguridad). Para generar el excedente que permita cargar las baterías se debe definir en cuantos días se quiere generar la energía

suficiente para cargar la batería al completo. Como se ha visto previamente, por cada 28 días de sol hay uno nublado o con baja producción, por tanto, ese podría ser el número de días necesario para generar el excedente. No obstante, se aplica un margen de seguridad para cubrir la demanda de las horas en las que no hay luz, se establecerá un plazo de 15 días para generar el excedente necesario. De esta manera se puede obtener la generación diaria de los paneles fotovoltaicos:

$$Generación\ diara\ FV = Demanda\ diaria + \frac{Capacidad\ Baterías}{n\ días} \qquad (9)$$

Se obtiene que la generación diaria de los paneles fotovoltaicos debe ser de 4533,33 kWh. A partir de este dato se puede calcular la potencia a instalar para llegar a esa cantidad energética. Partiendo del dato de las horas de sol pico en Sevilla, que son 6,02 HSP (Powen, s.f.), que hace referencia a la cantidad de horas diarias en las que la irradiancia solar equivale a 1000 W/m2. Dividiendo la generación diaria entre las horas de sol pico, se puede obtener la potencia a instalar de paneles fotovoltaicos:

$$kWp\ necesarios = \frac{Energía\ diaria\ requerida\ (kWh)}{HSP\ (\frac{h}{día})} \qquad (10)$$

El resultado es una potencia instalada de 752,96 kWp de paneles fotovoltaicos, que aplicando un margen de seguridad del 15% son 866 kWp. De esta manera, sobre un marco teórico, se obtendría una producción fotovoltaica capaz de cubrir la demanda de los días soleados y generar suficiente excedente para cargar en días nublados y horas sin luz.

En cuanto a la colocación de los paneles, se establece orientación sur (al estar situado el emplazamiento en el hemisferio norte del planeta) y la inclinación viene determinada por la latitud según la siguiente fórmula:

$$Inclinación = 3{,}7 + (0{,}69 * latitud) \qquad (11)$$

La latitud en El Ronquillo es de 37, 72586º (PARES, s.f.) y por tanto la inclinación teórica de los paneles debería ser de 29, 73º.

No obstante, este es un dimensionado teórico que permite realizar una primera iteración con el programa PVsyst, dado que esta herramienta contempla parámetros adicionales como pérdidas en la instalación y datos climáticos más ajustados, se ajustarán estos valores para optimizar la eficiencia de la instalación.

3.2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA PILA DE COMBUSTIBLE Y DEL REFORMADOR DE BIOMETANO

En este apartado se procede a dimensionar la pila de hidrógeno y el reformador. Este dimensionamiento se debe hacer de manera conjunta porque la potencia a instalar de la pila de hidrógeno dependerá también de la demanda energética del reformador. De esta manera, la pila de hidrógeno tiene que satisfacer los siguientes conceptos:

- Demanda de la estación de recarga no cubierta por el conjunto de paneles fotovoltaicos y batería (Pest)
- Demanda energética del reformador de biometano para producir hidrógeno (Pref)

El primer concepto vendrá definido por la simulación realizada mediante PVsyst (establecerá que cantidad de demanda no es capaz de cubrir el sistema de paneles y baterías). El segundo concepto depende directamente del caudal a producir de hidrógeno por parte del reformador y de una constante de consumo establecido para los reformadores eléctricos (Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022). Esta fórmula tiene ya en cuenta el rendimiento del reformador y se calcula de la siguiente manera:

$$Pref = \dot{m}\, H2 \left(\frac{kgH2}{h}\right) * 9{,}74 \left(\frac{kWh}{kgH2}\right) \qquad (12)$$

La pila no cubrirá directamente la demanda de la estación, el funcionamiento consistirá en que, en las horas sin luz, la pila producirá electricidad de manera constante para ir cargando la batería y disponer de ella cuando la demanda sea elevada. De esta manera, se establece que la pila funcionará 12 horas diarias y por tanto el concepto Pest queda definido de la siguiente manera:

$$Pest = \frac{Demanda\ diaria\ estación\ \sin cubrir\ \ (kWh)}{12\ horas} \qquad (13)$$

Por tanto, la energía a producir por la pila de hidrógeno se puede expresar de la siguiente manera:

$$Ppila = Pest + \dot{m}H2 * 9{,}74 \qquad (14)$$

Por otro lado, se puede calcular la potencia producida por la pila (Ppila) según el consumo de hidrógeno que tenga esta, el poder calorífico inferior del hidrógeno (33 kWh/kg) y el rendimiento de la pila PEMFC:

$$Ppila = \dot{m}H2 * PCI\ H2 * \eta\ PEM \qquad (15)$$

Además, por simplificar el sistema, se parte de la premisa que el reformador va a producir el caudal de hidrógeno que necesita la pila para producir la electricidad. Es decir, el caudal de hidrógeno expresado en las ecuaciones (12), (13) y (14) debe ser el mismo.

Resolviendo las ecuaciones (13) y (14) se puede obtener la electricidad que debe producir la pila en función únicamente de la demanda de la estación y las constantes:

$$Ppila = \frac{Pest}{1 - (\frac{9{,}74}{PCI\ H2 * \eta PEM})} \qquad (16)$$

De cara a dimensionar la potencia a instalar de la pila, se debe calcular la electricidad a producir en las condiciones de máxima producción y por tanto, se debe analizar, una vez realizada la simulación, la máxima potencia a entregar por la pila a la estación de recarga y sustituirla (Pest) para obtener la máxima potencia que debe generar la pila (Ppila). Una vez calculada dicha potencia máxima por entregar, se puede dimensionar la pila teniendo en cuenta su eficiencia:

$$PNpila = \frac{Ppila}{\eta PEM} \tag{17}$$

Para dimensionar el reformador, la ecuación (12) detalla la electricidad que consume incluyendo la eficiencia para un caudal de hidrógeno producido determinado. De esta manera, será necesario encontrar las condiciones de máxima demanda de hidrógeno para determinar cuál es el caudal máximo de producción que tendrá el reformador. El consumo de biometano del reformador depende de la relación estequiométrica en las reacciones del reformador, atendiendo a (3) y (4) se observa que la relación molar del metano y el dihidrógeno es 1:4. Por otro lado, la masa molar del metano es 16 g/mol mientras que la del dihidrógeno es 2 g/mol. De esta manera, la producción de 1 kg de H2 requiere 2 kg de CH4 asumiendo una eficiencia del 100% de la reacción. Por tanto, teniendo en cuenta la eficiencia del reformador, se puede calcular el caudal de metano necesario según la siguiente ecuación:

$$\dot{m}CH4 = 2 * \frac{\dot{m}H2}{\eta REF} \tag{18}$$

El consumo de agua del reformador se calcula en función de la ratio S/C (relación entre los moles de vapor de agua y los moles de carbono en la entrada a la reacción), atendiendo a las reacciones en (3) y (4) se observa que por cada mol de biometano se necesitan 2 moles de agua (S/C=2), no obstante, en la práctica se trabaja con un exceso de agua para favorecer la producción de hidrógeno. En el caso de esta instalación se trabaja con una ratio S/C=3, como se recomienda en trabajos estudiados (Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022), de esta manera, teniendo en cuenta las masas molares, por cada kg de biometano se necesitan 3,375 kg de agua. Por tanto, el consumo de agua se modela según la siguiente ecuación:

$$\dot{m}H2O = 6{,}75 * \frac{\dot{m}H2}{\eta REF} \tag{19}$$

Por último, queda dimensionar el sistema de almacenamiento, se establece que el suministro será mensual, por lo que el depósito se diseña para que aloje la cantidad de metano que se consume al mes. Entendiendo que la pila de hidrógeno y el reformador van a funcionar 12 horas al día, el depósito de biometano se dimensiona de la siguiente manera:

$$Volumen\ depósito = \frac{\dot{m}CH4(\max)}{\rho CH4} * 12\frac{horas}{dia} * 30\frac{días}{mes} \quad (20)$$

Por su parte, el suministro de agua se realizará desde la red de abastecimiento de agua según la necesidad en cada momento.

3.3 ESTIMACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS FINANCIERO

El proyecto cuenta con un plan de negocio detallado que estudia la viabilidad económica de la instalación en un horizonte de 20 años. Además de obtener indicadores que permitan estimar la rentabilidad del proyecto, se han realizado análisis de sensibilidad a distintas variables para garantizar que los resultados obtenidos no responden a algún tipo de sesgo o estimación errónea. A continuación, se detallan los aspectos considerados en el plan de negocio:

3.3.1 COSTES

Dentro del apartado de costes se consideran tanto los costes iniciales relacionados con la inversión para la puesta en marcha del proyecto, como los costes recurrentes que responden a costes fijos por operación y mantenimiento de la instalación y a costes variables asociados a las necesidades de producción de la instalación. Se estructuran de la siguiente manera:

<u>CAPEX:</u>

Elemento	**Precio Unitario**	**Fuente**
Paneles Fotovoltaicos	1.000,00 €/kW	(Lazard, 2024)
Sistema de almacenamiento en baterías	350,00 €/kWh	(Lazard, 2024)
Pila de Hidrógeno PEMFC	5.000,00 €/kW	(Cigolotti, Genovese, & Fragiacomo, 2021)

Inversores + protecciones	120,00 €/kW	(Lazard, 2024)
Cargadores 250 kW (incluye EMS, inversor y cableado)	110.000,00 €/ud	(Barrio & Olivera, 2023)
Reformador de biometano (incluye el coste de todos los componentes)	8.772,00 €/kg H2/h	(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)
Depósito de biometano	0,69 €/kg CH4	(Dias, Pochet, Contino, & Jeanmart, 2020)
Obra civil e instalación general	15%	Estimación
Licencias, permisos y legalización	5%	Estimación
Fondo de contención	10%	Estimación

Tabla 6 Resumen conceptos de inversión en la instalación

Fuente: Elaboración Propia

Costes Fijos:

Elemento	**Precio Unitario**	**Fuente**
O&M Cargadores	6.184,83 €/ud	(Barrientos, Martíniez, Pérez, Calvo, & Bayo, 2021)
O&M Reformador	5,50% sobre CAPEX	(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)

O&M Baterías	5,91 €/kWh	(Lazard, 2024)
O&M Generación FV	12,50 €/kW	(Lazard, 2024)
Personal	25%	Estimación
Seguros	5%	Estimación
Licencias	5%	Estimación

Tabla 7 Resumen conceptos de costes fijos de la instalación

Fuente: Elaboración Propia

Costes Variables:

Elemento	**Precio Unitario**	**Fuente**
Compra de biometano	0,37 €/Nm3	(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)
Compra de agua	4,28 €/m3	(Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022)
Logística de Recarga de Biometano	0,18 €/kg CH4	(Dias, Pochet, Contino, & Jeanmart, 2020)
O&M PEMFC (el coste unitario es sobre kWh producido por tanto se considera variable)	0,02 €/kWh	(Cigolotti, Genovese, & Fragiacomo, 2021)

Tabla 8 Resumen conceptos de costes variables de la instalación

Fuente: Elaboración Propia

Los costes fijos se verán modificados a lo largo del proyecto por el efecto de la inflación, mientras que los costes variables se verán afectados por esto mismo y además por un posible aumento de producción energética que tenga la instalación sin aumentar la capacidad.

3.3.2 INGRESOS

El único flujo de ingresos que tiene la estación de recarga es la venta de electricidad a los usuarios que carguen sus vehículos, no considera ni tarifas de suscripción ni ingresos por publicidad. De esta manera el precio unitario es el siguiente:

Elemento	**Precio Unitario**	**Fuente**
Venta de Electricidad (precio para cargadores de 250 kW)	0,61 €/kWh	(Barrio & Olivera, 2023)

Tabla 9 Resumen conceptos de ingresos de la instalación

Fuente: Elaboración Propia

La variación de los ingresos dependerá del efecto de la inflación sobre el precio de venta de la electricidad y del margen que tenga la instalación de producir más energía sin aumentar la capacidad instalada.

3.3.3 ANÁLISIS FINANCIERO

Además de los conceptos ya descritos, se han tenido en cuenta otras partidas para el modelo de flujo de caja proyectado. Entre estos se incluye:

<u>Amortización:</u>

Elemento	**Vida Útil**
Paneles Fotovoltaicos	25 años

Sistema de almacenamiento en baterías	10 años
Pila de Hidrógeno PEMFC	7 años
Inversores y protecciones	25 años
Cargadores 250 kW	30 años
Reformador de Biometano	30 años
Depósito de Biometano	30 años

Tabla 10 Resumen de la vida útil de los elementos de la instalación

Fuente: Elaboración Propia

Se asume que todos los activos se depreciarán linealmente y no se tendrá en cuenta la posible degradación de los componentes para la generación energética, sin embargo, si se contará con el coste de amortización de los componentes y adicionalmente en los costes de reinversión de los componentes cuya vida útil es menor que el horizonte del proyecto:

- Sistema de almacenamiento en baterías: será necesaria una reinversión del 100% del precio en el año 10 de proyecto.
- Pila de hidrógeno PEMFC: será necesaria una reinversión del 100% del precio en el año 7 de proyecto y otra en el año 14.

Fondo de Maniobra Neto:

Para incorporar añadir realismo al modelo de flujos de caja elaborado, se incorpora el concepto de fondo de maniobra neto o capital circulante neto que busca reflejar la inversión operativa necesaria para mantener la actividad de la estación. Su variación anual se ha incorporado en el flujo de caja como un ajuste operativo e incluye los siguientes conceptos:

Concepto	**Valor**	**Explicación**

Días en Inventario	30 días	El almacenamiento energético en la batería y del biometano es en ambos casos cercano a ese número de días
Periodo medio de cobro	2 días	Al operar únicamente con particulares y en un modelo de venta directa de electricidad, el pago es instantáneo, aunque se considera un pequeño margen para cubrir posibles desajustes
Ratio de caja	10%	Al ser un negocio intensivo en CAPEX y costes operativos estables se busca garantizar solvencia para cubrir imprevistos en mantenimiento o logística
Días en pagar a proveedores	30 días	La recarga de biometano se realiza mensualmente y las operaciones de mantenimiento se negociarán para el mismo plazo
Días en pagar devengos	30 días	En España se puede asumir este plazo como un valor razonable ajustado al calendario fiscal

Tabla 11 Resumen de conceptos de fondo de maniobra neto

Fuente: Elaboración Propia

Otro concepto que se incorpora en el cálculo de este proyecto es el de financiación apalancada, contemplando parte de la inversión a través de deuda. No obstante, este análisis se realizará en paralelo con el caso base sin apalancamiento para poder comparar ambas situaciones y poder analizar la rentabilidad del proyecto en los dos casos. La financiación se realizará de la siguiente manera:

Porcentaje de la inversión financiada	**Interés anual**
60%	4,8%

Tabla 12 Resumen de conceptos de financiación apalancada

Fuente: Elaboración Propia

Para analizar la rentabilidad del proyecto se han calculado los siguientes indicadores:

- Valor Actual Neto (VAN): permite determinar si el proyecto es rentable actualizando todos los flujos de caja futuros descontándolos a una tasa determinada y restando la inversión inicial:

$$VAN = \sum_{t=0}^{N} \frac{FCFt}{(1+r)^t} \qquad (21)$$

Donde:

- FCFt: flujo de caja libre en el año t
- N: horizonte del proyecto (20 años en este caso)
- r: tasa de descuento

En el análisis de la rentabilidad del proyecto, la tasa de retorno viene determinada por el coste medio ponderado del capital (WACC) que pondera el coste de los recursos financieros utilizados (capital propio y deuda), considerando la proporción de cada uno y el coste después de impuestos.

$$WACC = \left(\frac{E}{D+E}\right) * rs + \left(\frac{D}{D+E}\right) * rd * (1-T) \qquad (22)$$

Donde:

- E: valor del capital propio (40% del total)
- D: valor de la deuda (60% del total)
- rs: tasa de retorno del capital propio (11,3%)

- rd: coste de la deuda (intereses fijados al 4,8%)
- T: tipo impositivo (25%)

La tasa de retorno del capital propio (rs) queda determinada por:

$$rs = rRF + \left(\beta na * \left(\frac{1 + Wd}{1 - Wd}\right)\right) * (rM - rRF) \qquad (23)$$

Donde:

- rRF: tasa libre de riesgo (3% basado en el bono soberano a 10 años en España)
- βna: beta no apalancada del proyecto (se estima un 0,95 para estaciones de recarga públicas con tecnologías emergentes)
- Wd: porcentaje de deuda del proyecto (60%)
- rM: retorno esperado del mercado (6,5% basado en índices bursátiles como IBEX 35)

De esta manera se obtiene un valor para la tasa de retorno del capital propio (rs) del 11,3% y del coste medio ponderado del capital (WACC) del 6,7%.

El VAN para los accionistas se calcula de la misma manera, pero en lugar de descontar los flujos de caja con el WACC se hace directamente con la tasa de retorno del capital propio (rs) que refleja el riesgo asumido por los propietarios del capital. Este indicador considera los flujos de caja que van a los accionistas, es decir, después del servicio de deuda.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): representa la rentabilidad esperada del proyecto y coincide con la tasa de retorno que hace que el VAN sea igual a 0:

$$0 = \sum_{t=0}^{N} \frac{FCFt}{(1 + TIR)^t} \qquad (24)$$

Se calculará la tasa interna de retorno del proyecto (considerando todos los flujos de caja menos los de financiación apalancada) y también la tasa interna de retorno para los

accionistas (considera tanto los flujos de caja del proyecto como los de financiación). Este indicador permite una visión menos sesgada que el valor actual neto ya que no tiene en cuenta expectativas anteriores al proyecto (en el VAN se calcula incluyendo la tasa de retorno esperado).

- Coste Nivelado de la Energía (LCOE): este indicador representa el coste total promedio por unidad de energía vendida para recuperar todos los costes del proyecto en su vida útil, se calcula según la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{It + Ot + Ft + Mt}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N} \frac{Et}{(1+r)^t}} \qquad (25)$$

Donde:

- It: inversión (se considerará todo el concepto de inversión del proyecto ya que todos los componentes están orientados a la venta de electricidad) en el año t.
- Ot: costes de operación (se tendrán en cuenta los costes de operación de las fuentes de generación y almacenamiento y de los propios cargadores) en el año t.
- Mt: costes de mantenimiento (se considerará el mantenimiento de toda la instalación) en el año t.
- Ft: costes de combustible (se considerará tanto el coste del biometano como el del agua para el proceso de reformado) en el año t.
- Et: energía producida en el año t.
- r: tasa de descuento (WACC).

Este indicador tiene especial importancia en este proyecto al ser la venta de electricidad el único flujo de ingresos. Permitirá entender si la electricidad se está vendiendo a un precio que permita cubrir todos los costes. Además, el precio escogido para vender la electricidad es un precio de referencia para cargadores de potencia de 250 kW, por tanto, permite entender si la estación es competitiva con respecto a los requisitos reales de

mercado. Por supuesto, en este cálculo se tendrán en cuenta las reinversiones necesarias por final de la vida útil de los componentes que actúan en la instalación.

- Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH): este indicador representa el coste total de la producción de hidrógeno por cada kg producido a lo largo de la vida útil del sistema. En la instalación no se va a vender directamente hidrógeno, se va a aprovechar para la generación de electricidad, no obstante, se puede comparar el coste de producción de hidrógeno contra estándares de mercado y considerar si tiene sentido este método de producción de electricidad. Se modela según la siguiente ecuación:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{It + Ot + Ft + Mt}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N} \frac{Ht}{(1+r)^t}} \qquad (26)$$

Donde:

  - Ht: kg de hidrógenos producidos en el año t.
  - It, Ot, Mt, Ft: representan los mismos conceptos que en la ecuación (25) pero referidos únicamente a los elementos involucrados en la producción de hidrógeno.
  - r: tasa de descuento (WACC).

Una vez definidos todos los indicadores, se procederá a su cálculo según las ecuaciones descritas y en función de los resultados de la simulación realizada con PVsyst. Además, se realizarán distintos análisis de sensibilidad para valorar la solidez del proyecto ante variaciones en la economía. En primer lugar, se realizará un análisis de sensibilidad al precio de venta de la electricidad sobre el TIR y el VAN tanto del proyecto como del esperado por los accionistas. En segundo lugar, se realizará un análisis de sensibilidad al precio de compra del biometano al TIR, VAN (proyecto y accionistas), LCOE y LCOH, ya que influye sobre cada uno de estos indicadores. No se ha considerado un análisis de sensibilidad al precio de compra de agua ya que es un precio poco volátil y la partida de costes que genera es prácticamente insignificante en comparación con los costes del proyecto. En cuanto a la variación de la demanda, se considera que no es necesario realizar un análisis de sensibilidad

ya que la estación va a estar operando muy cercana al 100% de su capacidad desde el inicio y por tanto el incremento en la demanda no producirá un efecto sustancial en los flujos de caja de los años venideros.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez se ha detallado la metodología con la que se calcula la instalación y se calcula su viabilidad tanto técnica como económica, se procede a realizar la simulación que permitirá determinar la capacidad a instalar de cada uno de los componentes que se integran en la instalación. Partiendo de ese dimensionamiento se podrá estimar la viabilidad económica del proyecto a través de los indicadores mencionados y valorar la robustez del proyecto ante posibles escenarios de evolución.

4.1 SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y ALMACENAMIENTO CON PVSYST

La primera etapa del análisis es la simulación del comportamiento del sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento en baterías, utilizando la herramienta PVsyst. El objetivo de esta simulación es evaluar la capacidad del sistema solar para cubrir la demanda energética de los cargadores y definir la energía residual que debe ser aportada por la pila de combustible.

Los datos de entrada de la simulación son:

- Ubicación: El Ronquillo (Sevilla)
- Radiación solar global anual
- Perfil horario de consumo eléctrico
- Configuración del sistema: conexión a bus DC común, operación sin vertido a la red

En base a estos parámetros la iteración con el programa permite optimizar el dimensionamiento del sistema, por lo que la potencia a instalar será:

Sistema Fotovoltaico**:**

- Potencia Instalada: **884 kWp**

- Disposición: 1360 módulos dispuestos en 8 series de 170 paneles
- Inclinación: 35º
- Superficie: 4225 m2
- Convertidor: eficiencia 97% y voltaje 303,7V

Baterías:

- Capacidad instalada: **8000 kWh** de capacidad útil
- Disposición: 4 módulos de 2000 kWh en paralelo
- Voltaje: 1210 V
- Mínimo nivel de descarga: 10% SOC

Los resultados de la simulación se muestran a continuación.

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail MWh	EUnused MWh	E_Miss MWh	E_User MWh	E_Load MWh	SolFrac ratio
January	76.6	128.4	101.2	9.8	0.00	88.5	88.5	1.000
February	96.1	138.4	107.8	17.4	2.27	85.7	87.9	0.974
March	145.8	179.8	137.3	44.4	0.00	89.8	89.8	1.000
April	172.8	181.5	138.1	26.0	0.13	107.9	108.1	0.999
May	219.5	204.3	151.9	36.9	0.00	111.1	111.1	1.000
June	231.8	203.7	149.1	27.1	0.00	118.5	118.5	1.000
July	247.0	222.7	160.6	2.5	5.67	155.0	160.7	0.965
August	218.5	220.5	159.0	0.0	25.47	159.4	184.9	0.862
September	164.1	191.1	140.8	10.9	3.55	122.9	126.4	0.972
October	122.6	170.7	128.7	16.4	2.44	106.2	108.6	0.978
November	82.8	131.6	102.6	5.9	3.04	93.1	96.1	0.968
December	69.2	120.3	94.8	0.0	15.66	93.6	109.3	0.857
Year	1846.8	2092.8	1571.9	197.2	58.23	1331.7	1389.9	0.958

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		

Ilustración 27 Resultados de la simulación de PVsyst

Fuente: PVsyst

Como se puede observar, el conjunto de paneles fotovoltaicos y baterías es capaz de entregar 1331,7 MWh al usuario anualmente. Este suministro energético es el que llega a los cargadores y por tanto, tiene en cuenta tanto el rendimiento en el sistema fotovoltaico,

convertidores y por último, la eficiencia de la batería. No obstante, dado que esa electricidad tiene que conducirse hasta el usuario final pasando por los postes de recarga, se asumirán pérdidas adicionales a la hora de entregar dicha electricidad. El 48,2% de la energía suministrada se hace de manera directa desde los paneles fotovoltaicos y el 51,8% restante desde el almacenamiento en baterías. Esto permite entender que la demanda está concentrada en las horas de luz y favorece la viabilidad técnica de la instalación. Además, solo el 0,5% de la energía almacenada en la batería se pierde debido al rendimiento de esta.

Dado que la demanda es de 1389,9 MWh, implica que hay 58,23 MWh que debe suministrar la fuente de respaldo constituida por la pila de combustible de hidrógeno.

Por otro lado, hay 197,2 MWh que no han podido ser suministrados porque la batería estaba cargada en su totalidad y no se almacenaron. Por tanto, existe una posible ampliación del suministro si aumentase la demanda y esa energía se pudiera almacenar al estar la batería con un nivel de carga inferior al 100%.

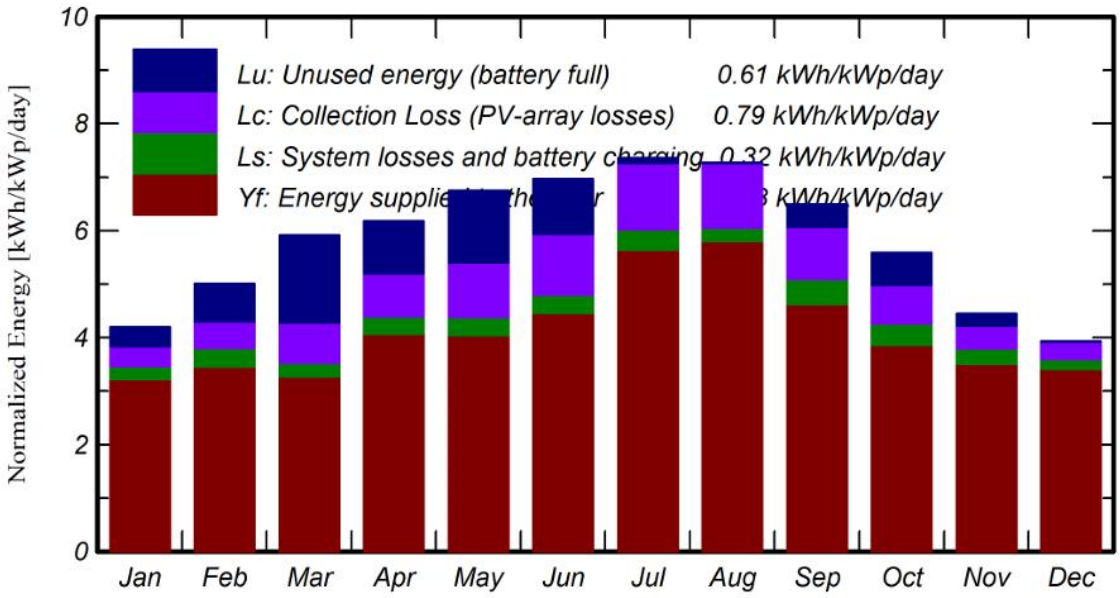


Ilustración 28 Resultados normalizados de la simulación de PVsyst

Fuente: PVsyst

El sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento en baterías se podría haber sobredimensionado para cubrir la totalidad de la demanda, no obstante, hubiera supuesto una mayor inversión y sobre todo una respuesta mucho más limitada ante cambios en la demanda o en condiciones meteorológicas. De esta manera, contar con un elemento que sirva como fuente energética de respaldo para cubrir la demanda en días de baja producción fotovoltaica o picos de demanda garantiza una instalación más robusta con las fuentes de suministro diversificadas.

4.2 CÁLCULO DEL SISTEMA DE RESPALDO

Como se ha mencionado en el capítulo anterior, existe una parte de la demanda que el conjunto de paneles fotovoltaicos y baterías no es capaz de suministrar. De esta manera introduce una pila de combustible de hidrógeno que permitirá cubrir dicha demanda, independientemente de la hora del día y de las condiciones meteorológicas. Esto se debe principalmente a que se diseña el sistema para que produzca electricidad de manera constante durante un número de horas al día. Esta electricidad será almacenada en la batería y suministrada al usuario en los momentos en los que sea necesario.

El resultado del análisis en PVsyst detalla que es necesario cubrir 58,23 MWh anuales de demanda del sistema de recarga de vehículos. Para entender cuál es la máxima potencia que debe suministrar la pila de combustible, y analizando los PVsyst, se observa que el mes de agosto es en el que gran parte de esta demanda tiene lugar, en concreto 25,47 MWh. Dado que el objetivo es que la pila de combustible trabaje de manera constante, se establece que esa demanda será cubierta con 12 horas de funcionamiento diarias durante todos los días del mes. De esta manera, la demanda horaria media en agosto será de 68,55 kWh. De esta manera se sustituye en la ecuación (16) el valor de Ppila por los 68,55 kW de potencia necesarios para cubrir esa demanda. En cuanto a la eficiencia de la pila de hidrógeno se asume un 55%, un valor más bajo del que se suele estimar para una pila PEMFC porque se considera que como esa energía va a ser almacenada en baterías, va a sufrir pérdidas adicionales en la entrega al consumidor final.

De esta manera sustituyendo en la ecuación (16) y posteriormente en la (17) se obtiene que la potencia nominal de la pila de hidrógeno debe ser de 268,98 kW, siendo la máxima potencia que debe entregar de 147,94 kW. De esta manera, se garantiza cubrir la demanda máxima de la estación (68,55 kW) y resolviendo la ecuación (12) se obtiene la demanda máxima del reformador (79,39 kW). Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Mes	**Demanda de la Estación de Recarga**	**Demanda del Reformador**	**Demanda Total por cubrir por la PEMFC**
Enero	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Febrero	2,20 MWh	2,55 MWh	4,75 MWh
Marzo	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Abril	0,20 MWh	0,23 MWh	0,43 MWh
Mayo	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Junio	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Julio	5,70 MWh	6,60 MWh	12,30 MWh
Agosto	25,50 MWh	29,53 MWh	55,03 MWh
Septiembre	3,50 MWh	4,05 MWh	7,55 MWh
Octubre	2,40 MWh	2,78 MWh	5,18 MWh
Noviembre	3,00 MWh	3,47 MWh	6,47 MWh
Diciembre	15,70 MWh	18,18 MWh	33,88 MWh
Total	**58,20 MWh**	**67,40 MWh**	**125,60 MWh**

Tabla 13 Resumen de la simulación del sistema de respaldo

Fuente: Elaboración Propia

En las condiciones nominales de trabajo, la pila de combustible consume 8,15 kg/h de hidrógeno y por tanto, será el caudal al que deberá producir el reformador. De esta manera, el máximo consumo de biometano será de 18,38 kg/h. En cuanto a los consumos mensuales se obtienen los siguientes resultados:

Mes	**Demanda de Hidrógeno (kg)**	**Demanda de Metano (kg)**	**Demanda de Agua (m3)**
Enero	0,00 kg H2	0,00 kg CH4	0,00 m3 H2O
Febrero	261,59 kg H2	589,97 kg CH4	1,99 m3 H2O
Marzo	0,00 kg H2	0,00 kg CH4	0,00 m3 H2O
Abril	23,78 kg H2	53,63 kg CH4	0,18 m3 H2O
Mayo	0,00 kg H2	0,00 kg CH4	0,00 m3 H2O
Junio	0,00 kg H2	0,00 kg CH4	0,00 m3 H2O
Julio	677,76 kg H2	1.528,56 kg CH4	5,16 m3 H2O
Agosto	3.032,10 kg H2	6.838,31 kg CH4	23,08 m3 H2O
Septiembre	416,17 kg H2	938,59 kg CH4	3,17 m3 H2O
Octubre	285,37 kg H2	643,61 kg CH4	2,17 m3 H2O
Noviembre	356,72 kg H2	804,51 kg CH4	2,72 m3 H2O
Diciembre	1.866,83 kg H2	4.210,25 kg CH4	14,21 m3 H2O

Total	**6920,33 kg H2**	**15.607,43 kg CH4**	**52,68 m3 H2O**

Tabla 14 Resumen de resultados del cálculo del sistema de respaldo

Fuente: Elaboración Propia

Dado que las recargas de biometano son mensuales, para dimensionar el sistema de almacenamiento se escoge la máxima demanda mensual de biometano que será en agosto de 6.838,31 kg. Las condiciones de almacenamiento serán las siguientes:

- Temperatura: ambiente (15-25ºC)
- Presión: 200 bar

Calculando con la densidad del metano en estas condiciones 160 kg/m3 el tamaño del sistema de almacenamiento debe ser de 42,74 m3. Como se ha mencionado previamente, no es necesario dimensionar un sistema de almacenamiento de agua ya que se optará por abastecimiento mediante la red de suministro según la demanda. Por tanto, el sistema de respaldo se resume de la siguiente manera:

- Pila de combustible de hidrógeno:
    - Tecnología: membrana de intercambio de protones (PEMFC)
    - Potencia Nominal: 270 kW
    - Eficiencia: 55%
    - Máximo caudal de hidrógeno: 8,15 kg/h
- Reformador de biometano:
    - Tecnología: Reformador eléctrico con ciclo HTHP y sistema de captura de carbono
    - Potencia Nominal: 80 kW
    - Eficiencia: 88,68%
    - Máximo caudal de biometano: 18,38 kg/h
- Sistema de almacenamiento de biometano:
    - Capacidad del sistema: 43 m3

Con el sistema de respaldo dimensionado, se logran generar los 1389,9 MWh que demanda la infraestructura de recarga, no obstante, como se ha mencionado previamente, se asumen pérdidas en la entrega de electricidad de la batería a los cargadores (2%) y por tanto solo se venderán 1362,10 MWh.

4.3 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ANTE EL AUMENTO EN LA DEMANDA

Se han determinado los resultados de la simulación para el primer año del proyecto. No obstante, como se ha mencionado en capítulos anteriores, estos resultados varían según transcurren los años debidos al crecimiento del parque automovilístico eléctrico que provocará un aumento en la demanda de recarga. De esta manera y basando el crecimiento en la demanda en previsiones reales, la estación de recarga tiene un margen de ampliación del suministro sin necesidad de incurrir en mayor inversión. Esto se debe principalmente a dos motivos:

- El sistema fotovoltaico está generando excedente que la batería no es capaz de almacenar debido a que está cargada al máximo de su capacidad.
- La pila de hidrógeno únicamente funciona en su valor nominal en el mes de agosto, por lo que el resto de los meses tiene capacidad para generar más electricidad.

El excedente de ambos sistemas se muestra en la siguiente tabla:

Mes	**Excedente Sistema Fotovoltaico + Baterías**	**Excedente Sistema de Respaldo**
Enero	9,80 MWh	25,50 MWh
Febrero	17,40 MWh	23,30 MWh
Marzo	44,40 MWh	25,50 MWh
Abril	26,00 MWh	25,30 MWh

Mayo	36,90 MWh	25,50 MWh
Junio	27,10 MWh	25,50 MWh
Julio	2,50 MWh	19,80 MWh
Agosto	0,00 MWh	0,00 MWh
Septiembre	10,90 MWh	22,00 MWh
Octubre	16,40 MWh	23,10 MWh
Noviembre	5,90 MWh	22,50 MWh
Diciembre	0,00 MWh	9,80 MWh
Total	**197,30 MWh**	**247,80 MWh**

Tabla 15 Margen de ampliación de suministro del sistema

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, el sistema fotovoltaico puede aportar 197,3 MWh y el de respaldo 247,8 MWh que suponen 445,10 MWh adicionales ante un aumento en la demanda. En la siguiente tabla se puede observar el resultado de la generación energética de la instalación ante el aumento en la demanda a lo largo del proyecto.

Año	**Electricidad Demandada**	**Electricidad Generada**	**Electricidad Vendida**
1	1.389,90 MWh	1.389,90 MWh	1.362,10 MWh
2	1.945,86 MWh	1.764,26 MWh	1.728,97 MWh
3	2.626,91 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh

4	3.414,98 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
5	4.268,73 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
6	5.122,48 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
7	5.890,85 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
8	6.597,75 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
9	7.257,52 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
10	7.838,13 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
11	8.308,41 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
12	8.723,83 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
13	9.072,79 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
14	9.344,97 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
15	9.531,87 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
16	9.627,19 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
17	9.723,46 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
18	9.820,70 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
19	9.918,90 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh
20	10.018,09 MWh	1.835,00 MWh	1.798,30 MWh

Tabla 16 Resumen de la evolución del sistema ante el crecimiento en la demanda

Fuente: Elaboración Propia

Se puede observar que el segundo año el sistema tiene margen de ampliación, pero no lo puede utilizar por cómo se distribuye la demanda a lo largo de los meses del año. No obstante, a partir del tercer año el crecimiento es tan elevado que el sistema llega al tope de su producción disponible (1835 MWh).

Se ha mencionado en apartados anteriores que se podría haber diseñado el sistema de tal manera que se pudiera cubrir este incremento en la demanda, sin embargo, se opta por diseñar un sistema que cumpla con las necesidades actuales ya que no dejan de ser estimaciones de crecimiento que puede que no se cumplan.

4.4 PLAN DE NEGOCIO

4.4.1 RESULTADOS DEL CASO BASE

En el capítulo de metodología se ha determinado la forma en la que se calculan tanto los costes de inversión y operativos (fijos y variables) como los ingresos asociados a la explotación de la instalación de recarga.

La inversión inicial se muestra en la siguiente tabla:

Elemento	**Coste**
Paneles FV	884.000,00 €
Batería	2.800.000,00 €
Pilas HFC	1.344.885,12 €
Inversores + protecciones	106.080,00 €
Cargadores 250 kW	440.000,00 €
Reformador de biometano	71.498,98 €

Depósito de biometano + Seguridad	4.718,43 €
Obra civil e instalación general	847.677,38 €
Licencias, permisos y legalización	282.559,13 €
Fondo de contención	565.118,25 €
Total	**7.346.537,30 €**

Tabla 17 Resumen CAPEX

Fuente: Elaboración Propia

Los costes fijos de la instalación se muestran en la siguiente tabla:

Elemento	**Coste**
O&M Cargadores	24.739,32 €
O&M Reformador	4.191,96 €
O&M Baterías	47.240,00 €
O&M Generación FV	11.050,00 €
Personal	21.805,32 €
Seguros	4.361,06 €
Licencias	4.361,06 €
Total	**117.748,73 €**

Tabla 18 Resumen Costes Fijos

Fuente: Elaboración Propia

Los costes variables se detallan a continuación:

Elemento	**Coste**
Gas Natural	8.132,73 €
Agua Procesos	225,34 €
Recarga Biometano	2.809,34 €
O&M PEMFC	2.512,08 €
Total	**13.679,50 €**
Coste por kWh producido por la PEMFC	**0,1089 €/kWh**

Tabla 19 Resumen Costes Variables

Fuente: Elaboración Propia

También se mencionó en el capítulo de metodología el motivo por el que los costes de operación y mantenimiento de la pila de hidrógeno se consideran variables. Es importante destacar que el coste por unidad de electricidad producida se calcula con respecto al sistema de respaldo ya que todos los conceptos que intervienen están relacionados con este sistema.

En cuanto a la depreciación de los activos, (según la vida útil detallada en el capítulo de metodología) se detalla en la siguiente tabla:

Elemento	**Depreciación Anual**
Paneles FV	35.360,00 €
Batería	297.872,34 €
Pilas HFC	192.126,45 €

Inversores + protecciones	4.243,20 €
Cargadores 150 kW	14.666,67 €
Reformador de biometano	2.383,30 €
Depósito de biometano + Seguridad	157,28 €
Total	**546.89,23 €**

Tabla 20 Resumen Depreciación

Fuente: Elaboración Propia

Además, se asume la reposición de la pila de combustible por el 100% de su coste en los años 7 y 14 y la reposición de las baterías también por la totalidad de la inversión en el año 10.

Los ingresos se definen por la venta de electricidad a una tasa de 0,61 kWh/€ según los estándares de mercado para cargadores de 250 kW. Además, se asumen impuestos sobre el EBIT correspondientes a un 25%.

Para analizar la rentabilidad de la instalación el primer paso es calcular el flujo de caja operacional (OCF) que se define de la siguiente manera:

$$OCF = (Ingreos - Costes - Depreciación) * (1 - T) + Depreciación \quad (27)$$

Es decir, equivale al beneficio operativo neto después de impuestos (NOPAT) descontando la depreciación de los activos. El segundo concepto que se debe incluir es el de la inversión, como sea mencionado esto incluye tanto la inicial como la de reposición de los elementos cuya vida útil es inferior al horizonte del proyecto. Por último, se debe incluir la variación en el fondo de maniobra, que consiste en la diferencia entre el fondo de maniobra necesario para cada uno de los años que dura el proyecto. El fondo de maniobra necesario para cada año incluye los siguientes conceptos:

Concepto	**Fórmula**
Inventarios	$\frac{Días\ en\ Inventario * COGS}{365}$
Cuentas por cobrar	$\frac{Periodo\ medio\ de\ cobro * Ingresos}{365}$
Caja	$Ratio\ de\ caja * (Cuentas\ por\ pagar + Acreedores\ )$
Cuentas por pagar	$\frac{Días\ en\ pagar\ a\ proveedores * COGS}{365}$
Acreedores	$\frac{Días\ en\ pagar\ devengos * Costes\ Fijos}{365}$

Tabla 21 Resumen Fondo de Maniobra

Fuente: Elaboración Propia

De esta manera el fondo de maniobra o fondo de capital circulante se define como:

$$FM = Inventarios + Cuentas\ por\ cobrar + Caja - Cuentas\ por\ pagar - Acreedores \quad (28)$$

La variación interanual de este fondo se incluirá como otro flujo de ingresos o costes dependiendo de si aumenta o disminuye.

Una vea definidos los conceptos que intervienen en el cálculo del fondo de maniobra, se puede calcular para cada uno de los años, ya que se ha definido el valor de todas las variables que intervienen.

A continuación, se puede calcular el flujo de caja libre como la suma de los tres conceptos. Se debe recordar que se incluye un concepto de inflación anual del 3% que afecta tanto al precio de venta de electricidad, a los costes fijos de la instalación y a los costes variables.

De esta manera, el cálculo del flujo libre de caja para todo el proyecto se determina en la siguiente tabla:

Año	**OCF**	**CAPEX**	**ΔNWC**	**FCF**
0		-7.346.537,30 €		**-7.346.537,30 €**
1	661.292,81 €	0,00 €	4.044,97 €	**665.337,77 €**
2	832.396,27 €	0,00 €	-1.333,63 €	**831.062,63 €**
3	858.611,20 €	0,00 €	-474,67 €	**858.136,53 €**
4	880.268,47 €	0,00 €	67,10 €	**880.335,57 €**
5	902.575,45 €	0,00 €	69,11 €	**902.644,56 €**
6	925.551,65 €	0,00 €	71,19 €	**925.622,83 €**
7	949.217,13 €	-1.344.885,12 €	73,32 €	**-395.594,67 €**
8	973.592,57 €	0,00 €	75,52 €	**973.668,09 €**
9	998.699,28 €	0,00 €	77,79 €	**998.777,07 €**
10	1.024.559,19 €	-2.800.000,00 €	80,12 €	**-1.775.360,69 €**
11	1.051.194,89 €	0,00 €	82,52 €	**1.051.277,42 €**
12	1.078.629,67 €	0,00 €	85,00 €	**1.078.714,67 €**
13	1.106.887,49 €	0,00 €	87,55 €	**1.106.975,04 €**
14	1.135.993,05 €	-1.344.885,12 €	90,18 €	**-208.801,90 €**
15	1.165.971,77 €	0,00 €	92,88 €	**1.166.064,65 €**

16	1.225.642,87 €	0,00 €	411,21 €	**1.226.054,08 €**
17	1.258.311,09 €	0,00 €	108,00 €	**1.258.419,09 €**
18	1.291.959,35 €	0,00 €	111,25 €	**1.292.070,60 €**
19	1.326.617,06 €	0,00 €	114,58 €	**1.326.731,65 €**
20	1.362.314,51 €	0,00 €	-3.934,00 €	**1.358.380,51 €**

Tabla 22 Resumen de Flujo de Caja Libre del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

De esta manera se puede estimar la rentabilidad del proyecto:

WACC	**VAN**	**TIR**
6,7%	**500.385,97 €**	**7,5%**

Tabla 23 Resumen Rentabilidad del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, se presenta también la posible financiación del proyecto para mejorar la rentabilidad. Se financia el 60% de las inversiones necesarias en cada uno de los años con un interés del 4,8%. Se debe especificar que el préstamo se realiza de manera que se presta la cantidad correspondiente a cada inversión en el mismo año que es necesaria. En la siguiente tabla se muestran los conceptos de capital, intereses y deducción de impuestos:

Año	**Capital Prestado**	**Intereses**	**Deducción de Impuestos**	**Flujo de caja de la deuda**
0	4.407.922,38 €			**4.407.922,38 €**
1	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**

2	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**
3	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**
4	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**
5	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**
6	0,00 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**-158.212,93 €**
7	806.931,07 €	-210.950,57 €	52.737,64 €	**648.718,14 €**
8	0,00 €	-249.567,99 €	62.392,00 €	**-187.175,99 €**
9	0,00 €	-249.567,99 €	62.392,00 €	**-187.175,99 €**
10	1.680.000,00 €	-249.567,99 €	62.392,00 €	**1.492.824,01 €**
11	0,00 €	-329.967,99 €	82.492,00 €	**-247.475,99 €**
12	0,00 €	-329.967,99 €	82.492,00 €	**-247.475,99 €**
13	0,00 €	-329.967,99 €	82.492,00 €	**-247.475,99 €**
14	806.931,07 €	-329.967,99 €	82.492,00 €	**559.455,08 €**
15	0,00 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-276.439,05 €**
16	0,00 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-276.439,05 €**
17	0,00 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-276.439,05 €**
18	0,00 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-276.439,05 €**
19	0,00 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-276.439,05 €**

20	-7.701.784,52 €	-368.585,40 €	92.146,35 €	**-7.978.223,58 €**

Tabla 24 Resumen de Flujo de Caja de la Deuda

Fuente: Elaboración Propia

Una vez definido este flujo se puede determinar el flujo de caja apalancado, sumando el flujo de caja libre al flujo de caja de la deuda:

Año	**Flujo de caja libre**	**Flujo de caja de la deuda**	**Flujo de caja apalancado**
0	-7.346.537,30 €	4.407.922,38 €	**-2.938.614,92 €**
1	665.337,77 €	-158.212,93 €	**507.124,85 €**
2	831.062,63 €	-158.212,93 €	**672.849,71 €**
3	858.136,53 €	-158.212,93 €	**699.923,61 €**
4	880.335,57 €	-158.212,93 €	**722.122,64 €**
5	902.644,56 €	-158.212,93 €	**744.431,64 €**
6	925.622,83 €	-158.212,93 €	**767.409,90 €**
7	-395.594,67 €	648.718,14 €	**253.123,47 €**
8	973.668,09 €	-187.175,99 €	**786.492,10 €**
9	998.777,07 €	-187.175,99 €	**811.601,08 €**
10	-1.775.360,69 €	1.492.824,01 €	**-282.536,68 €**
11	1.051.277,42 €	-247.475,99 €	**803.801,43 €**

12	1.078.714,67 €	-247.475,99 €	**831.238,68 €**
13	1.106.975,04 €	-247.475,99 €	**859.499,05 €**
14	-208.801,90 €	559.455,08 €	**350.653,19 €**
15	1.166.064,65 €	-276.439,05 €	**889.625,60 €**
16	1.226.054,08 €	-276.439,05 €	**949.615,03 €**
17	1.258.419,09 €	-276.439,05 €	**981.980,04 €**
18	1.292.070,60 €	-276.439,05 €	**1.015.631,55 €**
19	1.326.731,65 €	-276.439,05 €	**1.050.292,60 €**
20	1.358.380,51 €	-7.978.223,58 €	**-6.619.843,06 €**

Tabla 25 Resumen de Flujo de Caja Apalancado del Proyecto

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, se puede estimar la rentabilidad del proyecto con apalancamiento:

Retorno esperado	**VAN**	**TIR**
11,3%	**1.327.759,71 €**	**19,9%**

Tabla 26 Resumen Rentabilidad del Proyecto Apalancado

Fuente: Elaboración Propia

Por último, se analiza la rentabilidad del sistema desde el punto de vista del coste medio nivelado de la generación eléctrica (LCOE) y el coste medio nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH):

LCOE	**LCOH**
0,61 €/kWh	2,44 €/kgH2

Tabla 27 Resumen de costes de la energía y del hidrógeno

Fuente: Elaboración Propia

El precio de venta de la electricidad coincide con el coste nivelado de la electricidad, esto quiere decir que se está vendiendo la electricidad a precio de coste sin ningún margen. Es decir, el proyecto debería estar en un punto de equilibrio en el que el VAN es igual a 0 y la TIR es igual al WACC. No obstante, aunque se queda en un punto cercano, no se cumple debido a que el análisis financiero ha incorporado factores como depreciación, variación en el capital de trabajo e impuestos que afectan positivamente al flujo de caja libre. Además, el precio de venta de la electricidad se va aumentando según transcurren los años según la inflación (aunque el LCOE también la considera). Todos estos factores explican por qué el proyecto presenta un VAN positivo y una TIR superior al WACC.

En cuanto al coste nivelado de la producción de hidrógeno, es ligeramente inferior al citado en (Song, Liu, Bian, Shen, & Lin, 2022) que es la fuente a partir de la cual se ha calculado el sistema de producción de hidrógeno. Este ahorro se debe principalmente a que el sistema utilizado en esta estación no tiene un coste asociado al consumo eléctrico del reformador, ya que se abastece de autoconsumo. Por realizar una comparación sobre el coste de producción del hidrógeno y los ingresos que genera, se ha calculado que ingresos se generan a partir de cada kilogramo de hidrógeno producido. En el primer año se consumen 6920,33 kilogramos de hidrógeno y la electricidad que logra abastecer a la estación la pila de hidrógeno es 57,04 MWh (teniendo en cuenta únicamente la electricidad vendida al usuario final). Esto implica que se consumen 121,33 kg de hidrógeno por cada MWh vendido. Considerando que el precio de venta del kWh es de 0,61€/kWh, el cálculo resulta en que los ingresos asociados a cada kilogramo de hidrógeno producido son de 5,03€/kg H2. Desde el punto de vista económico esto refleja un margen bruto significativo en la conversión de hidrógeno a

electricidad, validando así la viabilidad económica de un sistema de respaldo de estas características dentro del modelo energético de la estación de recarga.

4.4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como se ha comentado previamente, para analizar la solidez del proyecto, se han analizado diferentes escenarios variando tanto el precio de venta de la electricidad como el precio de compra del combustible. De esta manera, se puede observar la dependencia del éxito del proyecto de estas dos variables. En primer lugar, se analiza el precio de compra del biometano, se ha detallado en el capítulo anterior que se compra a un precio de 0,37€/Nm3 según precios de referencia de fuentes citadas.

A continuación, se muestra como la variación del precio de compra del biometano afecta a la rentabilidad del proyecto con y sin apalancamiento:

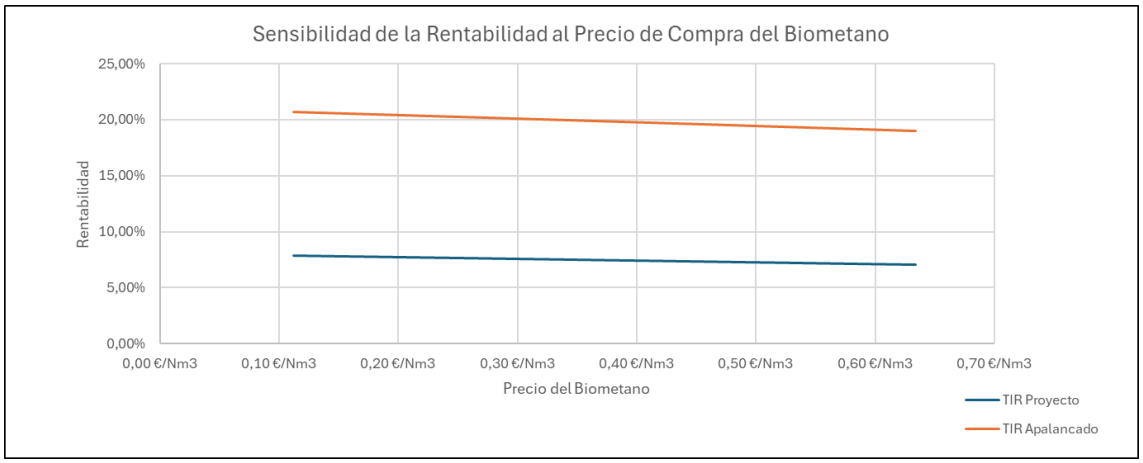


Ilustración 29 Sensibilidad de la Rentabilidad al Precio de Compra del Biometano

Fuente: Elaboración Propia

Se puede observar que ante una variación del ±70% del precio de compra la rentabilidad se mantiene con una variación del 11% en el caso sin apalancar y del 9% en el caso apalancado.

En cuanto al valor actual neto del proyecto con y sin apalancamiento, se obtienen los siguientes resultados del análisis de sensibilidad al precio de compra del biometano:

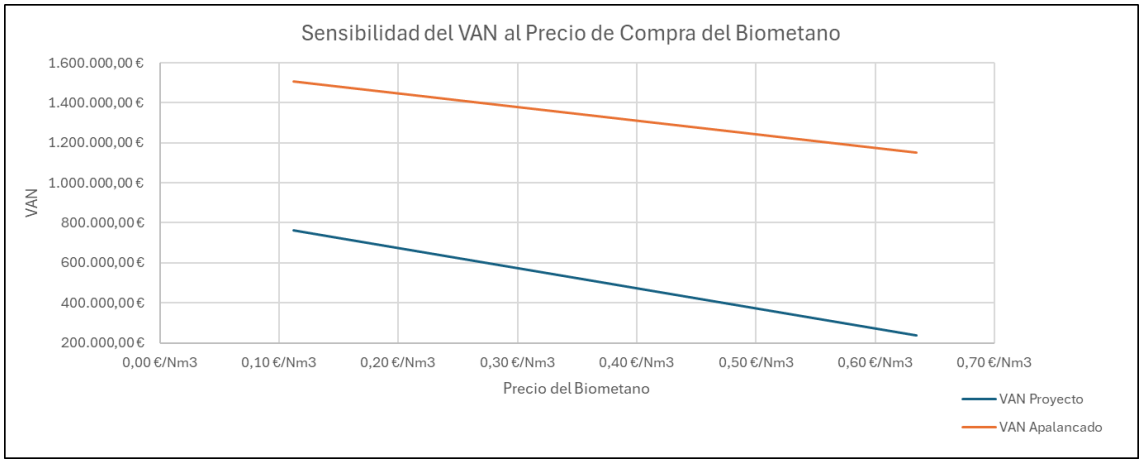


Ilustración 30 Sensibilidad del VAN al Precio de Compra del Biometano

Fuente: Elaboración Propia

En este caso se observa que el valor actual neto del proyecto sin apalancar es más dependiente del precio de compra del biometano que en el caso de financiación mediante deuda, el primero varía un 104% mientras que el segundo varía un 27%. Esto se sostiene ya que en el primer caso afecta directamente al flujo de caja del proyecto, mientras que, en el segundo, se ve amortiguado por la deuda.

También se ha analizado como afecta la variación en este coste al precio medio nivelado de la generación de energía (LCOE) y de la producción de hidrógeno (LCOH).

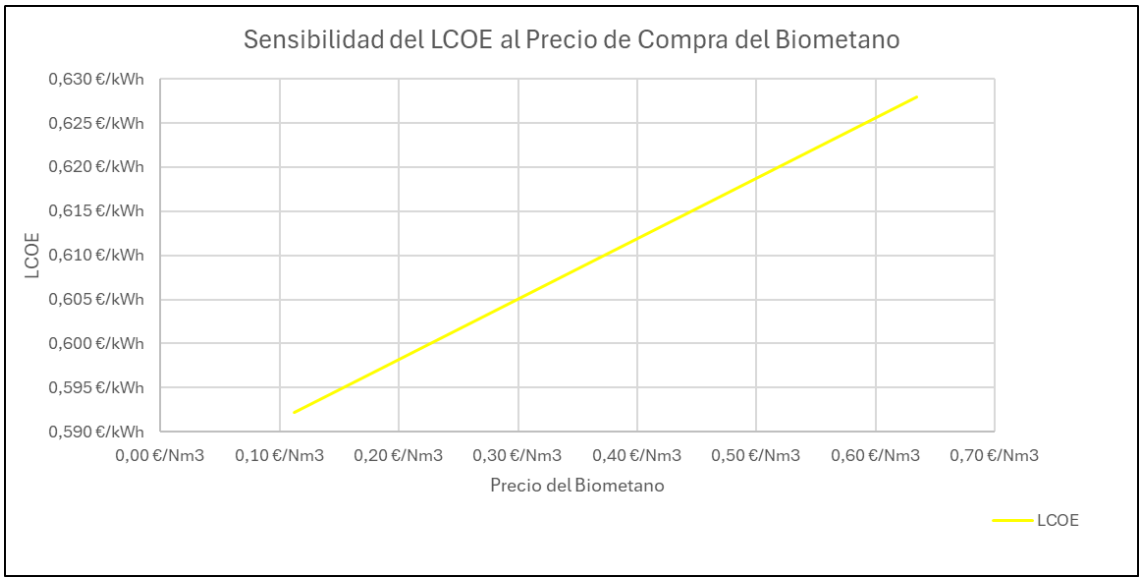


Ilustración 31 Sensibilidad del LCOE al Precio de Compra del Biometano

Fuente: Elaboración Propia

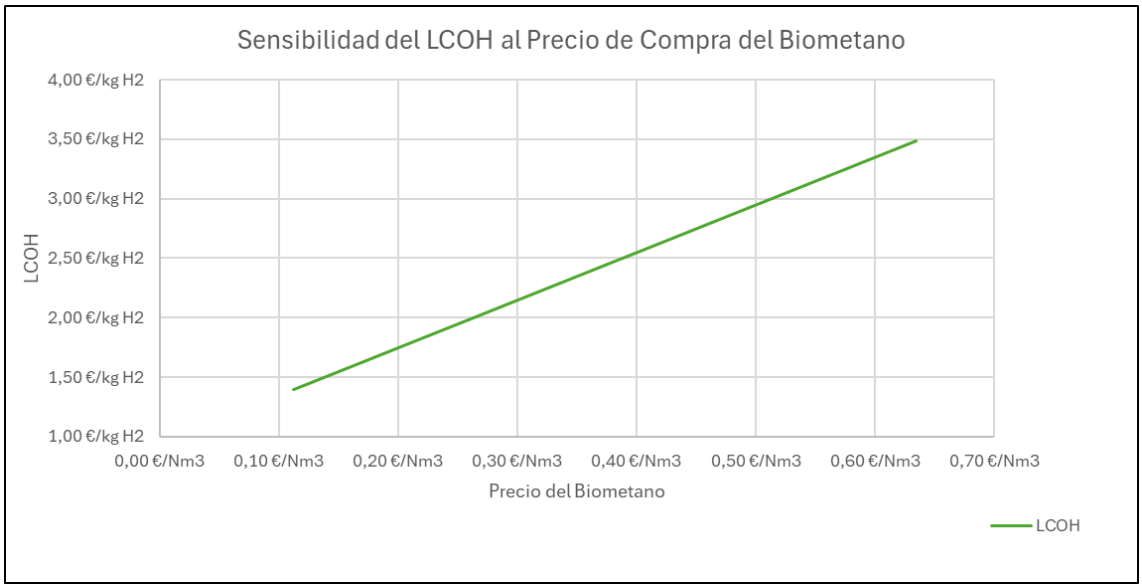


Ilustración 32 Sensibilidad del LCOH al Precio de Compra del Biometano

Fuente: Elaboración Propia

Como es lógico, el LCOH presenta una mayor sensibilidad al precio de compra del biometano que el LCOE, ante una variación del 140% del precio de compra, el LCOE varía un 6% mientras que el LCOH varía un 86%. Esto se debe fundamentalmente a que en el proceso de producción de hidrógeno este es el principal coste, mientras que si se analiza todo el proceso de producción energética incurren más costes que ayudan a suavizar su impacto.

El segundo análisis de sensibilidad es sobre el precio de venta de la electricidad, se analizará tanto sobre la rentabilidad como el valor neto actual del proyecto con y sin apalancamiento, los resultados se muestran a continuación:

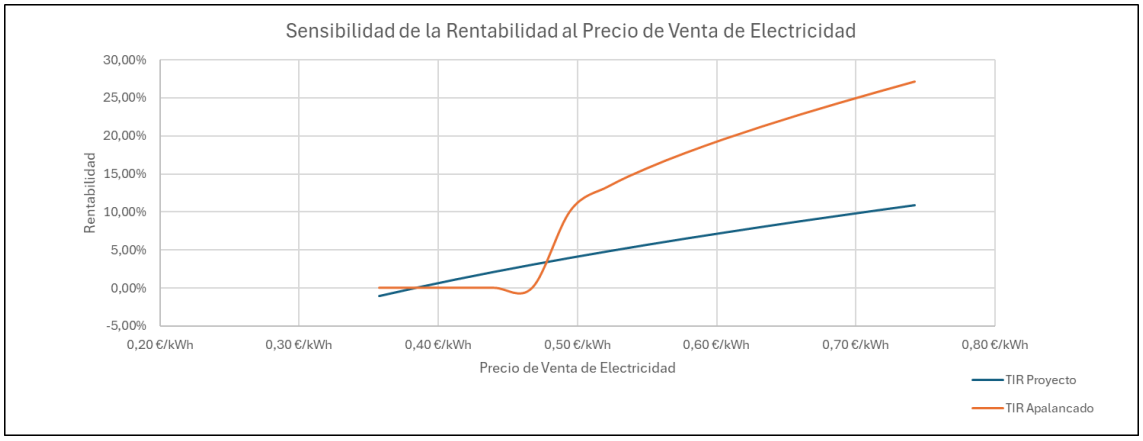


Ilustración 33 Sensibilidad de la Rentabilidad al Precio de Venta de Electricidad

Fuente: Elaboración Propia

En este caso se ha analizado una variación de un 70% al precio de venta de la electricidad, se puede observar una mayor sensibilidad por parte del proyecto apalancado y se explica por el efecto de la financiación mediante deuda. Al tener una menor inversión que rentabilizar y siendo los intereses independientes de estos ingresos, cualquier variación en los ingresos afecta de forma más intensa al retorno del accionista.

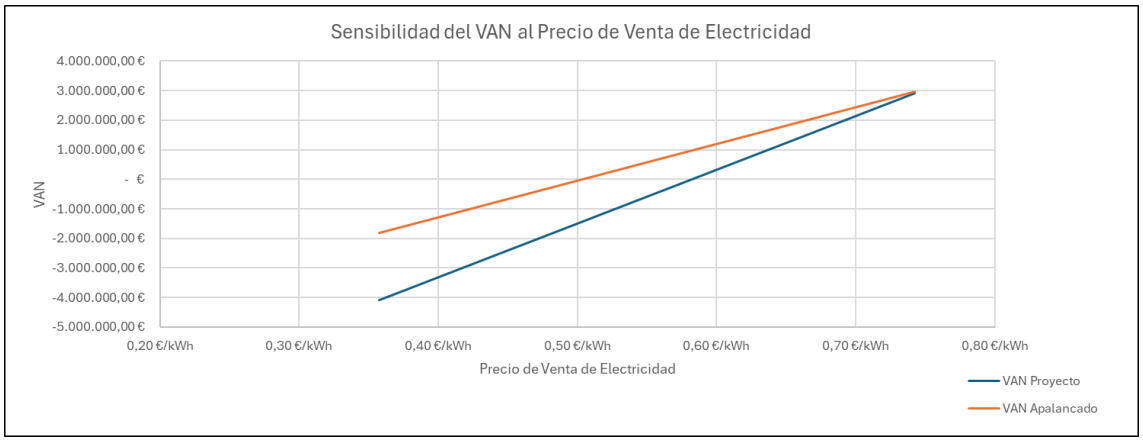


Ilustración 34 Sensibilidad del VAN al Precio de Venta de Electricidad

Fuente: Elaboración Propia

El valor actual neto presenta una mayor variación sensibilidad al precio de venta de la electricidad en el caso sin apalancar, este caso difiere con respecto al anterior principalmente porque en el cálculo de la TIR al tener una base de inversión menor el efecto es mucho más grande, mientras que en el cálculo del VAN el reparto del flujo adicional entre financiadores y accionista hace que disminuya el efecto. A esto hay que añadir que la tasa de retorno con la que se calcula el VAN del proyecto sin apalancar (6,7%) es menor que la del proyecto apalancado (11,3%), lo cual provoca que en el caso apalancado se reduzca el valor actual de los flujos futuros adicionales.

Dicho esto, se puede concluir diciendo que el proyecto es muy sólido ante cambios en el precio de compra del biometano. Se ha demostrado que le proyecto sería rentable ante cualquier cambio brusco en el coste. En cuanto al precio de venta de electricidad, el proyecto resulta más volátil, ya que un aumento del precio puede generar un retorno mucho mayor pero una reducción en el precio puede provocar que el proyecto deje de ser rentable.

Como resumen del apartado se concluye que el proyecto es rentable en base a las condiciones de partida, la rentabilidad sin financiación es muy cercana a la tasa de retorno esperada y en el caso de financiar el proyecto se obtiene una rentabilidad atractiva.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este proyecto ha consistido en el análisis técnico y económico de la implantación de una estación de recarga de vehículos eléctricos sin conexión a la red eléctrica, cuyas fuentes de suministro no son contaminantes. A lo largo de este documento se ha demostrado la viabilidad técnica, energética y económica de la solución híbrida propuesta que se basa en generación fotovoltaica, almacenamiento en sistemas de baterías y generación eléctrica de respaldo mediante una pila de combustible alimentada por hidrógeno producido in situ a partir de biometano.

En primer lugar, se ha realizado una búsqueda de posibles localizaciones del emplazamiento. El reto del proyecto es proponer un emplazamiento alejado de núcleos urbanos para que sirva como modelo a replicar en zonas rurales con difícil acceso a la red eléctrica. La localización se escoge atendiendo tanto a objetivos estratégicos como la potencial demanda de recarga, como a objetivos operativos que incluyen que las condiciones climatológicas puedan favorecer a la generación de energía. El Ronquillo cumple con ambos objetivos al ser una localización que se sitúa en una autovía que conecta ciudades importantes de España y además al estar situado en el suroeste del país cuenta con condiciones propicias para la generación fotovoltaica.

Una vez establecida la localización de la estación de recarga se ha realizado un estudio detallado de la demanda energética en el entorno de El Ronquillo. El estudio parte de datos reales, obteniendo datos de flujo de tráfico en la autovía en la que se ubica la estación, analizando tendencias de los usuarios del vehículo eléctrico a la hora de realizar desplazamientos largos y perfilando la curva de demanda horaria según datos reales de otras estaciones de recarga ultrarrápida. El dimensionamiento de la instalación se hace con el objetivo de satisfacer la demanda de recarga en su totalidad, a la vez que hacerlo de la manera más rápida posible. De esta manera, se escoge una instalación de recarga que cuente con 4 puestos de recarga de 250 kW cada uno.

Para la simulación del sistema fotovoltaico, en primer lugar, se dimensiona manualmente la instalación atendiendo a las condiciones meteorológicas del emplazamiento y a la demanda que debe cubrir. Posteriormente, la simulación mediante la herramienta PVsyst permite dimensionar de una manera más eficiente el conjunto de paneles, inversores y baterías. Se logra abastecer más del 95% de la demanda mediante este sistema y permite determinar la demanda energética que deberá cubrir el sistema de respaldo.

El sistema de respaldo está formado por una pila de combustible de hidrógeno de tecnología de membrana de intercambio de protones con una potencia nominal de 270 kW. Esta potencia debe garantizar cubrir la demanda restante de la estación de recarga y también la demanda eléctrica del reformador de biometano que será el encargado de abastecer de hidrógeno a la pila. El reformador deberá tener una potencia de 80 kW y suministrar el caudal de hidrógeno que consume la pila ya que no hay almacenamiento intermedio. Para garantizar que el sistema de respaldo tiene una buena respuesta ante picos de demanda, se diseña de tal manera que produce una potencia constante durante 12 horas diarias de forma continua que será almacenada en la batería, de esta manera es la batería la que tiene energía suficiente en cualquier momento para cubrir los picos de demanda. El depósito de almacenamiento de biometano permite cubrir la máxima demanda mensual del reformador y se reabastece mediante camiones cisterna.

Desde el punto de vista energético la instalación es viable, la potencia necesaria de cada uno de los compontes es factible en términos de soluciones existentes y la estación cumple con el objetivo de ser autosuficiente. Bien es cierto que la eficiencia global de la instalación es menor que otras soluciones con menos eslabones en la cadena de suministro energético. No obstante, el doble reto de la instalación de ser autosuficiente energéticamente y realizarlo mediante tecnologías renovables, implica optar por una solución compleja pero como se ha demostrado viable. El emplazamiento cuenta con las condiciones meteorológicas para garantizar la suficiente generación fotovoltaica como para cubrir la mayor parte de la demanda y además, el dimensionamiento de los componentes permite cubrir la totalidad de la demanda energética de la instalación.

La instalación integra únicamente fuentes renovables, el sistema fotovoltaico, las baterías de ion litio y la pila de combustible de hidrógeno no generan ninguna emisión contaminante. Sin embargo, el reformador de biometano genera emisiones de óxidos de carbono que se deben controlar mediante sistemas de captura de carbono. Además, el reabastecimiento de biometano se realiza mediante camiones cisterna, que, aunque en un futuro cercano puedan ser vehículos eléctricos que incluso puedan aprovechar el desplazamiento a la instalación para recargar, la realidad hoy en día en España es que esos camiones seguramente sean vehículos de combustión interna y por tanto generen emisiones en su desplazamiento para el abastecimiento de biometano. Otro punto importante que controlar es el reciclaje de los componentes al final de su vida útil, ya que tecnologías como las baterías y la pila de hidrógeno cuentan con materiales tóxicos y es importante garantizar un correcto tratamiento. Por tanto, la conclusión en este aspecto es que la instalación integra fuentes no contaminantes y al no depender de la red eléctrica, garantiza que la energía que se suministra a los vehículos es 100% renovable, sin embargo, existen emisiones en la logística de la instalación que en un futuro cercano se podrán reducir pero que hoy en día se deben considerar como existentes.

La viabilidad técnica de la instalación está garantizada principalmente porque una estación de recarga de estas características se ubica en una estación de servicio con el suficiente espacio disponible como para poder ubicar todos los componentes de gran tamaño de esta instalación. Bien es cierto que es necesario contar con una gran superficie donde poder ubicar los paneles fotovoltaicos, y adicionalmente contar con espacio para las baterías, el reformador, la pila y el depósito de biometano y que garantice la seguridad tanto de los componentes como de los usuarios que acudan a la estación. En este sentido el proyecto parte con la asunción de que se cuenta con todo este espacio disponible. Por otro lado, en el proyecto se han realizado simplificaciones de algunos sistemas como puede ser el del reformado de biometano y su conexión con la pila, al considerar que el reformador puede suministrar en todo momento el caudal que consume la pila de hidrógeno. En este sentido, teóricamente es viable ya que el caudal generado por el reformador depende de la potencia eléctrica que consuma y la instalación es capaz de satisfacer esa demanda en todo momento, probablemente en la práctica sea necesaria una etapa de almacenamiento de hidrógeno

intermedia que permita no depender completamente del funcionamiento óptimo del reformador en todo momento.

En cuanto a la viabilidad económica de la instalación, se ha realizado un análisis financiero en detalle que permite garantizar que los números empleados son realistas y provienen de fuentes fiables, acercando de esta manera lo máximo posible a la realidad al proyecto. El modelo de negocio de la instalación se basa únicamente en la venta de electricidad y esos ingresos deben cubrir tanto los costes operativos como el retorno de la inversión y la depreciación de los activos. El horizonte del proyecto es lejano, 20 años es un periodo lo suficientemente longevo como para poder garantizar un flujo de ingresos sostenido en el tiempo que permita generar ganancias al inversor. No obstante, hay costes ocultos dentro de ese horizonte, que se han considerado, como puede ser la reposición de los componentes cuya vida útil es inferior a la duración del proyecto. La decisión de estudiar el proyecto desde el punto de vista sin financiación y con financiación se debe a que de la primera manera permite entender en términos globales si este tipo de instalación es rentable, sin embargo, al incluir el concepto de apalancamiento en deuda permite mostrar en un plan de negocio ajustado a la realidad que, aunque el proyecto no genere unas ganancias desorbitadas, puede ser muy interesante para inversores que buscan generar rentabilidad en el largo plazo. Los indicadores de VAN y TIR del proyecto sin apalancar permiten entender que la rentabilidad del proyecto es moderada y que en 20 años únicamente se consigue recuperar una cantidad ligeramente superior a la inversión, no obstante, con una financiación del 60% de las inversiones en activos la rentabilidad del proyecto es de un 20%.

Los motivos por los que la rentabilidad del proyecto es moderada son que el precio de venta de electricidad que se escoge es el precio estandarizado para instalaciones de recarga de potencia de 250 kW que coincide con la que se estudia en este proyecto. Sin embargo, esta instalación cuenta con una complejidad técnica muy superior a cualquier estación de recarga convencional y eso se refleja en el análisis del coste medio nivelado de la energía (LCOE) cuyo valor coincide exactamente con el precio de venta estándar. Lógicamente los análisis de sensibilidad muestran que, si se aplicase un pequeño margen sobre ese precio, la rentabilidad sería superior y sería lógico aplicárselo ya que hay un valor añadido al

consumidor, que es la independencia energética de la instalación de factores externos. No obstante, el proyecto está comprometido con cumplir con las necesidades actuales y ajustarse lo máximo posible a la realidad y por tanto, el precio escogido es el estándar. Por último, el coste medio nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH) permite concluir que el uso de una pila de combustible como fuente de generación eléctrica en la instalación es coherente y rentable al ser este coste muy inferior al precio equivalente al que se está vendiendo cada kilogramo de hidrógeno producido en forma de electricidad.

En cuanto a posibles mejoras de la instalación, en primer lugar, se debe destacar que la instalación se diseña para las necesidades actuales y como se ha podido demostrar en los capítulos de contextualización, la demanda de recarga de vehículos eléctricos está en un periodo de crecimiento acelerado y la previsión es que lo siga haciendo durante los próximos 10 años como mínimo. De esta manera, la principal mejora del sistema sería realizar una inversión mayor en cuanto a capacidad de suministro de electricidad (incluyendo tanto mayor número de cargadores, mayor capacidad de generación y mayor capacidad de almacenamiento). Para ello sería necesario tener en cuenta que hay ciertos componentes que son más rentables que otros, por ejemplo, se ha visto que el coste de la producción de hidrógeno es inferior al precio de venta equivalente en forma de electricidad, por tanto, este sistema debería tener mayor peso en la ampliación.

Otro posible escenario de mejora sería considerar una ampliación del sistema de almacenamiento y reformado de biometano para que no toda la producción de hidrógeno esté destinada a la conversión en electricidad, sino que se pueda vender una parte de hidrógeno como combustible para vehículos propulsados por hidrógeno. En este aspecto, aunque en vehículos de pequeño tamaño como los turismos no es una solución tan atractiva, el futuro del transporte pesado pasa por vehículos propulsados por hidrógeno, bien por pilas de combustible o por motores de combustión interna de hidrógeno. Ambas tecnologías se encuentran en una etapa muy inicial de su desarrollo, pero cuentan con ventajas como un tiempo de recarga mucho menor, menor peso y mayor autonomía cuando nos referimos a transporte pesado. De esta manera se abriría otro posible flujo de ingresos de la instalación que permite ampliar sus productos dentro del mercado de la movilidad sostenible.

Por último, un tercer posible escenario de mejora de la estación de recarga es el de incorporar componentes adicionales a la instalación que permitan aprovechar la producción residual. En primer lugar, el calor residual generado por la pila de combustible puede ser utilizado para una mejora de eficiencia en la instalación mediante un intercambiador de calor en el circuito de refrigeración. De esta manera se podría precalentar el agua de entrada al reformador, ayudar a mantener la temperatura del reformador en su punto óptimo o para recuperar agua mediante condensación del vapor generado en el reformador y en la pila, aplicando un sistema de condensación de gases de escape y filtrado. Por otro lado, existen aplicaciones adicionales a la mejora de eficiencia como puede ser utilizar dicho calor para climatizar un local en la estación de servicio o generación eléctrica adicional con un ciclo de Rankine orgánico (ORC) que permita absorber calor del reformador y generar un extra de electricidad.

En resumen, la estación de recarga ha cumplido con todos los objetivos marcados al inicio del proyecto, sin embargo, una vez terminado el proyecto se han detectado distintos puntos de mejora de la instalación que bien podrían haber mejorado tanto la eficiencia como la rentabilidad del negocio. No obstante, el modelo planteado es técnica, energética y económicamente viable y puede servir como un modelo a replicar en estaciones de servicio que quieran adaptarse a la movilidad sostenible pero que por su localización tengan difícil acceso a la red de suministro eléctrico. Se ha demostrado que el proyecto es rentable, se ajusta a las necesidades actuales de los consumidores y además lo hace de manera autosuficiente y sostenible.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

Alotto, P., Guarnieri, M., & Moro, F. (2013). *Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review.*

Andersen, F. M., Jacobsen, H. K., & Gunkel, P.-A. (2021). *Hourly charging profiles for electric vehicles and their effect on the aggregated consumption profile in Denmark.*

Barrientos, F. M., Martíniez, E. G., Pérez, I. A., Calvo, C. R., & Bayo, H. S. (2021). *Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España.* Transport & Environment.

Barrio, L. d., & Olivera, C. (2023). *Despliegue de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico en España: barreras y alternativas.*

Cigolotti, V., Genovese, M., & Fragiacomo, P. (2021). *Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Sys.*

Dias, V., Pochet, M., Contino, F., & Jeanmart, H. (2020). *Energy and Economic Costs of Chemical Storage.*

Ecomento. (s.f.). Obtenido de https://ecomento.de/2024/06/19/e-on-umfrage-25-prozent-der-e-auto-reisenden-legen-mehr-als-1-000-kilometer-zurueck/

Edwards, P., Kuznetsov, V., & David, W. (2007). *Hydrogen Energy.*

Electromaps. (s.f.). Obtenido de https://map.electromaps.com/es/

Felseghi, R.-A., Carcadea, E., Raboaca, M. S., Trufin, C. N., & Filote, C. (2019). *Hydrogen Fuel Cell Technology for Sustainable Future of Stationary Applications.*

Flaticon. (s.f.). Obtenido de flaticon.com

Freepik. (s.f.). Obtenido de freepik.com

Google Maps. (s.f.). Obtenido de https://www.google.es/maps/@40.5577154,-3.8895277,13.4z?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI1MDUxNS4wIKXMDSoJLDEwMjExNDU1SAFQAw%3D%3D

Grasys. (s.f.). Obtenido de grasys.com

Karthikeyan, V., Rajasekar, S., Das, V., Karuppanan, P., & Singh, A. K. (s.f.). *Grid-Connected and Off-Grid Solar Photovoltaic System.*

Lazard. (2024). *Lazard Levelized Cost of Energy.*

Martin, J. S., Zamora, I., Martin, J. S., Aperribay, V., & Eguia, P. (s.f.). *Análisis del comportamiento dinámico de una pila de combustible PEMFC.*

PARES. (s.f.). Obtenido de https://pares.mcu.es/ParesBusquedas20/catalogo/autoridad/70964

Powen. (s.f.). Obtenido de https://powen.es/numero-horas-solares-en-espana/

Pritchard, E., Borlaug, B., Yang, F., & Gonder, J. (2023). *Evaluating Electric Vehicle Public Charging Utilization in the United Stares using the EV WATTS Dataset.*

PVEducation. (s.f.). Obtenido de https://www.pveducation.org/

PVGIS. (s.f.). Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Rituraj, G., Mouli, G. R., & Bauer, P. (2022). *A Comprehensive Rview on Off-Grid and Hybrid Charging Systems for Electric Vehicles.*

Saldarini, A., Miraftabzadeh, S. M., Brenna, M., & Longo, M. (s.f.). Strategic Approach for electric Vehicle Charging Infraestructure for Efficient Mobility along Highways.

Song, H., Liu, Y., Bian, H., Shen, M., & Lin, X. (2022). *Energy, environment, and economic analyses on a novel hydrogen production method by electrified steam methane reforming with renewable energy accomodation.*

SpaceFlight Power. (s.f.). Obtenido de https://www.spaceflightpower.com/everything-you-need-to-know-about-solar-gel-batteries/

Tang, D., Tan, G.-L., & Li, G.-W. (2023). *State of the art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review.*

Transportes, M. d. (s.f.). Obtenido de https://mapatrafico.transportes.gob.es/2022/

Vecteezy. (s.f.). Obtenido de vecteezy.com

Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., & Pasaoglu, G. (2018). *The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives.*

ANEXO ODS

Este proyecto tiene como objetivo generar un impacto positivo en la sociedad, para lograrlo, buscar estar alineado con algunos de los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible que se mencionan a continuación:

- **Energía asequible y no contaminante (7):** el proyecto apuesta por la sostenibilidad y se compromete a encontrar una solución tecnológica que funcione con energías limpias que no contaminen.
- **Industria, Innovación e Infraestructura (9):** a medida que el mundo evoluciona hacia un modelo de movilidad sostenible, la tecnología que rodea a los vehículos debe avanzar al mismo ritmo, las estaciones de recarga deben encontrar soluciones innovadoras para hacer frente a la demanda de los próximos años.
- **Ciudades y comunidades sostenibles (11):** este proyecto contribuye a la descarbonización de los núcleos urbanos, proponiendo una solución que permita reducir las emisiones en el sector de la automoción.
- **Producción y consumo responsables (12):** el proyecto fomenta la producción de energía de una manera responsable comprometiéndose con el desarrollo sostenible y sin generar residuos contaminantes. De la misma manera, se busca incentivar el consumo responsable generando una solución atractiva para la movilidad sostenible y ajustada a las necesidades actuales.
- **Acción por el clima (13):** el proyecto contribuye a reducir el cambio climático proponiendo un proyecto que reduzca emisiones en la producción energética y también en el sector de la automoción.

ANEXO SIMULACIÓN PVSYST

PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Standalone system

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Standalone system with batteries

System power: 884 kWp

El Ronquillo - Spain

Author

PVsyst DEMO

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
El Ronquillo	Latitude	37.73 °(N)	Albedo	0.20
España	Longitude	-6.18 °(W)		
	Altitude	328 m		
	Time zone	UTC+1		

Weather data
El Ronquillo
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Standalone system — **Standalone system with batteries**

Orientation #1
Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

User's needs
Ext. defined as file
ConsumoHorario.csv

System information

PV Array		Battery pack	
Nb. of modules	1360 units	Technology	Lithium-ion, LFP
Pnom total	884 kWp	Nb. of units	4 units
		Voltage	1210 V
		Capacity	6936 Ah

Results summary

Useful energy from solar	1331.7 MWh/year	Specific production	1506 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	70.59 %
Missing Energy	58.2 MWh/year	Available solar energy	1571.9 MWh/year	Solar Fraction SF	95.81 %
Excess (unused)	197.2 MWh/year				

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7

PVsyst DEMO

PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters

Standalone system | **Standalone system with batteries**

Orientation #1
Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Sheds configuration
No 3D scene defined

Models used
Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs
Ext. defined as file
ConsumoHorario.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
88530	87939	89819	108060	111070	118493	160660	184880	126435	108598	96144	109307	1389934	kWh

PV Array Characteristics

PV module
Manufacturer Generic
Model Mono 650 Wp Twin half-cells bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 650 Wp
Number of PV modules 1360 units
Nominal (STC) 884 kWp
Modules 170 string x 8 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 811 kWp
U mpp 272 V
I mpp 2981 A

Battery
Manufacturer Huawei
Model Luna2000 - 2.0 MWh - 2H0
Technology Lithium-ion, LFP
Nb. of units 4 in parallel
Discharging min. SOC 10.0 %
Stored energy 7550.8 kWh
Battery Pack Characteristics
Voltage 1210 V
Nominal Capacity 6936 Ah (C10)
Temperature External ambient temperature

Total PV power
Nominal (STC) 884 kWp
Total 1360 modules
Module area 4225 m²
Cell area 3958 m²

Controller
Universal controller
Technology DC-DC converter
Temp coeff. -5.0 mV/°C/Elem.
Converter
Maxi and EURO efficiencies 97.0 / 95.0 %
DC Input voltage 303.7 V
Battery Management control
Threshold commands as SOC calculation
Charging SOC = 0.96 / 0.80
Discharging SOC = 0.10 / 0.35

PVsyst DEMO

PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Array losses

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 1.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss
Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.2 % at STC

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

PVsyst DEMO

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

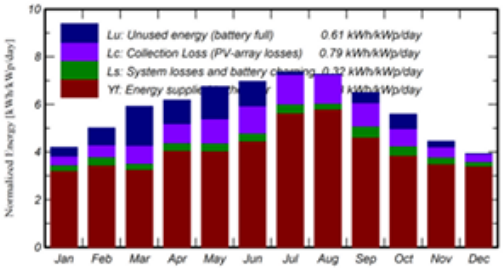
PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Main results

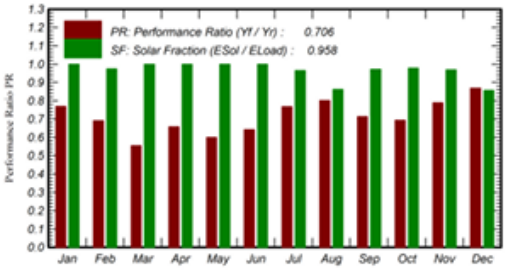
System Production

Useful energy from solar	1331.7 MWh/year	Perf. Ratio PR	70.59 %
Available solar energy	1571.9 MWh/year	Solar Fraction SF	95.81 %
Excess (unused)	197.2 MWh/year		
Loss of Load		**Battery aging (State of Wear)**	
Time Fraction	5.0 %	Cycles SOW	97.8 %
Missing Energy	58.2 MWh/year	Static SOW	89.3 %
		Battery lifetime	9.4 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail MWh	EUnused MWh	E_Miss MWh	E_User MWh	E_Load MWh	SolFrac ratio
January	76.6	128.4	101.2	9.8	0.00	88.5	88.5	1.000
February	96.1	138.4	107.8	17.4	2.27	85.7	87.9	0.974
March	145.8	179.8	137.3	44.4	0.00	89.8	89.8	1.000
April	172.8	181.5	138.1	26.0	0.13	107.9	108.1	0.999
May	219.5	204.3	151.9	36.9	0.00	111.1	111.1	1.000
June	231.8	203.7	149.1	27.1	0.00	118.5	118.5	1.000
July	247.0	222.7	160.6	2.5	5.67	155.0	160.7	0.965
August	218.5	220.5	159.0	0.0	25.47	159.4	184.9	0.862
September	164.1	191.1	140.8	10.9	3.55	122.9	126.4	0.972
October	122.6	170.7	128.7	16.4	2.44	106.2	108.6	0.978
November	82.8	131.6	102.6	5.9	3.04	93.1	96.1	0.968
December	69.2	120.3	94.8	0.0	15.66	93.6	109.3	0.857
Year	1846.8	2092.8	1571.9	197.2	58.23	1331.7	1389.9	0.958

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		

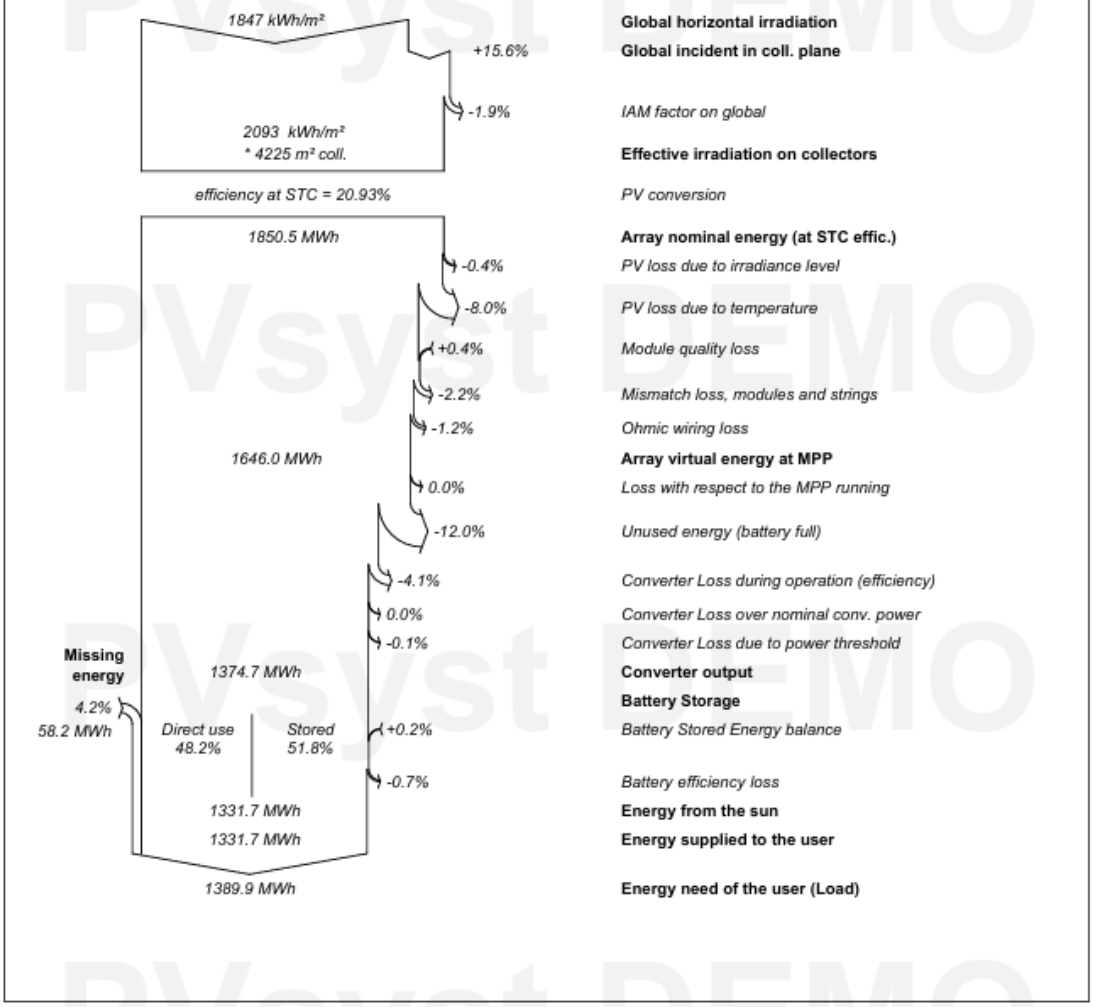
PVsyst DEMO

PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

Loss diagram



PVsyst DEMO

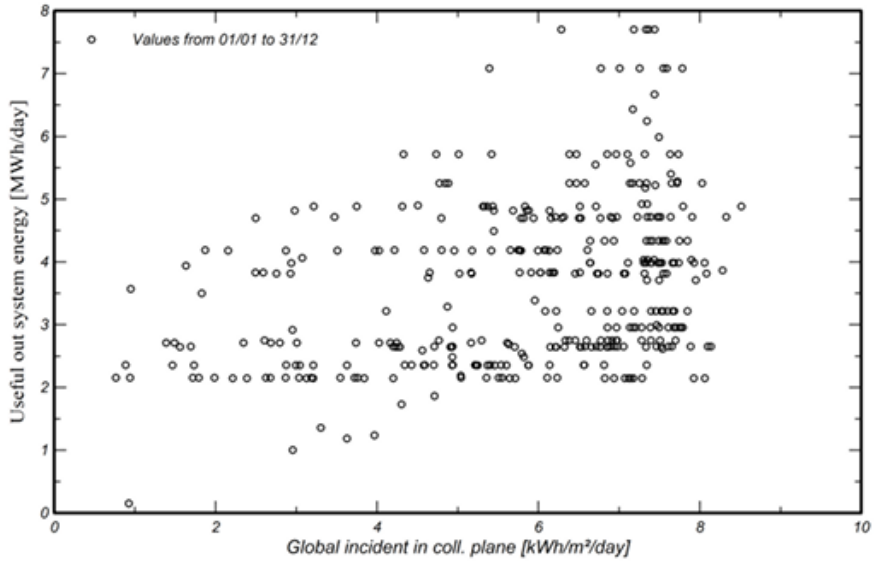
Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.9
VC0, Simulation date:
04/03/25 16:46
with V8.0.6

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst DEMO
PVsyst DEMO
PVsyst DEMO