



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON AUTO- CONSUMO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

**Autor: Martín Valiño, Juan Carlos**

Director: Portillo García, Julio Rafael

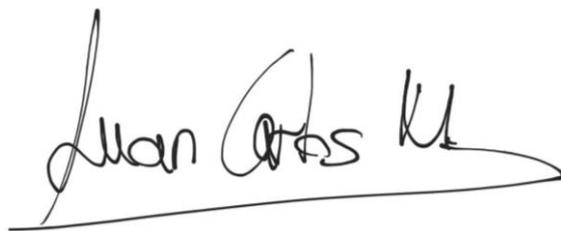
MADRID

Agosto de 2020

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

**PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON AUTOCONSUMO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2019-2020** 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.: Juan Carlos Martín Valiño

Fecha: 28 / 09 / 2020

Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Rafael Portillo García

Fecha: 28 / 09 / 2020



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON AUTO- CONSUMO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

**Autor: Martín Valiño, Juan Carlos**

Director: Portillo García, Julio Rafael

MADRID

Agosto de 2020

# PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON AUTOCONSUMO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

**Autor: Martín Valiño, Juan Carlos.**

Director: Portillo García, Julio Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## RESUMEN DEL PROYECTO

**Resumen— El hidrógeno se posiciona como un vector energético capaz de colaborar en la descarbonización de la economía. Su producción a partir de fuentes renovables lo convierten en una solución sostenible con una huella de carbono nula. Debido a los numerosos proyectos rechazados que usan tecnologías renovables, se abre la posibilidad de producir hidrógeno a partir de este tipo de fuentes.**

**Este proyecto se centra en el análisis de la prefactibilidad de la instalación de una planta de producción de hidrógeno por electrólisis adyacente a una planta solar, de donde obtiene la energía para autoconsumo. Los estudios que se llevan a cabo se centran en determinar la potencia óptima de la planta y sistemas auxiliares mediante una minimización de los costes marginales y, finalmente, el cálculo del precio óptimo de venta del hidrógeno a partir de los costes unitarios normalizados (*LCOH*).**

**Palabras clave— hidrógeno, autoconsumo, electrólisis, solar fotovoltaica**

### I. INTRODUCCIÓN

#### *I-A. Panorama energético actual*

La energía es como una lente por la que se puede observar distintos aspectos muy

importantes como le economía, desarrollo social y medio ambiente. Globalmente, los combustibles fósiles representan más del 75,0% de la energía primaria generada [1]. En España, la energía final consumida proviene, en su mayoría, del petróleo, que supuso un 51,0% en 2018, seguido de la electricidad con un 23,6% que, principalmente, proviene de combustibles fósiles.

En una economía totalmente descarbonizada, hay dos principales candidatos para suplir a las fuentes convencionales: la energía nuclear y las energías provenientes de fuentes renovables, como la solar y la eólica. Mientras que la energía nuclear supone una fuente casi inagotable de energía barata en el medio-largo plazo, su uso está altamente condicionado por los desechos que los reactores de este tipo generan y que son altamente perjudiciales para las personas. Mientras no se tomen medidas a este respecto, las energías renovables se posicionan como la alternativa más prometedora.

En el 2019, las fuentes de energía con mayor potencia instalada en España fueron los ciclos combinados, la eólica y la hidráulica que, conjuntamente, supusieron más del 65,0% del total. Aunque la proporción de la energía solar fotovoltaica es mucho menor en comparación con las anteriormente

mencionadas, desde el 2015 su capacidad instalada aumentó más del 90,0%.

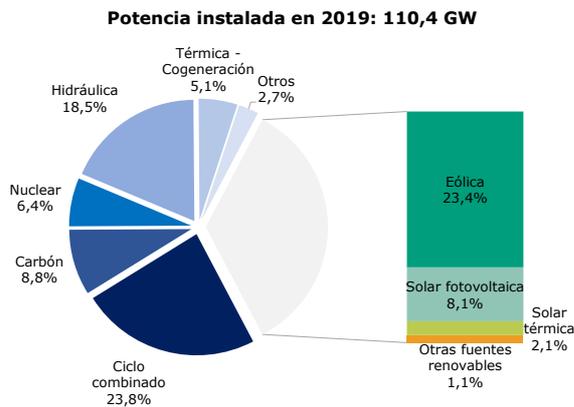


Figura 1: Potencia instalada en 2019 [Fuente: JCMV adaptado de REE]

No obstante, la instalación de plantas de energía renovable encuentra su límite en la escasa infraestructura eléctrica para evacuar la energía producida a la red. Principalmente por este motivo, muchos de los proyectos para instalar estas tecnologías son denegados por el operador.

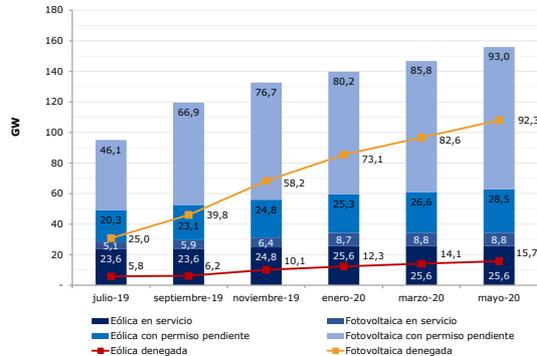


Figura 2: Evolución de la potencia instalada solar y eólica en España [Fuente: JCMV adaptado de REE]

Aunque la energía solar fotovoltaica es la que más ha crecido en el último año, a su vez, es la tecnología con más proyectos denegados. No obstante, este no es motivo aparente para no confiar en la transición del sector eléctrico hacia precursores renovables.

Mientras que la descarbonización del sector eléctrico está cubierta por las fuentes renovables, otros muchos sectores de la economía no están cubiertos por tecnologías limpias y

sostenibles. El desarrollo de nuevas técnicas para la electrificación masiva de la economía, otras tecnologías o nuevos combustibles parecen ser la solución a este respecto. En particular, la presencia del hidrógeno cobra especial importancia.

### I-B. Hidrógeno: vector energético

El hidrógeno no es un recurso energético ya que no se encuentra de manera aislada en la naturaleza. En cambio, el hidrógeno es un vector energético, como la electricidad, producido a partir de fuentes de energía primaria, como el carbón, gas natural y fuentes renovables. Hay diversas razones [2] por las que la utilización del hidrógeno es más que recomendable:

- **Eficiencia energética.** La utilización de celdas de combustible como alternativa a los ciclos térmicos aumentaría el rendimiento de la conversión de hidrógeno en electricidad al no estar sometido a los límites de Carnot.
- **Dependencia energética.** La gran parte de la economía está influida por el petróleo. No obstante, debido a la limitadas zonas de extracción y la reducción de las reservas, este combustible se usa con motivos económicos y políticos. Es necesario un recurso sostenible y que sea alcanzable por todos los países.
- **Ecológicas.** La combustión del hidrógeno sólo genera agua como producto de desecho, evitando así las emisiones de dióxido de carbono y otros gases perjudiciales. Además, si este hidrógeno se produce a través de precursores renovables, su producción tendría una huella de carbono neta nula, denominándose “hidrógeno verde”.

Como se ha mencionado, el hidrógeno es un vector energético que se produce a través de otras fuentes de energía primaria. La gran

parte del hidrógeno producido en la actualidad proviene de combustibles fósiles directamente [3] y el 4,0% de la electrólisis.

La producción de hidrógeno por electrólisis es muy atractiva ya que sólo es necesario la aplicación de una corriente eléctrica para disociar la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno en su estado fundamental. De esta manera, la integración del proceso electrolítico con las fuentes renovables, como la solar y la eólica, es completa. Esta solución permitiría producir hidrógeno de manera sostenible e indefinida al utilizar, únicamente, dos fuentes prácticamente inagotables: agua y energía del sol.

El consumo de hidrógeno puede ser por combustión o por reacciones electroquímicas en células de combustible. Aunque ninguna de las dos opciones genera gases de efecto invernadero, la aplicación de celdas de combustible aumenta la versatilidad del hidrógeno, pudiendo utilizarse en diversos sectores de la economía.

La necesidad de una descarbonización del sector eléctrico, y de la economía en término último, presenta una situación única e inigualable para desarrollar una economía basada en el hidrógeno, capaz de enfrentarse a los combustibles convencionales y asegurar un futuro sostenible.

### *I-C. Objeto del proyecto*

Esta situación, junto con el hecho de la dene-gación de proyectos renovables en España, permiten el desarrollo de nuevas formas de aprovechamiento energético.

En esta línea, este proyecto se enfoca en realizar un estudio de prefactibilidad técnica y económica sobre la instalación de una planta

de producción de hidrógeno mediante elec-trólisis, adyacente a una planta solar de auto-consumo. Adicionalmente, esta planta podrá contar con un sistema de almacenamiento por baterías de ion-litio, que podrán almace-nar la energía sobrante.

Dentro del marco regulatorio español, a tra-vés del Real Decreto 244/2019,<sup>1</sup> de 5 abril, este tipo de instalaciones están caracteriza-das bajo la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

El sistema que se pretende estudiar contará con los siguientes elementos:

- ▶ Planta solar fotovoltaica de tecnología de silicio policristalino y con potencia total instalada de 49,8 MW<sub>p</sub>. Esta planta solar no está conectada al sistema de potencia español.
- ▶ Planta de producción de hidrógeno me-diante electrolizadores de lecho alcalino.
- ▶ Sistema de almacenamiento por baterías de ion-litio.

La planta solar está previamente definida y su modelado no es necesario. No es así en el caso de la planta de hidrógeno y baterías, cu-yos modelados son el objeto de estudio. Para llevar a cabo esta tarea, se ha elaborado un modelo en MS Excel<sup>®</sup>, creando una herra-mienta potente y reutilizable.

## II. METODOLOGÍA

El diseño de la planta de producción de hi-drógeno requiere un estudio de prefactibili-dad en el que, inicialmente, se determina la potencia óptima de la planta y baterías a tra-vés de un estudio técnico. Seguidamente, se lleva a cabo un análisis económico orientado a determinar el precio óptimo de venta.

---

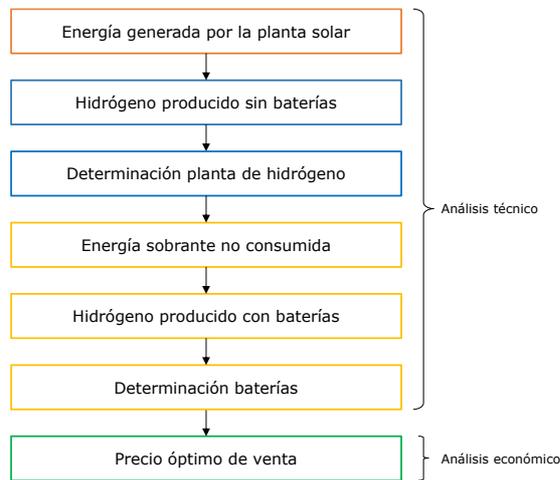
<sup>1</sup> Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 244/2019, abril de 2019; Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

El flujo de trabajo para llevar a cabo sendos estudios se representa en la Figura 3.

### II-A. Estudio técnico

El estudio técnico de la planta está orientado a determinar las capacidades óptimas de la planta de hidrógeno y de las baterías. No obstante, la determinación de las baterías es un proceso *ex post* en el que primero se requiere conocer la potencia la planta.

La optimización de estos parámetros tiene sus bases en la minimización de los costes marginales, que permiten diseñar los elementos a partir de una maximización de recursos al menor costes posibles.



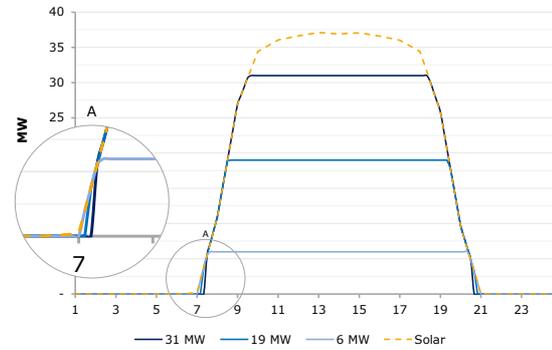
**Figura 3:** Diagrama de flujo de los estudios

La generación de la planta solar se estudia mediante el software de diseño PVsyst®. El resultado de las simulaciones resulta en una energía generada anual de 96,6 GWh. Además, devuelve la producción horaria de la planta solar para todos los días del año. De esta manera es posible evaluar la energía producida mensualmente.

La energía consumida por la planta de hidrógeno depende del rango de operación de la planta. La potencia solar debe situarse entre el 15% y 100% de la potencia instalada de la de hidrógeno para que esta última comience a operar. Inicialmente, en el diseño se asume que la planta de hidrógeno sólo consume la

energía de la planta solar, es decir, durante el periodo diurno.

La energía almacenada en el sistema de las baterías se obtiene a partir de la diferencia entre la energía generada por la planta solar y la consumida por la de hidrógeno.



**Figura 4:** Detalle ilustrativo de las curvas de potencia para distintas potencias de la planta de hidrógeno

Se asume que la utilización de las baterías es durante el periodo nocturno. Por este motivo, la aplicación del excedente de energía no es directa pues puede que esta energía sea lo suficientemente grande para que no pueda ser consumida por la planta en el periodo nocturno.

Los costes de la planta de hidrógeno y el sistema de baterías usados en este estudio incluyen los costes de capital iniciales, operación [4, 5] y el consumo de agua para la electrólisis.

Elaborar una función continua que defina la energía consumida por la planta de hidrógeno es muy complejo y, por ello, se discretizan las variables y se opera con los resultados obtenidos para dichas variables discretas.

$$\min \frac{d(I + O)}{dH_2} \approx \min \frac{(I + O)_i - (I + O)_{i-1}}{H_{2i} - H_{2i-1}}$$

Las soluciones óptimas estarán determinadas por los elementos que minimicen los costes marginales.

## II-B. Estudio económico

El estudio económico se centra en determinar el precio óptimo de venta del hidrógeno considerando la producción y los costes de todo el conjunto, incluida la planta solar.

El estudio económico toma como variables de entrada los resultados obtenidos en el estudio técnico, pero considerando factores de degradación, tasas de descuento, inflación etc.

Este estudio se lleva a cabo a través de un flujo de cajas en el que se obtiene el coste normalizado del hidrógeno.

## III. RESULTADOS

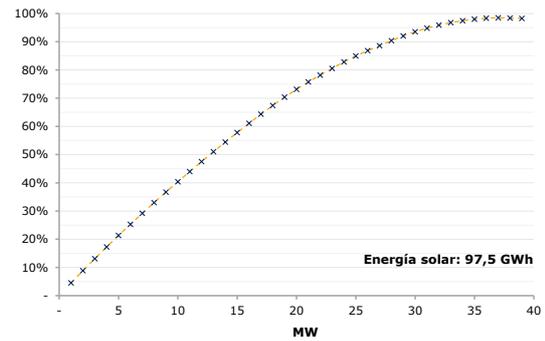
Los parámetros adicionales para llevar a cabo sendos estudios se muestran en la siguiente tabla. Aunque están principalmente orientados al estudio económico, el año de referencia es altamente relevante para el estudio técnico también.

**Tabla 1:** Parámetros de entrada adicionales

Parámetro	Unidad	Valor
Año de referencia	Año	2022
Tiempo de puesta en marcha	Años	2
Tasa de descuento	%	10,0
Tasa de inflación	%	1,5
Impuesto	%	25,0
DSO	Días	30
DPO	Días	45
Tipo de cambio	USD/EUR	1,15

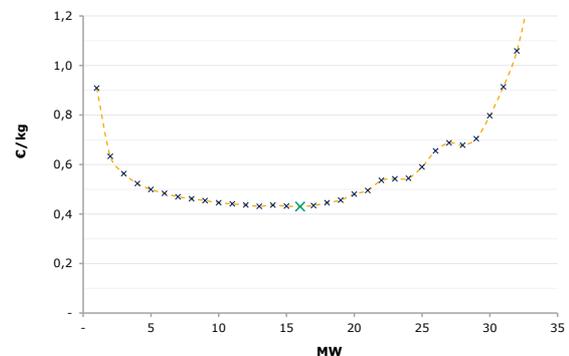
### III-A. Resultados del estudio técnico

La energía consumida por la planta de hidrógeno es prácticamente lineal a su potencia cuando esta es baja. Para potencias similares a la potencia solar instalada, la energía consumida se aleja del comportamiento lineal.



**Figura 5:** Energía consumida por la planta de hidrógeno

Dada la producción equivalente de hidrógeno y los costes incurridos por la planta de hidrógeno, se determina una curva de costes marginales.



**Figura 6:** Costes marginales de la planta de hidrógeno

En base al criterio de minimización de costes marginales se concluye que la planta de hidrógeno es óptima cuando su potencia es de 16,0 MW.

La energía no consumida por la planta de hidrógeno determina la energía susceptible de ser almacenada en las baterías.

En ningún caso la energía almacenada es la energía excedente debido, principalmente, a que no puede ser consumida en su totalidad durante el periodo nocturno por parte de la planta de hidrógeno.

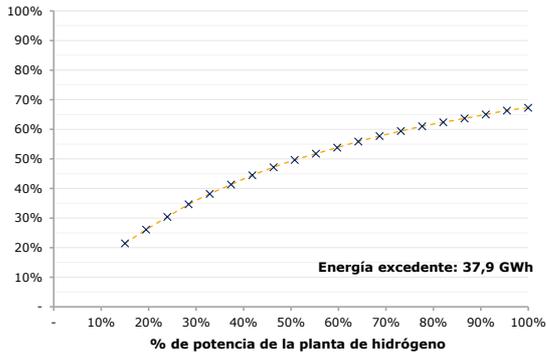


Figura 7: Energía almacenada en las baterías

Dada la producción de hidrógeno con energía de las baterías, y los costes de estas, se determina una curva de costes marginales.

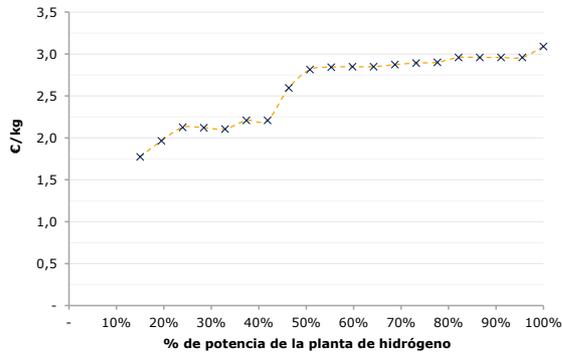


Figura 8: Costes marginales de las baterías

Se deduce que, para una planta de 16,0 MW de potencia, la solución óptima es no instalar un sistema de baterías dado que su coste marginal sobrepasa al de la planta sin baterías.

### III-B. Resultados del estudio económico

El precio óptimo de venta para una planta de 16,0 MW sin baterías resulta en una cifra de 4,15 €/kg, que es el coste unitario normalizado.

No obstante, el rango de precios del hidrógeno se sitúa entre los 3,0 \$/kg y 10,0 \$/kg, basado en un estudio [6] que recoge distintas tecnologías de producción de este vector. En consecuencia, se puede asumir que el precio del hidrógeno es razonable y, por lo tanto, se trata de un proyecto viable.

Tabla 2: Resultado óptimo global del sistema

Planta	Unidad	Valor
Potencia Solar	MW <sub>p</sub>	49,8
Potencia Solar	MW <sub>ac</sub>	39,2
Potencia Hidrógeno	MW	16,0
Energía consumida	MWh/año	9,0
H <sub>2</sub> producido	Toneladas/año	1.315,0
Degradación	%/año	0,49
Agua consumida	m <sup>3</sup> /año	11.835,0
CAPEX	Miles de €	35.392,6
OPEX	Miles de €/año	646,3
Coste marginal	€/kg de H <sub>2</sub>	0,43
LCOH	€/kg de H <sub>2</sub>	4,15

## IV. CONCLUSIONES

El “hidrógeno verde” es un vector energético con un potencial único. Su versatilidad permite aplicaciones en diversos sectores como el transporte, residencial o distintas aplicaciones industriales.

La producción de “hidrógeno verde” a través de un proceso electrolítico accionado por una planta solar resulta en un proyecto viable y con impacto positivo en la sostenibilidad.

- ▶ El criterio de minimización de los costes marginales se debe anteponer al del coste normalizado, siendo este último sólo aplicable a la determinación del precio mínimo de venta.
- ▶ La instalación de un sistema de almacenamiento por baterías no indica una mayor rentabilidad del proyecto.
- ▶ La falta de un mercado competitivo y regulado dificulta el análisis de viabilidad del hidrógeno.

## V. REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, «Data and statistics,» International Energy Agency, 2020. [En línea]. [Último acceso: Abril 2020].
  
- [2] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*, U. P. Comillas, Ed., Madrid, 2007.
  
- [3] IRENA, «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
  
- [4] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities,» Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Brussels, 2017.
  
- [5] R. Fun, T. Remo y R. Margolis, «2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2018.
  
- [6] National Renewable Energy Laboratory, «Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets,» NREL, United States, 2016.

# HYDROGEN PRODUCTION PLANT WITH SELF-CONSUMPTION OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY

**Author: Martín Valiño, Juan Carlos.**

Director: Portillo García, Julio Rafael.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## PROJECT SUMMARY

**Abstract— Hydrogen is positioned as an energy carrier capable of collaborating in the decarbonisation of the economy. Its production from renewable sources makes it a sustainable solution with a zero-carbon footprint. Due to the high number of rejected projects that use renewable technologies, it opens the possibility of producing hydrogen from these sources.**

**This project focuses on the analysis of the pre-feasibility of installing a hydrogen production plant by electrolysis adjacent to a solar plant, from which it obtains the energy for self-consumption. The studies performed are focused on determining the optimal power of the plant and auxiliary systems by minimising marginal costs and, finally, the calculation of the optimal selling price of hydrogen from the levelised cost (LCOH).**

**Keywords— hydrogen, self-consumption, electrolysis, solar PV**

### I. INTRODUCTION

#### *I-A. Current energy outlook*

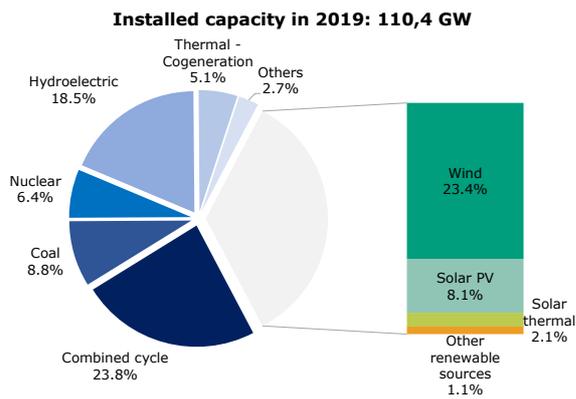
Energy is like a lens through which one can observe different very important aspects such as the economy, social development,

and the environment. Globally, fossil fuels represent more than 75.0% of the primary energy generated [1].

In Spain, most of the final energy consumed came from oil, which accounted for 51.0% in 2018, followed by electricity, with 23.6%, which mainly comes from fossil fuels.

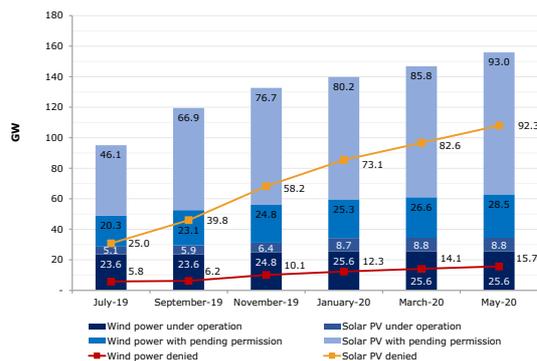
In a totally decarbonised economy, there are two main candidates to replace conventional sources: nuclear energy and energies from renewable sources, such as solar and wind. While nuclear energy is an almost inexhaustible source of cheap energy in the medium to long term, its use is highly conditioned by the waste that such reactors generate, which is highly hazardous to people. As long as no measures are taken in this respect, renewable energies are positioned as the most promising alternative.

In 2019, the energy sources with the most installed capacity in Spain were combined cycles, wind, and hydro, which together account for more than 65.0% of the total. Although the proportion of photovoltaic solar energy is much lower than those previously mentioned, since 2015 its installed capacity has increased by more than 90.0%.



**Figure 1:** Installed power capacity in 2019 [Source: JCMV based on REE]

However, the installation of renewable energy plants finds its limit in the scarce electrical infrastructure to feed the energy produced into the network. For this reason, many of the projects to install these technologies are denied by the operator.



**Figure 2:** Evolution of installed solar and wind power capacity in Spain [Source: JCMV based on REE]

Although photovoltaic solar energy is the one that has grown the most in the last year, it is also the technology with the most rejected projects. However, this is not an apparent reason not to trust in the transition of the electricity sector towards renewable precursors.

While the decarbonisation of the electricity sector is covered by renewable sources, many other sectors of the economy are not covered by clean and sustainable technologies. The development of new techniques for the massive electrification of the economy, other technologies, or new

fuels seem to be the solution in this respect. In particular, the presence of hydrogen is of special importance.

### I-B. Hydrogen: Energy carrier

Hydrogen is not an energy resource as it is not found in isolation in nature. Instead, hydrogen is an energy carrier, like electricity, produced from primary energy sources such as coal, natural gas and renewable sources. There are several reasons [2] why the use of hydrogen is more than recommended:

- ▶ **Energy efficiency.** The use of fuel cells as an alternative to thermal cycles would increase the efficiency of hydrogen conversion into electricity by not being tied to Carnot limits.
- ▶ **Energy reliance.** Much of the economy is influenced by oil. However, due to limited areas of extraction and reduced reserves, this fuel is used for economic and political reasons. There is a need for a resource that is sustainable and achievable by all countries.
- ▶ **Ecological.** The combustion of hydrogen only generates water as a waste product, thus avoiding emissions of carbon dioxide and other harmful gases. In addition, if this hydrogen is produced through renewable precursors, its production would have a zero net carbon footprint. This is termed as “green hydrogen”.

As mentioned, hydrogen is an energy carrier that is produced through other primary energy sources. Most of the hydrogen produced today comes from fossil fuels directly [3] and 4.0% from electrolysis.

The production of hydrogen by electrolysis is very attractive since it is only necessary the application of an electric current to dissociate the water molecule into hydrogen and

oxygen in its fundamental state. In this way, the integration of the electrolytic process with renewable sources, such as solar and wind, is complete. This solution would allow to produce hydrogen in a sustainable and indefinite way by using only two practically inexhaustible sources: water and energy from the sun.

Hydrogen can be consumed by combustion or by electrochemical reactions in fuel cells. Although neither option generates greenhouse gases, the application of fuel cells increases the versatility of hydrogen, which can be used in various sectors of the economy.

The need for decarbonisation of the electricity sector, and the economy in general, presents a unique and unparalleled situation for developing a hydrogen-based economy, capable of confronting conventional fuels and ensuring a sustainable future.

### *I–C. Scope of the project*

This situation, together with the fact that renewable projects are denied in Spain, allows the development of new forms of energy use.

In this line, this project focuses on carrying out a technical and economic pre-feasibility study on the installation of a hydrogen production plant using electrolysis, adjacent to a solar plant for self-consumption. Additionally, this plant will be able to have a storage system by means of lithium-ion batteries, which will be able to store the surplus energy.

Within the Spanish regulatory framework, through Royal Decree 244/2019,<sup>2</sup> of 5 April,

this type of facility is characterised by the mode of self-consumption without surplus.

The system under analysis has the following elements:

- ▶ Photovoltaic solar plant with polycrystalline silicon technology and total installed capacity of 49.8 MW<sub>p</sub>. This solar plant is not connected to the Spanish power system.
- ▶ Hydrogen production plant using alkaline bed electrolyzers.
- ▶ Storage system by means of lithium-ion batteries.

The solar plant is previously defined, and its modelling is not necessary. This is not the case with the hydrogen plant and energy storage system, whose modelling is the object of study. In order to carry out this task, a model has been developed in MS Excel<sup>®</sup>, creating a powerful and reusable tool.

## II. METHODOLOGY

The design of the hydrogen production plant requires a pre-feasibility study in which, initially, the optimum power of the plant and the battery is determined through a technical study. An economic analysis is then carried out to determine the optimum selling price.

The workflow for carrying out these studies is shown in Figure 3.

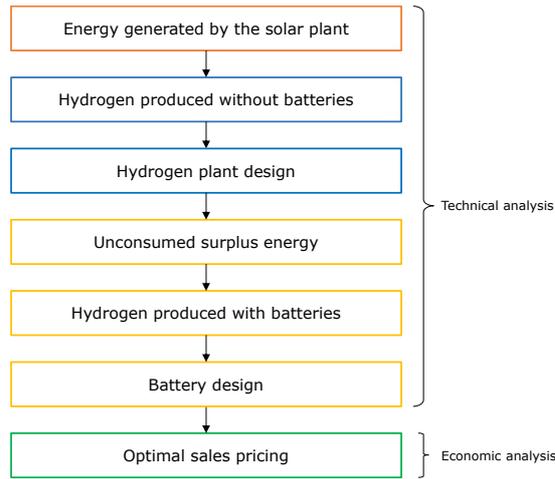
### *II–A. Technical study*

The optimisation of these parameters is based on the minimisation of marginal costs, which allows the design of elements based on the maximisation of resources at the lowest possible cost.

---

<sup>2</sup> *The Gazette*, Royal Decree 244/2019, April 2019; Available at: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

The generation of the solar plant is studied using the PVsyst® design software. The result of the simulations is an annual generation of 96.6 GWh. In addition, it returns the hourly output of the solar plant for every day of the year. In this sense it is possible to evaluate the energy produced monthly.

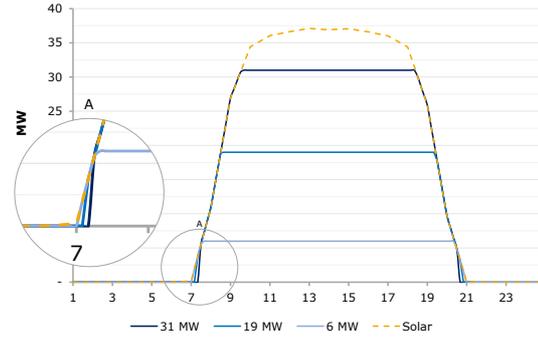


**Figure 3:** Flowchart of the work

The energy consumed by the hydrogen plant depends on the plant's operating range. The solar power output must be between 15% and 100% of the installed power of the hydrogen plant for the latter to start operating. Initially, the design assumes that the hydrogen plant only consumes the energy of the solar plant, i.e. during the daytime period.

The energy stored in the battery system is obtained from the difference between the energy generated by the solar plant and the consumed by the hydrogen plant.

It is assumed that the batteries are used during the night period. For this reason, the application of the surplus energy is not direct as this energy may be large enough to not be consumed by the plant during the night period.



**Figure 4:** Illustrative detail of the power curves for different powers of the hydrogen plant

The costs of the hydrogen plant and battery system used in this study include initial capital costs, operating costs [4, 5] and the water consumption cost during the electrolysis.

Elaborating a continuous function that defines the energy consumed by the hydrogen plant is very complex and, therefore, the variables are discretised and operated with the results obtained for these discrete variables.

$$\min \frac{d(I + O)}{dH_2} \approx \min \frac{(I + O)_i - (I + O)_{i-1}}{H_{2i} - H_{2i-1}}$$

The optimal solutions will be determined by the elements that minimise marginal costs.

### II-B. Economic study

The economic study focuses on determining the optimal selling price of hydrogen, considering the production and costs of the entire complex, including the solar plant.

The economic study takes as input variables the results obtained in the technical study, but considering degradation factors, discount rates, inflation, etc.

This study is carried out through a cash flow in which levelised cost of hydrogen is obtained.

### III. RESULTS

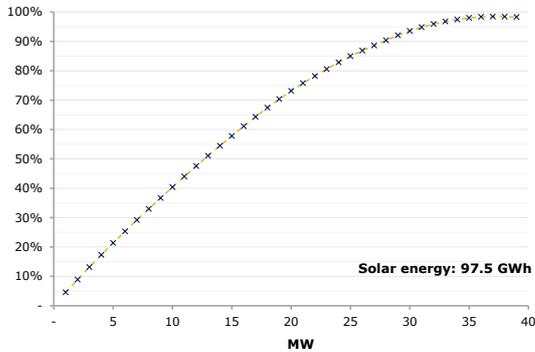
The additional parameters to perform each study are shown in the table below. Although they are mainly oriented to the economic study, the reference year is highly relevant for the technical study as well.

**Table 1:** Additional input parameters

Parameter	Unit	Value
Reference year	Year	2022
Ramp-up period	Years	2
Discount rate	%	10.0
Inflation rate	%	1.5
Taxes	%	25.0
DSO	Days	30
DPO	Days	45
Exchange rate	USD/EUR	1.15

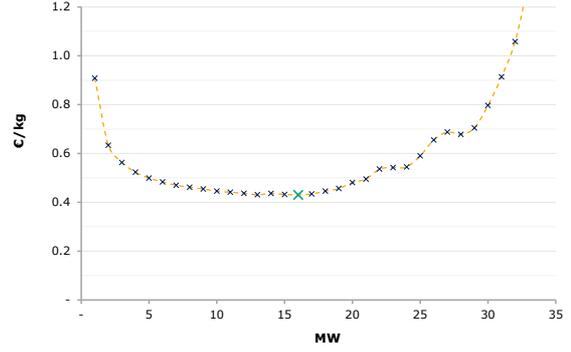
#### III-A. Results of the technical study

The energy consumed by the hydrogen plant is practically linear to its power when it is low. For powers that are similar to the installed solar power, the energy consumed moves away from linear behaviour.



**Figure 5:** Energy consumed by the hydrogen plant

Given the equivalent production of hydrogen and the costs incurred by the hydrogen plant, a marginal cost curve is determined.

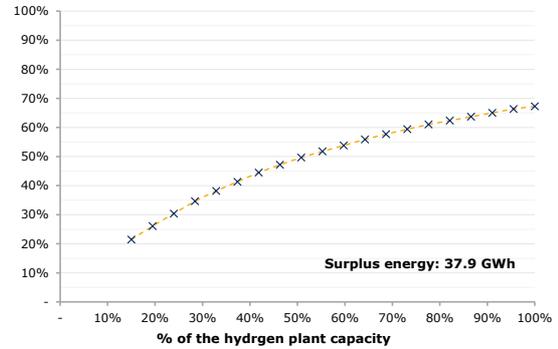


**Figure 6:** Marginal costs of the hydrogen plant

Based on the criterion of minimising marginal costs, it is concluded that the hydrogen plant is optimal when its power is 16.0 MW.

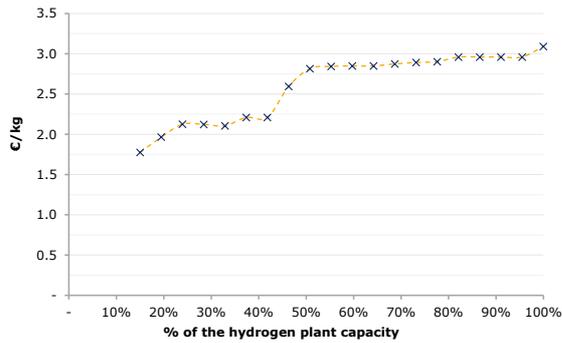
The energy not consumed by the hydrogen plant determines the energy that can be stored in the batteries.

In no case is the stored energy the surplus energy, mainly because it cannot be consumed in its entirety during the night period by the hydrogen plant



**Figure 7:** Energy stored in the batteries

Given the production of hydrogen with battery energy, and the costs of these, a marginal cost curve is determined.



**Figure 8:** Marginal costs of the batteries

It follows that, for a 16.0 MW plant, the optimal solution is not to install a battery system since its marginal cost exceeds that of the plant without batteries.

### III-B. Results of the economic study

The optimal selling price for a 16.0 MW plant without batteries results in a figure of 4.15 €/kg, which is the normalised unit cost.

However, the price range for hydrogen is between 3.0 \$/kg and 10.0 \$/kg, based on a study [6] that covers different production technologies in this neighbourhood. Consequently, it can be assumed that the price of hydrogen is reasonable and, therefore, it is a viable project.

**Table 2:** Overall optimal system result

System	Unit	Value
Solar capacity	MW <sub>p</sub>	49.8
Solar capacity	MW <sub>ac</sub>	39.2
Hydrogen capacity	MW	16.0
Energy consumed	MWh/year	9.0
H <sub>2</sub> produced	Tons/year	1,315.0
Degradation	%/year	0.49
Agua consumed	m <sup>3</sup> /year	11,835.0
CAPEX	Thousand €	35,392.6
OPEX	Thousand €/year	646.3
Marginal cost	€/kg of H <sub>2</sub>	0.43
LCOH	€/kg of H <sub>2</sub>	4.15

## IV. CONCLUSION

“Green hydrogen” is an energy carrier with a unique potential. Its versatility allows

applications in various sectors such as transportation, residential or different industrial applications.

The production of “green hydrogen” through an electrolytic process driven by a solar plant results in a viable project with a positive impact on sustainability.

- ▶ The criterion of minimising marginal costs must be placed before that of standardised cost, the latter being applicable only to the determination of the minimum selling price.
- ▶ The installation of a battery-based core system does not indicate a greater profitability of the project.
- ▶ The lack of a competitive and regulated market makes it difficult to analyse the viability of hydrogen.

## V. REFERENCES

- [1] International Energy Agency, «Data and statistics,» International Energy Agency, 2020. [En línea]. [Último acceso: Abril 2020].
- [2] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*, U. P. Comillas, Ed., Madrid, 2007.
- [3] IRENA, «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
- [4] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities,» Fuel Cells and

Hydrogen Joint Undertaking, Brussels, 2017.

[5] R. Fun, T. Remo y R. Margolis, «2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2018.

[6] National Renewable Energy Laboratory, «Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets,» NREL, United States, 2016.



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON  
AUTOCONSUMO DE ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA**

**Autor: Martín Valiño, Juan Carlos**

Director: Portillo García, Julio Rafael

MADRID

Agosto de 2020

*A mi familia*

*A mis amigos*

# Agradecimientos

En primer lugar, quisiera expresar mi agradecimiento a la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, ICAI, durante estos largos, pero emocionantes, años de mi vida universitaria. No únicamente por las enseñanzas y valores que me ha transmitido, también por permitirme experiencias internacionales únicas, primero en la Universidad de Illinois, UIUC, y, finalmente, en Estambul como estudiante en prácticas. No me cabe duda de que todas ellas me han convertido en mejor persona y profesional.

En segundo lugar, quisiera expresar mi más honesta gratitud a mi director, el profesor Julio Rafael Portillo García, quien, con su infinita paciencia y dedicación, impidió que perdiera los ánimos en este proyecto.

A mis amigos, desde el colegio a la universidad, que me han ayudado durante estos intensos años y que, sin ellos, la experiencia no hubiera sido la misma.

Por último y más importante, a mi familia. A ellos les debo todo lo que soy. En especial, a mi padre, Juan Carlos Martín Guirado, cuya desinteresada ayuda se la agradezco profundamente.

A todos, gracias.

Juan Carlos Martín Valiño

Madrid, 28 de agosto de 2020

*"¿Qué es lo que van a quemar en lugar de carbón? Agua, respondió Pencroft. El agua descompuesta en sus elementos por la electricidad.*

*Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor.*

*El agua será el carbón del futuro"*

Julio Verne  
*La isla misteriosa (1874)*

# Índice general

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1. Panorama energético actual .....	2
1.2. La importancia de una economía del hidrógeno .....	6
1.3. La situación de las energías renovables en España .....	7
1.4. Estructura de la memoria .....	8
<b>Capítulo 2. Hidrógeno .....</b>	<b>10</b>
2.1. Hidrógeno: Vector energético .....	11
2.2. Metodologías de producción .....	15
2.2.1. Reformado de vapor de agua .....	18
2.2.2. Electrólisis .....	19
2.3. Pilas de combustible .....	22
<b>Capítulo 3. Descripción de las plantas de generación .....</b>	<b>26</b>
3.1. Instalaciones de autoconsumo .....	26
3.2. Planta solar fotovoltaica .....	28
3.2.1. Descripción de la planta solar .....	29
3.2.2. Cálculo de la energía generada .....	32
3.2.3. Costes de la planta solar .....	32
3.3. Planta de hidrógeno .....	33
3.3.1. Descripción de la planta de hidrógeno .....	33
3.3.2. Costes de la planta de hidrógeno .....	35
3.4. Baterías .....	37
3.4.1. Descripción de los ESS .....	37



3.4.2.	Costes de los ESS .....	39
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Diseño de la planta de hidrógeno .....</b>	<b>40</b>
4.1.	Estudio técnico .....	41
4.1.1.	Energía generada por la planta solar fotovoltaica .....	42
4.1.2.	Determinación de la planta de hidrógeno .....	45
4.1.3.	Diseño de las baterías .....	54
4.2.	Estudio económico .....	61
4.2.1.	Definición del modelo .....	61
4.2.2.	Parámetros del estudio económico .....	62
<b>Capítulo 5.</b>	<b>Análisis de resultados .....</b>	<b>63</b>
5.1.	Parámetros de entrada del estudio económico .....	63
5.2.	Parámetros de entrada del estudio técnico .....	64
5.2.1.	Vectores de referencia usados en el estudio técnico .....	65
5.2.2.	Costes usados en el estudio técnico .....	65
5.3.	Discusión de resultados .....	67
5.3.1.	Resultados del estudio técnico .....	67
5.3.2.	Resultado del estudio económico .....	74
<b>Capítulo 6.</b>	<b>Conclusiones y mejoras .....</b>	<b>77</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>.....</b>	<b>80</b>
<b>Anejo A.</b>	<b>Objetivos de Desarrollo Sostenible .....</b>	<b>82</b>
<b>Anejo B.</b>	<b>Manual MEP .....</b>	<b>87</b>
<b>Anejo C.</b>	<b>Curva de generación solar .....</b>	<b>97</b>
<b>Anejo D.</b>	<b>Precios del mercado mayorista .....</b>	<b>100</b>

# Índice de figuras

Figura 1.1: Energía final consumida en España según su fuente, de 1990 a 2018 .....	3
Figura 1.2: Potencia instalada en 2015 y 2019.....	5
Figura 1.3: Flexibilidad en el sistema eléctrico global .....	5
Figura 1.4: Evolución del estado de la tramitación de acceso de la generación eólica y solar fotovoltaica contestada en España .....	8
Figura 2.1: Fuentes de energía primaria, convertidores de energía y aplicaciones del vector hidrógeno.....	13
Figura 2.2: Fuentes primarias de producción de hidrógeno, 2016 .....	16
Figura 2.3: Metodologías de producción de hidrógeno .....	16
Figura 2.4: Esquema del reformado de metano con vapor de agua .....	18
Figura 2.5: Esquema ilustrativo de un electrolizador .....	20
Figura 2.6: Operación de una pila de combustible .....	23
Figura 2.7: Tecnologías de pilas de combustible, combustibles y aplicaciones .....	24
Figura 3.1: Evolución y eficiencia de las tecnologías de conversión fotovoltaica .....	28
Figura 3.2: Diagrama no exhaustivo de la planta de hidrógeno .....	33
Figura 3.3: Esquema de una planta de hidrógeno con electrolizadores alcalinos .....	34
Figura 4.1: Diagrama de flujo para el estudio técnico y económico .....	40
Figura 4.2: Curva media de generación solar con climatología de 1990 para julio y diciembre.....	44
Figura 4.3: Aproximación de la curva de generación para el mes de julio .....	45
Figura 4.4: Curvas de potencia consumida para distintas capacidades de planta .....	47
Figura 4.5: Aproximación para el cálculo de la energía producida por la planta solar en julio.....	48
Figura 4.6: Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios.....	50



## Índice de figuras

Figura 4.7: Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios.....	51
Figura 4.8: Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios.....	52
Figura 4.9: Detalle ilustrativo de la energía no consumida al ser la potencia generada inferior a la de la planta en el mes de julio .....	56
Figura 5.1: Energía consumida por las potencias de referencia de la planta como porcentaje de la energía solar generada anual .....	68
Figura 5.2: Producción de hidrógeno y costes a lo largo de la vida útil asociados al vector de potencia .....	69
Figura 5.3: Costes marginales de la planta para el vector de potencia de referencia ....	70
Figura 5.4: Energía almacenada por las baterías de referencia como porcentaje de la energía solar excedentaria .....	72
Figura 5.5: Producción de hidrógeno y costes a lo largo de la vida útil asociados al vector de porcentajes de la batería .....	73
Figura 5.6: Costes marginales del sistema de baterías para el vector de porcentajes de referencia.....	74
Figura A.1: Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante .....	82
Figura A.2: Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles .....	83
Figura A.3: Objetivo 12: Producción y consumo responsable.....	84
Figura A.4: Objetivo 13: Acción por el clima .....	85
Figura B.1: Estructura de las hojas de cálculo en el modelo de la planta.....	87
Figura B.2: Celda de parámetros.....	95
Figura B.3: Celda para introducir información .....	95
Figura B.4: Celda de resultados .....	96
Figura B.5: Celda de títulos .....	96
Figura B.6: Celda de soporte .....	96



*Índice de figuras*

Figura B.7: Celda para introducir información en la parte económica .....	96
Figura C.1: Curva media de generación solar diaria con climatología de 1990 .....	98
Figura D.1: Curva media de precios del mercado eléctrico mayorista en 2019.....	102

# Índice de tablas

Tabla 2.1: Información general del hidrógeno .....	10
Tabla 2.2: Densidades energéticas de diversos combustibles .....	12
Tabla 2.3: Demanda mundial de hidrógeno .....	14
Tabla 2.4: Tabla de equivalencias entre energía, masa y volumen del hidrógeno .....	20
Tabla 3.1: Ficha técnica de la planta solar .....	29
Tabla 3.2: Ficha técnica del módulo fotovoltaico.....	30
Tabla 3.3: Ficha técnica del seguidor .....	31
Tabla 3.4: Costes estimados de la planta solar.....	32
Tabla 3.5: Energía potencialmente inyectada al sistema.....	35
Tabla 3.6: CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno.....	36
Tabla 3.7: OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno.....	36
Tabla 3.8: CAPEX de reemplazo unitario de la planta de hidrógeno.....	37
Tabla 3.9: Costes de los componentes de las baterías.....	39
Tabla 4.1: Aspectos generales de la simulación.....	42
Tabla 4.2: Energía potencialmente inyectada al sistema.....	42
Tabla 4.3: Rango de operación de la planta .....	46
Tabla 4.4: Relación entre energía consumida y caudal másico y volumétrico.....	48
Tabla 4.5: CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022.....	49
Tabla 4.6: OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022.....	50
Tabla 4.7: CAPEX de reemplazo de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022 .....	51
Tabla 4.8: Masas de las moléculas intervinientes en la electrólisis .....	53



## Índice de tablas

Tabla 4.9: Número de horas donde no se produce energía y las necesarias para consumir todo el excedente de energía .....	57
Tabla 4.10: Ejemplo ilustrativo con la capacidad real de la batería .....	58
Tabla 5.1: Parámetros de entrada del estudio económico .....	63
Tabla 5.2: CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico	65
Tabla 5.3: OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico.....	66
Tabla 5.4: CAPEX inicial unitario de la batería usada en el estudio técnico .....	66
Tabla 5.5: Costes de la planta solar usados en el estudio técnico .....	66
Tabla 5.6: Parámetros relevantes para el cálculo del coste del agua .....	67
Tabla 5.7: Aspectos relevantes de la planta de hidrógeno óptima .....	71
Tabla 5.8: Porcentajes de referencia, potencias referenciadas a la planta óptima y capacidad media de las baterías.....	71
Tabla 5.9: CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico	75
Tabla 5.10: Resultado óptimo global del sistema.....	76
Tabla A.1: ODS relacionados con el hidrógeno .....	82
Tabla B.1: Resumen de las hojas de soporte.....	89
Tabla B.2: Resumen de las hojas del Bloque 0 .....	89
Tabla B.3: Resumen de las hojas del Bloque 1 .....	90
Tabla B.4: Resumen de las hojas del Bloque 2 .....	90
Tabla B.5: Resumen de las hojas del Bloque 3 .....	91
Tabla B.6: Resumen de las hojas del Bloque 4 .....	92
Tabla B.7: Resumen de las hojas del Bloque 5 .....	93



*Índice de tablas*

Tabla B.8: Resumen de las hojas del Bloque 6 .....	94
Tabla B.9: Resumen de las hojas del Bloque 7 .....	94
Tabla C.1: Generación media diaria para cada mes en MW .....	99

# Capítulo 1. Introducción

La energía es como una lente por la que se puede observar distintos aspectos muy importantes del mundo contemporáneo, como pueden ser la economía, el desarrollo humano y de las civilizaciones y, también, del medio ambiente. Por ello, las decisiones que se tomen en la actualidad definirán y darán forma al futuro de las próximas generaciones.

Actualmente, las principales fuentes de energía primaria<sup>1</sup> son, con diferencia, las provenientes de fuentes no renovables. Concretando, algo más 75,0% de la energía está generada con petróleo, carbón y gas natural [1]. El restante, proviene principalmente de biocombustibles y residuos, energía nuclear e hidroeléctrica. Por lo general, los combustibles fósiles presentan un rendimiento de conversión de energía más elevado que el proporcionado por las fuentes de energía renovable, siendo este uno de los principales motivos por el que estos combustibles siguen siendo determinantes en el panorama energético actual.

La producción energética con combustibles fósiles, en todas sus variantes ha tenido un impacto negativo en el medio ambiente, considerándose como el primer factor de la aceleración del cambio climático. La fuerte tendencia hacia la descarbonización de la sociedad y, especialmente, del sector eléctrico, ha conseguido que cada vez más investigadores desarrollen nuevas formas de generación de energías renovables y, también, nuevas formas de almacenamiento. Pese a la negatividad que rodea a las fuentes de energía actuales, y consideradas en su conjunto, se puede afirmar que se ha presenciado avances tecnológicos indispensables y se ha mejorado de forma muy significativa la calidad de vida de la sociedad. Se puede decir, sin lugar a duda, que la contribución de los combustibles fósiles puede considerarse más que positiva.

Las opciones para sustituir la producción energética con combustibles convencionales se han de buscar a través de otros métodos de generación como puede ser la energía nuclear, capaz de producir grandes cantidades de energía a un precio bajo, o a través de las fuentes de energía renovables. Si bien es cierto que la energía eólica o solar (en todas sus formas de captación) no predominan globalmente, en países desarrollados si hay un fuerte posicionamiento de estas tecnologías, copando un espacio cada vez más amplio en la generación eléctrica. Además de éstas, una de las soluciones que se plantean en la actualidad es el aprovechamiento de los recursos naturales que se disponga en la zona o

---

<sup>1</sup> Según la RAE y el Consejo General del Poder Judicial, se define como energía primaria aquella que proviene de fuentes renovables y no renovables sin que hayan sido transformadas (i.e. carbón, gas natural, geotérmica...).



área geográfica donde se quiera producir energía. Entre las muchas alternativas, una que cada vez está teniendo más protagonismo es la generación de hidrógeno y, en especial, el llamado "hidrógeno verde", ya que este elemento puede ser considerarse como vector energético.

El Trabajo Fin de Máster se enfoca en realizar un estudio de prefactibilidad técnica y económica sobre la instalación de una planta de fabricación de hidrógeno por electrólisis adyacente a una planta solar.

La planta solar está actualmente instalada. Sin embargo, esta planta no puede inyectar energía a la red al no tener permisos de conexión a la infraestructura eléctrica. De este modo, se pretende realizar un estudio de aprovechamiento energético mediante una instalación de una planta de hidrógeno.

Este estudio se lleva a cabo mediante dos análisis:

- ▶ Análisis técnico orientado a la determinación adecuada de la potencia de la planta de hidrógeno y de la potencia y capacidad de las baterías que maximicen los recursos de la planta solar.
- ▶ Análisis económico para determinar un precio de venta del hidrógeno basado en los costes medios normalizados de la planta.

Los estudios se modelarán en Microsoft Office Excel® de tal manera que se genere una herramienta sencilla y potente.

Además, se revisarán las implicaciones del proyecto en torno a la sostenibilidad. Esto se hará mediante un análisis de los Objetivos de Desarrollo Sostenible concebidos por la ONU.

## 1.1. Panorama energético actual

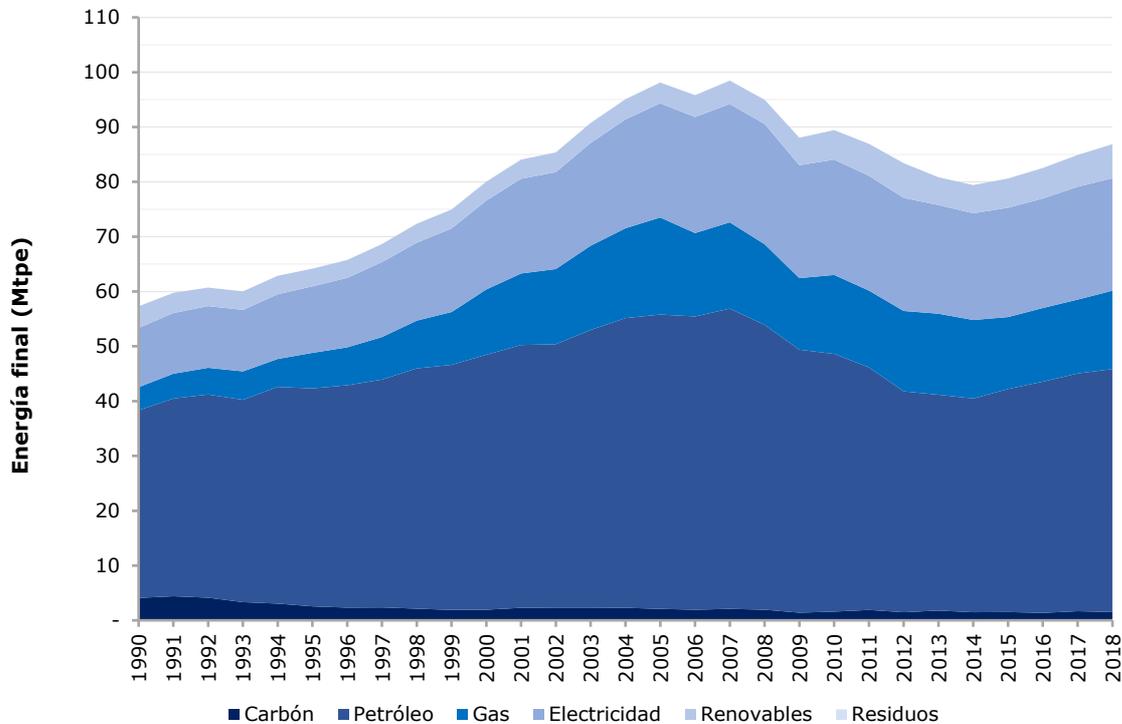
En pleno siglo XXI, la aceleración del cambio climático es innegable. Tras la Cumbre de Durban en 2011 (COP17, Sudáfrica) y después de cuatro años de negociaciones, el 12 de diciembre de 2015 se alcanzó el Acuerdo de París (COP21, Francia). En este Acuerdo, jurídicamente vinculante, los países se comprometen a reducir considerablemente las emisiones de los gases de efecto invernadero.

El objetivo último del este Acuerdo se centra en evitar que la temperatura global del planeta supere los 2°C con respecto a los niveles preindustriales. Con un mayor esfuerzo de los países participantes, el Acuerdo se propone no superar los 1,5°C de temperatura. Las implicaciones de estar acuerdo es que los países se han de comprometer a alcanzar la neutralidad de las emisiones a mediados de siglo.



## Introducción

A pesar del impacto que causó este Acuerdo, los pilares del abastecimiento energético siguen siendo los combustibles fósiles. La figura que se muestra a continuación muestra la evolución de la energía final consumida en España desde 1990 hasta 2018 y las fuentes utilizadas para su obtención.



**Figura 1.1:** Energía final consumida en España según su fuente, de 1990 a 2018 [Fuente: JCMV adaptado de MITECO/IDAE]

El consumo del petróleo sigue siendo la principal fuente de energía. En valores medios ha supuesto más del 50,0% de la energía consumida en España. En particular, en el año 2018, el petróleo supuso el 51,0%, seguido por la electricidad con un 23,6%. Adicionalmente, la mayor parte de la electricidad producida proviene de la utilización de los combustibles fósiles como fuente de energía, especialmente del gas natural, a través de ciclos combinados. Por lo tanto, se puede afirmar que la energía primaria generada en el ámbito nacional proviene mayoritariamente del uso de los combustibles fósiles.

Sin embargo muchos de los recursos fósiles [2] de los que depende el sistema energético están localizados en pequeñas áreas alrededor del planeta. Esta situación, es particularmente delicada en relación con el petróleo, cuya extracción está en manos de unos pocos países y su mercado está altamente influido por conflictos políticos, económicos y ecológicos.

Si adicionalmente a este factor se le añade la baja eficiencia energética de los procesos térmicos necesarios para generar energía partir de los combustibles fósiles y al impacto medioambiental causado por agentes contaminantes derivados de su utilización, se



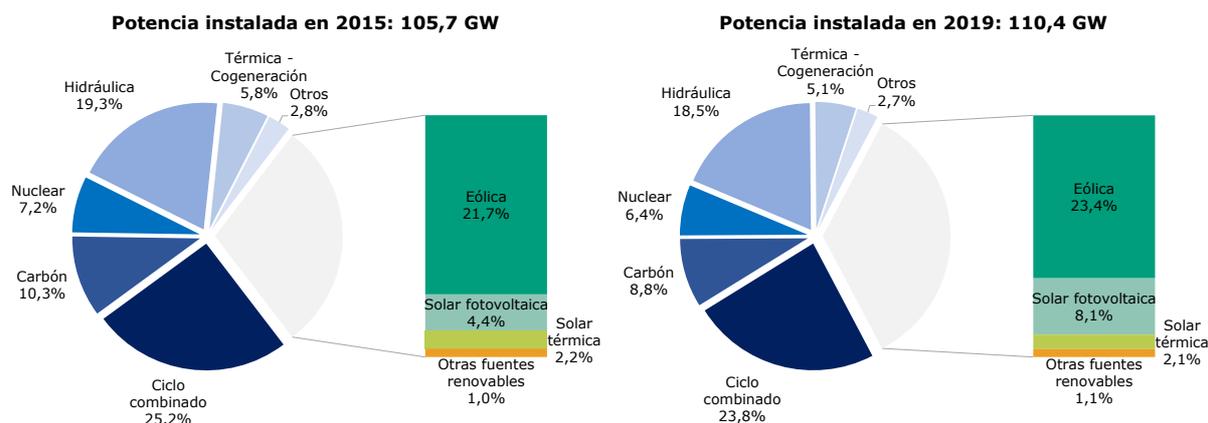
## Introducción

confirma, sin lugar a duda que es necesario un cambio de paradigma en la obtención y explotación de los recursos energéticos.

En un entorno de descarbonización de la economía que propone el uso de la electrificación, una fuente como la energía nuclear cumple con creces la mayoría de los requisitos que permitirían que se convirtiese en la principal fuente de energía.

El uranio, que es el principal elemento con el que se alimentan los reactores, no es un recurso inagotable, pero con nuevas técnicas de refinado y reciclado, añadida a la posibilidad de utilizar torio como combustible para futuras plantas nucleares, hacen que la energía nuclear pueda convertirse en una fuente energética de larga duración. En términos de equivalencia, la cantidad de energía liberada por una pastilla de uranio es capaz de igualar la energía producida por una tonelada de carbón o tres barriles de petróleo. En la reacción nuclear no se liberan gases de efecto invernadero causantes de la aceleración del cambio climático. Por lo contrario, los residuos que generan son altamente perjudiciales para el medioambiente y para las personas si no se tratan adecuadamente. Este es el principal inconveniente que condiciona que la energía nuclear no tenga más protagonismo en los sistemas de generación energética de los países desarrollados. En otras palabras, la dificultad para poder almacenar los residuos que se generaran frenan la implantación de la energía nuclear como una alternativa a los combustibles fósiles, en el caso de que tuviera un mayor protagonismo.

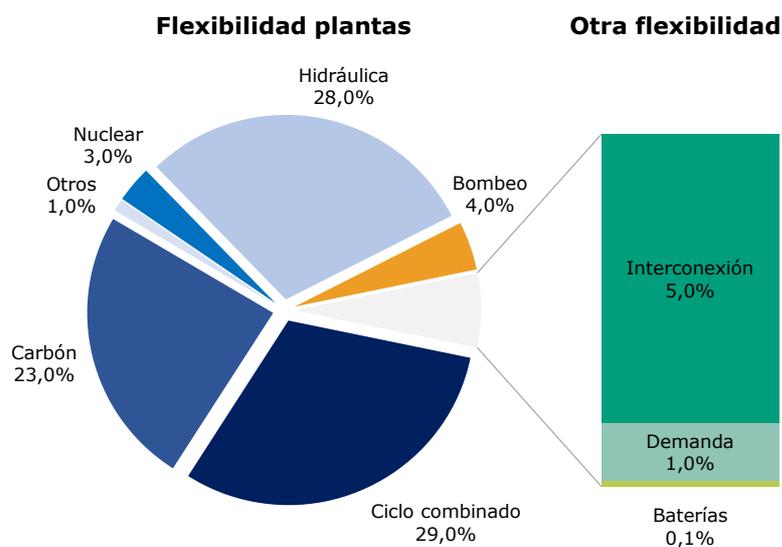
Es, por lo tanto, necesario estudiar si las fuentes renovables serían capaces de tomar el relevo y sustituir a las fuentes de energía convencionales. Precedidos por el hecho de constituir un recurso inagotable, la energía eólica y la solar fotovoltaicas parecen, sin lugar a duda, la principal apuesta para que tomen el relevo frente a formas convencionales de generación de energía. La Figura 1.2 muestra una comparativa de la potencia instalada en España en el año 2015 frente a la instalada en el año 2019. Se excluye a la energía hidráulica de la categoría renovable ya que, aunque no contamina, su uso es, desde hace tiempo, ampliamente extendido y no puede considerarse con una nueva alternativa.



**Figura 1.2:** Potencia instalada en 2015 y 2019 [Fuente: JCMV adaptado de REE]

En el año 2019, las fuentes de energía con mayor potencia instalada fueron los ciclos combinados, la eólica y la hidráulica, llegando a alcanzar más del 65,6% del total. De las gráficas anteriores, destaca el incremento del peso de la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico español. Las fuentes de energía que más crecieron fueron la fotovoltaica y la eólica, con un incremento del 90,5% y 12,3% desde 2015, respectivamente. En contraposición, como se prevé, el carbón y otras fuentes que alimentan las centrales térmicas han sufrido un descenso negativo de -6,0% y -7,6%, respectivamente.

Sin embargo, desde el punto de vista de la contribución a la flexibilidad del sistema eléctrico, aunque las nuevas fuentes contribuyan a generar energía limpia y potencialmente barata en el futuro, su participación en la regulación de potencia del sistema eléctrico es escasa. La Figura 1.3 muestra a los principales participantes en la flexibilidad del sistema eléctrico a nivel global.



**Figura 1.3:** Flexibilidad en el sistema eléctrico global [Fuente: IEA Energy Outlook 2018]



Como se puede observar la participación directa en la flexibilidad de fuentes renovables es aún imperceptible. El ciclo combinado, la energía hidráulica y el carbón sostienen el 80,0% de la flexibilidad. A pesar de este hecho y dado que se espera una evolución a un sistema descarbonizado, la presencia de fuentes de energía alternativas [3] que mantenga la estabilidad de la red son una obligación.

Por ejemplo, las baterías tienen una participación de 0,1%, pero en el futuro su contribución deberá ser significativamente mayor. Otros métodos de almacenamiento de energía, tales como las sales fundidas o las celdas de potencia, habrán de tener una presencia notablemente mayor en este aspecto.

## 1.2. La importancia de una economía del hidrógeno

Mientras que el camino para la descarbonización del sector eléctrico estaría cubierto por fuentes de energía renovables como pueden ser la eólica y la fotovoltaica, otros sectores altamente consumidores de combustibles fósiles contaminantes, como el sector transportes o residencial, no están debidamente soportados por estas fuentes. El hidrógeno aparece precisamente como una fuente de energía, o, mejor dicho, como un vector energético capaz de sustituir a las fuentes basadas en combustibles fósiles para estos sectores. Por lo tanto, la capacidad de producir hidrógeno limpio cobra una significativa importancia.

Es posible producir hidrógeno de forma limpia mediante el uso de fuentes de energía renovables como la eólica o la solar. A diferencia del hidrógeno producido mediante energías convencionales no limpias, este hidrógeno es limpio, y es denominado "hidrógeno verde".

Sin ser exhaustivo, las principales alternativas que en la actualidad están disponibles para el uso del hidrógeno como fuente de energía son:

- ▶ El uso de pilas de combustibles para vehículos: se puede utilizar el hidrógeno como una de las alternativas para descarbonizar el sector de los transportes, ya que sólo emitiría agua como desecho. Hay notables ejemplos, uno de ellos es Toyota, que opta por la fabricación de coches accionados por hidrógeno en vez de eléctricos, como parece que se está encaminando este sector.
- ▶ La inyección de hidrógeno generado a la red de gas, para consumo en el sector residencial. En España ya se ha empezado a probar esta forma de utilización del hidrógeno, concretamente, la planta de regasificación de Enagás situada en Cartagena ha sido la primera en el ámbito nacional.



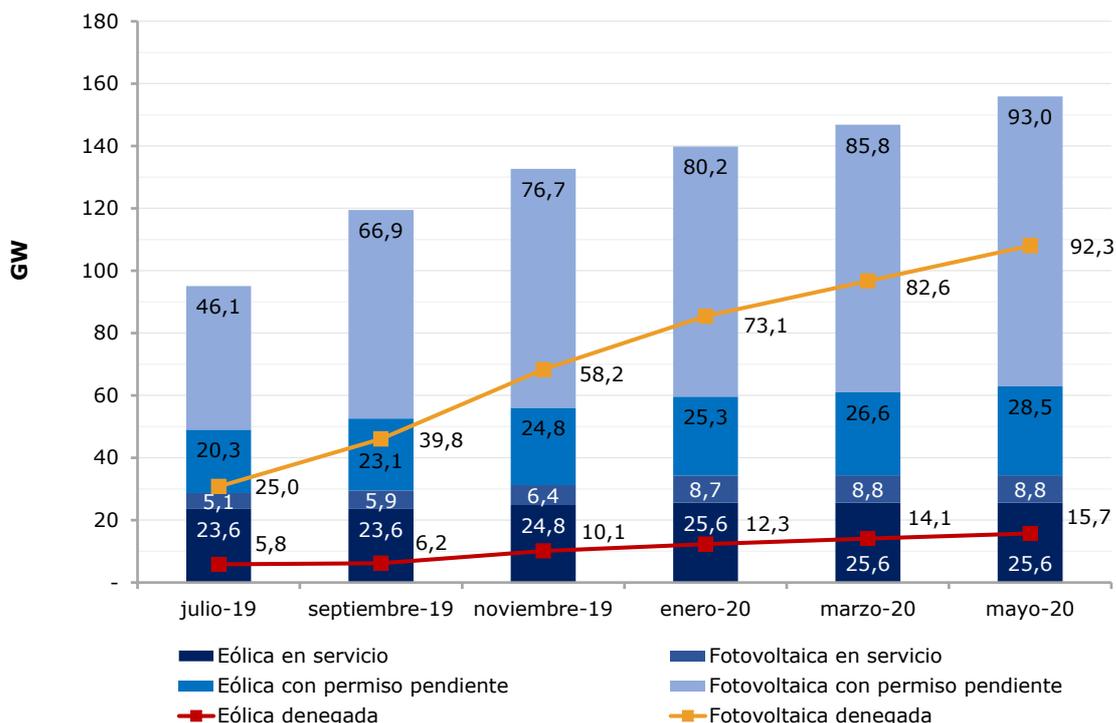
- El almacenamiento de hidrógeno para futura generación de electricidad como alternativa al almacenamiento mediante baterías electroquímicas para poder suavizar los efectos de las interrupciones de otras fuentes de generación eléctrica debido a fenómenos naturales o como solución a problemas de evacuación de energía de la red. Este último punto se verá más en detalle en la Sección 1.3.

La variedad de situaciones y de necesidades en que el uso del hidrógeno puede constituir una alternativa, la relativa facilidad con la que se produce, y lo abundante que es la materia prima (agua) en nuestro planeta, lo convierten en una alternativa muy prometedora frente al uso de los combustibles fósiles.

### **1.3. La situación de las energías renovables en España**

La utilización de energías limpias encuentra su límite, entre otros, en el sistema eléctrico, ya que es posible que en las áreas donde se desarrollan estos proyectos no haya una infraestructura capaz de evacuar a la red la energía generada. Habitualmente, esta falta de infraestructura viene dada por la escasez de puntos viables de conexión. Según el operador español, Red Eléctrica de España (REE), esto puede deberse entre otros motivos [4]: *“A que no hay capacidad en el nudo solicitado o porque se solicita acceso en una subestación no incluida en la planificación vinculante”*.

En el ámbito nacional, debido al aumento de proyectos relacionados con las plantas eólicas y fotovoltaicas que se quieren instalar en España y la falta de infraestructura para dar cabida a todos ellos, muchos de estos proyectos son denegados por el operador, tal y como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 1.4:** Evolución del estado de la tramitación de acceso de la generación eólica y solar fotovoltaica contestada en España [Fuente: JCMV adaptado de REE]

Como se puede observar, el aspecto más significativo es el incremento de la energía solar fotovoltaica en España. Hay que resaltar que la potencia instalada con permiso pendiente se incrementó el 101,7% en un año y que la potencia denegada se incrementó en torno a 269,2% con respecto al año anterior, siendo está casi 10 veces más que la que está en servicio.

Dado que la mayoría de los proyectos de generación solar y eólica están pendientes de aprobación o han sido denegados, entre otras razones, por la saturación de la red, es preciso desarrollar formas alternativas de aprovechar y almacenar la energía que se pudiera llegar a producir por estas fuentes. Precisamente, el almacenamiento de esta energía en celdas de hidrógeno es una alternativa prometedora ya que no precisa evacuar energía a la red. Esta solución impulsaría la tramitación de los proyectos pendientes de aceptación e, incluso, favorecería futuras inversiones.

## 1.4. Estructura de la memoria

La primera parte del documento recoge la memoria del proyecto. Esta está estructurada según la siguiente arquitectura:

- El **Capítulo 2. Hidrógeno** está orientado a dar una visión sobre el estado del arte del hidrógeno, sus ventajas e inconvenientes, así como métodos de fabricación y usos.



- ▶ El **Capítulo 3. Descripción de las plantas de generación** incluye una descripción del sistema del cual se pretende estudiar su viabilidad. Los componentes de este sistema son la planta solar, de hidrógeno y las baterías. Además, se da un breve repaso al marco legal de las instalaciones de autoconsumo.
- ▶ El **Capítulo 4. Diseño de la planta de hidrógeno** incluye la explicación del estudio de viabilidad que se ha llevado a cabo. Este estudio está implementado en un modelo en MS Excel® que devuelve la solución óptima. Está estructurado en dos partes. Primero, un análisis técnico que determina la potencia óptima de la planta de hidrógeno y baterías que maximicen los recursos de la planta solar al menor coste posible. Segundo, un análisis económico para determinar el precio del hidrógeno mediante un estudio de los costes normalizados del sistema.
- ▶ El **Capítulo 5. Análisis de resultados** incluye los resultados obtenidos del modelo para los parámetros que se han introducido. Se analizan los resultados intermedios para validar su razonabilidad y, finalmente, se concluyen los resultados de ambos estudios.
- ▶ El **Capítulo 6. Conclusiones y mejoras** expone las conclusiones extraídas a lo largo del Trabajo, como la razonabilidad del modelo y de los resultados obtenidos. Además, incluye puntos de mejora futura para obtener un análisis todavía más preciso.

Adicionalmente, se incluye una **Bibliografía** que recoge las referencias usadas a lo largo del proyecto y que se reflejan en este documento.

La segunda parte del proyecto engloba a los anejos que contienen información destacada en lo relacionado al proyecto. Estos están diferenciados en:

- ▶ El **Anejo A. Objetivos de Desarrollo Sostenible** recoge un análisis sobre las implicaciones del Trabajo en la mejora y el apoyo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible concebidos por la ONU. Se han seleccionado cuatro de los que considera que el proyecto tendría el mayor impacto.
- ▶ El **Anejo B. Manual MEP** incluye un manual del **Modelo Económico de la Planta de H<sub>2</sub> + FV** que se ha desarrollado como herramienta para llevar a cabo los estudios de prefactibilidad del sistema. Incluye una breve descripción de las hojas de cálculo, así como el código de formato empleado para una compresión total del modelo.
- ▶ El **Anejo C. Curva de generación solar** recoge las curvas de generación de la planta solar definida para el proyecto. Estas son curvas medias mensuales calculadas a partir de la información diaria simulada.
- ▶ El **Anejo D. Precios del mercado mayorista** recoge las curvas de precios del mercado eléctrico diario de 2019. Se representan curvas medias mensuales. Aunque estas no se usan en el modelo, se incluyen como referencia a futuros puntos de mejora.

## Capítulo 2. Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica. Aunque es el elemento mayoritario en el Universo, en la Tierra sólo se encuentra conformando moléculas en combinación con otros elementos.

**Tabla 2.1:** Información general del hidrógeno

Hidrógeno	
$1\text{H}$	
Propiedad	Valor
Nombre	Hidrógeno
Símbolo	H
Serie química	No metales
Masa atómica	1,00797
Configuración electrónica	1 s <sup>1</sup>
Estados de oxidación	-1, 1 y 0
Estado ordinario	Gas
Densidad	0,0899 kg/Nm <sup>3</sup>
Punto de fusión	14,025 K
Punto de ebullición	20,268 K
Punto crítico	23,97 K
	1,293·10 <sup>6</sup> Pa
Isótopos más estables	<sup>1</sup> H – Hidrógeno
	<sup>2</sup> H – Deuterio
	<sup>3</sup> H – Tritio

El hidrógeno es estable en forma de molécula diatómica (H<sub>2</sub>), el dihidrógeno.

El hidrógeno es un vector energético, no una fuente de energía. Aunque existen diversas formas de extracción del hidrógeno, las más utilizadas se basan en reformados de hidrocarburos. No obstante, en un futuro escenario centrado en la descarbonización del sector energético es necesario valorar su producción a través de fuentes renovables y limpias.



El hidrógeno y la electricidad [5], como vectores energéticos, son complementarios en la transición energética. La producción de hidrógeno a través de fuentes renovables tiene potencial de llegar a descarbonizar sectores que de otra manera sería difícil, como la industria, el residencial y el transporte.

En este capítulo se explora el hidrógeno como vector energético, sus diversas formas de producción, especialmente la electrólisis, y su consumo mediante pilas de combustible. De esta manera, el capítulo está dividido en:

- ▶ Hidrógeno: Vector energético
- ▶ Metodologías de producción
- ▶ Pilas de combustible

## 2.1. Hidrógeno: Vector energético

El hidrógeno no es un recurso energético como lo son el carbón, gas natural o petróleo, sino que es un vector energético. A diferencia de estos, el hidrógeno no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, sino que está presente formando moléculas indispensables como el agua o compuestos orgánicos.

A pesar de la poca investigación y el desarrollo de tecnologías relativas al hidrógeno, hay diversas razones [3] por las que este está encaminado a ser uno de los componentes más relevantes del sistema energético en los próximos años. Destacan tres razones principalmente:

- ▶ **Eficiencia energética.** La utilización de celdas de combustible permite transformar la energía química almacenada en el enlace H-H directamente en energía eléctrica. Este proceso de transformación no está sujeto a ningún ciclo termodinámico y, por lo tanto, no está sometido al límite máximo de Carnot.<sup>2</sup> De esta manera, se pueden conseguir rendimientos eléctricos más elevados [6] del orden de entre dos o tres veces superior a los de un motor térmico.
- ▶ **Dependencia energética.** La realidad es que gran parte de la economía mundial, y en especial el sistema energético, es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles. Particularmente, el petróleo es el recurso más valioso y determinante, participando en diversos sectores de la sociedad. No obstante, sólo está localizado en determinadas regiones cuya explotación depende de países que lo usan con fines

---

<sup>2</sup> La combustión del hidrógeno en motores térmicos si está sometida al límite de Carnot.



políticos y económicos [2]. Adicionalmente, las reservas de recursos fósiles se están agotando, causando que su extracción se cada vez más cara y menos rentable.

Estos dos motivos manifiestan la necesidad de enfocar los esfuerzos e inversiones en fuentes limpias y sostenibles en el tiempo. Aunque la energía nuclear y las renovables como la solar y la eólica son una alternativa natural para reemplazar los métodos convencionales, su aplicación está limitada al sector eléctrico, quedando excluidos del resto de sectores como el residencial o transporte.

- **Ecológicas.** La combustión del hidrógeno es una combustión limpia cuyo producto de desecho es únicamente vapor de agua. Por ello, la utilización del hidrógeno contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero. Además, si se fabrica a través de fuentes limpias y renovables, el llamado "hidrógeno verde" tendrá una huella del carbono prácticamente nula en su producción y consumo.

En base a estos factores, no cabe duda de que el uso del hidrógeno a través de sus múltiples aplicaciones tendrá un impacto positivo para el desarrollo de una economía sostenible y el medio ambiente.

Como se ha mencionado previamente, el hidrógeno no es un recurso sino un vector energético que se produce a través de otras fuentes de energía primaria, en el que se almacena cierta cantidad de energía. La tabla de debajo muestra las densidades energéticas de varios combustibles en su forma habitual de suministro.

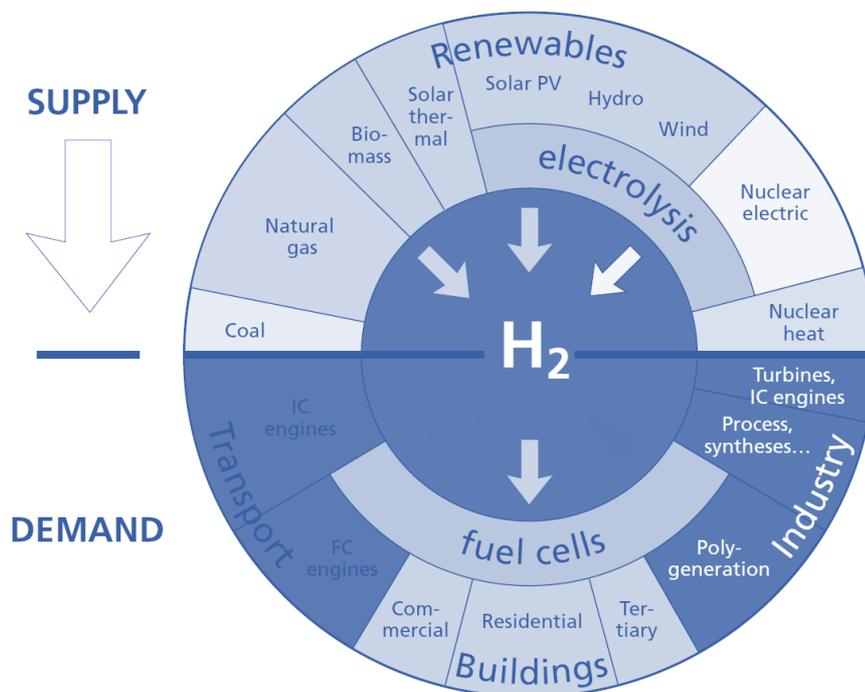
**Tabla 2.2:** Densidades energéticas de diversos combustibles [Fuente: [3]]

Componentes	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Energía Vol. (kWh/m <sup>3</sup> )	Energía Vol. (kWh/Nm <sup>3</sup> )	Energía Mas. (kWh/kg)
H <sub>2</sub> líquido (1 bar; -252,8 °C)	70,7	2.375		
H <sub>2</sub> gas (300 bar; 25 °C)	20,6	690	2	33,6
H <sub>2</sub> gas (700 bar; 25 °C)	48,0	1.611		
Gas natural (1 bar; 25 °C)	0,7	9,1	10	13,9
Butano líquido (25 °C)	550	7.000	33	12,7
Gasolina	750	9.270	-	12,4

Se observa que, mientras la energía almacenada volumétricamente en condiciones normales es muy baja comparada con la del resto de combustibles, la energía almacenada por unidad de masa es la más elevada de todos los combustibles. La razón detrás de esto es la baja densidad volumétrica que tiene el hidrógeno en condiciones normales, tal y como se muestra en la Tabla 2.1. Esto hecho [3] implica que la utilización del hidrógeno en sectores como el industrial o el transporte sea muy baja en comparación con otros combustibles.



La figura de debajo resume el "ciclo" del hidrógeno desde su producción hasta su consumo. El semicírculo superior presenta las fuentes de energía primaria a partir de las cuales se puede obtener hidrógeno mientras que el semicírculo inferior representa los sectores que potencialmente pueden consumir hidrógeno como combustible.



**Figura 2.1:** Fuentes de energía primaria, convertidores de energía y aplicaciones del vector hidrógeno [Fuente: [2]] **Nota:** El tamaño de los sectores no tiene ningún tipo de conexión con el tamaño del mercado

Desde el punto de vista de la producción, la flexibilidad del hidrógeno para ser producido es enorme, pudiendo ser generado a partir de la mayor parte de fuentes primarias. Interesantemente, la Figura 2.1 representa dos elementos que se aplican para la conversión de energía eléctrica en hidrógeno y viceversa. Aunque se estudiarán más en detalle, estos elementos son:

- ▶ El **electrolizador** disocia el agua en hidrógeno y oxígeno usando energía eléctrica. Este elemento se estudiará más en detalle en la Sección 2.2.
- ▶ Las **pilas de combustible** transforman la energía química almacenada en el hidrógeno en energía eléctrica para diversas aplicaciones. Este elemento se estudiará más en detalle en la Sección 2.3.

Estos elementos son particularmente importantes en el desarrollo de una economía sostenible en el futuro debido a su integración con las fuentes renovables. El "hidrógeno verde" generado en el proceso electrolítico y consumido en la pila de combustible podría llegar a tener emisiones netas nulas de carbono.



La industria del hidrógeno [5] está bien establecida y cuenta décadas de experiencia en diversos sectores. En el año 2015, la demanda global de energía se estimaba en 8 Exajulios (EJ). Las principales industrias consumidoras con sus respectivas aplicaciones se muestran en la tabla de debajo.

**Tabla 2.3:** Demanda mundial de hidrógeno [Fuente: [5]]

Industria	Aplicaciones	Demanda
<b>Química</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Amoniaco</li> <li>▶ Polímeros</li> <li>▶ Resinas</li> </ul>	65%
<b>Refinería</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Hydrocracking</li> <li>▶ Hidro tratamiento</li> </ul>	25%
<b>Acerera</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Recocido</li> <li>▶ Gas de protección</li> <li>▶ Gas de formación</li> </ul>	
<b>Industria general</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Semiconductor</li> <li>▶ Combustible</li> <li>▶ Producción de vidrio</li> <li>▶ Hidrogenación</li> <li>▶ Refrigeración</li> </ul>	10%

La industria que más hidrógeno consume es la industria química cuyo uso está principalmente enfocado en la fabricación de amoniaco ( $\text{NH}_3$ ). La producción de hidrógeno mediante electrólisis usando energía proveniente de fuentes renovables es muy atractiva desde el punto de vista de este sector. Aprovechando esta oportunidad, Iberdrola planea construir una planta de hidrógeno por electrólisis adyacente a una planta solar en Puertollano.<sup>3</sup> La producción de "hidrógeno verde" se destinará a la fábrica de amoniaco de Fertiberia.

### Ventajas e inconvenientes

El hidrógeno está encaminado a ser una de las principales alternativas energéticas a los combustibles fósiles para una sociedad sostenible. Como todos los combustibles, su utilización [7] tiene numerosas ventajas, pero también lo son sus inconvenientes.

Entre sus **ventajas** destacan:

- ▶ El hidrógeno posee la densidad energética por unidad de masa más elevada de todos los combustibles tal y como se muestra en la Tabla 2.2. Esto lo convierte en la principal

<sup>3</sup> Iberdrola, "Iberdrola pone en marcha con Fertiberia la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa", julio de 2020; Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-pone-marcha-fertiberia-mayor-planta-hidrogeno-verde-para-industrial-europa>



## Hidrógeno

alternativa para aplicaciones en las cuales el volumen no es tan importante como la masa, como en las aplicaciones aeroespaciales.

- ▶ La combinación de hidrógeno y oxígeno en pilas de combustible permiten transformar la energía electroquímica en electricidad directamente sin estar sujeto al límite de Carnot, que caracteriza el máximo rendimiento de una central térmica.
- ▶ El coeficiente de difusión del hidrógeno es cuatro veces mayor que el del metano, por lo tanto, en el caso de que haya un accidente, este gas se dispersa más rápida y fácilmente que otros gases. Esto es peculiarmente interesante para aplicaciones en ambientes abiertos o bien ventilados.
- ▶ El hidrógeno tiene límites de inflamabilidad inferiores a los de otros combustibles. Por lo tanto, en caso de accidente su combustión resulta más complicada con concentraciones pobres.
- ▶ Su toxicidad es muy limitada o inexistente, limitándose en el peor de los casos a desplazar el oxígeno.
- ▶ El "hidrógeno verde" es un vector energético respetuoso con el medio ambiente, ya que en su producción y combustión no se liberan gases de efecto invernadero.

Por lo contrario, entre sus **inconvenientes** destacan:

- ▶ La densidad energética por unidad de volumen es muy inferior a la de otros combustibles, tal y como se muestra en la Tabla 2.2. Por otro lado, aunque su elevada densidad másica sea una ventaja como combustible, esto es una desventaja desde la perspectiva de la seguridad.
- ▶ La baja energía de activación del hidrógeno [3] es potencialmente deseable en procesos de combustión y electroquímicos. No obstante, esto puede causar una reacción no deseada que comprometa la seguridad del sistema.
- ▶ Aunque el hidrógeno no es tóxico ni contaminante, debido a que es un gas incoloro e inodoro, es muy difícil de detectar sin los sensores adecuados. Además, su llama es invisible a la luz del día.
- ▶ La obtención del hidrógeno líquido es un proceso altamente consumidor de energía. Además, su transporte y almacenamiento enfrenta problemas de diversos tipos frente a otros combustibles.

## 2.2. Metodologías de producción

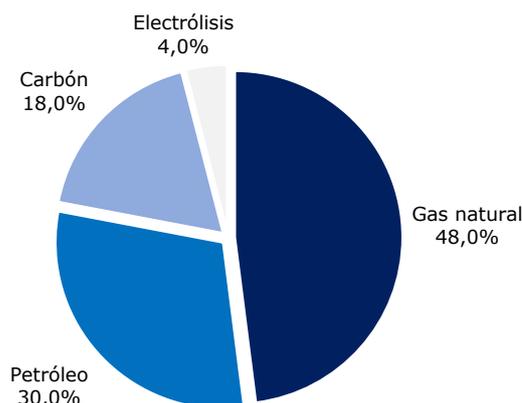
El hidrógeno es el elemento más abundante del Universo, pero en la Tierra es muy difícil de encontrar en su estado fundamental. Su presencia suele estar acompañada de otros



## Hidrógeno

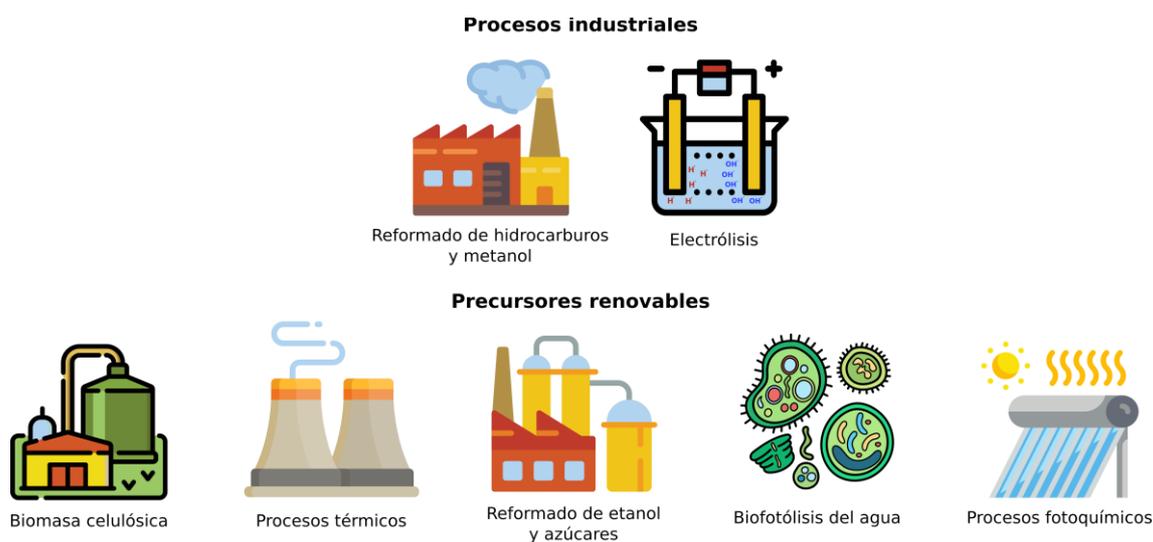
elementos para formar diversas moléculas. Los más comunes son los compuestos orgánicos, como los hidrocarburos, y el agua, en asociación con el oxígeno.

Las tecnologías de producción de hidrógeno son amplias ya que puede fabricarse a partir de diversas fuentes primarias tal y como se muestra en la Figura 2.1. No obstante, la mayor fuente resulta en los hidrocarburos, en especial el gas natural. La siguiente figura muestra la contribución de cada fuente primaria en la producción de hidrógeno.



**Figura 2.2:** Fuentes primarias de producción de hidrógeno, 2016 [Fuente: [5]]

Los procesos de extracción de hidrógeno están basados en diversas técnicas que se pueden agrupar tal y como se muestran en la figura de debajo.



**Figura 2.3:** Metodologías de producción de hidrógeno [Fuente: JCMV adaptado de [6]]

De la imagen de arriba se extrae que los procesos utilizados en la industria son los reformados de hidrocarburos con vapor de agua y metanol, y la electrólisis. Dado que



estos procesos son los más importantes, se explicarán más adelante en la Sección 2.2.1 y Sección 2.2.2, respectivamente.

Una breve explicación de los precursores renovables del hidrógeno [6] se incluye en los párrafos siguientes:

- ▶ **Biomasa celulósica.** El hidrógeno se puede obtener a partir de biomasa celulósica mediante procesos termoquímicos como la combustión, licuefacción, pirólisis y gasificación. En la combustión, además de hidrógeno, se liberan gases como monóxido y dióxido de carbono, y metano. Por otro lado, la gasificación en presencia de oxígeno aumenta la riqueza en hidrógeno. El principal inconveniente de la gasificación es que los desechos pesados se polimerizan formando alquitranes, lo que perjudica la aplicación de esta metodología.
- ▶ **Procesos térmicos.** El elevado rendimiento de este tipo de procesos, que pueden llegar a alcanzar el 85%, es de gran atractivo para implantarlo a escala industrial. Este tipo de procesos se basa en reacciones no catalíticas que disocian el agua a partir de fuentes energéticas capaces de alcanzar temperaturas muy altas. La energía nuclear, y la energía proveniente de la solar térmica concentrada son las principales candidatas para este tipo. Además, la alta temperatura puede usarse para llevar a cabo reacciones químicas en cadena a la disociación del agua.
- ▶ **Procesos fotoquímicos.** Este proceso se basa en la disociación del agua sobre semiconductores utilizando luz solar. No hay una literatura bien desarrollada a este respecto, por lo que su investigación es una oportunidad brillante para el empleo de fotocatalizadores en la producción de hidrógeno.
- ▶ **Reformado de etanol y azúcares.** Este tipo de reformados no se diferencian notablemente de los procesos de reformado por vapor de agua expuestos en la Sección 2.2.1. Su principal atractivo reside en el almacenamiento de energía química en etanol ( $C_2H_5OH$ ) y azúcares ( $C_6H_{12}O_6$ ), compuestos que son relativamente fáciles de transportar en estado líquido. El principal inconveniente es que en el proceso de reformado se producen subproductos no deseados (e.g. monóxido de carbono, etano, acetaldehído) que reducen la proporción de hidrógeno.
- ▶ **Biofotólisis del agua.** La biofotólisis del agua representa uno de los grandes retos de la biología en el ámbito de la reducción del impacto ambiental causado por una economía basada en el carbono. Algunos microorganismos (e.g. *Scenedesmus*, *Spirulina*) son capaces de disociar el agua cuando están expuestas a radiación solar o en condiciones anaeróbicas. Hasta la fecha, el rendimiento de conversión más elevado en la conversión de energía solar en hidrógeno ha sido del 7%.

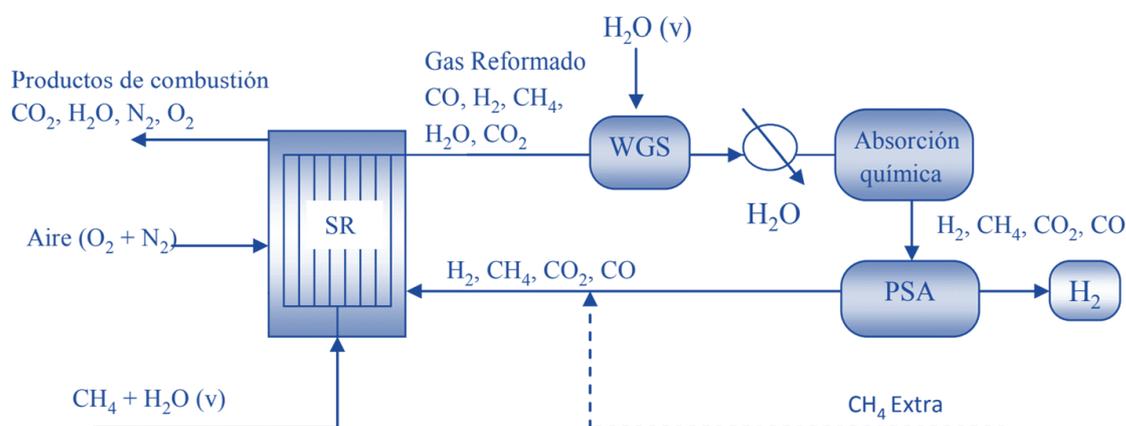


No cabe duda de que la producción de hidrógeno a través de precursores renovables está en auge e impactará el desarrollo del hidrógeno en la economía.

### 2.2.1. Reformado de vapor de agua

El reformado de vapor de agua (SMR, "Steam Methane Reformer") se aplica a numerosos hidrocarburos (e.g. gas natural, GLPs) y alcoholes, siendo los más predominantes el metano y el metanol, respectivamente.

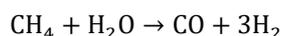
El más utilizado de todos es el reformado de gas natural al tratarse de un proceso económico y fácilmente escalable. La figura de debajo muestra un esquema de este tipo de reformado.



**Figura 2.4:** Esquema del reformado de metano con vapor de agua [Fuente: **[8]**]

El proceso de reformado consta de tres etapas [3] que se desarrollan en equipos diferentes, representados en la figura de arriba. El complejo proceso está orientado a extraer la máxima cantidad de hidrógeno con el mínimo grado de impurezas.

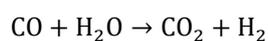
- La primera etapa, que es la fundamental y que le da el nombre a este proceso, es el reformado del metano con vapor de agua. El metano y el vapor de agua circulan sobre conductos tubulares y la reacción se produce usando níquel como catalizador. El reformado es endotérmico y se lleva a cabo a altas temperaturas (1.173 K) según la reacción estequiométrica:



Por cada mol de metano y agua introducido se producen tres moles de hidrógeno. Además, se produce monóxido de carbono como subproducto. Además, tal y como se muestra en la Figura 2.4, como gases de salida se encuentra el dióxido de carbono, y resto de componentes de entrada que no han reaccionado (e.g. metano, agua).



- ▶ La segunda etapa del proceso está orientada a aumentar maximizar la producción de hidrógeno a partir del gas de síntesis generado como subproducto. Esta reacción se produce a temperaturas más bajas y, además, es una reacción exotérmica. El calor liberado se destina a precalentar el metano que se introduce en el sistema. Esta etapa, que se produce en el reactor de intercambio WGS según la siguiente reacción estequiométrica:



De esta manera, el gas de síntesis se puede aprovechar para producir hidrógeno.

- ▶ Por último, la tercera etapa se enfoca en la extracción del hidrógeno como gas resultante del reformado. Los gases no deseados se depuran mediante un proceso de absorción-desorción en el que se consigue una pureza del hidrógeno cercana al 99,999%.

El proceso de reformado de metano con vapor de agua consigue rendimientos cercanos al 80%. Además, este proceso se puede aplicar al reformado de alcoholes capaces de obtener rendimientos mayores. Aunque la aplicación de este modelo de producción puede ser muy interesante en diversos sectores, en especial en el transporte, su aplicación está siendo apartada por el uso de pilas de combustible, que también pueden ser usadas con metanol como combustible.

### 2.2.2. Electrólisis

La electrólisis es la descomposición de una molécula en sus elementos cuando están atravesados por una corriente eléctrica.

La electrólisis fue descubierta por primera vez a principios del siglo XIX por los científicos ingleses William Nicholson y Anthony Carlisle [9] mientras experimentaban con la pila de volta. No obstante, no fue hasta mediados de siglo cuando el físico y químico inglés Michael Faraday enunció las dos leyes [10] de la electrólisis:

- ▶ **Primera ley de Faraday de la electrólisis.** Los moles depositados en un electrodo durante el proceso electrolítico son directamente proporcionales a la cantidad de carga transferida.
- ▶ **Segunda ley de Faraday de la electrólisis.** Los moles depositados por distintos elementos cuando se le aplica la misma carga eléctrica, es directamente proporcional al equivalente químico de cada una.

El equivalente químico se traduce como la cantidad de moles liberados por el paso de un mol de electrones.



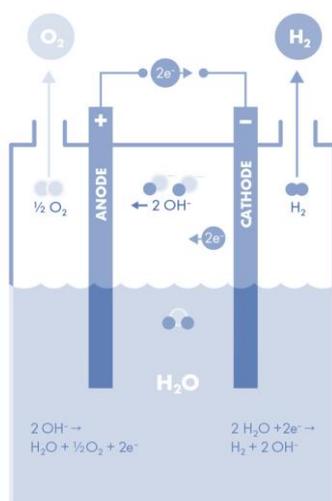
## Hidrógeno

En el caso del agua, la electrólisis disocia dicha molécula en hidrógeno y oxígeno. La equivalencia entre masa, volumen y energía del proceso de producción de hidrógeno por electrólisis se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 2.4:** Tabla de equivalencias entre energía, masa y volumen del hidrógeno

Energía <sup>4</sup> (kWh)	Caudal másico (kg)	Caudal volum. (Nm <sup>3</sup> )
1	0,03	0,33
33,3	1	11,2
3	0,0899	1

La reacción electrolytica se lleva a cabo en un dispositivo llamada electrolizador, representado en la figura de debajo.



**Figura 2.5:** Esquema ilustrativo de un electrolizador [Fuente: Shell Hydrogen Study<sup>®</sup> Shell]

Los electrolizadores se descomponen principalmente en los siguientes elementos:

- ▶ Los electrodos, que están compuestos por un cátodo y un ánodo por los que circula corriente eléctrica.
- ▶ El electrolito cuya función está encaminada a la transmisión de iones. Hay diversos compuestos que pueden cumplir esta función, aunque los más utilizados industrialmente son los electrolizadores alcalinos.
- ▶ El diafragma o membrana cuya función principal es impedir que los gases resultantes, hidrógeno y oxígeno, se mezclen. Este componente no está incluido en la Figura 2.5.

<sup>4</sup> Basado en el poder calorífico inferior

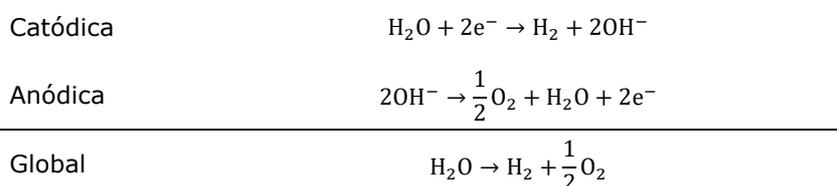


## Hidrógeno

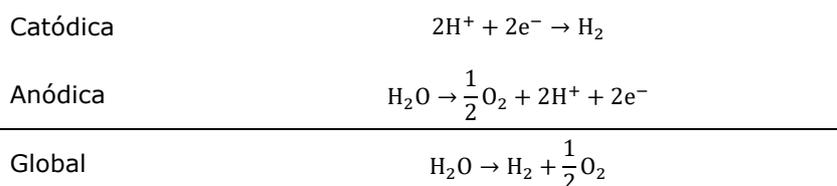
Además, se necesitan equipos auxiliares como un rectificador, compresor y un sistema de almacenamiento. No obstante, estos quedarían definidos a nivel de planta de hidrógeno más que a nivel de electrolizador.

La principal diferencia entre los electrolizadores reside en el tipo de electrolito [11] que utiliza ya que estos definirán la reacción electrolítica que se lleva a cabo.

- ▶ El electrolito de lecho alcalino, formado típicamente por una solución acuosa de 25% KOH, permite el transporte de iones de hidróxido mientras el hidrógeno se genera en el cátodo. La temperatura de funcionamiento oscila entre los 100°C y los 150°C. Además, este tipo de electrolizadores son los más usados en la industria. Las reacciones que se llevan a cabo son las siguientes:



- ▶ El electrolizador PEM (Proton Exchange Membrane) es la opción más atractiva a largo plazo. Su utilización actual está a nivel comercial, debido a que la tecnología es aún prematura y no cuentan con una potencia elevada. El agua reacciona en el ánodo para producir oxígeno y protones. Los electrones se mueven a un circuito externo mientras los protones se desplazan a través del electrolito al cátodo. Este electrolito es un polímero especialmente dedicado para la electrólisis. Suele operar entre los 70°C y los 90°C. Las reacciones que se llevan a cabo son las siguientes:



- ▶ Por último, el electrolito de óxido sódico (SOE, por sus siglas en inglés) está bajo investigación, pero los resultados preliminares [12] indican que es el que mayor eficiencia tiene. El agua reacciona en el cátodo con electrones y da lugar a hidrógeno e iones de oxígeno. Estos, circulan a través de la membrana cerámica hasta el ánodo para reaccionar y formar oxígeno. La temperatura de operación alcanza los 700°C y los 800°C.

Aunque la electrólisis no es el principal método de producción de hidrógeno, su posición en el futuro será cada vez más determinante. El hidrógeno producido por electrólisis tendría una huella de carbono prácticamente nula ya que, proviniendo de energías limpias, su producción y consumo no generarían gases perjudiciales para el medio ambiente. En



este sentido, el mayor potencial reside en su integración con fuentes renovables como la solar y la eólica a partir de las cuales puede obtener la energía para accionar la reacción electrolítica.

## 2.3. Pilas de combustible

Las celdas de combustible es un dispositivo que permite la conversión directa de energía electroquímica almacenada en los enlaces de ciertos compuestos en electricidad. Esta transformación no se basa en ningún tipo de ciclo termodinámico y, por consiguiente, no está sometido al límite de Carnot. El sistema de agrupación de celdas de combustible conforma la llamada pila de combustible.

Las celdas de combustible no sólo están limitadas a la utilización de hidrógeno como combustible, también se puede usar otros compuestos como el metanol, gas natural, biogás, etc.

Las celdas de combustibles son lo opuesto a los electrolizadores en cuanto a funcionamiento se refiere. En el caso del hidrógeno, mientras en un electrolizador se genera hidrógeno y oxígeno a partir de agua y energía eléctrica, las celdas de combustibles toman hidrógeno y oxígeno que reaccionan obteniendo como resultado una corriente eléctrica y agua.

Los componentes que conforman una pila de combustible son muy similares [3] a los que confirman los electrolizadores.

- ▶ Los electrodos, compuestos por ánodo y cátodo, inician las reacciones electroquímicas que permiten la conversión de energía química en energía eléctrica. Para activar dichas reacciones, los electrodos cuentan con electrocatalizadores. Estos elementos son particulares para cada reacción química, de tal manera que uno enfocado al hidrógeno puede no ser válido para el metanol.
- ▶ El electrolito es el medio encargado de transportar los iones de un electrodo a otro. Adicionalmente, debe impedir que los gases (combustible y comburente) entren en contacto de tal manera que se evite una reacción de combustión indeseada.
- ▶ Las placas bipolares son placas metálicas cuyas funciones principales son:
  - Conducir el combustible y comburente hasta el ánodo y cátodo, respectivamente.
  - Conectar los electrodos de distinto signo de múltiples celdas de combustible para aumentar la tensión de salida.

La figura de debajo ilustra de forma esquemática la reacción química llevada a cabo en una pila de combustible.

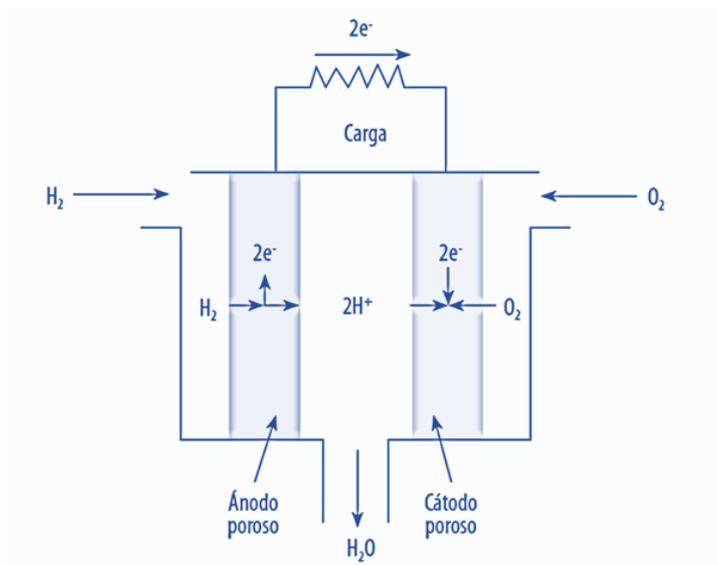
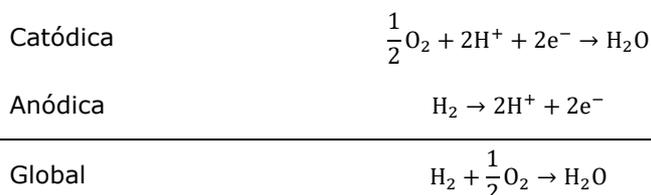


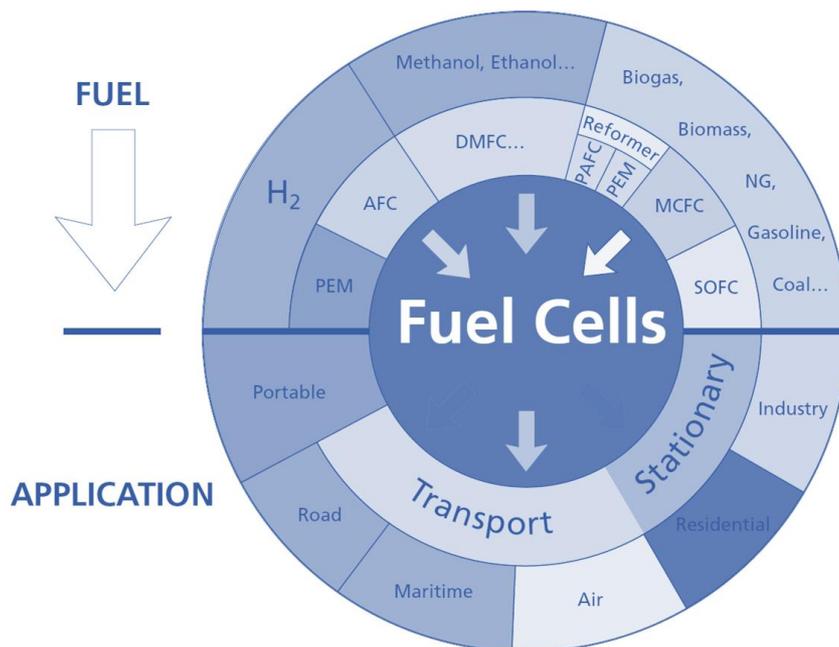
Figura 2.6: Operación de una pila de combustible [Fuente: [3]]

En la celda de combustible, el proceso de combustión del hidrógeno se sustituye por reacciones redox en ambos electrodos. El hidrógeno (combustible) se oxida en la superficie del ánodo liberando electrones, que circulan a través del circuito eléctrico, y protones, que se dirigen al cátodo. Al llegar al cátodo, los electrones inician la reacción catódica reduciendo al oxígeno (comburente) que resulta en la formación de agua. Las reacciones redox que suceden en el electrodo se muestran debajo.



Interesantemente, la reacción global del hidrógeno en una celda de combustible es la reacción de combustión del hidrógeno. No obstante, a diferencia de una reacción de combustión, las reacciones electroquímicas que suceden en el ánodo y cátodo tienen irreversibilidades mucho menores [3] ya que los compuestos no llegan a entrar en contacto. Adicionalmente, la energía química se transforma directamente en electricidad mientras que en un proceso de combustión la energía química se transforma en energía mecánica que, a su vez, se transforma en energía eléctrica.

La figura de debajo muestra los combustibles que se pueden usar en dichas celdas, así como las aplicaciones de estas en diversos sectores.



**Figura 2.7:** Tecnologías de pilas de combustible, combustibles y aplicaciones [Fuente: [2]] **Nota:** El tamaño de los sectores no tiene ningún tipo de conexión con el tamaño del mercado

De la figura de arriba se deriva que las tecnologías de pilas de combustible que más se usan para el hidrógeno son:

- ▶ **Pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC).** El electrolito que caracteriza a este tipo de pilas está formado por una matriz polimérica. Una de las principales ventajas de este tipo de pilas es su flexibilidad en la utilización, ya que su uso puede variar desde aplicaciones de mW a kW. Por ello, son las preferidas en el sector del transporte y para aplicaciones portátiles. Por otro lado, su funcionamiento a bajas temperaturas no está asegurado.
- ▶ **Pilas alcalinas (AFC).** Este tipo de pilas basan su funcionamiento en las pilas convencionales (alcalinas o básicas). Entre sus ventajas destacan que tiene menores pérdidas de activación y menores costes de sus componentes. Por lo contrario, de la misma manera que las pilas básicas, reaccionan fácilmente con el dióxido de carbono, lo que reduce su eficiencia y, además, la presencia de precipitados aumenta las pérdidas de carga.

Además, la Figura 2.7 muestran los principales sectores en los que se pueden usar las pilas de combustible. Aunque no viene representado, el mayor potencial de las pilas se encuentra en la utilización en el transporte [5]. Aunque su uso se centra especialmente en el transporte terrestre, el marítimo y el aéreo también pueden hacer uso de estas.

Por otro lado, la utilización de las pilas de combustible no se limita al sector transporte. Destaca también la utilización de las pilas para descarbonizar el sector industrial, tal y como se incluía en la Tabla 2.3, e, incluso, la descarbonización de la red de gas.



## *Hidrógeno*

En definitiva, el hidrógeno está encaminado a ser uno de los referentes energéticos para la descarbonización de la economía y la sostenibilidad de la sociedad. La energía proveniente de fuentes renovables, como la solar, bien puede ser utilizada para producir hidrógeno mediante electrólisis cuyo uso puede ser aplicable a la descarbonización de ciertos sectores.

## Capítulo 3. Descripción de las plantas de generación

El objetivo de este proyecto es determinar la prefactibilidad de la implementación de una planta de hidrógeno adyacente a una planta de energía solar fotovoltaica donde se obtiene la energía para la producción.

Para llevar a cabo dichos estudios, y en especial el estudio técnico, es necesario conocer las plantas con las que se van a operar. En este caso, se trata de entender los componentes y detalles técnicos de la planta solar fotovoltaica y la de hidrógeno por electrólisis. Además, para situar el contexto de este tipo de proyectos, es necesario comprender las instalaciones de autoconsumo y su integración en el marco legal regulatorio en España. Con este fin, este capítulo se ha descompuesto en las siguientes subsecciones en las que se entrará, con más detalle, en los aspectos previamente mencionados:

- ▶ Instalaciones de autoconsumo
- ▶ Planta solar fotovoltaica
- ▶ Planta de hidrógeno
- ▶ Baterías

### 3.1. Instalaciones de autoconsumo

El diseño de una planta de hidrógeno debe estar regida por diversas normas de distintos ámbitos, como la normativa de los aparatos a presión, protección contra incendios o instalaciones eléctricas. No obstante, dado que su completa definición queda fuera del alcance de este informe, se verán en profundidad normativas que tengan estrecha relación con el aprovechamiento energético, factor que está presente en la Agenda 2030 del Gobierno de España.

La normativa aplicable en las instalaciones de autoconsumo viene principalmente determinada por una disposición que se muestra en los párrafos siguientes.

#### **Real Decreto 244/2019**



*"Real Decreto 244/2019, <sup>5</sup> de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica"*

Este real decreto complementa el Real Decreto-ley 17/2018, <sup>6</sup> de 5 de octubre, por el que se realizan diversas modificaciones para fomentar el autoconsumo en el territorio nacional. Estos decretos enmiendan el artículo 9 de la Ley 24/2013, <sup>7</sup> de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

De entre las enmiendas, las que mayor relación tienen con este proyecto se muestran a continuación:

- ▶ Se enmienda la definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como el consumo por uno o más consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones próximas y asociadas a las mismas.
- ▶ Se reformulan los modos de autoconsumo simplificándolos a sólo dos modalidades:<sup>8</sup>
  - **Autoconsumo sin excedentes:** No se permite la evacuación de energía a la red.
  - **Autoconsumo con excedentes:** Se permite la evacuación de energía a la red.
- ▶ Se permite que las instalaciones de autoconsumo sin excedentes dispongan de permisos de acceso y conexión para consumo sin la necesidad de obtener los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.<sup>9</sup>

Ante tal caso, los titulares de la instalación generadora deberán asegurar que no se inyecta energía a la red. Por ello, el decreto expone dos tipos de funcionamientos que lo aseguran.<sup>10</sup> Estos se exponen a continuación:

- Se evitará la descarga de energía a la red a través de un elemento de corte o mediante limitador de corriente. No obstante, se precisa que dichos elementos no puedan ser usados en estaciones fotovoltaicas.
- Se evitará la descarga de energía al sistema mediante la regulación de intercambio de potencia actuando sobre el sistema generación-consumo.

---

<sup>5</sup> Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 244/2019, abril de 2019; Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

<sup>6</sup> Boletín Oficial del Estado, Real Decreto-Ley 17/2018, noviembre 2018; Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/11/08/17>

<sup>7</sup> Boletín Oficial del Estado, Ley 24/2013, diciembre 2013; Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/con>

<sup>8</sup> Artículo 4 *Clasificación de modalidades de autoconsumo* del Real Decreto 244/2019

<sup>9</sup> Artículo 7: *Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo* del Real Decreto 244/2019

<sup>10</sup> Anexo I: "Sistemas para evitar vertido a la red" del Real Decreto 244/2019



Adicionalmente, también se realizan modificaciones a la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico de baja tensión, que tiene influencia en instalaciones de autoconsumo.

### 3.2. Planta solar fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica transforma la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica a través células fotosensibles que componen los módulos y paneles solares. Aunque hay otras formas de producción de electricidad a través de energía solar, como la planta de producción por concentración solar, las plantas fotovoltaicas son las más populares.

El principio de esta conversión [13] reside en la teoría de semiconductores y en los especial semiconductores fotosensibles. Estos últimos tienen la capacidad de cambiar la tensión, corriente atravesada o resistencia, cuando están expuestos a radiación solar. En la actualidad, las células más eficientes son de poliunión, que alcanzan una eficiencia cercana al 50%, tal y como se muestra en la gráfica de debajo.

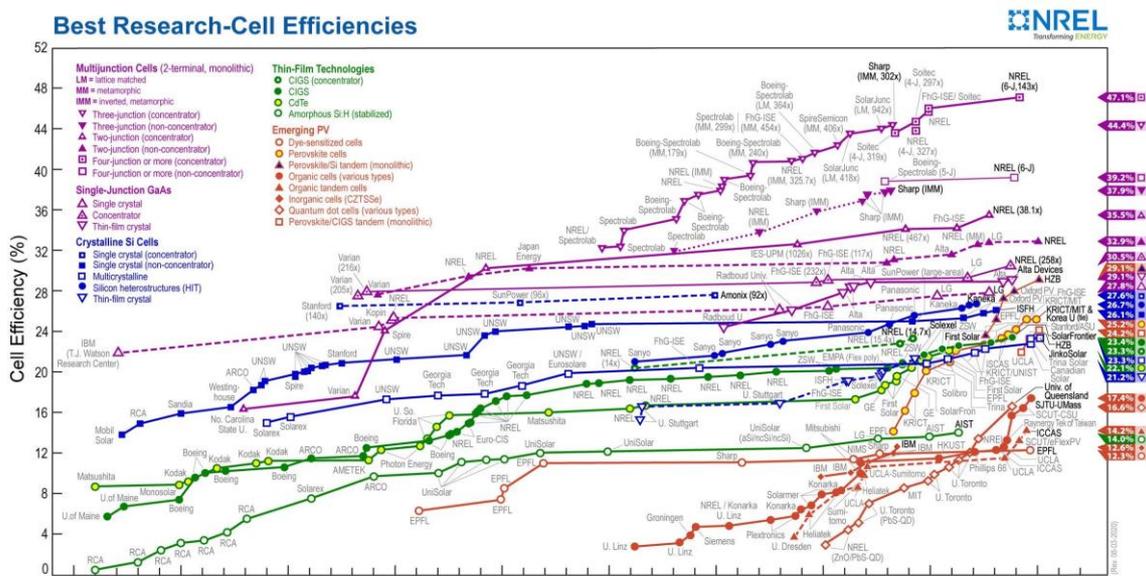


Figura 3.1: Evolución y eficiencia de las tecnologías de conversión fotovoltaica [Fuente: "Best Research-Cell Efficiencies", NREL]

La tensión y corriente producida por una placa solar no es lo suficientemente elevada para ser conectada a los aparatos de conversión de potencia, por esta razón, se agrupan los circuitos de los paneles en las llamadas cajas de agrupación. Estas son las que se conectan a los aparatos de potencia.

Particularmente, la planta solar fotovoltaica en cuestión se caracteriza por estar sujeta a la modalidad de autoconsumo sin excedentes definida en la Sección 3.1. De esta manera, la planta solo inyectará potencia al sistema y no a la red.



Esta sección se ha diferenciado en las siguientes subsecciones:

- ▶ Descripción de la planta solar
- ▶ Cálculo de la energía generada
- ▶ Costes de la planta solar

### 3.2.1. Descripción de la planta solar

La planta solar que se menciona en este proyecto ha sido previamente diseñada y, por lo tanto, un análisis de su razonabilidad no será llevado a cabo ya que no es la motivación de este proyecto.

La planta que se pretende estudiar consiste en una planta en suelo con 49,8 MW<sub>p</sub> de potencia instalada repartida en 144.480 módulos de 345 W<sub>p</sub> cada uno. Para maximizar la colecta de radiación solar, la planta cuenta con seguidores horizontales a un eje formados por 60 módulos cada uno.

#### 3.2.1.1 Ficha técnica de la instalación

El diseño completo de la planta fotovoltaica se ha realizado conforme a las normas internacionales IEC a este respecto, así como el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

En la siguiente tabla se especifican las principales características de la planta fotovoltaica

**Tabla 3.1:** Ficha técnica de la planta solar

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia pico	MW <sub>p</sub>	49,8
Potencia AC	MW <sub>ac</sub>	39,2
Ratio CC/CA	W <sub>p</sub> /W <sub>ac</sub>	1,2715
Potencia de los módulos	W <sub>p</sub>	345
Módulos totales	#	144.480
Módulos por string	#	30
Strings	#	4.816
Seguidor		Horizontal 1 Eje
Seguidores	#	2.408
Pitch	M	6
Potencia de los inversores	MW	3,35



Parámetro	Unidad	Valor
Inversores	#	14
Transformador BT/MT	MW	3,5
Transformadores	#	14

Además, la planta fotovoltaica operará de manera automática e independiente con la mínima intervención.

### 3.2.1.2 Módulos fotovoltaicos

Las células fotovoltaicas que conforman los módulos están fabricadas con tecnología de silicio policristalino, que permiten tener un rendimiento de conversión por encima del 16%, tal y como se muestra en la Figura 3.1 mientras tiene un factor de degradación limitado. De hecho, el factor de degradación no se ha considerado relevante para este proyecto.

Los módulos fotovoltaicos usados en la planta solar tienen una potencia definida nominal de 345 W<sub>p</sub>. No obstante, esta está caracterizada para condiciones estándar de 25 °C, 1.000 W/m<sup>2</sup> de radiación incidente en el plano de los colectores Masa de Aire 1,5. Estas condiciones están recogidas en la norma internacional IEC 60904-3.<sup>11</sup>

Los módulos trabajan bajo condiciones alejadas de las condiciones estándar y, consecuentemente, su rendimiento disminuirá. La principal causa de esto es la temperatura, que reduce el rendimiento a medida que esta aumenta.

En la siguiente tabla se muestran las características de un módulo como el descrito. Las características finales pueden variar ligeramente según el fabricante de los módulos, pero se puede estimar que los valores finales serán muy similares.

**Tabla 3.2:** Ficha técnica del módulo fotovoltaico

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia nominal	W <sub>p</sub>	345
Tolerancia	%	±3
Voltaje en circuito abierto	V	47,8
Corriente de cortocircuito	A	9,29
Eficiencia	%	17,78

<sup>11</sup> International Electrotechnical Commission, Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, febrero de 2019; Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/61084>



Parámetro	Unidad	Valor
VMPPT	V	38,4
IMPPT	A	8,98
Voltaje máximo	V <sub>dc</sub>	1.500
NOCT	°C	45±2
Temperatura de operación	°C	-40 a +85
Dimensiones LxAxE	mm	1956×992×40

### 3.2.1.3 Seguidores a un eje

Los módulos fotovoltaicos se han instalado sobre seguidores solares. La utilización de estas estructuras supone una mayor inversión de capital y, además, requieren mayor superficie de terreno. Por el contrario, sus ventajas justifican sobradamente estos inconvenientes puesto que su utilización permite incrementar de forma significativa la generación de energía y, adicionalmente, el movimiento de los seguidores permite reducir ligeramente el ensuciamiento de los módulos y mejorar el rendimiento de captación.

Cada seguidor está conformado por un total de 60 módulos distribuidos en triple hilera. En la siguiente tabla se muestran las características de un seguidor solar como el descrito.

**Tabla 3.3:** Ficha técnica del seguidor

Parámetro	Unidad	Valor
Ángulo de seguimiento máximo	°	-60° a +60°
Tecnología		Eje horizontal, filas independientes
Consumo	kW	Sin aporte de red
Materiales		Materiales galvanizados e inoxidables
Voltaje del sistema	kV	Flexible, basado en el voltaje del sistema
Tipo de instalación		Exterior
Longitud de los seguidores	m	39,7
Altura máxima de los módulos	m	3

### 3.2.1.4 Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación son cuadros eléctricos en donde se conectan las salidas de los paneles fotovoltaicos y de los cuales su salida es equivalente a un único circuito. Cada caja de agrupación está conectada a un inversor para transformar la energía en corriente continua a corriente alterna.



### 3.2.2. Cálculo de la energía generada

La estimación potencia de la planta solar en base a las características mostradas en la sección anterior ha sido determinada mediante el software PVsyst® con la climatología de 1990.

El resultado de la simulación devuelve la potencia horaria durante un año completo. Para su determinación, se ha considerado diversos efectos e impactos en la generación:

- ▶ Pérdidas relativas a los paneles fotovoltaicos.
  - Pérdidas por ensuciamiento.
  - Pérdidas debidas a sombras cercanas y lejanas (efecto del horizonte).
  - Pérdidas por temperatura.
  - Pérdidas por disparidad de los módulos.
  - Pérdidas por el ángulo de incidencia solar sobre los módulos fotovoltaicos.
- ▶ Pérdidas relativas al transporte de energía.
  - Pérdidas en los inversores, transformadores
  - Pérdidas en el cableado DC y AC
- ▶ Consumos auxiliares de la planta.

Tras la aplicación de estos aspectos, se obtiene la potencia horaria media para todos los días del año 1990. La simulación está ejecutada para uno de los 14 bloques fotovoltaicos que componen la planta. Por ello, aunque la simulación resulte en una energía anual de 6.962 MWh, la energía anual total estimada del parque fotovoltaico en su conjunto resulta de 97,5 GWh.

Las curvas de potencia horaria media mensual están incluidas en el Anejo C como referencia.

### 3.2.3. Costes de la planta solar

Los costes de la planta solar se han estimados según los costes unitarios estándares para plantas solares. Estos se recogen en la tabla inferior:

**Tabla 3.4:** Costes estimados de la planta solar

Coste	Unidad	Valor
CAPEX	\$/W <sub>p</sub>	0,6
OPEX	\$/MW <sub>p</sub> /año	10.200,0

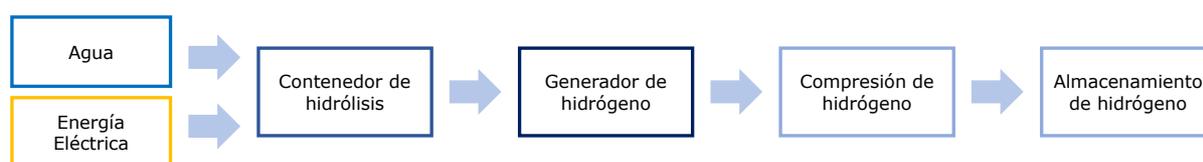


### 3.3. Planta de hidrógeno

La planta de hidrógeno que se estudia en este proyecto está enfocada a la transformación de electricidad proveniente de un sistema eléctrico en hidrógeno que será después utilizado como vector energético. En particular, el sistema eléctrico en cuestión es la planta solar definida en la Sección 3.2. Esta se caracterizaba por estar bajo la modalidad de consumo sin excedentes y, por consiguiente, no evacúa energía a la red.

La transformación de energía eléctrica en hidrógeno tiene lugar en el electrolizador, sistema que se presentó con más detalle en el Capítulo 2. Generalmente, las plantas de hidrógeno están compuestas por módulos de electrolizadores independientes, aunque existen plantas compactas para aplicaciones específicas. En específico, los electrolizadores más comunes son de tecnología alcalina a baja temperatura y son los utilizados en este proyecto.

La figura de debajo muestra un esquema no exhaustivo del proceso de producción de hidrógeno que sucede en una planta de hidrógeno compuesta por electrolizadores alcalinos de baja temperatura. Si bien este proceso podría ser aplicable a nivel de electrolizador, el almacenamiento está determinado a nivel de planta.



**Figura 3.2:** Diagrama no exhaustivo de la planta de hidrógeno

Adicionalmente, en este esquema no se representa el aporte de energía en forma de calor necesaria para activar el proceso electrolítico dado que la reacción es endotérmica. No obstante, este aporte de energía bien puede provenir del ambiente o de la propia agua.

Con el fin de entrar más en detalle en las plantas de hidrógeno y los parámetros necesarios para su modelado, esta sección se ha dividido en las siguientes subsecciones:

- ▶ Descripción de la planta de hidrógeno
- ▶ Costes de la planta de hidrógeno

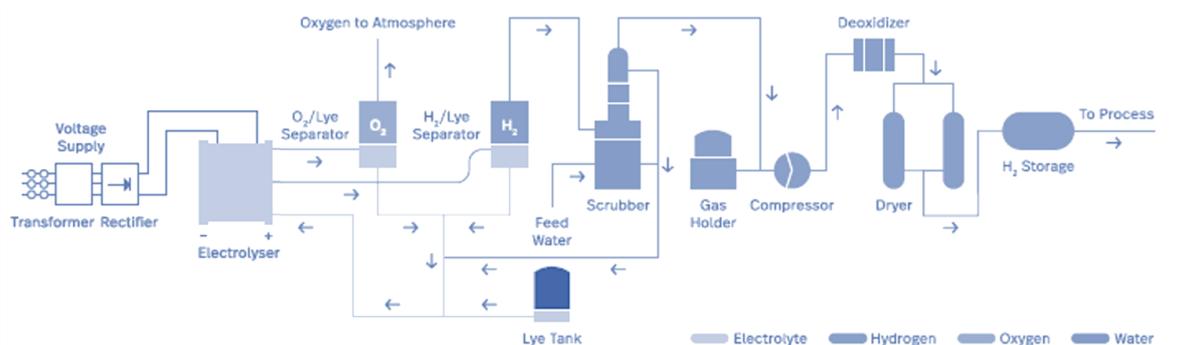
#### 3.3.1. Descripción de la planta de hidrógeno

Como se ha mencionado previamente, la planta de producción de hidrógeno está compuesta por electrolizadores alcalinos de baja temperatura. Aunque la arquitectura [14] de este tipo de plantas es muy similar con respecto a la de otras tecnologías



(electrolizadores de membrana polimérica electrolítica), ciertos componentes difieren entre ellas y las caracterizan.

Para las plantas formadas por los electrolizadores alcalinos, la figura de debajo muestra un esquema general de este tipo incluyendo los componentes más relevantes que están participes en todo el proceso.



**Figura 3.3:** Esquema de una planta de hidrógeno con electrolizadores alcalinos [Fuente: [14]]

Se observa que las dos entradas principales son la energía proveniente del sistema eléctrico (en este proyecto de la planta solar) y el agua. Es particularmente importante mencionar el hecho de que el oxígeno es liberado a la atmósfera en vez de ser atrapado para su posterior uso en diversas aplicaciones, como la aeroespacial. Además, otro desecho que no se ha considerado es el agua sucia inservible para la electrólisis.

Los componentes de la Figura 3.3 son los más relevantes en la arquitectura de una planta de electrolizadores alcalinos. Los siguientes párrafos pretenden explicar brevemente dichos elementos.

- ▶ **Transformador y rectificador.** El transformador se encarga de escalar la tensión de entrada a la planta a la de operación de los electrolizadores. Por otro lado, la función del rectificador será de convertir la onda de corriente alterna en continua.
- ▶ **Electrolizador alcalino** que se ha definido en el Capítulo 2. En esta, se disocia la molécula del agua en oxígeno e hidrógeno que después deberán ser separados.
- ▶ **Sistema de electrolito.** Módulos destinados a la separación de los gases resultantes, hidrógeno y oxígeno, y la recirculación del electrolito.
- ▶ **Depurador.** Tiene diversas funcionalidades, como la retirada de impurezas del hidrógeno, enfriador y además como tanque de agua de alimentación.
- ▶ **Compresor.** Aparato fundamental que permite almacenar el hidrógeno generado en la planta. Comprime el hidrógeno desde la presión atmosférica a la presión de almacenamiento en tanques o a la de los gaseoductos.



Otra serie de elementos principales, pero no de tanta relevancia para la planta de hidrógeno, se muestra a continuación:

- ▶ **Desoxidante.** En caso de querer generar un hidrógeno de mayor pureza ( $\approx 100\%$ ), se encargará de eliminar el oxígeno restante.
- ▶ **Secadora.** Encargado de secar el gas resultante y eliminar las moléculas de agua restantes.
- ▶ **Almacenaje.** Si fuera necesario, se usarán varios contenedores para almacenar el hidrógeno producido hasta su distribución.
- ▶ **Subestación eléctrica.** La planta debe estar conectada a la red para soportar las corrientes de arranque de los compresores y cualquier otro evento inesperado.

La siguiente tabla muestra las características de los módulos para producir hidrógeno.

**Tabla 3.5:** Energía potencialmente inyectada al sistema [Fuente: [14]]

Parámetro	Unidad	Valor
Flujo mínimo de hidrógeno	%	15
Flujo máximo de hidrógeno	%	100
Consumo de energía específica	kWh/Nm <sup>3</sup>	3,8-4,4
Contenido O <sub>2</sub> en H <sub>2</sub>	ppm	<2
Contenido H <sub>2</sub> O en H <sub>2</sub>	ppm	<2
Tiempo de vida del sistema	Años	20
Pureza del H <sub>2</sub> producido	%	>99,999
Electrolito	% KOH	25

El consumo de energía específica para este tipo de electrolizadores permite determinar el rendimiento de estos elementos. En la Tabla 2.4 del Capítulo 2 se estableció la energía necesaria para generar la electrólisis por Nm<sup>3</sup> de hidrógeno producido. De esta manera se puede determinar un rango de rendimientos del 68,2% y 78,9%. Por lo tanto, el rendimiento medio se establecer en 73.6%. Este rendimiento es el utilizado para el estudio en el Capítulo 4.

### 3.3.2. Costes de la planta de hidrógeno

El objetivo de este proyecto es el estudio de la prefactibilidad técnica y económica de la instalación de una planta de hidrógeno adyacente a una planta solar. Para ello, los aspectos más importantes para modelar un sistema como este son los costes de la propia



planta. Estos costes fijarán la adecuada optimización de recursos y, por consiguiente, la determinación de la capacidad de la planta.

Con este fin, los costes de la planta de hidrógeno se han extraído del informe elaborado por Roland Berger para Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking [15] en el que se estudia los distintos escenarios de producción de "hidrógeno verde". Los costes unitarios incluidos en este informe están representados para los años 2017 y 2025, de tal manera que será necesario una interpolación o extrapolación para los distintos años. Interessantemente, los costes de capital y operativos son fuertemente dependientes de la economía de escala.

Los costes se muestran los párrafos subsiguientes.

### Coste de capital inicial (CAPEX)

Los costes de capital unitarios incurridos por la planta de hidrógeno se muestran en la tabla de debajo.

**Tabla 3.6:** CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno [Fuente: [15]]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025
1	€/kW	1.200,0	900,0
5	€/kW	830,0	600,0
20	€/kW	750,0	480,0

Para aproximar los costes para distintas potencias será necesaria una aproximación por una curva mediante el método de los mínimos cuadrados.

### Costes de operación (OPEX)

Los costes de operación anuales incurridos por la planta de hidrógeno se muestran en la tabla de debajo.

**Tabla 3.7:** OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno [Fuente: [15]]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025
1	% CAPEX	4,0	4,0
5	% CAPEX	3,0	3,0
20	% CAPEX	2,0	2,0

Para aproximar los costes para distintas potencias será necesaria una aproximación por una curva mediante el método de los mínimos cuadrados.



## Coste de capital de reemplazo (CAPEX reemplazo)

Los costes de capital de reemplazo unitarios incurridos por la planta de hidrógeno se muestran en la tabla de debajo.

**Tabla 3.8:** CAPEX de reemplazo unitario de la planta de hidrógeno [Fuente: **[15]**]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025
1	€/kW	420,0	315,0
5	€/kW	415,0	300,0
20	€/kW	338,0	216,0

Para aproximar los costes para distintas potencias será necesaria una aproximación por una curva mediante el método de los mínimos cuadrados.

## 3.4. Baterías

El Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (ESS, Energy Storage System) es un sistema usado para almacenar energía eléctrica en baterías secundarias para usar dicha energía posteriormente cuando se necesite.

En este sentido, la aplicación de este tipo de sistemas para este proyecto estará enfocado al almacenamiento secundario de energía para su posterior uso en la alimentación de la planta de hidrógeno.

Las siguientes subsecciones pretenden dar un enfoque general sobre los ESS, así como incluir los parámetros relevantes para el modelado de estos sistemas.

- ▶ Descripción de los ESS
- ▶ Costes de los ESS

### 3.4.1. Descripción de los ESS

#### 3.4.1.1 Aplicaciones

Las aplicaciones de los EES son muy diversas y están presentes en prácticamente todas las áreas del sistema energético. Sus múltiples beneficios se orientan en mejorar y estabilizar la red de potencia, y el apoyo a las renovables y sistemas no conectados a la red o en isla. Destacan las siguientes áreas de aplicación:

- ▶ **Generación.** Mejora de la generación mediante:



### Descripción de las plantas de generación

- Ayuda a los generadores suavizando las variaciones de la demanda.
  - Mejora de la calidad de la potencia y suavizando el pico de demanda.
  - Produciendo energía para la regulación secundaria.
- **Transporte y distribución.** Provisión de servicios auxiliares que permiten:
- Suprimir inversiones adicionales consecuencia de la reducción en la demanda.
  - Mejorar la respuesta a una brusca caída de tensión en la red.
  - Mejorar la estabilidad de la red mediante la regulación de potencia.
- **Renovables.** Control de la potencia resultante de parques o instalaciones renovables suavizando la intermitente potencia de salida que los fenómenos naturales causan.
- **Consumidor final.** Ayuda para mejorar el consumo inteligente de la energía:
- Carga de batería en horas valle y descarga en horas pico.
  - Soporte ante interrupciones o caídas de tensión.
- **Sistemas no conectados a la red.** Generación a través de la integración con energía renovables, como en los desiertos o islas. No necesariamente tienen que ser desiertos o islas, pueden ser sistemas no conectados a la red por diversos motivos, como no tener acceso a un punto de conexión de la red.

El último punto es precisamente la situación del proyecto, en el que la energía generada por la planta solar, al no tener permiso de acceso a la red, debe evacuar la energía a la planta de hidrógeno y, potencialmente, a las baterías.

#### 3.4.1.2 Componentes

Estos sistemas están generalmente formados por una serie de elementos orientados al almacenamiento y control de la energía entrante y control de la energía saliente. Los principales elementos se muestran a continuación:

- Las Baterías, que pueden estar fabricadas de diversos compuestos, almacenan energía en forma de corriente continua.
- El PCS (Power Conditioning System) transforma la energía entrante, en este proyecto del panel solar, y la transforma a corriente continua. Por otro lado, la energía inyectada, en este caso a la planta de hidrógeno, se transforma a corriente alterna a través de este dispositivo.
- El Sistema de Gestión de las Baterías (BMS, Battery Management System) se encarga de monitorizar la corriente y tensión de las baterías, así como la temperatura y el estado de los dispositivos.



- El Sistema de Gestión de la Potencia (PMS, Power Management System) se encarga de monitorizar y controlar la potencia que se tiene que liberar a la carga. Este es el principal elemento que controla los ESS y de él depende que la energía saliente no sobrepase la energía consumida por la planta de hidrógeno.

### 3.4.2. Costes de los ESS

El ESS seleccionado para este proyecto estará fabricado por Ion-Litio, que es el método más común para este ámbito. Además, para el modelado de estas baterías, sus costes se han extraído del informe [16] elaborado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos. Los costes están desagregados por sus principales componentes según la tabla de debajo.

**Tabla 3.9:** Costes de los componentes de las baterías [Fuente: **[16]**]

Componentes	Unidad	2018
Ion-Litio	\$/kWh	209,0
Inversor	\$/kW	70,0
Transformador	\$/kW	11,0
Mano de obra	% Material	10,0
Desarrollador	% Mano de obra	3,0
Beneficios MdO y D	% MdO y D	5,0

Debido a la prematura investigación en las tecnologías de las baterías, el ion-litio resulta en el elemento más caro y, consecuentemente, el más determinante. No obstante, de acuerdo otro informe [17] creado por el NREL, el coste de las baterías decrecerá notablemente para el año 2030. Aunque no hay consenso en el ritmo de decrecimiento de los costes de la batería en su conjunto, si este ritmo es rápido, se estima que su reducción supondrá en un 67% de reducción de los costes. Si el ritmo es medio, este descenso rondará el 45%. Por lo contrario, un ritmo bajo sólo hará caer el coste un 21%.

Adicionalmente, se ha seleccionado que el OPEX de las baterías resulte en un 1% anual del CAPEX inicial. Aunque no hay una referencia a este respecto, se ha creído conveniente este valor en base a los OPEX seleccionados para la planta de hidrógeno que se muestran en la Sección 3.3.2.

Tampoco hay referencias exactas a los costes de reemplazo de las baterías. No obstante, dada la naturaleza de los componentes mostrados en la Tabla 3.9, se cree aceptable que los costes de reemplazo dependan del ion-litio exclusivamente.

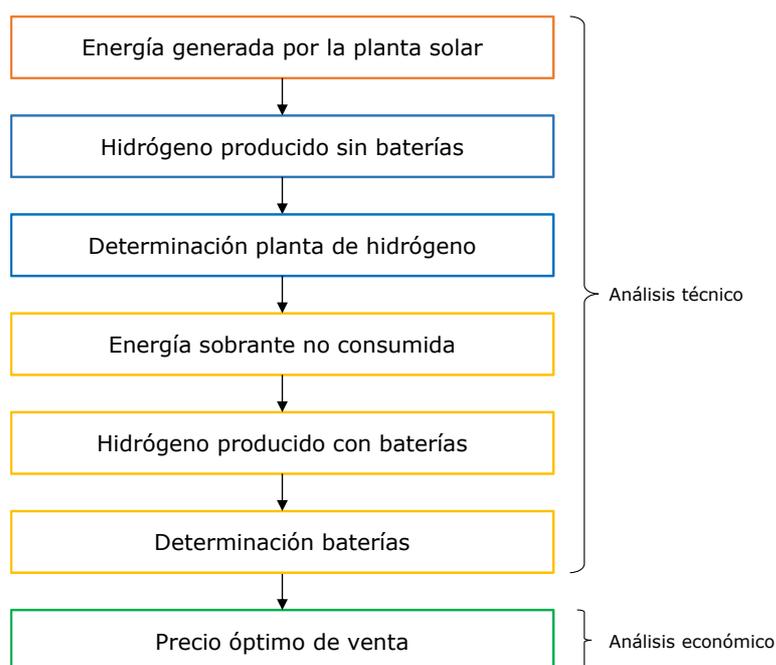
# Capítulo 4. Diseño de la planta de hidrógeno

La implementación y diseño de una planta de hidrógeno adyacente a una planta solar requiere un estudio de prefactibilidad en el que, inicialmente, se determina la potencia óptima a la que la planta debe operar mediante un análisis técnico. El análisis económico, aunque se puede desarrollar de diversas maneras para el estudio de su viabilidad, se ha orientado a determinar el precio mínimo de venta (antes de impuestos) necesario para recuperar la inversión inicial y los costes de operación del conjunto de la planta.

Para llevar a cabo dicho estudio, se ha asumido que la energía que consume la planta de hidrógeno proviene, exclusivamente, de la planta solar. Además, se ha incluido un potencial uso de baterías de almacenamiento para su posterior utilización en la alimentación de la planta de hidrógeno.

El estudio de viabilidad de la planta se ha elaborado en un modelo implementado en Microsoft Office Excel® y nombrado **Modelo Económico de la Planta de H<sub>2</sub> + FV**. Este modelo permite la evaluación de la prefactibilidad de la planta bajo distintos escenarios. El Manual del Modelo, que describe las hojas de cálculo que lo conforman y el código de colores empleado se presenta en el **Anejo B. Manual MEP**.

La figura de debajo presenta la lógica de trabajo empleada para la adecuada determinación de la potencia de la planta de hidrógeno y capacidad de las baterías.



**Figura 4.1:** Diagrama de flujo para el estudio técnico y económico



De esta manera, este capítulo se ha segmentado en diversas subsecciones en las que se explica en profundidad la lógica empleada detrás del Modelo, así como la selección de ciertos parámetros relevantes para ambos estudios. Dichas subsecciones se listan a continuación:

- ▶ Estudio técnico
- ▶ Estudio económico

## **4.1. Estudio técnico**

El estudio técnico de la planta está orientado a determinar la potencia óptima de la planta de hidrógeno que permita maximizar los recursos disponibles de la planta solar y, al mismo tiempo, minimizar los costes de la planta. Sumado a esto, esta sección también está encaminada a describir el proceso de optimización de las baterías en base a la potencia instalada de la planta de hidrógeno.

A pesar de llamarse estudio técnico, la determinación de la potencia óptima del conjunto de la planta de hidrógeno y baterías está basada en una minimización de los costes marginales. De esta manera, es posible determinar el estado óptimo del sistema. En este caso, el coste marginal se expresará en términos de coste por masa de hidrógeno producido. En particular, lo que se pretende minimizar es:

$$\min \frac{d(I + O)}{dH_2}$$

donde  $I$  y  $O$  representan los gastos de inversión y operación, respectivamente.

Además, dado que este es el paso previo al estudio económico, se ha simplificado la situación de tal manera que no se considera factores de degradación, inflación, ni tasas de descuento.

Por ello, es particularmente importante conocer los costes incurridos en la planta en todo su conjunto, así como la cantidad de hidrógeno producido. Por ello, esta sección se ha dividido en las siguientes subsecciones:

- ▶ Energía generada por la planta solar fotovoltaica
- ▶ Determinación de la planta de hidrógeno
- ▶ Diseño de las baterías



#### 4.1.1. Energía generada por la planta solar fotovoltaica

La energía generada en la planta solar se transforma mediante electrólisis en hidrógeno. En consecuencia, la adecuada determinación de este componente es crítico para un correcto dimensionamiento de la planta.

Aunque en el Capítulo 3 se han presentado los detalles técnicos de la planta solar, así como la energía generada anualmente, es preciso conocer la potencia que genera la planta en cada momento de tal manera que se pueda determinar la potencia que se consume en cada instante.

Con este fin, el software de diseño PVsyst® permite simular de manera aproximada la energía que se inyecta a través del inversor y transformador empleados en el conjunto de la planta. Entre otros aspectos, dicha simulación se ha llevado a cabo teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

**Tabla 4.1:** Aspectos generales de la simulación

Parámetro	Unidad	Valor
Número total de módulos FV	#	10.320
Potencia unitaria	W <sub>p</sub>	345
<b>Potencia total del conjunto</b>	<b>kW<sub>p</sub></b>	<b>3.560</b>
Temperatura de operación	°C	50
Relación de rendimiento (PR)	%	82,7%

Además, un parámetro de entrada fundamental es la climatología con la que el análisis se lleva a cabo. En particular, para esta simulación se ha usado la climatología del año 1990. A pesar de que haya una diferencia de más de 25 años, se considera que el efecto del cambio climático no es, ni será, lo suficientemente brusco para que haya una diferencia significativa en la climatología de 1990 la actual y la venidera.

De esta manera, el resultado de la simulación devuelve para cada hora de todos los días del año, el valor de la irradiación horizontal global (W/m<sup>2</sup>), la irradiación total incidente (W/m<sup>2</sup>), la temperatura ambiente estimada en ese momento (°C), y la potencia que inyecta el panel solar en ese momento. La siguiente tabla muestra la energía que la planta puede inyectar al sistema mensualmente:

**Tabla 4.2:** Energía potencialmente inyectada al sistema [Fuente: JCMV adaptado de PVsyst]

Mes	Energía (MWh)
Enero	321,0

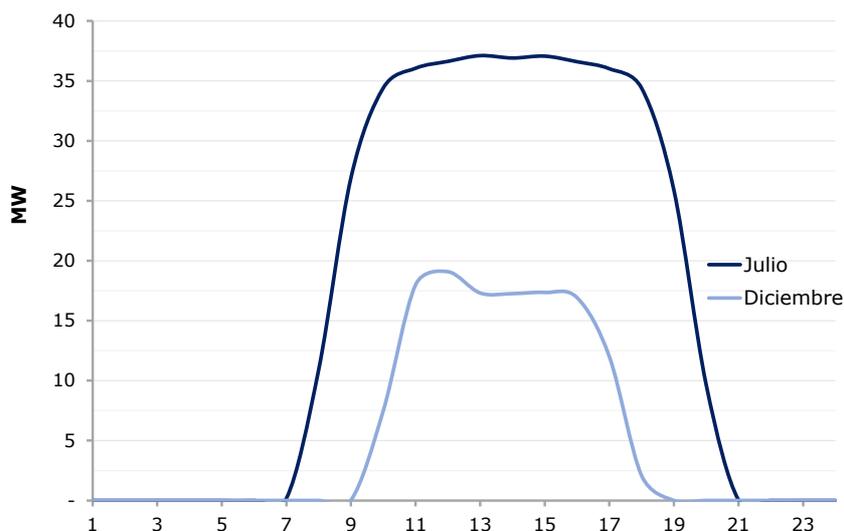


Mes	Energía (MWh)
Febrero	396,9
Marzo	579,8
Abril	676,9
Mayo	774,2
Junio	839,8
Julio	883,1
Agosto	802,1
Septiembre	610,6
Octubre	457,3
Noviembre	338,0
Diciembre	282,5
<b>Anual</b>	<b>6.962,0</b>

Se puede observar que los meses centrales son donde más energía puede generar la planta solar y, por lo tanto, donde más se espera producir hidrógeno. Por lo contrario, diciembre y enero son los meses donde menos hidrógeno se espera producir. En este caso, podría resultar interesante obtener energía de fuentes alternativas.

Sin embargo, tal y como se muestra en la Tabla 4.1, la simulación no se ha ejecutado con la totalidad de los módulos. Ciertamente, la muestra con la que se ha hecho la simulación representa uno de los 14 bloques que lo componen. De esta manera, se ha estimado conveniente que la energía total producida por la planta solar será 14 veces la producida por esta pequeña muestra. En este caso, se ha despreciado los efectos negativos que la agregación de todos los módulos pudiera tener, como mayor pérdida óhmica, mayor sobrecarga de los transformadores, etc.

Como se ha comentado anteriormente, la simulación resulta en la potencia inyectada por la planta solar cada hora durante un año. La aplicación directa de estos datos resultaría en un modelaje altamente complejo, laborioso y poco eficiente. En este caso, se ha propuesto una simplificación basada en calcular la curva media de potencia que resulta en cada mes, de tal manera que se aplicará la misma curva a cada uno de los días que comprenden ese mes. La figura de debajo representa las curvas de generación diaria para los meses de julio y diciembre, que son donde más y menos se produce, respectivamente.



**Figura 4.2:** Curva media de generación solar con climatología de 1990 para julio y diciembre [Fuente: JCMV adaptado de PVsyst]

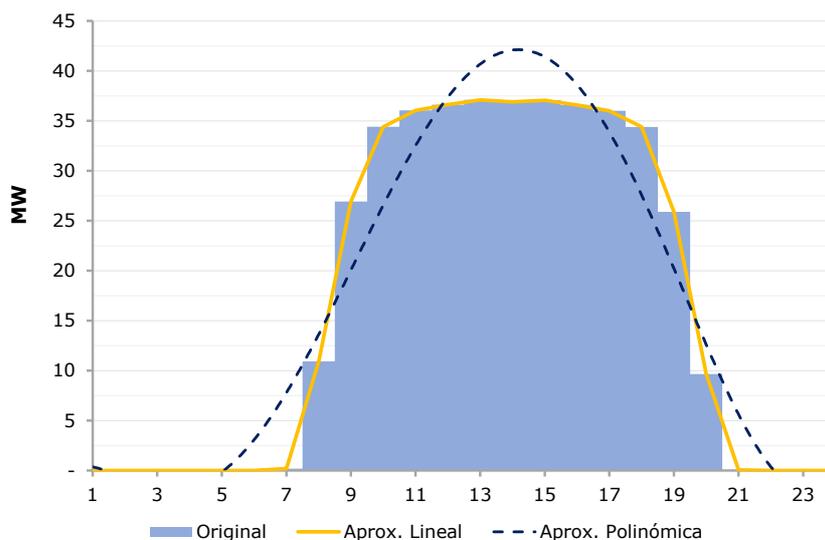
La diferencia entre un día medio en el mes de julio y diciembre es bastante significativa. La energía sobrante en el mes de julio puede ser potencialmente almacenada en baterías.

Todas las curvas de generación media están incluidas en el Anejo C, incluidas las de julio y diciembre.

### Aproximación de la potencia generada

A pesar de la exhaustiva información que presenta la simulación, la energía que genera la planta solar viene determinada horariamente estando representada únicamente por 24 puntos, de los cuales en algunos casos la mayoría toman el valor nulo (i.e. horas sin irradiación).

Esto conlleva que el algoritmo que determina la potencia consumida de la planta de hidrógeno sea poco sensible y, por lo tanto, pueda llevar a equivocación. Por ejemplo, puede resultar que para plantas de hidrógeno con distintas potencias instaladas se consuma la misma energía, cuando, en la realidad, no es así.



**Figura 4.3:** Aproximación de la curva de generación para el mes de julio [Fuente: JCMV adaptado de PVsyst]

La imagen de arriba representa la potencia generada cada hora en el mes de julio según los datos obtenidos de la simulación junto dos aproximaciones para estudiar el comportamiento en los momentos en los que la simulación no resuelve.

- ▶ En primer lugar, una interpolación lineal punto a punto (en amarillo continuo) se ajusta lo suficientemente bien a los resultados que devuelve la simulación. Además, representa fielmente el crecimiento continuo de la energía generada por el panel.
- ▶ En segundo lugar, una aproximación polinómica (en azul oscuro discontinuo) de sexto orden. En contraposición, la aproximación polinómica devuelve peores resultados que la interpolación lineal. Principalmente, el pico de la curva sobrepasa la potencia instalada de la planta solar y, por ende, esta situación sería irreal.

De esta manera, se cree conveniente que la curva de potencias que represente la potencia generada por la planta solar sea aproximada linealmente. Además, dado que dicha aproximación se debe llevar a cabo para cada mes y su uso se empleará para cada una de las potencias de hidrógeno que se incluyan en el estudio, se cree conveniente que el paso no deba ser muy pequeño lo que supondría un mayor volumen de datos y mayor tiempo de ejecución. Por ello, se ha fijado que el paso sea cada 10 minutos, lo que resulta en una representación de 144 puntos por curva, frente a los 24 que había previamente.

#### 4.1.2. Determinación de la planta de hidrógeno

Como se ha anticipado, el proceso de diseño de la planta de hidrógeno está enfocado a minimizar los costes marginales asociados a la producción de hidrógeno.

Dado que obtener una función continua de los costes marginales es muy complejo, se ha optado por una discretización del problema en el que se evaluarán los costes marginales



para un rango de potencias instaladas. Concretamente, el modelo permite hasta un máximo de 100 muestras de potencias dependiendo del paso y del valor inicial a partir del cual se quiera estudiar. No obstante, el límite máximo de potencia instalada se ha establecido para igualar la potencia instalada de la planta solar referenciada a potencia alterna.

Con el fin de obtener los costes marginales para cada potencia incluida en el rango, el proceso se ha dividido en los siguientes pasos:

- ▶ Hidrógeno producido sin baterías
- ▶ Costes de la planta de hidrógeno
- ▶ Diseño óptimo de la planta de hidrógeno

Los párrafos siguientes explican cada uno de estos pasos.

#### 4.1.2.1 Hidrógeno producido sin baterías

El hidrógeno producido por la planta sin contar con las baterías emplea únicamente la energía producida por la planta solar fotovoltaica.

##### Energía consumida por la planta

La potencia que consume la planta de hidrógeno se ha determinado a partir de la información obtenida en cuanto a la simulación de generación solar añadida a la aproximación expuesta en la Sección 4.1.1.

Dado que en MS Excel® se trabaja con vectores y matrices, no es posible crear un algoritmo que permita el cálculo en base a tres variables al mismo tiempo. Por ello, el cálculo de la energía consumida por la planta de hidrógeno es más laboriosa.

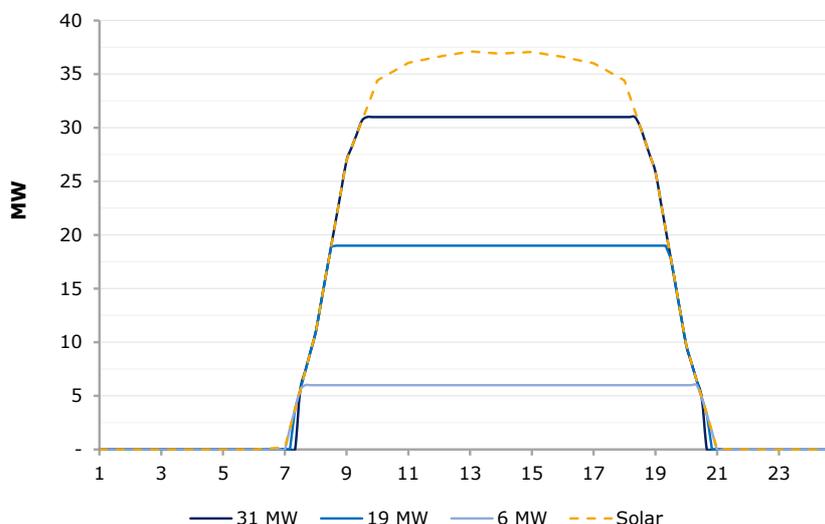
A pesar de lo anterior, se ha determinado la potencia consumida mes a mes para cada una de las potencias incluidas en el rango. Para llevar a cabo esta tarea, hay que tener en cuenta la potencia mínima y máxima a la que la planta puede operar. Aunque estos valores están incluidos en el Capítulo 3, la tabla que se muestra a continuación resume dichos valores.

**Tabla 4.3:** Rango de operación de la planta

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia mínima ( $P_{\min}$ )	%	15
Potencia máxima ( $P_{\max}$ )	%	100



Por lo tanto, la potencia y, por consiguiente, la energía consumida varía no-linealmente en función de la capacidad de la planta. La figura que se muestra a continuación representa las curvas de potencia consumida para distintas potencias en el mes de julio:

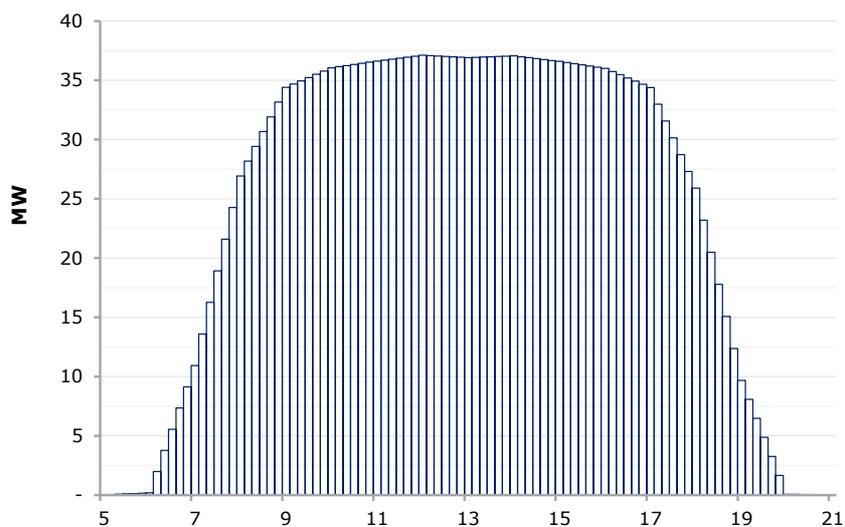


**Figura 4.4:** Curvas de potencia consumida para distintas capacidades de planta

En primer lugar, como es lógico, la potencia máxima que puede llegar a consumir la planta de hidrógeno viene establecida por el 100% de su potencia nominal en este caso. De esta manera, habrá distintos perfiles de energía consumida dependiendo de cada planta. Para plantas con baja potencia instalada, la proporción de energía consumida es pequeña en comparación con la total generada, por lo que su aprovechamiento no es eficiente. Por otro lado, cuando la potencia de la planta es elevada, la cantidad de energía consumida es significativamente superior. No obstante, estas situaciones se dan escasos meses al año ya que, por ejemplo, para el mes de diciembre, una planta con potencia muy elevada está sobredimensionada al sobrepasar holgadamente la potencia máxima que es capaz de generar la solar, tal y como se muestra en la Figura 4.2.

En segundo lugar, la potencia mínima a partir de la cual la planta comienza a producir hidrógeno influye mínimamente en la energía total consumida. Sin embargo, la energía no consumida en la base de la curva se puede utilizar para alimentar las baterías, pudiendo aprovechar al máximo la energía generada por la solar.

Hasta el momento, los valores y las curvas obtenidas están en términos de potencia en vez de energía. El cálculo de la energía es, sencillamente, el área bajo las curvas representadas. Dado que se ha creído conveniente que un paso de 10 minutos es lo suficientemente pequeño para representar fielmente la evolución de la producción solar, el cálculo de la energía se aproximará por la suma de las áreas debajo de los rectángulos obtenidos.



**Figura 4.5:** Aproximación para el cálculo de la energía producida por la planta solar en julio

De la figura de arriba se observa que esta aproximación se ciñe adecuadamente a la realidad, pudiéndose tomar por válida. Aplicando esta metodología a cada uno de los meses que están bajo el análisis, se concluye que la energía que la planta solar genera anualmente de media resulta en 97.468,7 MWh.

De la misma manera se puede enfocar la energía consumida por cada una de las potencias incluidas en el rango de estudio.

### Hidrógeno producido por la planta

El cálculo de los costes marginales tiene en cuenta los costes incurridos por la planta de hidrógeno y el hidrógeno generado por cada planta anualmente.

Como se anticipó en el Capítulo 2, a partir de la reacción química que se lleva a cabo en el electrolizador se puede determinar la relación  $f_x$  entre energía aplicada e hidrógeno producido. La tabla de debajo vuelve a resumir estos parámetros:

**Tabla 4.4:** Relación entre energía consumida y caudal másico y volumétrico

Energía (kWh)	Caudal másico (kg)	Caudal volum. (Nm <sup>3</sup> )
1	0,03	0,33

Además, hay que aplicar el factor de rendimiento electrolítico  $\eta_e$  que, tal y como se introdujo en el Capítulo 3, es de 73,6% de media. De esta manera, la masa de hidrógeno generado se puede calcular como:

$$M_{H_2} = E_c \cdot f_m \cdot \eta_e$$



Este proceso es análogo en el caso de que se quisiera obtener el volumen generado en vez de la masa.

#### 4.1.2.2 Costes de la planta de hidrógeno

Otro parámetro de entrada fundamental para determinar la potencia instalada de la planta son los costes incurridos por esta.

En el Capítulo 3 se introdujeron los valores de CAPEX y OPEX por MW instalado para distintas potencias instaladas en los años 2017 y 2025. Para determinar los costes incurridos por la planta en años distintos a los establecidos, se propone las siguientes alternativas:

- ▶ Para los años comprendidos entre 2017 y 2025, se aplicará interpolación lineal para determinar los costes unitarios referenciados a esos años para las potencias que se incluyen.
- ▶ Para años más allá de 2025, se propone:
  - En primer lugar, la actualización de dichos valores ya que se considerarían obsoletos teniendo en cuenta que la investigación y el desarrollo en estas tecnologías hará decrecer notablemente el precio.
  - En segundo lugar, y como caso excepcional, una extrapolación lineal para determinar dichos costes de la misma manera que el primer apartado.

De esta manera, se muestran las aproximaciones tomadas para determinar los parámetros de CAPEX, OPEX, y CAPEX de reemplazo. Además, se ilustrará la lógica usando como referencia el año 2022.

#### CAPEX

Los costes de capital incurridos por la planta de hidrógeno ya se incluyeron previamente, pero se muestran de nuevo en la tabla de debajo:

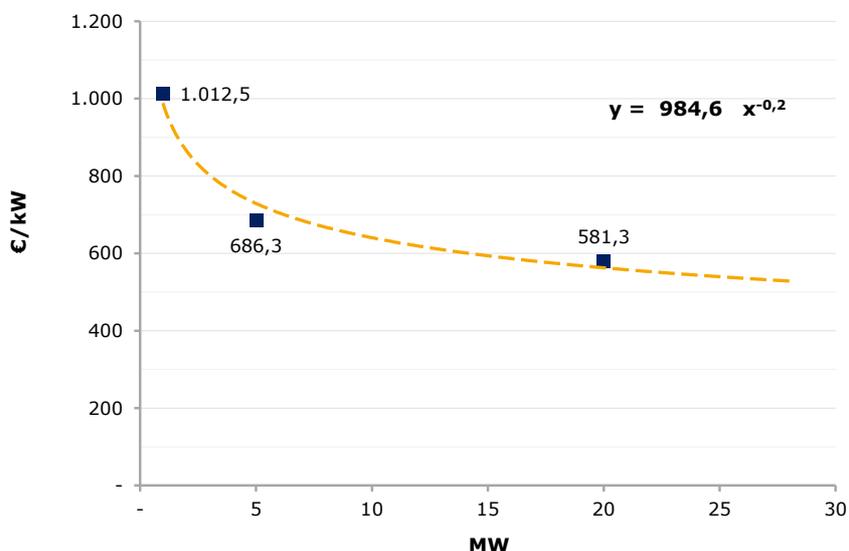
**Tabla 4.5:** CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022 [Fuente: JCMV adaptado de [15]]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025	2022
1	€/kW	1.200,0	900,0	1.012,5
5	€/kW	830,0	600,0	686,3
20	€/kW	750,0	480,0	581,3

Tras la interpolación lineal, los valores resultantes se incluyen en la última columna de la tabla. Para aproximar dichos puntos mediante una recta y así estimar los costes de capital



inicial unitario para cada potencia que se estudie se ha decidido utilizar la aproximación por mínimos cuadrados. De tal manera, la figura de debajo muestra los puntos y la curva que resulta de la aproximación:



**Figura 4.6:** Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios

Tras la figura de arriba, se destaca la fuerte tendencia no lineal de los costes unitarios en función de la potencia instalada de la planta de hidrógeno. Se observa cómo el decrecimiento de dichos costes es más fuerte para bajas potencias mientras que para potencias más elevadas se aprecia menos.

Para determinar el CAPEX inicial total de la planta, sencillamente hay que multiplicar el resultado unitario obtenido por la potencia bajo estudio.

## OPEX

Los costes de operación incurridos por la planta de hidrógeno ya se incluyeron previamente. Estos costes anuales se representan como un porcentaje del coste de capital inicial.

**Tabla 4.6:** OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022 [Fuente: JCMV adaptado de [15]]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025	2022
1	% CAPEX	4,0	4,0	4,0
5	% CAPEX	3,0	3,0	3,0
20	% CAPEX	2,0	2,0	2,0



Al no haber variación entre el año 2017 y el 2025, el esperado se considera idéntico para el año 2022 sin contar con la inflación. De la misma manera que para el coste de capital inicial, la figura de debajo muestra la aproximación tomada mediante mínimos cuadrados:

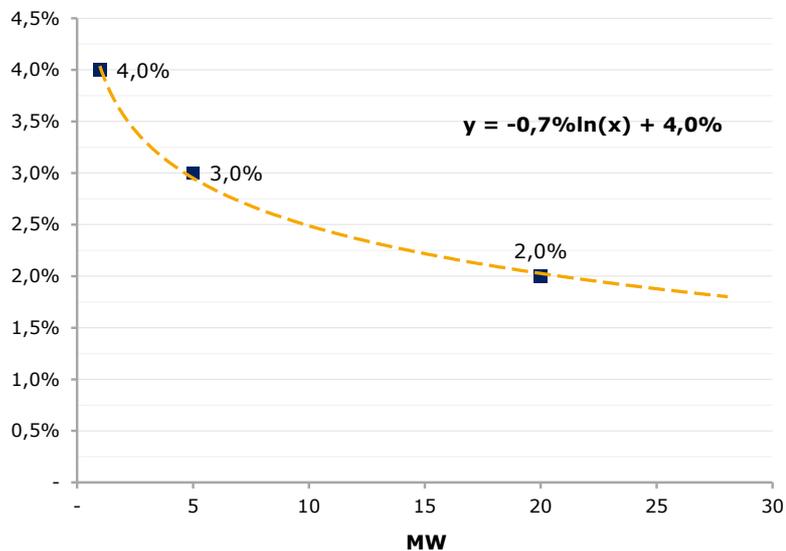


Figura 4.7: Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios

En este caso se observa como la aproximación logarítmica es la más adecuada para estimar el coste de operación.

La determinación del coste de operación de la planta anualmente es, sencillamente, el multiplicar el porcentaje obtenido por el coste de capital.

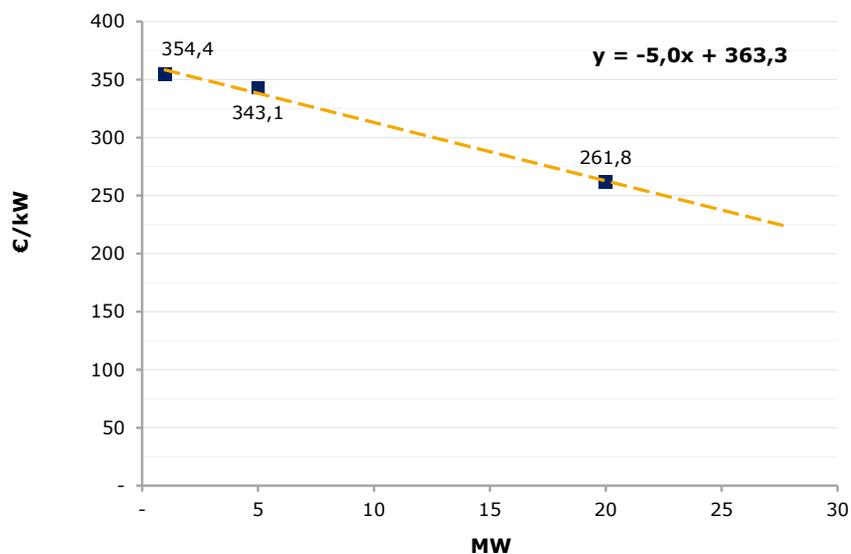
### CAPEX reemplazo

El coste de capital de reemplazo se ha introducido, pero no se ha incluido en el modelo ya que no se ha considerado que haya reemplazos de ningún tipo. No obstante, se puede incluir en futuras iteraciones. De la misma manera, la tabla de debajo muestra el CAPEX de reemplazo incluido previamente:

Tabla 4.7: CAPEX de reemplazo de la planta de hidrógeno en 2017, 2025, y 2022 [Fuente: JCMV adaptado de [15]]

Potencia (MW)	Unidad	2017	2025	2022
1	€/kW	420,0	315,0	354,4
5	€/kW	415,0	300,0	343,1
20	€/kW	338,0	216,0	261,8

Similarmente a los casos anteriores, los CAPEX de reemplazo se pueden determinar con la curva que se muestra a continuación:



**Figura 4.8:** Curva estimada de los CAPEX iniciales unitarios

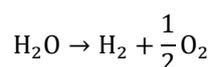
Para este parámetro, se ha determinado que la mejor estimación se obtenía mediante una recta.

### Coste del agua utilizada

Por último, el coste del agua utilizada es un factor que hay que incluir en la optimización de la planta de hidrógeno. No obstante, este factor no es tan determinante como los presentados previamente e, incluso, se puede llegar considerar como parte del OPEX. El precio del agua se ha determinado en base a lo siguiente:

- ▶ Se ha tomado como referencia el precio variable establecido por la Junta de Andalucía y resultante en 1,0547 €/m<sup>3</sup> de agua empleada en usos comerciales e industriales.<sup>12</sup>
- ▶ La cuota de servicio no se ha incluido ya que se considera despreciable frente al coste variable que incurre una planta de hidrógeno.

Además, para determinar el coste proveniente del uso de agua es necesario conocer el volumen que se necesita para la electrólisis. Esto se obtiene mediante la relación estequiométrica de la electrólisis del agua:



Se observa que los moles producidos de agua son los mismos que los del hidrógeno. Por lo tanto, la relación de agua consumida por hidrógeno generado se obtiene directamente

<sup>12</sup> Boletín Oficial de la Junta de Andalucía Número 21, "3. Otras disposiciones", enero de 2018; Disponible en: <https://www.juntadeandalucia.es/boja/2018/21/13>



de la relación entre masas moleculares. La tabla de debajo muestra las masas de las moléculas que intervienen en la electrólisis:

**Tabla 4.8:** Masas de las moléculas intervinientes en la electrólisis

Molécula	Unidad	Valor
Agua (H <sub>2</sub> O)	g/mol	18
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	g/mol	16
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	g/mol	2

Por lo tanto, la relación entre masas es tal que la masa generada de agua es nueve veces mayor a la de hidrógeno.

#### 4.1.2.3 Diseño óptimo de la planta de hidrógeno

Como se mencionó a principios de la Sección 4.1, el criterio de diseño de la planta de hidrógeno se basa en la minimización de los costes marginales del conjunto de la planta solar y de hidrógeno. No obstante, se asume que los costes incurridos de la inversión y operación de la planta solar no dependen de la producción de hidrógeno y, por consiguiente, su efecto en los costes marginales es inexistente. No sería cierto en el caso de que se estuviera diseñando la planta solar y de hidrógeno al mismo tiempo.

Además, como previamente mencionado, en el estudio técnico se han omitido factores de degradación de la planta solar y de hidrógeno, tasas de descuento, tasas de inflación, etc.

Por lo tanto, para determinar los costes marginales de la planta de hidrógeno se ha considerado como parámetros de entrada:

- ▶ La energía consumida por la planta de hidrógeno en función de la potencia instalada de la planta y la energía generada por la planta solar. De esta manera, se determina el hidrógeno total producido anualmente por la planta.
- ▶ Los costes de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) de la planta de hidrógeno sin incluir los costes de reemplazo. Como no se incluyen factores de degradación, se considera que no es necesario reemplazar ningún componente de la planta. Aunque esta aproximación no es cierta en la realidad, para el estudio técnico se considera aceptable.
- ▶ El agua consumida por la planta de hidrógeno y el coste que esto supone.

Para tener en cuenta la vida útil de la planta, se ha propuesto calcular los costes marginales referenciados a esta duración. Este aspecto es de relevancia para el hidrógeno producido, los OPEX, y el gasto en agua.



Además, como se ha mencionado previamente, el cálculo de la energía consumida por la planta de hidrógeno mediante una fórmula teórica es laborioso y requiere ecuaciones complejas. Además, dado que el modelo opera en MS Excel®, el uso de variables continuas no es posible. Por lo tanto, se discretizan las variables y se opera con los resultados obtenidos para dichas variables discretas.

Por consiguiente, la ecuación incluida al inicio de la Sección 4.1 se puede aproximar como:

$$\min \frac{d(I + O)}{dH_2} \approx \min \frac{(I + O)_i - (I + O)_{i-1}}{H_{2i} - H_{2i-1}}$$

donde  $i$  representa la potencia de la planta que se estudia.

La selección de la planta óptima será, consecuentemente, la que menor coste marginal resulta considerando todos los parámetros incluidos en esta sección.

### 4.1.3. Diseño de las baterías

El estudio técnico de las baterías se basa en los mismos principios que se usan en el diseño de la planta de hidrógeno, es decir, minimizando los costes marginales de las baterías. Este es un proceso *ex post*, siendo necesario calcularse la potencia instalada de la planta de hidrógeno inicialmente. Además, mientras que la energía de la planta solar se puede desviar a la planta de hidrógeno y baterías cuando la potencia entregada sea mayor a la consumida por la de hidrógeno, la energía entregada por las baterías se asumirá que se entrega cuando la planta solar no produzca energía, es decir, por la noche.

De la misma manera, se procede a una discretización de las potencias de las baterías de tal manera que sean proporcionales a la potencia de la planta de hidrógeno. Dado que se conocen los límites mínimo y máximo a los que la planta puede operar, se ha optado por establecer un rango de porcentajes de 20 valores como máximo para dicho estudio. Esta metodología supone dos ventajas principalmente:

- ▶ Se consigue determinar potencias del conjunto de las baterías (en particular, el conjunto de inversores) en función de la potencia de la planta de hidrógeno de una manera automatizada.
- ▶ Estudiar un conjunto de baterías es particularmente importante cuando la energía excedente es muy significativa, de tal manera que se pueda aprovechar al máximo durante el mayor tiempo. En el caso contrario, cuando la energía excedente es reducida, un conjunto de baterías de baja potencia permite aprovechar la misma energía que una de mayor potencia y, al mismo tiempo, reduce el coste de adquisición y operación de los inversores.



Además, en el caso de las baterías es necesario considerar el coste actual de los componentes para obtener un estudio que se asemeje a la realidad. Esto es particularmente importante en las baterías electroquímicas cuyo coste decrecerá notablemente en los próximos años.

Una vez señalado lo anterior, en el estudio de las baterías es necesario conocer la cantidad de hidrógeno producido por la planta de hidrógeno considerando únicamente la energía entregada por las baterías, y los costes incurridos por las baterías. Con este fin, el proceso se ha dividido en los siguientes pasos

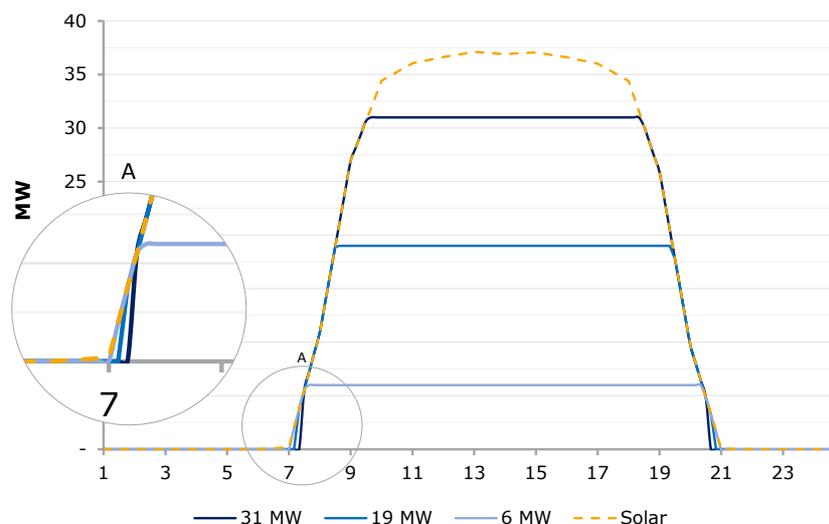
- ▶ Energía solar excedentaria
- ▶ Hidrógeno producido con baterías
- ▶ Costes de las baterías
- ▶ Diseño óptimo de las baterías

#### **4.1.3.1 Energía solar excedentaria**

La energía solar excedente se define como la energía que no ha sido consumida por la planta de hidrógeno y, en consecuencia, es potencialmente almacenable en baterías para su posterior uso en la alimentación de la planta de hidrógeno.

Mientras que se podría usar el mismo planteamiento que para el caso de la planta de hidrógeno, es decir, evaluar la potencia que consume la batería en cada instante y considerando la potencia que se desvía a la planta de hidrógeno, se opta por una solución más sencilla. Dado que previamente se ha tenido que calcular la energía generada por la planta solar y la consumida para la planta de hidrógeno, tal y como se especifica en la Sección 4.1.2.1, es posible abstraer el excedente de energía para cada mes.

Este método permite considerar la energía no consumida a causa de que la potencia de la planta solar no es lo suficientemente elevada para accionar la planta de hidrógeno. El detalle de esas situaciones se muestra la Figura 4.9. Por otro lado, además, se considera la energía no consumida por no tener la planta suficiente capacidad para absorberla.



**Figura 4.9:** Detalle ilustrativo de la energía no consumida al ser la potencia generada inferior a la de la planta en el mes de julio

Tal y como se anticipó, la energía no consumida en la base de la curva será más notable en cuanto la potencia de la planta solar decrezca, es decir, en los meses de invierno, lo que hará que la potencia no consumida en ese caso por plantas de gran potencia sea la predominante.

Además, de esta manera se simplifica el modelo y no se considera las horas de carga de la batería que, en efecto, condicionará la cantidad de energía almacenada. Sin embargo, este factor si está contemplado para la cantidad de energía que sí que es capaz de entregar a la planta de hidrógeno.

#### 4.1.3.2 Hidrógeno producido con baterías

La energía almacenada en las baterías no se puede considerar directamente como la totalidad de la energía excedente, aún tras la aplicación de los rendimientos de carga de la batería. Esto se debe, principalmente, a que en determinados casos la energía excedente es tan significativa que en ningún caso se podrá consumir en su totalidad por la planta de hidrógeno durante el periodo nocturno.

#### Energía almacenada en las baterías

Para calcularse la energía que se almacena en las baterías es preciso determinar las horas en las que la planta solar no genera.

Aunque para el cálculo de la potencia de la planta solar se ha optado por una interpolación lineal con un paso de 10 minutos para tener una aproximación más fiable de generación, esto implica que la planta genera dos horas más al día, lo cual puede ser incorrecto. De este modo, se ha creído conveniente que para la determinación del número de horas donde



no se produce energía se use los datos horarios creados en la simulación. Por consiguiente, el número medio de horas donde la planta solar no produce se incluye en la Tabla 4.9.

**Tabla 4.9:** Número de horas donde no se produce energía y las necesarias para consumir todo el excedente de energía

Mes	Horas sin producir	Horas de consumo ideal a 6 MW	Horas de consumo teórico a 6 MW
Enero	15,0	15,1	15,0
Febrero	13,0	23,3	13,0
Marzo	12,0	32,4	12,0
Abril	11,0	40,4	11,0
Mayo	10,0	45,0	10,0
Junio	9,0	51,8	9,0
Julio	9,0	53,1	9,0
Agosto	11,0	47,5	11,0
Septiembre	11,0	36,0	11,0
Octubre	12,0	24,1	12,0
Noviembre	14,0	17,1	14,0
Diciembre	14,0	12,7	12,7

Además, se observa que, aunque en los meses de verano es donde más energía se genera, al mismo tiempo son donde el periodo de almacenamiento de la energía en las baterías es más pequeño. En la misma tabla se incluye el número de horas que una planta de 6 MW necesitaría para consumir la energía almacenada en las baterías si esta estuviera operando a su máxima potencia (100%). Se observa que, para la gran mayoría de los meses, este periodo de consumo excede el número de horas que la planta podría operar con las baterías. De esta manera, en la tabla se incluye el número de horas reales de energía almacenada con los que la batería podría operar si la planta de hidrógeno consumiera a la máxima potencia.

Por otro lado, se observa que la capacidad de almacenamiento en horas varía notablemente de un mes a otro. Sin embargo, la capacidad de las baterías se ha asumido que es estática y que no se puede instalar más capacidad cuando se necesite. Por lo tanto, para obtener una capacidad que considere a todos los meses en su conjunto, se ha optado por hacer una media ponderada con los días de cada mes. De tal manera, se fija una capacidad media diaria aplicable a todos los días del año. En el caso del ejemplo mostrado en la Tabla 4.9, la capacidad equivalente es de 11,6 horas. Consecuentemente, las horas de almacenamiento diario para cada mes considerando el límite diario y la capacidad establecida se muestra en la tabla de debajo.

**Tabla 4.10:** Ejemplo ilustrativo con la capacidad real de la batería

Mes	Horas de consumo real a 6 MW
Enero	11,6
Febrero	11,6
Marzo	11,6
Abril	11,0
Mayo	10,0
Junio	9,0
Julio	9,0
Agosto	11,0
Septiembre	11,0
Octubre	11,6
Noviembre	11,6
Diciembre	11,6

Aunque sólo está ilustrado para un ejemplo, el modelo considera todas estas restricciones para cualquier rango de potencias de la batería.

Por último, es necesario tener en cuenta los rendimientos  $\eta_b$  de la batería en su recarga. Se ha asumido que sólo se aplicarán rendimientos cuando las horas de consumo real sean inferiores a las horas que idealmente la planta necesitaría para consumir toda la potencia. En caso contrario, habrá suficiente energía para cumplir con la capacidad de la planta.

### Hidrógeno producido con baterías

La energía almacenada en las baterías se entrega exclusivamente a la planta para producir hidrógeno. Por lo tanto, el proceso de transformación de energía a hidrógeno se considera prácticamente idéntico al de la Sección 4.1.2.1 con la excepción de que hay que aplicar los rendimientos del conjunto de la batería. De esta manera, la fórmula a utilizar en este caso se traduce en:

$$M_{H_2} = E_a \cdot f_m \cdot \eta_e \cdot \eta_b$$

#### 4.1.3.3 Costes de las baterías

El cálculo de los costes de la batería es más directo que en el caso de la planta de hidrógeno ya que los costes unitarios no varían en función de la potencia o capacidad de la batería. Por lo contrario, el modelo no incluye de manera automatizada la variación del coste



unitario en los próximos años. La actualización de estos valores es muy relevante en el caso de las baterías ya que sus costes, especialmente los del ion-litio decrecerán notablemente.

Para el cálculo de los costes asociados a las baterías se consideran los siguientes aspectos:

- ▶ Los costes unitarios de las baterías, que se han presentado en el Capítulo 3, determinan el CAPEX inicial. Estos cuentan de manera desagregada con:
  - El coste unitario del ion-litio por MWh, o equivalente, de capacidad.
  - El coste unitario del inversor por MW, o equivalente, necesario para transformar la energía de corriente continua a alterna, aunque se considera que es bidireccional.
  - El coste unitario del transformador por MW, o equivalente, para el uso de las baterías en aplicaciones industriales.
  - Los gastos generales de mano de obra, como porcentaje de los costes totales de los elementos listados arriba.
  - Los gastos generales del desarrollador, como porcentaje de los gastos de mano de obra.
  - Por último, los beneficios que se esperan que obtenga la mano de obra y el desarrollador como porcentaje de estos gastos.
- ▶ Para la determinación de estos es preciso conocer de antemano la potencia y la capacidad de las baterías. Como se ha explicado al inicio de la Sección 4.1.3, el estudio de las baterías se modela para un rango de porcentajes referenciadas a la potencia de la planta de hidrógeno. La capacidad de las baterías se calcula como el producto de dicha potencia con la capacidad en horas de la batería que se ha presentado en la Sección 4.1.3.2.
- ▶ El OPEX de las baterías se ha asumido que es un 1% del CAPEX inicial dado el limitado mantenimiento y costes de operación que ello supone.
- ▶ Los costes de reemplazo, CAPEX de reemplazo, se consideran que son idénticos a los costes del ion-litio. No obstante, este precio debe ser actualizado al año en el que se va a hacer el reemplazo.
- ▶ Por último, el coste del agua empleado para producir hidrógeno se calcula de la misma manera que en la Sección 4.1.2.2.

#### **4.1.3.4      Diseño óptimo de las baterías**

De la misma manera que con la planta de hidrógeno, el criterio de diseño de las baterías se basa en una minimización de los costes marginales. Además, para obtener una visión holística del conjunto de las plantas y batería se ha considerado que dicha minimización



contará con el coste y producción de la planta de hidrógeno y baterías conjuntamente. Esto no supone ningún efecto en el método ya que, al estar previamente determinados la producción y costes de la planta de hidrógeno, los costes marginales (derivada) lo desprecian.

De la misma manera, se han omitido factores de degradación de la planta solar, de hidrógeno y de la batería, tasas de descuento, tasas de inflación, etc.

Por consiguiente, para determinar los costes marginales de la planta de hidrógeno se ha considerado como parámetros de entrada:

- ▶ La energía almacenada en la batería en función del rango de potencias referenciadas a la planta de hidrógeno. De esta manera se puede determinar el hidrógeno producido anualmente por la planta usando esta energía.
- ▶ Los costes de capital (CAPEX) y operación (OPEX) de las baterías sin incluir los de reemplazo. De la misma manera que con la de hidrógeno, al no contar con factores de degradación, no es necesario reemplazar ningún componente. Además, es necesario conocer los costes relativos al consumo de agua.
- ▶ El hidrógeno producido y costes de la planta de hidrógeno sin contar con las baterías, que se sumarán a los elementos listados arriba. Esto sólo permite comparar los costes marginales obtenidos con el caso base, es decir, cuando no se instala baterías. No obstante, dado que son invariantes con la potencia de la batería, estos no tendrán ningún otro tipo de impacto.

Además, estos elementos se consideran a lo largo de la vida útil de la planta de hidrógeno y no de las baterías.

El proceso de minimización de los costes marginales se discretiza de igual manera que con la planta de hidrógeno. Por consiguiente, la fórmula a emplear se determina como:

$$\min \frac{(I_T + O_T)_i - (I_T + O_T)_{i-1}}{H_{2T_i} - H_{2T_{i-1}}}$$

donde se incluyen la producción y coste totales de la planta de hidrógeno y baterías exclusivamente, sin incluir los costes de la planta solar, que no influye en los costes marginales.

La selección de la potencia y capacidad de las baterías está determinada por el menor coste marginal del conjunto considerando todos los parámetros y suposiciones incluidos en esta sección.



## 4.2. Estudio económico

El estudio económico está orientado a evaluar la viabilidad económica del proyecto. En este caso es necesario considerar la planta solar, de hidrógeno y las baterías. Con este fin, esta sección se ha desagregado en las siguientes subsecciones:

- ▶ Definición del modelo
- ▶ Parámetros del estudio económico

### 4.2.1. Definición del modelo

El estudio económico se puede enfocar desde diversas perspectivas. El más común es determinar el valor neto presente resultante de la inversión y operación de la planta de hidrógeno y baterías, y de la producción de hidrógeno consecuencia de la operación de la planta.

Típicamente, los proyectos que se llevan a cabo para las distintas tecnologías que participan directamente en el mercado eléctrico cuentan con precio de la electricidad regulado y aprobado a partir del cual se desarrolla el modelo económico. No obstante, esta situación no es representativa para el caso del hidrógeno ya que no existe un mercado regulado por autoridades competentes que permitan fijar un precio, o una curva de precios futura.

Para el estudio que se lleva a cabo, este hecho dificulta notablemente la determinación de la rentabilidad del proyecto. Por consiguiente, es preciso determinar una alternativa que permita valorar la viabilidad del proyecto. De esta manera, se propone que el modelo económico se enfoque en calcular el precio mínimo de venta del hidrógeno a partir del cual el proyecto comienza a ser rentable para la producción de hidrógeno esperada. Esto se modelará mediante flujos de caja considerando la producción y costes incurridos en el proyecto.

El resultado de la aplicación de este modelo es un precio que se traduce en el coste normalizado del hidrógeno para este proyecto considerando costes de inversión, operación, impuestos, etc.

Mientras el criterio de minimización de costes marginales de la planta equivale a optimizar los recursos y, por consiguiente, determinar la potencia adecuada de la planta, el criterio de minimización de los costes unitarios no equivale a la optimización de recursos. De esta manera, aunque haya un precio del hidrógeno (o un coste normalizado del hidrógeno) inferior para una potencia superior, esa potencia no es óptima. Por consiguiente, este criterio no debe ser utilizado para el diseño de la planta.



## 4.2.2. Parámetros del estudio económico

La determinación del precio del hidrógeno implica un análisis más detallado de los costes incurridos por la planta en su conjunto. Además, es necesario considerar elementos generales que son indispensables para determinar los correctos flujos de cajas. Destacan:

- ▶ Aspectos generales, constructivos, y económicos que determinan la rentabilidad del proyecto. Entre ellos se encuentran:
  - Año de referencia en el que se hace el estudio para el descuento del flujo de caja.
  - Tasa de descuento deseada para el proyecto.
  - Inflación aplicable al precio del hidrógeno, y costes de operación y reemplazo de las plantas. En los proyectos dedicados a la producción de energía eléctrica este parámetro no se suele considerar ya que el mercado eléctrico no está significativamente sujeto a periodos inflacionarios. Dado que no existe un mercado regulado, el precio del hidrógeno sí que está afectado por este parámetro.
  - Otros elementos como impuestos, intereses y capital circulante.
- ▶ La producción de hidrógeno de la planta en su conjunto, contando la energía proveniente de la planta solar y a que se ha almacenado en las baterías. Además, en este estudio se ha considerado los efectos de la degradación tanto de las baterías como de la planta. No obstante, no se ha establecido un límite de degradación máximo a partir del cual se deba reemplazar el componente. En el caso de las baterías, se ha optado por un reemplazo al fin de la vida útil de estas.
- ▶ Los costes de inversión y operación de la planta solar, de hidrógeno y las baterías, así como el consumo de agua necesario para producir hidrógeno. El coste de reemplazo se ha incluido en el caso de las baterías exclusivamente.

## Capítulo 5. Análisis de resultados

Este capítulo está orientada a la discusión de los resultados obtenidos de los estudios que se han definido en el Capítulo 4 sobre la prefactibilidad de la planta de hidrógeno adyacente a la planta solar.

Como se ha anticipado, este estudio está modelado en MS Excel® a través del denominado **Modelo Económico de la Planta de H2 + FV** cuyo manual está adjuntado en el Anejo B.

Este capítulo se ha dividido en diferentes subsecciones con el objetivo de incluir detalles sobre los parámetros económicos que se han utilizado y que no están expuestos en secciones anteriores y la información de entrada del estudio técnico. Finalmente, pretende presentar la discusión final de resultados. Con este fin, las subsecciones incluidas son:

- ▶ Parámetros de entrada del estudio económico
- ▶ Parámetros de entrada del estudio técnico
- ▶ Discusión de resultados

### 5.1. Parámetros de entrada del estudio económico

Los parámetros de entrada del estudio económico se mencionaron en la Sección 4.2.2 pero no se incluyeron detalles ni referencias al respecto. La tabla inferior muestra los parámetros con sus respectivos valores utilizados:

**Tabla 5.1:** Parámetros de entrada del estudio económico

Parámetro	Unidad	Valor
Año de referencia	Año	2022
Tiempo de puesta en marcha	Años	2
Tasa de descuento	%	10
Tasa de inflación	%	1,5
Impuesto	%	25
Periodo de cobro de factura (DSO)	Días	30
Periodo de pago de facturas (DPO)	Días	45
Tipo de cambio	USD/EUR	1,15

Estos parámetros se han seleccionado en base a las siguientes suposiciones:



- ▶ El año de referencia de la planta solar equivale al año en que comienza la construcción de la planta y a partir del cual se descuentan los flujos de caja. Se ha optado por seleccionar el año 2022 ya que representa una fecha razonable donde la economía se reactivará tras los efectos adversos del CoVid-19 [18].
- ▶ El tiempo de puesta en marcha no es un parámetro económico *per se*, pero influye en la producción de hidrógeno. Mientras se esté en el periodo de puesta en marcha, la planta producirá a un factor proporcional al año de puesta en marcha en el que se encuentre, de la misma manera los OPEX relacionados con la planta solar, de hidrógeno, y baterías. Para este estudio se ha tomado como criterio de diseño dos años.
- ▶ La tasa de descuento se ha fijado a un 10% que es muy cercana al WACC establecido por la CNMC para la distribución de electricidad, que es del 7%. Aunque esto no es distribución de energía, la prematuridad de esta tecnología dificulta la correcta selección de la tasa de descuento.
- ▶ La tasa de inflación se ha tomado como el 1,5% en base a la media calculado para los últimos años. Esta es una cifra estándar y comúnmente aceptada que permite evitar el uso de valores incorrectos dada la situación de inestabilidad económica en la que se encuentra la sociedad actual.
- ▶ El impuesto se ha tomado como cifra estándar el 25%. Además, este impuesto sólo se aplicará en el caso en el que el beneficio antes de impuestos sea positivo.
- ▶ El periodo medio de cobro de facturas (DSO, "Days Sales Outstanding") y el periodo medio de pago de facturas (DPO, "Days Payable Outstanding") se han tomado como 30 y 45 días, respectivamente.
- ▶ El tipo de cambio se ha escogido en base a un estudio realizado por Bankinter en el que asigna un tipo de cambio de 1,15 USD/EUR.<sup>13</sup> Este está usado para referenciar los costes del equipamiento a euros.

## 5.2. Parámetros de entrada del estudio técnico

Esta sección pretende incluir los parámetros de entrada del estudio técnico que han sido ya presentados en el Capítulo 3 y la Sección 4.1, pero particularizados para el estudio en cuestión. Se ha dividido en las siguientes subsecciones:

- ▶ Vectores de referencia usados en el estudio técnico

---

<sup>13</sup> Bankinter, "Previsión euro dólar para 2020 y 2021", julio de 2018; Disponible en: <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/8/26/prevision-euro-dolar>



► Costes usados en el estudio técnico

La potencia generada por la planta solar se ha especificado previamente en la Sección 4.1.1 y dado que es invariante, no se ha vuelto a incluir en este apartado.

### 5.2.1. Vectores de referencia usados en el estudio técnico

Los vectores de referencia son la principal herramienta del modelo. Como el estudio se ha discretizado dada la dificultad de crear un modelo continuo, estos vectores representan las potencias de la planta de hidrógeno y de las baterías.

- En el caso de la planta de hidrógeno, se ha optado por crear un vector que contemple las potencias de la planta de hidrógeno de manera creciente según la unidad. El límite se establece en la potencia máxima de la planta solar en corriente alterna, es decir, 39 MW. No obstante, este valor podría llegar a ser inferior dado que en la realidad la planta solar no alcanza esos niveles de potencia generada.
- Las baterías se han dimensionado según un vector de porcentajes de la planta solar de rango la potencia mínima (15%) hasta la máxima (100%). La distribución de porcentajes es lineal para los 20 valores del vector siguiendo un orden creciente. Adicionalmente, se incluye el caso en el que las baterías no se instalan (0%).

### 5.2.2. Costes usados en el estudio técnico

Los costes utilizados en el estudio técnico no se limitan únicamente a este, sino que son usados en el estudio económico también. No obstante, el fundamento del estudio técnico se basa en ellos.

#### Costes de la planta de hidrógeno

Los costes de capital unitario usados en el estudio técnico se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 5.2:** CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico

Potencia (MW)	Unidad	2022
1	€/kW	1.012,5
5	€/kW	686,3
20	€/kW	581,3

Los costes de operación unitario usados en el estudio técnico se muestran en la siguiente tabla:



**Tabla 5.3:** OPEX anual como porcentaje del CAPEX de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico

Potencia (MW)	Unidad	2022
1	% CAPEX	4,0
5	% CAPEX	3,0
20	% CAPEX	2,0

Como se ha mencionado en la Sección 4.2, no se contará con costes de reemplazo para este estudio en el caso de la planta de hidrógeno.

### Costes de la batería

Los costes unitarios de las baterías usadas en el estudio económico se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 5.4:** CAPEX inicial unitario de la batería usada en el estudio técnico

Componentes	Unidad	2018
Ion-Litio	€/kWh	181,7
Inversor	€/kW	60,9
Transformador	€/kW	9,7
Mano de obra	% Material	10,0
Desarrollador	% Mano de obra	3,0
Beneficios MdO y D	% MdO y D	5,0

Aunque están referenciadas al año 2018, y se recomienda su actualización, para el 2022 se seguirá usando este valor.

Además, el OPEX será del 1,0%.

### Costes de la planta solar

Los costes de la planta solar no afectan al resultado del estudio técnico al ser una planta solar previamente instalada. No obstante, eso no quiere decir que se le tenga considerar para otros aspectos, como el estudio económico. Con este fin, los costes de la planta solar se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 5.5:** Costes de la planta solar usados en el estudio técnico

Coste	Unidad	2022
CAPEX	€/W <sub>p</sub>	0,52
OPEX	€/MW <sub>p</sub> /año	8869,6



## Coste del agua

El coste del agua se extrae mediante el producto del precio del agua extraído del Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, tal y como se introdujo en la Sección 4.1.2.2, y el agua total consumida. Los parámetros relevantes a este respecto son:

**Tabla 5.6:** Parámetros relevantes para el cálculo del coste del agua

Coste	Unidad	2022
Precio	€/m <sup>3</sup>	1,0547
Relación H <sub>2</sub> O/ H <sub>2</sub>	g/g	9,0
Densidad del H <sub>2</sub> O	kg/dm <sup>3</sup>	1,0

## 5.3. Discusión de resultados

Esta sección pretende presentar los resultados obtenidos en el estudio de prefactibilidad de la planta. De esta manera, esta sección se ha dividido en base a los dos estudios previamente expuestos:

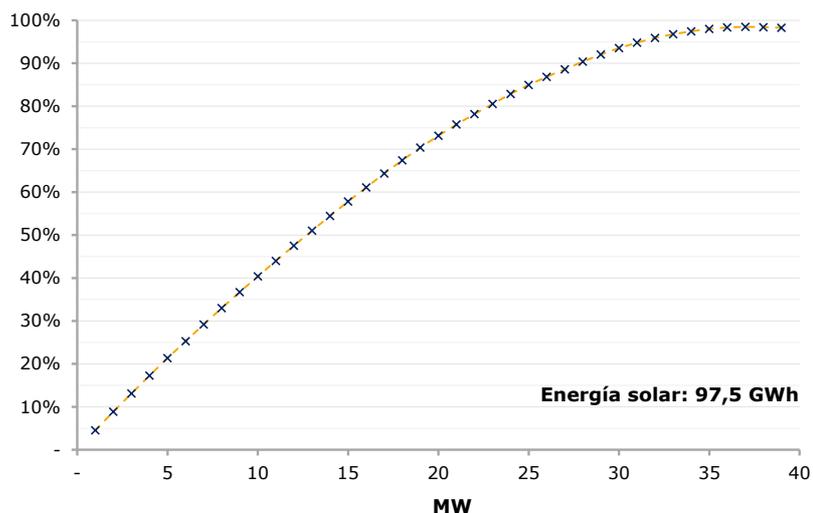
- ▶ Resultados del estudio técnico
- ▶ Resultado del estudio económico

### 5.3.1. Resultados del estudio técnico

El estudio técnico fija como principal objetivo la determinación de la planta de hidrógeno y de las baterías. Estos resultados son la principal información de entrada del estudio económico.

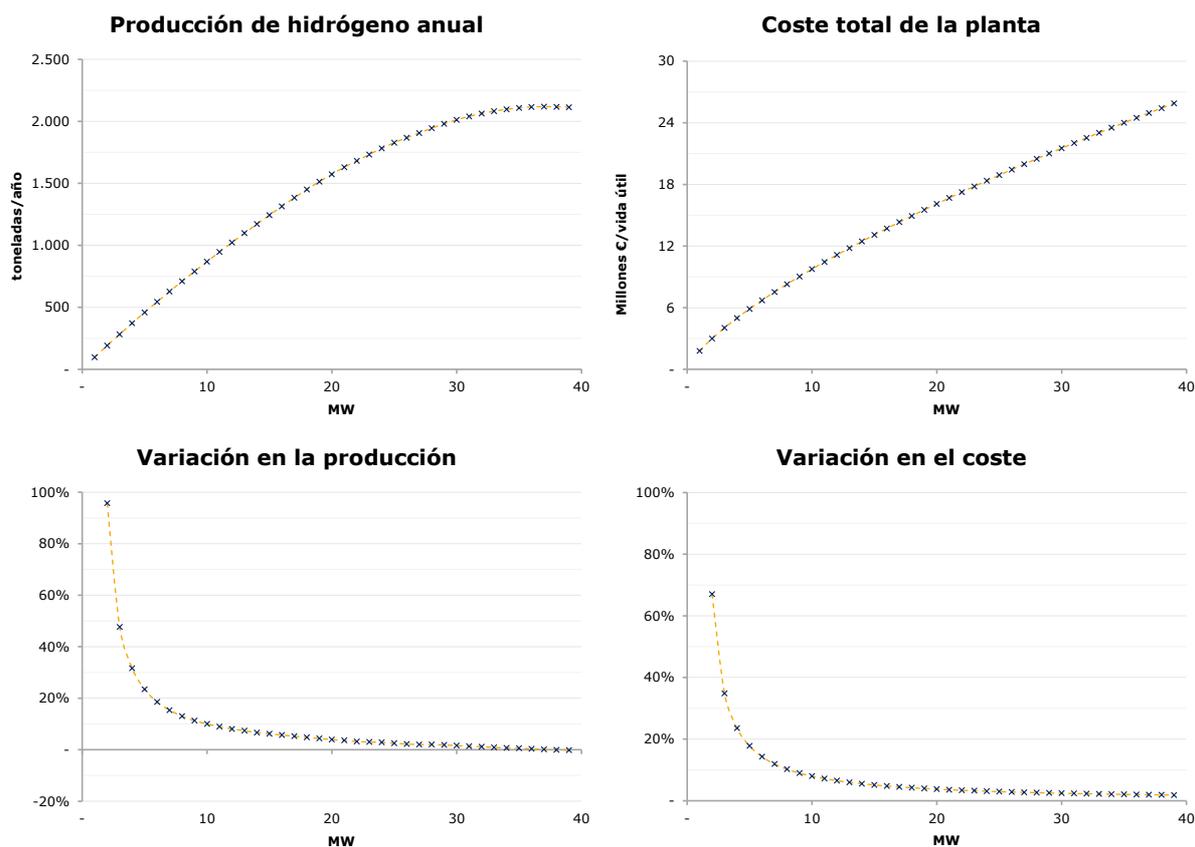
#### 5.3.1.1 Planta de hidrógeno óptima

En base al vector de referencia de las potencias de la planta de hidrógeno y la energía generada por la planta, es posible determinar la energía consumida anualmente por la planta de hidrógeno según se expuso en la Sección 4.1.2. La figura de debajo muestra el porcentaje de energía consumida anualmente para cada una de las plantas de referencia en base a la generación solar anual.



**Figura 5.1:** Energía consumida por las potencias de referencia de la planta como porcentaje de la energía solar generada anual

Una de las principales razones por las que el modelo se discretizó fue debido a la no linealidad de la energía consumida. No obstante, de la Figura 5.1 se extrae que, para plantas de potencias bajas donde el consumo es mucho menor a la total generada, el consumo tiene un comportamiento lineal. Si bien es cierto, esta linealidad se agota en cuanto el consumo se comienza a equiparar con la energía total consumida. Esto sucede en torno a los 21 MW de potencia instalada. El hidrógeno producido anualmente por la planta de hidrógeno se calcula en base a la energía consumida proveniente de la planta solar. Además, los costes del hidrógeno se obtienen del patrón establecido en secciones anteriores. Las figuras de debajo muestran las magnitudes y la variación en porcentaje de la producción de hidrógeno y coste de la planta en base a esa producción.

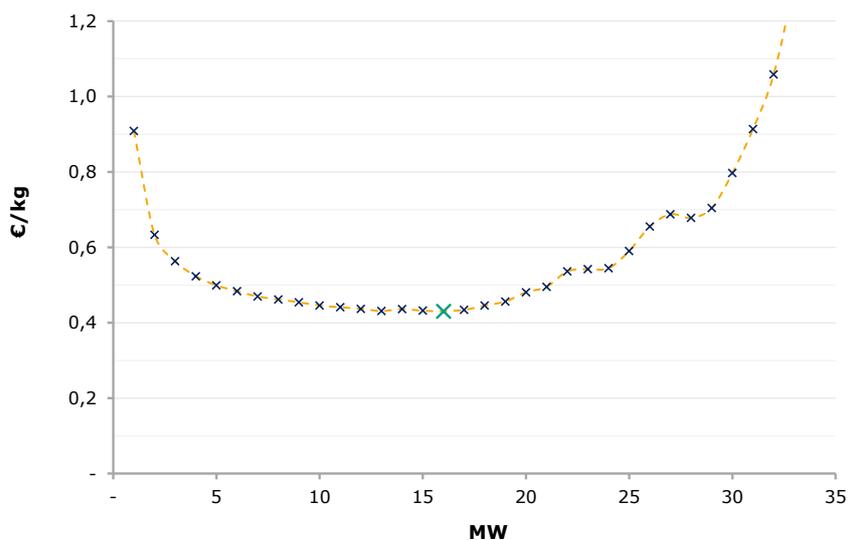


**Figura 5.2:** Producción de hidrógeno y costes a lo largo de la vida útil asociados al vector de potencia

La curva de costes totales asociada al vector de potencia de referencias tiene un comportamiento fuertemente lineal a medida que la potencia de la planta de hidrógeno aumenta. No sucede lo mismo cuando la potencia instalada es baja. Esto se debe a la no linealidad de los CAPEX unitarios iniciales y al predominio de los OPEX.

Las variaciones tanto de la producción también disminuyen a medida que aumenta la potencia de la planta de hidrógeno. Cabe destacar el incremento negativo para las plantas con potencia instalada de 38 MW y 39 MW. A estas potencias, la planta consume holgadamente la energía entregada por la planta solar cuando esta está en horas pico. No obstante, esta disminución se atribuye a la energía no consumida por no alcanzar el límite inferior de potencia de la planta de hidrógeno. Este detalle se ilustra mejor en la Figura 4.9.

Definida la producción anual, este valor se extrapola para obtener la producción total de la planta a lo largo de su vida. Junto con las variaciones en los costes, se puede establecer una curva discretizada de costes marginales. La curva que se muestra debajo incluye los costes de las potencias más relevantes ya que para otras potencias el coste marginal tiende a valores elevados fuera del rango de interés.



**Figura 5.3:** Costes marginales de la planta para el vector de potencia de referencia

La curva de la parte superior representa los costes marginales de la planta para potencias incluidas en el vector de referencias. La curva tiene forma de “bañera” para el rango situado entre 5 MW y 20 MW, donde se sitúa el óptimo, que para este caso sería para una planta de 16 MW.

Para los costes marginales asociados al rango inicial del vector de potencias de referencia, estos son elevados ya que la producción de hidrógeno no es todavía suficiente para combatir los altos costes de capital y operación. En cambio, los rangos finales destacan por lo contrario, bajos costes de capital y operación unitarios, pero la variación de producción es prácticamente nula. Aunque no se ha representado, para potencias mayores a 35 MW los costes marginales toman valores desorbitados.

Además, para las potencias situadas entre 20 MW y 30 MW destaca las distintas formas de la curva de costes marginales. Esto se debe a que, tras aproximar la curva de generación para tener un paso de 10 minutos, la potencia de la planta solar no consigue superar las potencias mínimas para la operación de la planta. Por ello, cuando la supera, se observa que la curva vuelve a decrecer creando mínimos locales.

La solución óptima para la situación presentada es una planta con una potencia instalada de 16 MW, que es donde se sitúa el mínimo absoluto. Dada la curva característica de los costes marginales, esta solución puede variar en función del año que se tome como referencia. Dadas las aproximaciones que se han tenido en cuenta, se debe mencionar que el rango de seguridad está entre los 13 MW y los 19 MW, que es donde los costes marginales son más similares. La tabla inferior representa los valores asociados a una planta de 16 MW.

**Tabla 5.7:** Aspectos relevantes de la planta de hidrógeno óptima

Planta	Unidad	Valor
Potencia	MW	16,0
Energía consumida	MWh	9,0
H <sub>2</sub> producido	Toneladas	1.315,0
CAPEX	Miles de €	9.386,2
OPEX (anual)	Miles de €	204,2
Coste marginal	€/kg de H <sub>2</sub>	0,43

Con el propósito de determinar una potencia para la planta más exacta, se ha disminuido el paso entre potencias en el vector de referencias desde la unidad hasta 0,3 MW. El modelo devuelve que la potencia óptima en este caso es de 13,6 MW, que está dentro del rango de seguridad previamente mencionado.

### 5.3.1.2 Sistema de baterías óptimo

El diseño de las baterías toma de partida la potencia óptima de la planta de hidrógeno, que en este caso se tomará como 16 MW.

El excedente de energía de la planta solar se puede determinar extrayendo a la energía solar total, la energía consumida por la planta de hidrógeno. Su curva estaría representada por la opuesta de la Figura 5.1, es decir, el restante hasta llegar al 100%.

Tras lo expuesto en la Sección 4.1.3.2, se puede determinar las capacidades medias de las baterías para el rango de vector de porcentajes de referencia. Estos valores se incluyen en la tabla de debajo:

**Tabla 5.8:** Porcentajes de referencia, potencias referenciadas a la planta óptima y capacidad media de las baterías

Porcentaje	Potencia (MW)	Capacidad (h)	Porcentaje	Potencia (MW)	Capacidad (h)
15%	2,4	10,2	60%	9,6	7,5
19%	3,1	9,7	64%	10,3	7,3
24%	3,8	9,4	69%	11,0	7,1
28%	4,5	9,2	73%	11,7	7,0
33%	5,3	8,9	78%	12,4	6,8
37%	6,0	8,5	82%	13,1	6,6
42%	6,7	8,3	87%	13,9	6,4
46%	7,4	8,1	91%	14,6	6,3

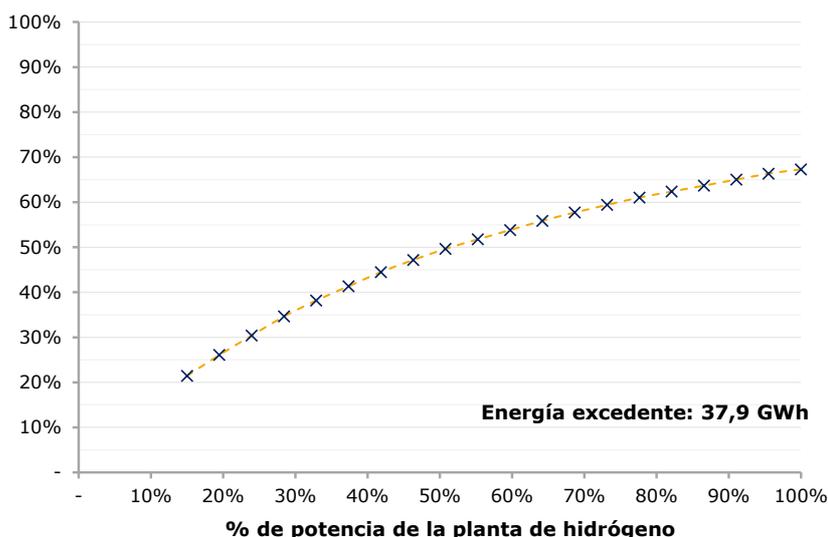


Porcentaje	Potencia (MW)	Capacidad (h)	Porcentaje	Potencia (MW)	Capacidad (h)
51%	8,1	7,9	96%	15,3	6,1
55%	8,8	7,7	100%	16,0	6,0

Se observa como las horas medias de capacidad de la batería decrecen a medida que la potencia de las baterías aumenta. Esto se debe principalmente a que la energía sobrante es limitada y, por consiguiente, la energía es consumida más rápido cuando la potencia de las baterías es más elevada.

Esta capacidad representa el límite superior de almacenamiento de las baterías, pero para ciertos meses donde la producción solar es muy limitada, las baterías pueden no llegar a esta capacidad.

La gráfica de debajo muestra la energía almacenada en las baterías como porcentaje de la energía restante total.



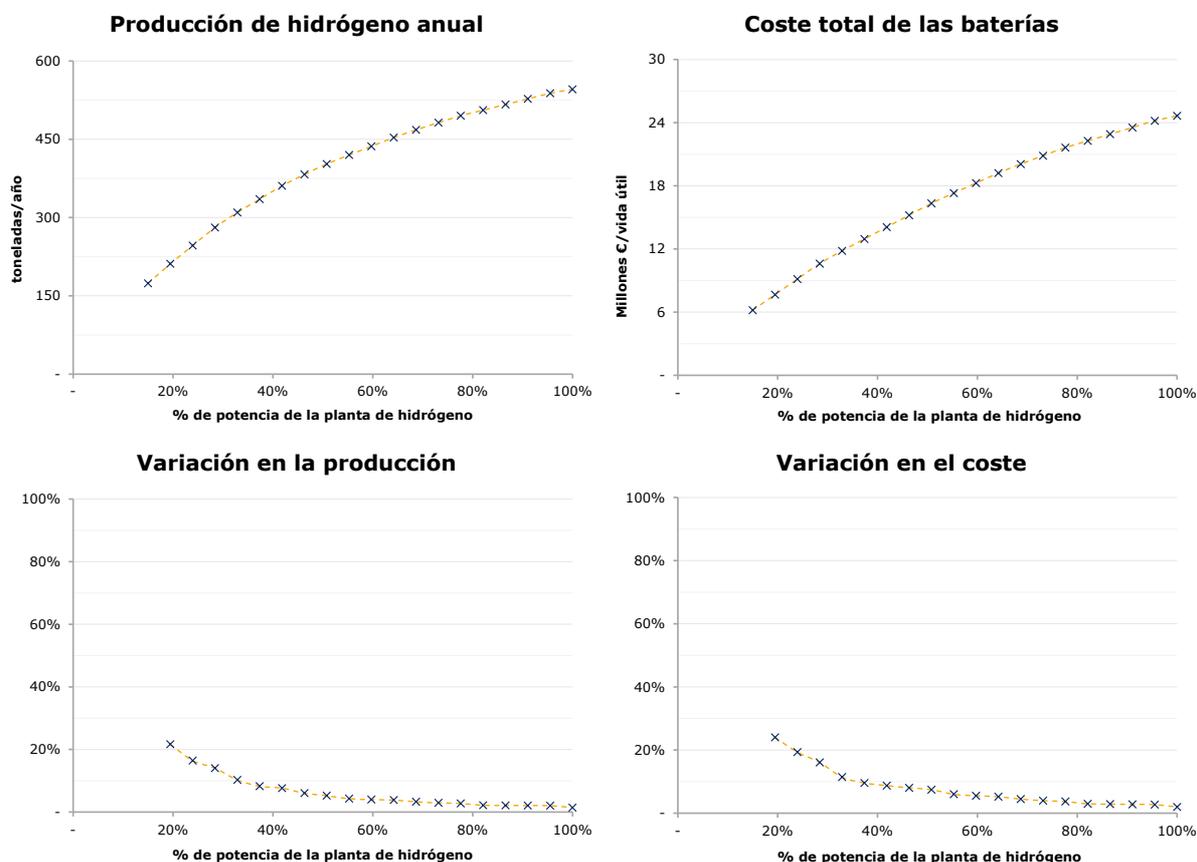
**Figura 5.4:** Energía almacenada por las baterías de referencia como porcentaje de la energía solar excedentaria

En ningún caso se almacena toda la energía excedente en las baterías. Esto se debe a que la capacidad media de estas está ponderada según las horas de posible funcionamiento en cada mes. Como en los meses de invierno la energía susceptible de ser almacenada es escasa, esto condiciona la capacidad de la batería limitando la potencia máxima admisible en los meses de verano, que es donde hay más excedente de energía. En particular, para potencias de las baterías superiores al 50% de la potencia planta, es decir, más de 8 MW en la batería, sólo se consume toda la energía excedente de enero, febrero, octubre y diciembre. Por lo contrario, en el resto de los días no se llega a almacenar toda la energía restante.



## Análisis de resultados

En relación con los costes incurridos por la batería, a mayor proporción de estos viene determinada por el ion-litio. Que suponen aproximadamente el 85% de media para todos los casos. Seguido, se encuentra los costes de la mano de obra de la instalación que suponen el 10%, como se han definido, de los costes totales.

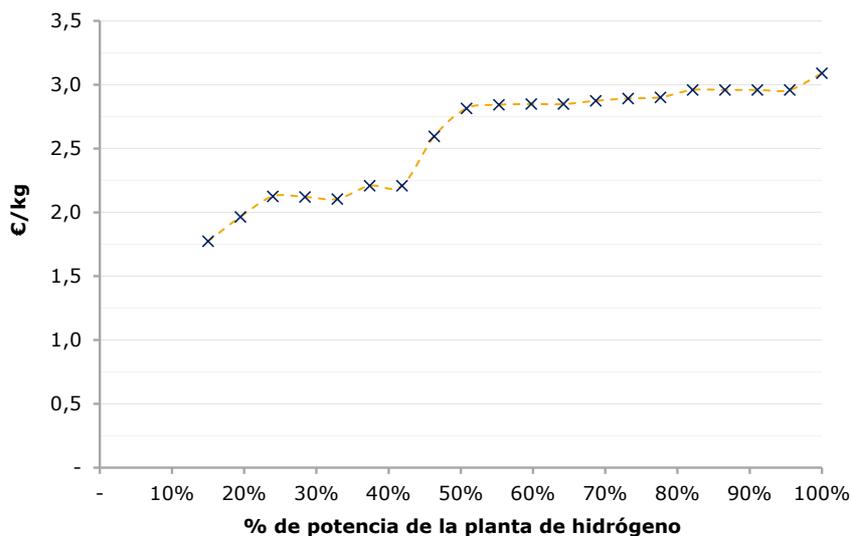


**Figura 5.5:** Producción de hidrógeno y costes a lo largo de la vida útil asociados al vector de porcentajes de la batería

La producción de hidrógeno asociado al vector de referencia de los porcentajes tiene un carácter lineal a tramos. Esto se nota más en el caso de los costes de la planta de hidrógeno ya que el coste del ion-litio es el predominante y depende de la capacidad de las baterías. Esta capacidad, que es el producto de la capacidad en términos de horas y la potencia, es mayoritariamente lineal debido a que el tiempo de producción en la mayoría de los meses está limitada por la capacidad previamente establecida. Por lo tanto, al ser este factor constante, la capacidad en términos de energía sólo varía con la potencia.

La variación en la producción de hidrógeno no es tan significativa como lo es en la planta de hidrógeno ya que la energía que se puede almacenar está limitada.

La siguiente figura representa los costes marginales asociados a las baterías.



**Figura 5.6:** Costes marginales del sistema de baterías para el vector de porcentajes de referencia

Se observa la tendencia creciente de los costes marginales de las baterías para el vector de porcentajes. Dado los comportamientos lineales de la producción y de los costes, para varios rangos de este vector los costes marginales se mantienen constantes.

No se ha señalado ningún punto óptimo dentro de rango de porcentajes ya que, ciertamente, ninguno de los puntos que se incluyen es óptimo. Como se refleja en la Tabla 5.7, los costes marginales para la planta de hidrógeno sin baterías son de 0,43 €/kg, muy inferior a cualquiera de los costes marginales representados en la Figura 5.6.

Esto se debe principalmente al alto coste de las baterías. Sin embargo, estos parámetros se recomiendan que sean actualizados anualmente para obtener una solución realista al estudio en cuestión.

En definitiva, para instalar una planta de hidrógeno con autoconsumo de una planta solar fotovoltaica, la solución óptima según el criterio de costes marginales es una planta de hidrógeno del orden de 16 MW sin baterías adyacentes a esta. No obstante, dada la serie de aproximaciones llevadas a cabo, se aconseja el estudio más en detalle de la prefactibilidad para plantas con potencias situadas en el rango de los 13 MW y 19 MW.

### 5.3.2. Resultado del estudio económico

El estudio económico de la instalación toma como base los resultados del estudio técnico. La situación óptima de recursos sucede cuando la planta de hidrógeno no tiene adyacente un sistema de baterías. En este caso, la solución del estudio técnico se refleja en la Tabla 5.7.



La tabla que se muestra debajo representa aspectos relevantes que son necesarios para la determinación de los flujos de caja.

**Tabla 5.9:** CAPEX inicial unitario de la planta de hidrógeno usado en el estudio técnico

Año	Deg. Acum. (%)	Prod. Hidr. (ton)	Infl. Acum. (%)	CAPEX (Mill. €)	OPEX (mil €)	Agua (mil €)	Δ Cap. Circ. (mil €)
2022	-	-	-	35,49	-	-	-
2023	-	657,3	1,5%	-	328,0	6,3	226,8
2024	0,5%	1.308,1	3,0%	-	665,8	12,8	458,1
2025	1,0%	1.301,6	4,6%	-	675,8	12,9	462,6
2026	1,5%	1.295,2	6,1%	-	685,9	13,0	467,2
2027	2,0%	1.288,7	7,7%	-	696,2	13,2	471,9
2028	2,5%	1.282,2	9,3%	-	706,7	13,3	476,5
2029	3,0%	1.275,8	11,0%	-	717,3	13,4	481,3
2030	3,4%	1.269,3	12,6%	-	728,0	13,6	486,0
2031	3,9%	1.262,8	14,3%	-	739,0	13,7	490,8
2032	4,4%	1.256,4	16,1%	-	750,0	13,8	495,6
2033	4,9%	1.249,9	17,8%	-	761,3	14,0	500,4
2034	5,4%	1.243,4	19,6%	-	772,7	14,1	505,3
2035	5,9%	1.237,0	21,4%	-	784,3	14,2	510,2
2036	6,4%	1.230,5	23,2%	-	796,1	14,4	515,2
2037	6,9%	1.224,0	25,0%	-	808,0	14,5	520,1
2038	7,4%	1.217,6	26,9%	-	820,1	14,7	525,2
2039	7,9%	1.211,1	28,8%	-	832,4	14,8	530,2
2040	8,4%	1.204,6	30,7%	-	844,9	14,9	535,3
2041	8,9%	1.198,2	32,7%	-	857,6	15,1	540,4
2042	9,3%	1.191,7	34,7%	-	870,5	15,2	545,5

La información representada en la tabla de arriba es la más relevante y a partir de la cual se puede determinar el precio óptimo. Aunque faltan otros aspectos como la depreciación y la amortización, y depreciación e impuestos, estos se pueden determinar en base a los datos ya incluidos.

Como las baterías no están incluidas, la producción de hidrógeno sólo depende de la energía recibida directamente de la planta solar. Además, tanto el CAPEX como el OPEX incluye los costes de ambas plantas.

En base a la degradación media cada 1.000 horas de la planta de hidrógeno, que es de 0,11%, se puede determinar una media anual en base a las horas producidas por la planta. La degradación acumulada de la planta se muestra en la primera columna de resultados de la tabla y demuestra que en ningún caso supera el 10%. De esta manera, no es estrictamente necesario reemplazar ningún componente de la planta.

Además, se observa que, al ser el periodo de puesta en marcha de 2 años, hasta pasado ese periodo, la planta no opera al máximo de su capacidad.



El resultado del estudio económico para una tasa de descuento del 10% resulta en un precio del hidrógeno normalizado, o coste normalizado del hidrógeno, de 4,15 €/kg. La tabla inferior muestra un resumen de los resultados agregados en el estudio técnico y económico.

**Tabla 5.10:** Resultado óptimo global del sistema

Planta	Unidad	Valor
Potencia Planta Solar	MW <sub>p</sub>	49,8
Potencia Planta Solar	MW <sub>ac</sub>	39,2
Potencia Planta Hidrógeno	MW	16,0
Energía consumida	MWh/año	9,0
H <sub>2</sub> producido	Toneladas/año	1.315,0
Degradación	%/año	0,49
Agua consumida	m <sup>3</sup> /año	11.835,0
CAPEX	Miles de €	35.392,6
OPEX	Miles de €/año	646,3
Coste marginal	€/kg de H <sub>2</sub>	0,43
LCOH	€/kg de H <sub>2</sub>	4,15

Este precio es preliminar y que no se debería de tener en cuenta hasta hacer un estudio más detallado.

El NREL realizó en febrero de 2016 un estudio económico sobre las distintas tecnologías usadas para fabricar hidrógeno en California [19]. Los resultados obtenidos a este respecto fijaban el precio del hidrógeno entre los 3 \$/kg y 10 \$/kg. De esta manera, el precio obtenido en el estudio que se ha llevado a cabo en este proyecto es razonable. Además, en el mismo informe se menciona que para determinadas situaciones, es más rentable la producción de hidrógeno que la venta de electricidad.

Por último, es necesario mencionar la gran diferencia entre el coste marginal y el coste normalizado del hidrógeno, o precio de venta. En mercados maduros y competitivos como el eléctrico, se suele ofertar al mismo valor que el coste marginal para recuperar costes. No obstante, dado que no existe un mercado de hidrógeno maduro, esta opción no se puede contemplar y, por consiguiente, es necesario fijarse en coste normalizado del hidrógeno.

## Capítulo 6. Conclusiones y mejoras

El hidrógeno es un vector energético con un potencial único. Su versatilidad permite interacciones entre diversas aplicaciones energéticas incluyendo electricidad, transporte, combustible para calefacción y diferentes aplicaciones industriales. La fabricación de "hidrógeno verde" a través de electrolizadores accionados por energías limpias y renovables debe ser uno de los principales pilares para la descarbonización de la economía que establecerá una sociedad sostenible.

El proyecto llevado a cabo es un estudio sobre la prefactibilidad técnica y económica de la instalación de una planta de hidrógeno adyacente a una planta solar, de donde obtiene la energía. Este método permite aprovechar energéticamente una planta solar sin permiso para evacuar energía a la red para producir "hidrógeno verde".

Las conclusiones del proyecto se muestran a continuación:

► **El diseño óptimo de la planta de hidrógeno se debe hacer mediante el criterio de los costes marginales.**

- La minimización de los costes marginales de la planta de hidrógeno permite seleccionar una potencia para la planta que optimice al máximo los recursos de la planta solar y, a la vez, disminuya los costes incurridos por la planta a diseñar al mismo tiempo.
- La minimización de los costes marginales y de los costes normalizados no desembocan en la misma solución. El coste normalizado del hidrógeno contempla el coste unitario del sistema completo, no obstante, este no es el óptimo necesariamente.
- La planta de hidrógeno óptima para la información de entrada seleccionada debe estar en un rango entre 13 MW y 19 MW, contando con la producción solar para una planta solar de 39 MW<sub>ac</sub>. Para una planta de 16 MW, la energía consumida anualmente supera el 65% de la energía total generada.

► **La instalación de las baterías es fuertemente dependiente del año en el que se instalen.**

- La instalación de un sistema de baterías adyacente a la planta solar consigue que se optimice el consumo de la energía producida por la planta solar. En el caso de una planta de 16 MW, el consumo total anual puede alcanzar el 85% de la generación solar.
- Más capacidad de almacenamiento no necesariamente implica mayor rentabilidad. Aunque la cantidad de hidrógeno producido aumente, el coste de los componentes



## Conclusiones y mejoras

de las baterías en la actualidad es muy elevado y su instalación no compensa para el hidrógeno producido (criterio de los costes marginales).

- El coste de las baterías va decrecerá notablemente y, por consiguiente, su diseño puede llegar a ser óptimo.

### ► **La falta de un mercado competitivo y regulado del que poder extraer un precio del hidrógeno dificulta los análisis de viabilidad de este tipo de proyectos.**

- La creación de un modelo que permita determinar el coste normalizado del hidrógeno es necesario para determinar su viabilidad económica.
- El precio del hidrógeno se fiará al coste normalizado en vez de al coste marginal, que es el elemento que se utiliza en los mercados maduros y competitivos como el eléctrico.

### ► **El Modelo Económico de la Planta de H<sub>2</sub> + FV desarrollado es una herramienta útil que permite estudiar la prefactibilidad de este tipo de proyectos.**

- La estructura es coherente está bien organizada de manera que se facilite la comprensión de los cálculos y los resultados obtenidos.
- Los resultados que el modelo devuelve son coherentes con la realidad y, por lo tanto, se pueden considerar aceptables.

## Puntos de mejora

En este apartado se pretende desarrollar los puntos de mejora que se pueden aplicar al estudio y, en particular, al modelo.

### ► **La utilización de energía proveniente de la red para el diseño técnico y económico de la planta de hidrógeno.**

- La utilización de energía eléctrica de la red se pensó que inicialmente debía ser incluida en el modelo. Sin embargo, al no tener un precio del hidrógeno como referencia se concluyó que el estudio económico no debía de contar con ella para no alterar el resultado. Se ha observado que la planta de hidrógeno óptima sólo se acciona mediante energía solar, por lo que la gran parte del tiempo está inutilizada. Por consiguiente, se debe incluir la suposición de energía de la red en el modelo para entender como esta variable afecta al sistema globalmente. Por lo contrario, de esta manera el hidrógeno producido no sería "hidrógeno verde" en su totalidad.
- El modelo desarrollado está parcialmente preparado para tener esto en cuenta ya que incluye una hoja con el precio medio mensual del mercado eléctrico diario de 2019. A su vez, estos están incluidos en el Anejo D.



- Otro punto de mejora dentro de este es la utilización de la información disponible sobre futuros del mercado eléctrico, que representarán de manera más fidedigna el precio futuro de la electricidad. Además, en ausencia de esto, se recomienda extrapolar los precios a contando con la información a partir de 2016, año en el que las renovables comenzaron a tener más presencia en el mercado diario.
- **La aplicación de restricciones relacionadas con la demanda de hidrógeno, así como almacenamiento y transporte.**
- El estudio técnico como económico se ha enfocado desde el punto de vista de maximización de recursos a la menor inversión posible. No obstante, la demanda de hidrógeno no se ha tenido en cuenta en ningún momento. Esto influye en el límite máximo diario, o mensual, que la planta de hidrógeno produce.
  - La instalación de tanques de hidrógeno es relevante para determinar la producción máxima de hidrógeno diaria. además, estos tanques deben ser especiales para soportar la presión y temperatura a la que el hidrógeno está sometido.
  - El tipo de transporte determina el estado de salida del hidrógeno. Como muchos gases, el hidrógeno se puede licuar reduciendo drásticamente su volumen. Este proceso es de alto coste debido a la alta presión y baja temperatura que el hidrógeno debe estar sometido.
- **El estudio de la implicación de las corrientes de arranque de los compresores de hidrógeno en el estudio técnico y económico.** Las corrientes de arranque son muy relevantes en el diseño de los equipos de soporte del sistema. Estos implican que el sistema tenga que estar permanentemente conectado a la red dada la imposibilidad de la planta solar de generar tales corrientes. De esta manera, se debe determinar el transformador y equipos de protección para el conexionado a la red para este caso.
- **Las implicaciones de implementar tecnologías de captura y almacenamiento de oxígeno.** Aunque las plantas de producción de hidrógeno estén orientadas a la producción de este compuesto, el principal producto de desecho es el oxígeno resultante de la electrólisis del agua. Sin embargo, este último compuesto no ha sido considerado bajo ningún criterio. Su captura y almacenamiento bien podría ser valioso para otras industrias.

# Bibliografía

- [1] International Energy Agency, «Data and statistics,» International Energy Agency, 2020. [En línea]. [Último acceso: Abril 2020].
- [2] European Commission, «Hydrogen Energy and Fuel Cells: A vision of future,» European Commission, Brussels, 2003.
- [3] J. I. Linares Hurtado y B. Y. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*, U. P. Comillas, Ed., Madrid, 2007.
- [4] REE, «Acceso, conexión y puesta en servicio,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio>. [Último acceso: julio 2020].
- [5] IRENA, «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
- [6] J. L. García Fierro, *El hidrógeno: metodologías de producción*, vol. 6, 2011, pp. 50-54.
- [7] C. Fúnez Guerra, E. Almansa Rodríguez y D. Fuentes Ferrera, «El hidrógeno: vector energético del futuro,» *Energía & Minas*, 2010.
- [8] M. Ortiz Navarro, *Reformado de metano con transportadores sólidos de oxígeno - Chemical-Looping Reforming (tesis doctoral)*, Zaragoza: Consejo Superior de Investigaciones Científicas, 2011.
- [9] E. Fabbri y T. J. Schmidt, «Oxygen Evolution Reaction - The Enigma in Water Electrolysis,» *American Chemical Society*, vol. 8, nº 10, pp. 9765-9774, 12 Septiembre 2018.
- [10] M. Faraday, «VI. Experimental researches in electricity,» *Phil. Trans. R. Soc.*, pp. 77-122, 1834.
- [11] IRENA, «Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.



## Bibliografía

- [12] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel y D. Stolten, «A comprehensive review on PEM water electrolysis,» *International journal of hydrogen energy*, vol. 38, nº 12, pp. 4903-4904, 2013.
- [13] J. C. Martín Valiño, «A DC-to-AC Power Converter for Photovoltaic Stations,» ECE - University of Illinois, Urbana-Champaign, IL, 2018.
- [14] Nel Hydrogen , «The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers,» Nel, 2020.
- [15] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities,» Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Brussels, 2017.
- [16] R. Fun, T. Remo y R. Margolis, «2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2018.
- [17] W. Cole y A. W. F. , «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2019.
- [18] Banco de España, «El impacto del CoVid-19 en la economía española,» Banco de España, Madrid, 2020.
- [19] National Renewable Energy Laboratory, «Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets,» NREL, United States, 2016.
- [20] ONU, «Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible,» Nueva York, 2015.
- [21] Consejo Europeo, «Plan de recuperación para Europa,» Comisión Europea, Bruselas, 2020.
- [22] ONU, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>.

# Anejo A. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), concebidos el 25 de septiembre de 2015, marcan los desafíos a los que la humanidad se debe enfrentar para combatir la pobreza, desigualdad, el clima, la degradación ambiental, la prosperidad, la paz y la justicia [20]. Estos objetivos están establecidos en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Dada la naturaleza de los desafíos a los que estos Objetivos pretende combatir, los 17 ODS definidos por la ONU se pueden agrupar según tres dimensiones fundamentales que son: sociedad; economía; y biosfera. En base a estas dimensiones, los ODS más relevantes que se relacionan con el hidrógeno, su consumo y generación son los siguientes:

**Tabla A.1:** ODS relacionados con el hidrógeno

Dimensión	Objetivo de Desarrollo Sostenible
<b>Sociedad</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ <b>Objetivo 7:</b> Energía asequible y no contaminante</li><li>▶ <b>Objetivo 11:</b> Ciudades y comunidades sostenibles</li></ul>
<b>Economía</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ <b>Objetivo 12:</b> Producción y consumo responsables</li></ul>
<b>Biosfera</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ <b>Objetivo 13:</b> Acción por el clima</li></ul>

## A.1. Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante



**Figura A.1:** Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante [Fuente: ONU]

**Objetivo:** Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

Como se anticipó en el Capítulo 2, el hidrógeno no es un recurso natural, sino que es un vector energético. Los métodos de producción del hidrógeno a gran escala se basaban mayoritariamente en reformados de compuestos orgánicos, como el gas natural, por lo que el hidrógeno se fabricaba con fuentes contaminantes e insostenibles en el tiempo.



Mientras que en la electrólisis el hidrógeno se puede producir con energía proveniente de recursos fósiles, el auge de las energías renovables, verdes y limpias pueden alimentar el proceso electrolítico. De esta manera, el “hidrógeno verde” se constituye como una fuente de energía 100% limpia y neutra en carbono, que no genera CO<sub>2</sub> en todo su proceso de producción. En especial, el proceso electrolítico accionado por energía solar es sostenible en el tiempo al necesitar dos fuentes inagotables de recursos en el planeta: agua y energía solar.

Entre organismos internacionales, destaca la iniciativa de la Comisión Europea que se centra en garantizar la sostenibilidad de la generación de “hidrógeno verde”. Esta iniciativa se impulsa fuertemente en el “Plan de recuperación para Europa” [21] donde, entre otras muchas medidas encaminadas a la transición energética, se incluye el objetivo de producir un millón de toneladas de hidrógeno.

El hidrógeno es, al igual que el resto de los gases renovables, fácilmente almacenable y puede ser transportado mediante el uso de la red existente de infraestructuras gasistas y reutilizando las inversiones realizadas en su despliegue.

## A.2. Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles



**Figura A.2:** Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles [Fuente: ONU]

**Objetivo:** Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles.

Las ciudades y áreas metropolitanas están a la cabeza del cambio demográfico, mientras áreas rurales están despobladas, las ciudades centran la mayor parte de la actividad económica [22]. Se espera que para el año 2030 las ciudades comprendan el 60% de la población mundial. No obstante, las ciudades también están a la cabeza en emisiones de carbono (70% del total) y consumen la mayor parte de los recursos (60% del total).

La introducción de energías renovables, cada vez más baratas, ayudan y aportan grandes beneficios a las economías de los países, tanto en el ámbito nacional como local llegando incluso al nivel de ciudades y pueblos. Uno de los beneficios más significativos es que estos territorios pueden alcanzar la autonomía energética haciéndolos menos dependientes de energías como el gas y el petróleo.



No obstante, las renovables sólo son una parte de la solución a los problemas de suministro energético pues, a diferencia de otras fuentes de energía convencionales, no funcionan las 24 horas del día, ni de manera constante en todas las épocas del año. La capacidad de almacenamiento del hidrógeno, como vector energético, aparece como una oportunidad

Además, el hidrógeno puede cambiar la forma de entender la sostenibilidad en las ciudades. El "hidrógeno verde" se fabrica a través de fuentes limpias y sostenibles, y su consumo sólo genera agua como desecho. Además, dada su versatilidad, su aplicación se puede extender a diversos sectores. Entre otros:

- ▶ La integración del hidrógeno en el sector transporte, y en especial el sector automovilístico reduciría drásticamente las emisiones de carbono, aumentando la calidad del aire de las ciudades.
- ▶ La industria de química obtendría una forma relativamente fácil y limpia de obtener hidrógeno limpio para la producción de compuestos orgánicos necesarios y, sobre todo, del amoníaco ya que este consume la mayor proporción de hidrógeno fabricado.
- ▶ El sector residencial tendría una alternativa eficiente y sostenible a la utilización del gas natural.
- ▶ Además, diversas aplicaciones en el ámbito de la regulación eléctrica y de alimentación en redes en islas, etc.

### A.3. Objetivo 12: Producción y consumo responsables



**Figura A.3:** Objetivo 12: Producción y consumo responsable [Fuente: ONU]

**Objetivo:** Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

La utilización de recursos para la producción de bienes y energía y su posterior consumo suponen la principal fuerza impulsora de la economía mundial. Sumado a esto, también tienen consecuencias devastadoras en el medio natural generando efectos adversos sobre el planeta. Además, la transición hacia una economía verde no sólo tendrá un impacto positivo en el medio, sino que contribuirá a la reducción de la pobreza [22].

Las aplicaciones del hidrógeno varían según la industria. Sin embargo, el principal atractivo de la producción de hidrógeno se deriva de las oportunidades energética que ofrece. Como



se menciona al inicio de la Capítulo 2, el hidrógeno no es *per se* una fuente de energía disponible en la naturaleza de forma libre, sino que requiere del uso de otros tipos de energía para su obtención y acumulación. Es, por lo tanto, un vector energético que permite almacenar la energía para su posterior uso.

Desde este punto de vista, la producción de “hidrógeno verde” mediante reacciones electrolíticas accionadas por energía solar resulta en una producción y consumo responsable en dos sentidos:

- ▶ Los principales recursos empleados en la fabricación de “hidrógeno verde” provienen de fuentes inagotables: agua y energía solar. De esta manera, se asegura un hidrógeno limpio proveniente de fuentes limpias y sostenibles.
- ▶ La combustión del hidrógeno para cualquier aplicación sólo genera agua como componente de desecho. Se evitan, por lo tanto, emisiones de gases de efecto invernadero perjudiciales para el medio ambiente.

#### A.4. Objetivo 13: Acción por el clima



**Figura A.4:** Objetivo 13: Acción por el clima [Fuente: ONU]

**Objetivo:** Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

La década se ha cerrado siendo la más calurosa que haya registrado y con el segundo año (2019) más caluroso registrado. Además, los niveles de dióxido de carbono alcanzaron los niveles más altos [22].

El desarrollo de energías renovables y limpias contribuiría a la descarbonización del sector energético y en último término a la descarbonización de la economía. No obstante, dada la alta dependencia de estas tecnologías con la climatología y la falta de infraestructura en algunos países, el desarrollo de estas fuentes podría no ser posible. En este sentido, el desarrollo de vectores energéticos versátiles, como el hidrógeno, podría ayudar a mitigar el efecto del cambio climático.

En España, la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra de Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), la Excm. Sra. Teresa Ribera, anunció en el enero que en España se había declarado la emergencia climática y ambiental. Como consecuencia, se



planea elaborar el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima” (PNIEC) 2021-2030 para la definición de un camino acordado y consensuado, que permitirá avanzar en la descarbonización para tratar de alcanzar la neutralidad climática en 2050. El PNIEC señala que el objetivo principal es que en el año 2050 el sector eléctrico produzca el 100% de energía a partir de fuentes renovables.

Este reto obliga a presentar soluciones y alternativas que nos permitan alcanzar estos objetivos, y tomar decisiones que permitan acometer las inversiones que se precisan.

Por otro lado, es necesario señalar que también supone una oportunidad para España avanzar en generación y exportación del “hidrógeno verde”, aprovechando el gran potencial en todo el territorio en cuanto a fuentes renovables se refiere. Esto es, en definitiva, una oportunidad para desarrollar un nuevo “modelo de negocio” sostenible para España.

## Anejo B. Manual MEP

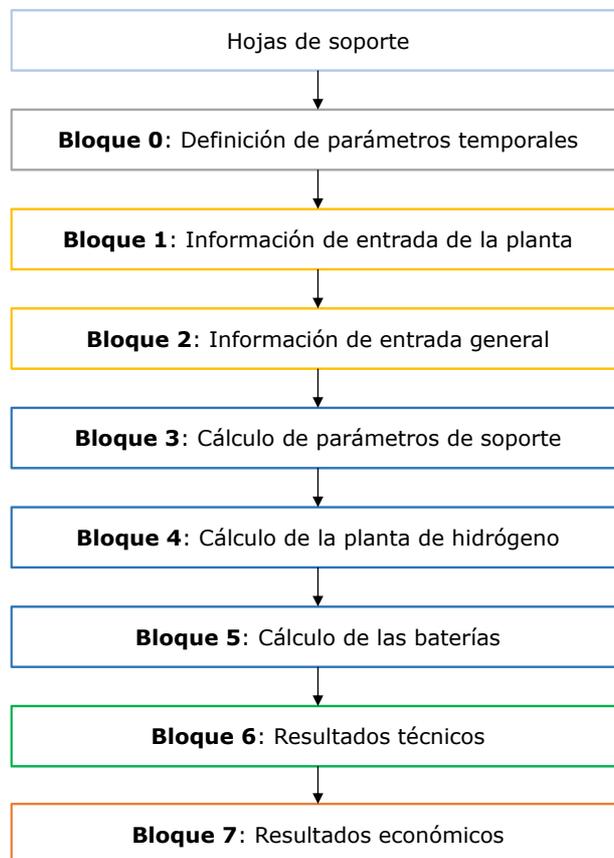
El objetivo de este Trabajo de Fin de Máster consiste en un estudio de la prefactibilidad de la instalación de una planta de hidrógeno adyacente a una planta solar fotovoltaica de la que consume energía. Dicho estudio se enfoca desde un punto de vista técnico y económico.

Concretamente, el estudio técnico está orientado a la adecuada determinación de la potencia la planta de hidrógeno y de las baterías, en caso de ser necesario. Estos se basan en una minimización de costes marginales.

Por otro lado, el estudio económico está enfocado a determinar el precio a partir del cual el proyecto comienza a ser rentable.

El **Manual del Modelo Económico de la Planta de H<sub>2</sub> + FV** (el "Manual") representa el manual del modelo llevado a cabo para sendos estudios.

Para ejecutar ambos estudios, el modelo se ha diferenciado en distintos bloques en base a la función que desempeñen. La siguiente figura muestra la estructuración de dichos bloques.



**Figura B.1:** Estructura de las hojas de cálculo en el modelo de la planta



La arquitectura del Modelo se ha desarrollado para que se siga una ejecución paso a paso que reproduzca la lógica de cálculo, mejore la eficiencia y, además, sea más fácil de entender.

Una explicación más detallada del contenido y formato del modelo está incluida en las siguientes subsecciones:

- ▶ Descripción de las hojas
- ▶ Código de colores

## B.1. Descripción de las hojas

Cada hoja, excepto las de soporte, han sido nombradas según la estructura que se describe debajo y relacionadas con los bloques previamente mencionados.

- ▶ Número de bloque y ordinal: Está formado por el número de bloque (e.g. 0, 1, 2...) y el orden de la hoja en formato letra (e.g. A, B, C...).
- ▶ Indicador del tipo de hoja:
  - PARAM: Definición de parámetros de entrada
  - INP: Entrada de información
  - CALC: Cálculos
  - CONSOL: Consolidación de resultados
  - RES: Hoja de resultados
  - RESUM: Hoja de resumen
- ▶ Nombre de la hoja de cálculo.

Como ejemplo, la hoja de cálculo '4D CALC COSM HIDR SB' es la cuarta (D) hoja del Bloque 4, y contiene el cálculo (CALC) de los costes marginales de la planta de hidrógeno sin contar la batería (COSM HIDR SB).

El propósito de las siguientes subsecciones es detallar cada bloque describiendo las características de todas las hojas incluidas dentro de ellos. Las siguientes subsecciones se estructuran de la siguiente manera:

- ▶ Hojas de soporte
- ▶ **Bloque 0:** Definición de parámetros temporales
- ▶ **Bloque 1:** Información de entrada de la planta
- ▶ **Bloque 2:** Información de entrada general



- ▶ **Bloque 3:** Cálculo de los parámetros de soporte
- ▶ **Bloque 4:** Cálculo de la planta de hidrógeno
- ▶ **Bloque 5:** Cálculo de las baterías
- ▶ **Bloque 6:** Resultados técnicos
- ▶ **Bloque 7:** Resultados económicos

Además, el Modelo cuenta con unas hojas de las que se extraen en el precio de la electricidad y la potencia eléctrica horaria de la planta fotovoltaica. Están incluidas indirectamente en el modelo mediante otras hojas que extraen los datos relevantes y lo estructuran acorde al Modelo. No obstante, **estas hojas no deben ser eliminadas**.

### B.1.1. Hojas de soporte

Este bloque está compuesto por dos (2) hojas de soporte orientadas a dar información sobre el resto del archivo y, además, instrucciones sobre el formato que se ha utilizado, que es esencial para comprender el modelo por completo.

**Tabla B.1:** Resumen de las hojas de soporte

Nombre de la hoja	Descripción
<b>CONTENIDOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Esta hoja contiene la información general del modelo (e.g. nombre, versión, autor...)</li> <li>▶ Esta hoja también incluye un resumen de cada hoja con su descripción.</li> </ul>
<b>COLORES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Esta hoja incluye el código de formato que es imprescindible para entender los parámetros de entrada, cálculos y resultados del modelo.</li> </ul>

### B.1.2. Bloque 0: Definición de parámetros temporales

En este bloque se definen los parámetros temporales que se usan a lo largo del modelo. Está compuesto de una (1) hoja.

**Tabla B.2:** Resumen de las hojas del Bloque 0

Nombre de la hoja	Descripción
<b>0A PARAM TEMP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se determinan los parámetros temporales que se usarán en distintas partes del modelo.</li> </ul>



### B.1.3. Bloque 1: Información de entrada de la planta

Por un lado, este bloque está orientado a introducir los aspectos técnicos del conjunto de la planta. Esta parte está dividida según los principales componentes que son: la planta de hidrógeno, las baterías, y la planta solar.

Por otro lado, se dedica una hoja a los parámetros de entrada del estudio económico que, de momento, no está incluido.

Este bloque está compuesto por tres (3) hojas.

**Tabla B.3:** Resumen de las hojas del Bloque 1

Nombre de la hoja	Descripción
<b>1A INP PLT HDR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se listarán los parámetros que son relevantes de la planta de hidrógeno.</li> <li>▶ Además, se tratará de aproximar el coste de capital de la planta para distintas potencias</li> </ul>
<b>1B INP PLT BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se introducen los parámetros de entrada de las baterías. Esto incluyen costes y rendimientos.</li> <li>▶ Además, se especifica el número de baterías de prueba que se quieren estudiar para determinar la batería óptima.</li> </ul>
<b>1C INP PLT SOL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se introduce la potencia de la planta solar. De momento, no se tendrán en cuenta para el análisis técnico.</li> <li>▶ Además, se introducen los costes generales.</li> </ul>

### B.1.4. Bloque 2: Información de entrada general

En este bloque se introduce información necesaria para el desarrollo del estudio técnico, como puede ser la potencia horaria generada, el precio de la electricidad del mercado mayorista, y las propiedades del hidrógeno.

Este bloque está compuesto por cuatro (4) hojas.

**Tabla B.4:** Resumen de las hojas del Bloque 2

Nombre de la hoja	Descripción
<b>2A INP GEN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Esta hoja pretende establecer los parámetros de entrada generales del modelo.</li> <li>▶ Está principalmente orientada al estudio del modelo económico que se desarrollará más adelante.</li> <li>▶ Además, se añade una variable de decisión para determinar si el estudio técnico de las baterías debe</li> </ul>



Nombre de la hoja	Descripción
	realizarse para el estudio óptimo o no. Es relevante en el caso de que en el estudio técnico se quiera usar distintos valores para la potencia de las plantas de hidrógeno. Ya que, si no, el estudio técnico de las baterías estará siempre enfocado al óptimo.
<b>2B INP POT ELEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ A partir de los datos obtenidos por PVsyst, para facilitar los cálculos posteriores, se calcula una media mensual de la potencia generada por la planta fotovoltaica.</li> <li>▶ La información proveniente de PVsyst es para 1 de las 14 hileras de paneles que conforman la planta solar. Por lo tanto, habrá que multiplicar por 14.</li> <li>▶ Los datos de PVsyst provienen de la hoja 'PVsyst Potencia Horaria'.</li> </ul>
<b>2C INP PRC ELEC MAY</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Precio del mercado eléctrico diario del año 2019.</li> <li>▶ Como aproximación, se ha calculado el precio medio de cada mes.</li> <li>▶ Este elemento no se utiliza en esta versión del modelo. No obstante, tiene un papel fundamental para un estudio económico futuro basado en obtener la energía de la red, en caso de ser necesario.</li> </ul>
<b>2D INP PROP H2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Los factores de conversión del hidrógeno para transformar el caudal de hidrógeno en potencia el hidrógeno.</li> <li>▶ Se ha extraído de la Asociación Española del Hidrógeno.</li> </ul>

### B.1.5. Bloque 3: Cálculo de los parámetros de soporte

Este bloque calcula varios parámetros que se usarán más adelante como soporte para determinar los resultados óptimos de la planta.

Este bloque está compuesto por seis (6) hojas.

**Tabla B.5:** Resumen de las hojas del Bloque 3

Nombre de la hoja	Descripción
<b>3A CALC CURVA ELEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ En esta hoja se estima la potencia generada minuto a minuto para cada mes del año considerando los resultados extraídos del PVsyst, que se muestran en la hoja '2B INP POT ELEC'.</li> <li>▶ Para su determinación, se ha aproximado mediante interpolación lineal.</li> </ul>
<b>3B CONSOL CURVA ELEC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Esta hoja consolida los resultados obtenidos en la hoja '3A CALC CURVA ELEC'.</li> </ul>



Nombre de la hoja	Descripción
<b>3C CALC POT REF HIDR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calculará el rango de potencias de la planta de hidrógeno teniendo en cuenta la potencia de la planta solar.</li> <li>▶ Además, se calcula la potencia mínima y máxima que la planta es capaz de consumir.</li> </ul>
<b>3D CALC COST REF HIDR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se determinarán el CAPEX y OPEX para el año de puesta en marcha de la planta en función de los parámetros introducidos en '1A INP PLT HDR'.</li> <li>▶ A partir de las curvas, se pueden determinar dichos parámetros para cualquier potencia.</li> </ul>
<b>3E CALC POT REF BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se pretende determinar los rangos de potencia de las baterías. Estos serán un porcentaje de la potencia de la planta de hidrógeno.</li> </ul>
<b>3F CALC NUM HORAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se aproxima el número de horas solares medio de cada mes.</li> <li>▶ En las horas donde no haya producción solar, será posible almacenar energía en las baterías.</li> </ul>

### B.1.6. Bloque 4: Cálculo de la planta de hidrógeno

La intención de este bloque es determinar la potencia óptima de la planta de hidrógeno mediante una minimización de los costes marginales asociados a su producción. Para ello, es necesario determinar la energía consumida por la planta de hidrógeno para producir este producto.

Este bloque está compuesto por cuatro (4) hojas.

**Tabla B.6:** Resumen de las hojas del Bloque 4

Nombre de la hoja	Descripción
<b>4A CALC PROD POT HIDR SB</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcula la potencia consumida por la planta de hidrógeno en cada instante con el objetivo de aproximar la energía total consumida.</li> <li>▶ Alternativamente, se calcula la energía generada por la planta solar.</li> </ul>
<b>4B CONSOL PROD ENER HIDR SB</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se consolidan la energía consumida por la planta de hidrógeno calculada en la hoja '4A CALC PROD PT HIDR SB'</li> </ul>
<b>4C CALC COS HIDR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se pretende calcular los costes de capital y operación asociados a la planta para cada potencia estudiada.</li> <li>▶ Estos valores se extraen de las curvas obtenidas en la hoja '3D CALC COST REF HDR'.</li> </ul>



Nombre de la hoja	Descripción
<b>4D CALC COSM HIDR SB</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcularán los costes marginales de la planta de hidrógeno a partir de la energía consumida de la planta solar.</li> <li>▶ A este nivel no se tiene en cuenta la energía almacenada en las baterías.</li> </ul>

### B.1.7. Bloque 5: Cálculo de las baterías

Este bloque está orientado a determinar la potencia y capacidad óptimas de la batería mediante una minimización de **los costes marginales de la planta en su conjunto**. Para ello, es necesario determinar el rango de potencias admisibles de las baterías, y las horas máximas de funcionamiento de estas.

Este bloque está compuesto por seis (6) hojas.

**Tabla B.7:** Resumen de las hojas del Bloque 5

Nombre de la hoja	Descripción
<b>5A CALC ENER RES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcula la energía excedente solar susceptible de ser almacenada en la batería.</li> <li>▶ Los datos se extraen de '4B CONSOL PROD POT HIDR SB'.</li> </ul>
<b>5B CALC HORA FUNC BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcula la capacidad media de la batería teniendo en cuenta los meses con poca y mucha producción solar.</li> <li>▶ Se ha tenido en cuenta el límite de horas en las que la batería puede recargarse.</li> </ul>
<b>5C CALC MAT REND</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calculan los rendimientos aplicables para almacenar energía.</li> <li>▶ El rendimiento sólo se aplica cuando las horas de funcionamiento de la batería son menores que su capacidad media. De otra manera, habrá energía suficiente para contrarrestar las pérdidas y alcanzar el 100% de almacenamiento.</li> <li>▶ La matriz de rendimientos sólo se aplica cuando se almacena energía.</li> </ul>
<b>5D CALC ENER ALMC BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ La energía almacenada en las baterías se ha aproximado como la diferencia de la energía producida por la planta solar menos la consumida por la planta de hidrógeno.</li> <li>▶ La capacidad de almacenamiento de la batería se ha establecido en la hoja '5B CALC HORA FUNC BAT'.</li> </ul>
<b>5E CALC COS BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcula el coste total de las baterías.</li> </ul>



Nombre de la hoja	Descripción
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Para ello, se ha prestado especial atención al desglose del sistema de baterías en: la batería química, el inversor, mano de obra, y desarrollador.</li> <li>▶ De momento, no se ha tenido en cuenta la drástica reducción de los costes de las baterías en los próximos años.</li> </ul>
<b>5F CALC COSM HDR BAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calculan los costes marginales de la planta considerando la potencia a la que las baterías suministran la energía.</li> <li>▶ Los costes totales comprenden los costes de la batería y de la planta conjuntamente. Del mismo modo, el hidrógeno total producido comprende el hidrógeno producido por ambos elementos.</li> </ul>

### B.1.8. Bloque 6: Resultados técnicos

Este bloque pretende resumir los parámetros de la planta y batería óptimas.

EL bloque está compuesto por una (1) hoja.

**Tabla B.8:** Resumen de las hojas del Bloque 6

Nombre de la hoja	Descripción
<b>6A RES TECNICO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se consolidan los resultados obtenidos para el modelo técnico según los parámetros de entrada introducidos.</li> <li>▶ Adicionalmente, se incluyen los resultados para de la planta de hidrógeno y de la batería independientemente.</li> </ul>

### B.1.9. Bloque 7: Resultados económicos

Este último bloque pretende obtener el resultado de lo que se ha llamado “estudio económico”. Por ello, este se enfocará en obtener el precio a partir del cual el proyecto obtendría un valor actual neto positivo.

Con este fin, este bloque está compuesto de dos (2) hojas.

**Tabla B.9:** Resumen de las hojas del Bloque 7

Nombre de la hoja	Descripción
<b>7A RESUM IN ECO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Resumen de la información de entrada del modelo económico.</li> <li>▶ Se ha diseñado exclusivamente para el modelo económico de tal manera que las variables que se utilizan son únicas y se extraen de esta hoja.</li> </ul>

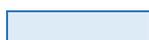


Nombre de la hoja	Descripción
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se permite la edición de algunas celdas relativas a aspectos técnicos cuyos valores han sido calculados. Sin embargo, se desaconseja la edición en las celdas no señaladas ya que se pueden editar desde otra hoja más accesible y dedicada para eso.</li> <li>▶ Si la opción del estudio óptimo está deshabilitada en la hoja '1D INP GEN', se podrá editar la potencia de la planta y de las baterías en esta misma hoja. En este caso, el estudio técnico de las baterías, que se encuentra en hojas anteriores, se verá afectado por las modificaciones de la potencia en esta hoja.</li> </ul>
<b>7B CALC PRC HDR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se calcula la cuenta de resultados y el posterior flujo de caja para determinar el precio del hidrógeno que desemboca en un Valor Neto Presente sea 0. Modificando el precio del hidrógeno manualmente también permite visualizar un valor neto presente.</li> <li>▶ Las siguientes tablas permiten el cálculo de los valores financieros.</li> </ul>

## B.2. Código de colores

El código de colores está incluido dentro del modelo en la hoja 'COLORES'. En el modelo se distinguen el siguiente tipo de celdas:

- ▶ Las **celdas de parámetros** se usan para todas las variables definidas, incluyendo su descripción y unidad. Estas celdas están representadas con un color azul claro (R221-G235-B247) como se presenta a continuación:



**Figura B.2:** Celda de parámetros

- ▶ Las **celdas para introducir la información** de las variables definidas están representadas por un color crema (R255-G242-B204) como se presenta a continuación:



**Figura B.3:** Celda para introducir información

- ▶ Las **celdas de resultados** sólo representan resultados de operaciones que hayan sido llevadas a cabo. En particular, cuando se representan cifras totales (e.g. energía consumida anual) los valores de dicha celda se representarán en negrita. Estas celdas están representadas en blanco (R255-G255-B255) como se presenta a continuación:





**Figura B.4:** Celda de resultados

- ▶ Los **encabezados de las tablas** se están representadas por un color azul oscuro (R31-G78-B120) como se presenta a continuación:



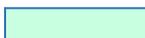
**Figura B.5:** Celda de títulos

- ▶ Las **celdas de soporte** se usan erráticamente para ayudar en el cálculo de otros parámetros. No son necesarias en si para el modelo y no se debe extraer ninguna conclusión de ellas. Estas celdas están representadas en un color gris (R242-G242-B242) como se muestra a continuación:



**Figura B.6:** Celda de soporte

- ▶ Las **celdas para editar entradas del modelo económico** permiten al usuario poder modificar un campo que sólo repercute en el modelo económico. Estas celdas están principalmente situadas en la hoja '7A RESUM INP ECO'. Se desaconseja su utilización, ya que hay hojas dedicadas para ello. La edición en estas celdas aplastará el valor formulado anterior. Estas celdas están representadas en un color verdoso (R201-G255-B225) como se muestra a continuación.

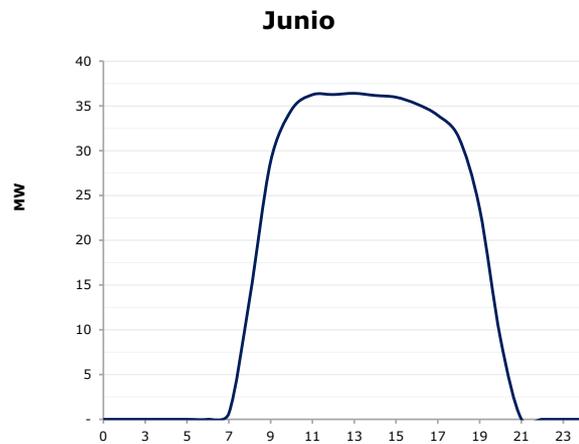
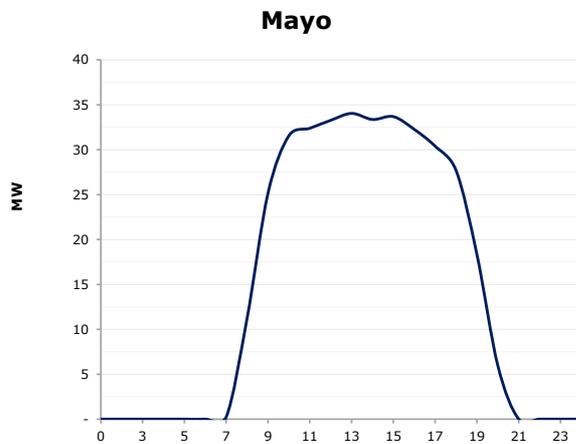
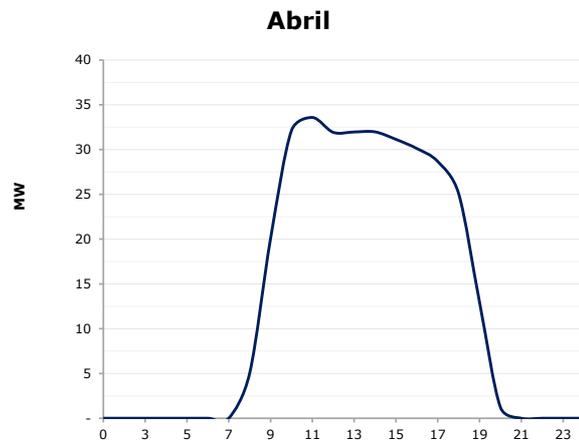
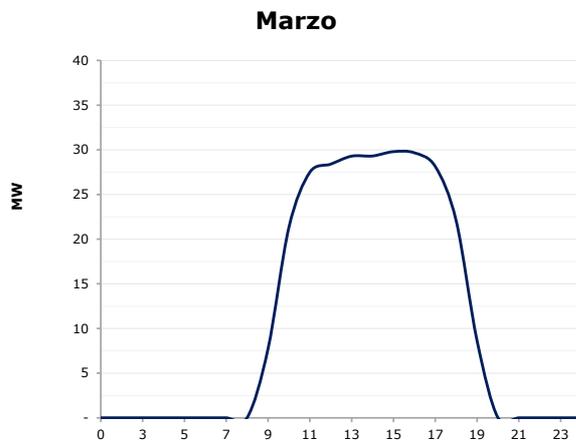
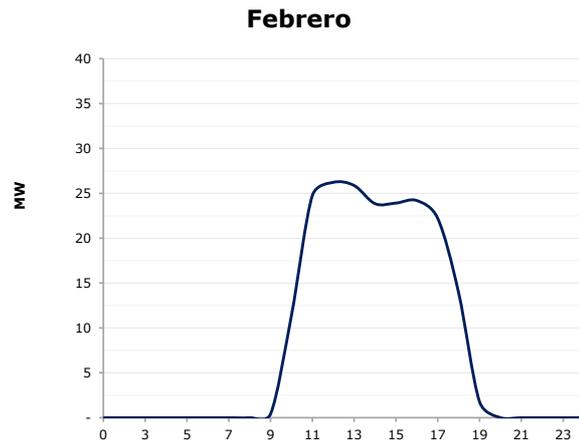
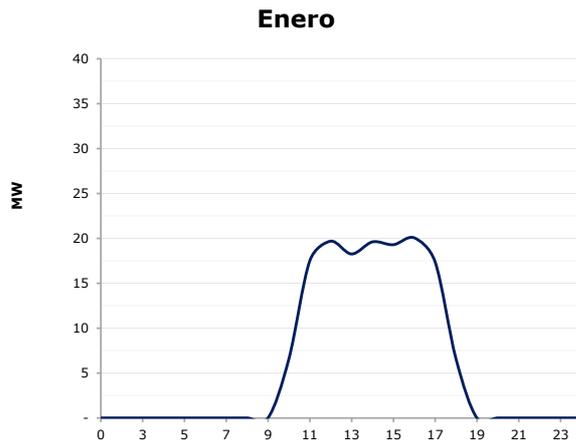


**Figura B.7:** Celda para introducir información en la parte económica

# Anejo C. Curva de generación solar

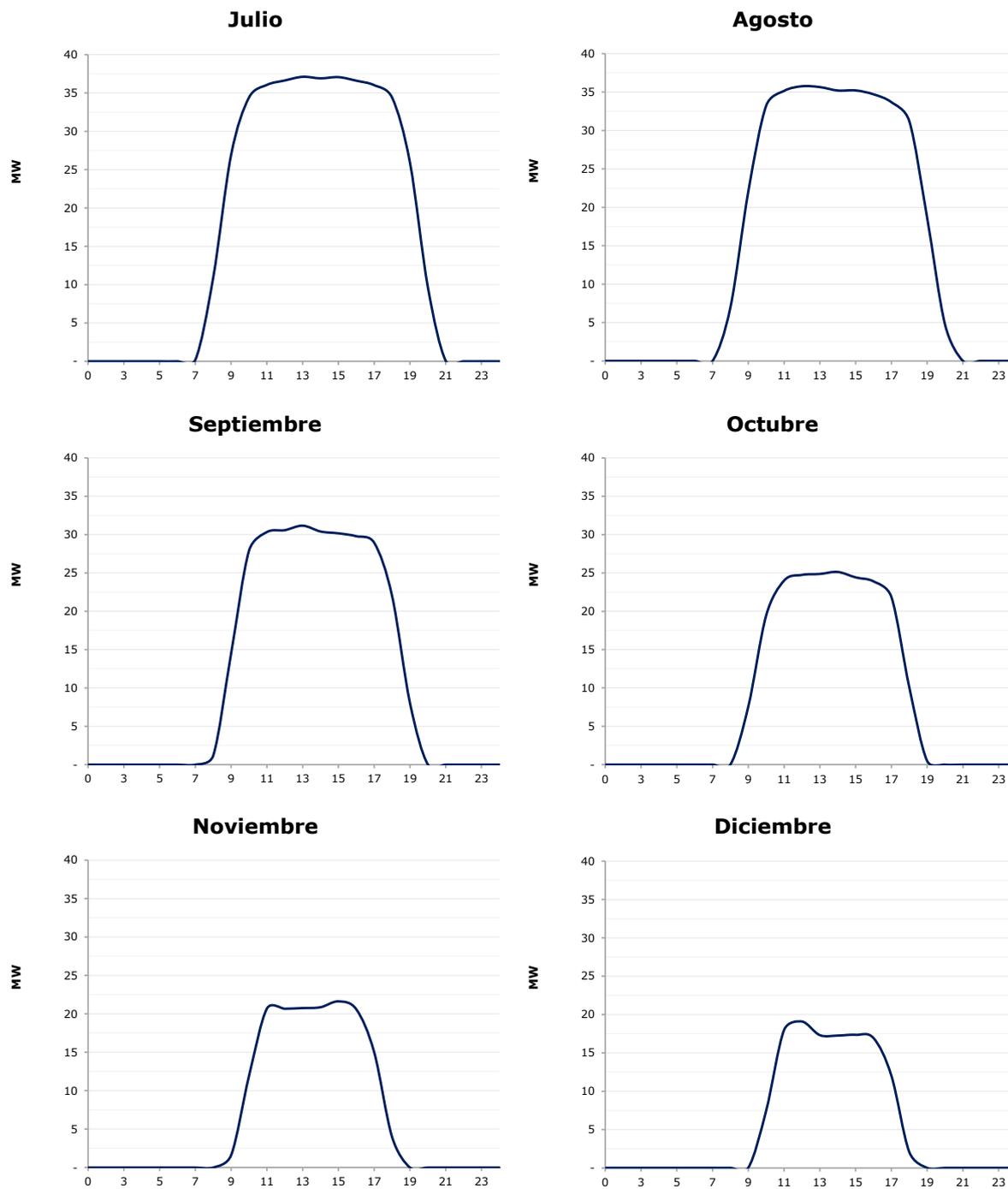
Las curvas como los datos incluidos en este anejo son el resultado de calcular una curva teórica media para cada mes basada en los datos de la simulación de PVsyst®.

## C.1. Curvas de generación solar





## Curva de generación solar



**Figura C.1:** Curva media de generación solar diaria con climatología de 1990 [Fuente: JCMV adaptado de PVsyst]

## C.2. Tablas de generación solar

La siguiente tabla presenta los datos representados en formato curva en la sección del anterior de este anejo. Estos están incluidos en MW.



Curva de generación solar

**Tabla C.1:** Generación media diaria para cada mes en MW [Fuente: JCMV adaptado de PVsyst]

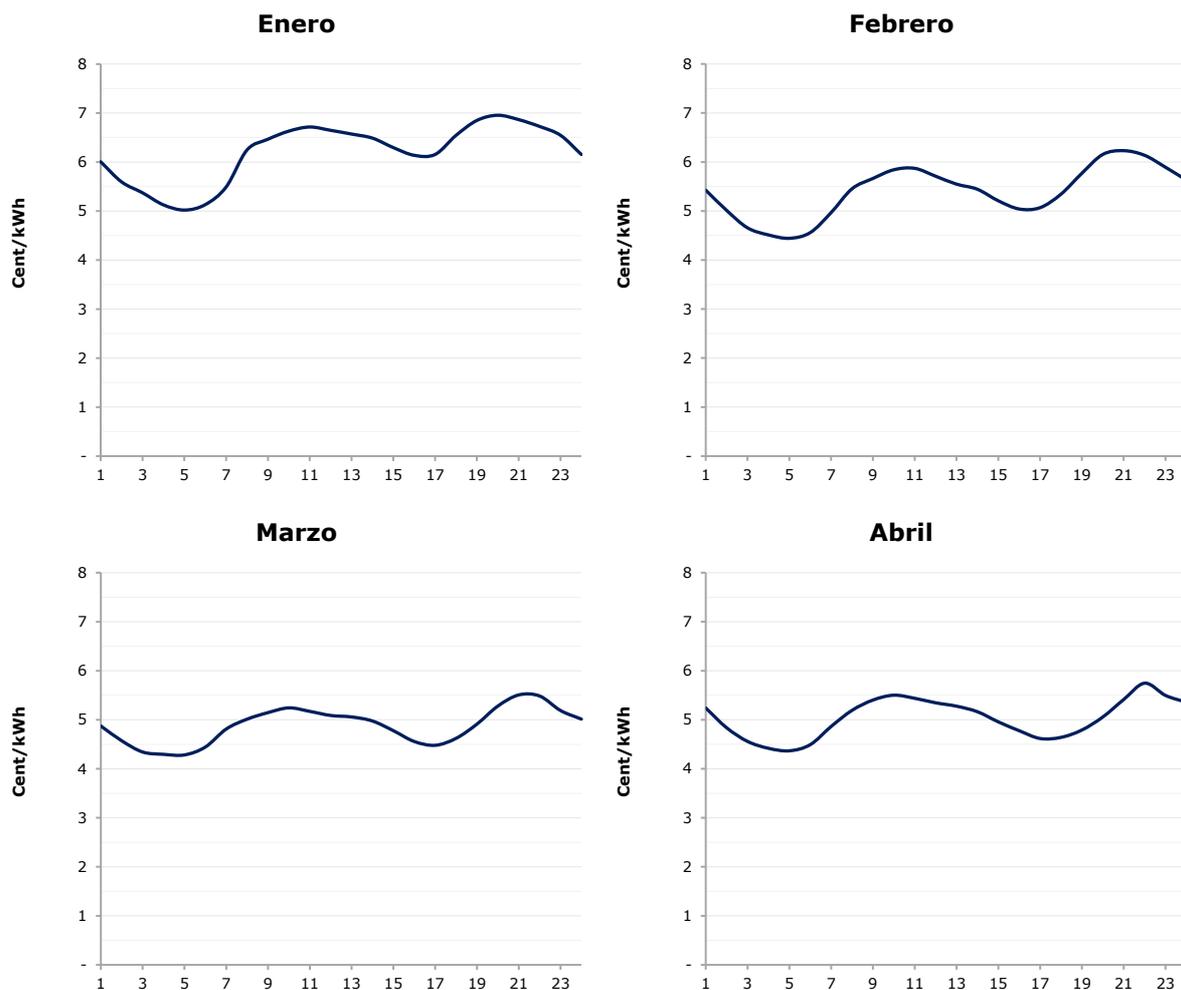
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6:00:00	-	-	-	-	0,24	0,64	0,19	-	-	-	-	-
7:00:00	-	-	0,01	5,01	11,24	13,48	10,93	7,00	1,18	0,02	-	-
8:00:00	-	0,41	7,71	20,04	25,17	28,76	26,93	22,07	14,50	7,58	1,61	0,03
9:00:00	6,57	11,38	21,33	32,12	31,57	34,56	34,41	33,24	27,90	19,46	11,93	7,49
10:00:00	17,51	24,74	27,49	33,59	32,40	36,26	36,05	35,15	30,33	24,00	20,68	18,00
11:00:00	19,69	26,21	28,40	31,93	33,29	36,28	36,62	35,76	30,57	24,74	20,67	19,10
12:00:00	18,26	25,86	29,29	31,97	34,05	36,42	37,11	35,65	31,17	24,86	20,75	17,32
13:00:00	19,61	23,84	29,31	31,98	33,38	36,18	36,91	35,20	30,40	25,12	20,86	17,26
14:00:00	19,30	23,91	29,80	31,14	33,69	35,98	37,06	35,21	30,17	24,41	21,62	17,36
15:00:00	20,06	24,19	29,67	30,12	32,27	35,22	36,60	34,71	29,79	23,89	20,60	16,93
16:00:00	17,38	22,20	28,14	28,67	30,40	33,96	36,01	33,68	28,93	21,86	15,01	12,02
17:00:00	6,56	13,92	22,06	25,10	27,69	31,52	34,40	31,22	21,98	10,10	3,99	2,07
18:00:00	-	1,77	8,61	12,97	18,30	23,58	25,90	18,64	8,01	0,48	-	-
19:00:00	-	-	-	1,22	5,93	9,03	9,67	4,73	0,02	-	-	-
20:00:00	-	-	-	-	-	0,03	0,06	-	-	-	-	-
21:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Anejo D. Precios del mercado mayorista

Las curvas de precio no se han incluido como parte del cálculo de la planta de producción de hidrógeno ya que no se ha estudiado el caso en el que la energía que acciona la planta de hidrógeno se obtenga de la red.

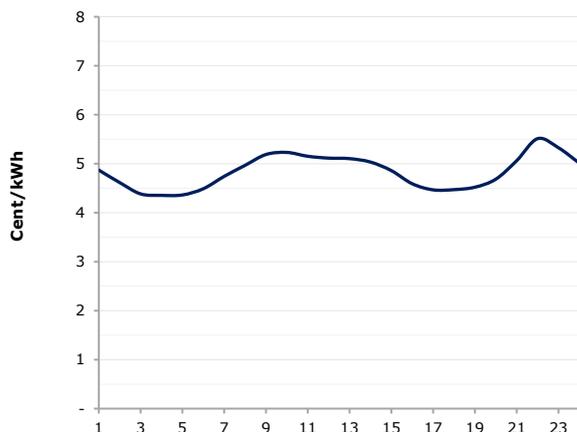
Las curvas de precios representan las curvas medias de precio de todos los meses a lo largo del año 2019. Mientras que esta es una estimación que se podría considerar válida, un punto de mejora es la utilización de curvas de futuros como alternativa a precios pasados. De esta manera se puede tener una representación más precisa del valor de la electricidad en los próximos años. Además, en caso de que se quiera hacer una estimación a largo plazo, se aconseja hacer predicciones a partir del año 2016, que es cuando las renovables contaron con una presencia significativa en el mercado.

Aunque no se ha incluido en el estudio, estas curvas de precios se incluyen en el modelo y en este documento en caso de futuras referencias y mejoras del estudio.

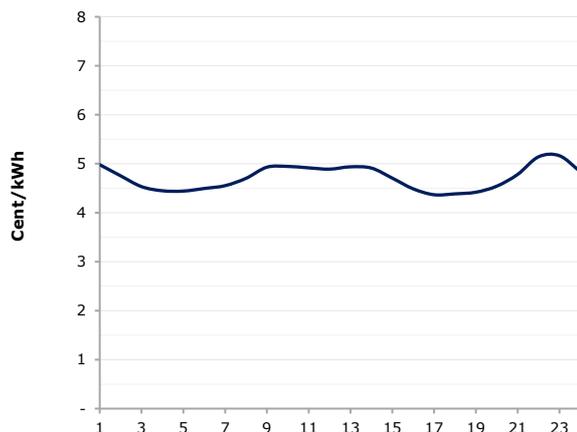




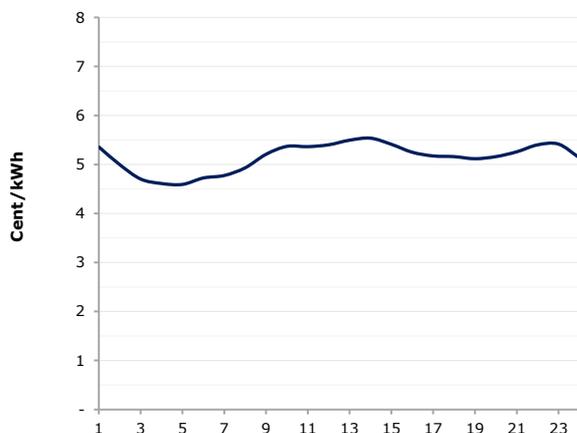
**Mayo**



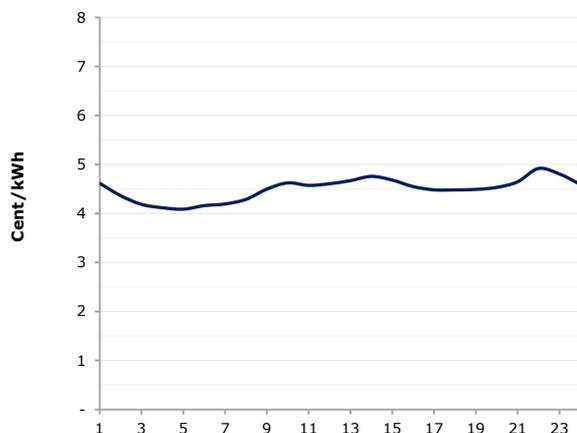
**Junio**



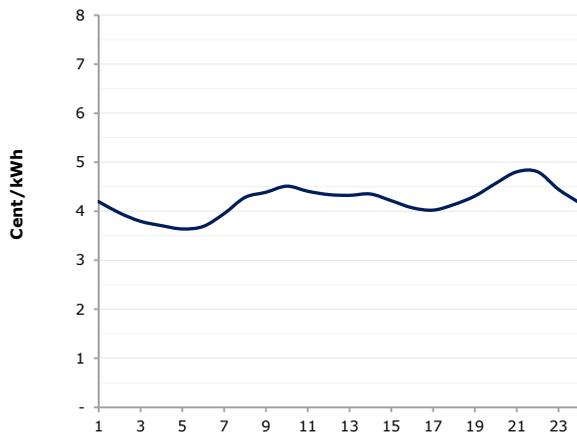
**Julio**



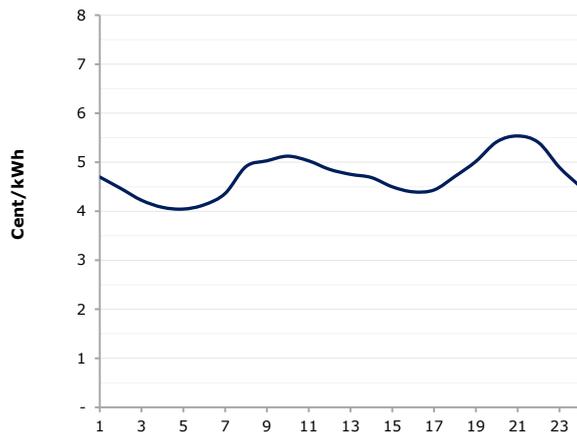
**Agosto**

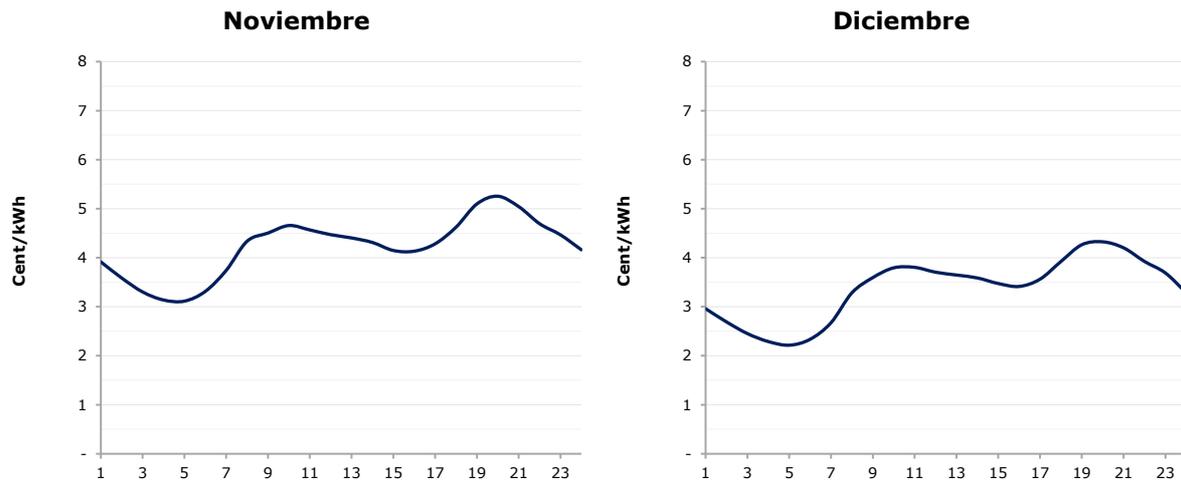


**Septiembre**



**Octubre**





**Figura D.1:** Curva media de precios del mercado eléctrico mayorista en 2019 [Fuente: JCMV adaptado de ESIOS – REE]