



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL

Autor: Beatriz San José González

Director: Luis Javier Mata

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE PARA
SUMINISTRO INDUSTRIAL**

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

curso académico 2021/2022 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.: Beatriz San José

Fecha: ...29.../ ...08.../ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata

Fecha://



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL

Autor: Beatriz San José González

Director: Luis Javier Mata

Madrid

Agradecimientos

A mi director de proyecto Luis Javier Mata.

En especial a mis padres y a mi hermana Mónica, por su apoyo incondicional ,sus ánimos, su paciencia y su ayuda infinita. Sin ellos no sería quien soy.

A Encarnita,Nico, Marta, Santi, Carlos y mis amigas de Icai por tantos momentos compartidos, unos buenos y otros duros.

DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE DE FORMA ASILADA PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL

Autor: San José González, Beatriz.

Director: Mata, Luis Javier.

Entidad Colaboradora: ICAI

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es conseguir descarbonizar la industria del amoniaco. La producción de amoniaco requiere de la generación de hidrógeno. Actualmente, la mayor parte del hidrógeno que utiliza la industria del amoniaco es generado mediante procesos que emiten gran cantidad de gases efecto invernadero.

La única manera reducir la emisión de estos gases es producir el mismo hidrógeno producido mediante electrólisis cuya fuente de energía sea de origen renovable. Este hidrógeno recibe la categoría de verde, a diferencia del tradicional producido mediante el reformado de gas natural, el cual ostenta la categoría de gris.

Mediante la hibridación de una planta fotovoltaica isla y otra de producción de hidrógeno, se puede conseguir la generación de hidrógeno verde. En este trabajo se demostrará la viabilidad técnica del proyecto, así como se arrojarán números relevantes de costes de inversión y producción.

Palabras clave: Energía Renovables, Energía Fotovoltaica, Hidrógeno, Electrolizador, Hidrógeno Verde, Almacenamiento de Hidrógeno, Sistemas de Generación de Energía Stand-Alone.

1. Introducción

El objetivo es producir hidrógeno, necesario para fertilizantes, aproximadamente el 70% de la producción global de amoniaco se usa para fertilizantes y según la IEA [1] esta demanda seguirá aumentando anualmente.

El amoniaco puede ser producido de manera sostenible, recibiendo el nombre de amoniaco verde. La producción de amoniaco toma como materias primas hidrógeno y nitrógeno. Mediante electrólisis del agua es posible obtener hidrógeno. La energía demandada por este proceso puede proceder de fuentes renovables, y es entonces cuando el hidrógeno recibe el término de verde.

Este trabajo se centra en obtener dicho hidrógeno verde para su posterior comercialización.

2. Definición del proyecto

Se quiere producir hidrógeno verde para ser suministrado a un cliente industrial.

La energía necesaria para realizar la electrólisis proviene de una planta fotovoltaica de 100MW la cual no está conectada a la red (on-site).

Un electrolizador toma la energía suministrada por la planta fotovoltaica para producir hidrógeno. Parte de dicho hidrógeno va directamente a satisfacer la demanda del cliente y adicionalmente, se plantea la posibilidad de almacenarlo para disponer del mismo en periodos de baja o nula producción de la fotovoltaica.

El objetivo primordial es encontrar el diseño de planta y equipos óptimos que maximicen la producción de hidrógeno y minimicen los costes de producción del mismo.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Este proyecto tiene como objetivo el diseño de una planta de producción de hidrógeno verde.

La energía necesaria para el proceso de electrólisis proviene de una planta fotovoltaica de 100MW la cual no está conectada a la red (sistema en isla). La electrólisis la lleva a cabo un electrolizador alimentado con la energía proveniente de la planta fotovoltaica.

Se considera además la viabilidad e impacto económico en el precio final del hidrógeno, la instalación de un sistema de almacenamiento compuesto por tanques cilíndricos de almacenamiento, compresor y baterías.

El hidrógeno resultante de este proceso será comercializado a un cliente industrial. El cliente puede demandar un flujo constante de hidrógeno y por tanto la planta ha de ser diseñada para ser autosuficiente en periodos en los que las instalaciones fotovoltaicas no estén operativas debido a factores climáticos. Las instalaciones de almacenamiento garantizarían este suministro en sacrificio del precio final del producto, el cual aumentaría.

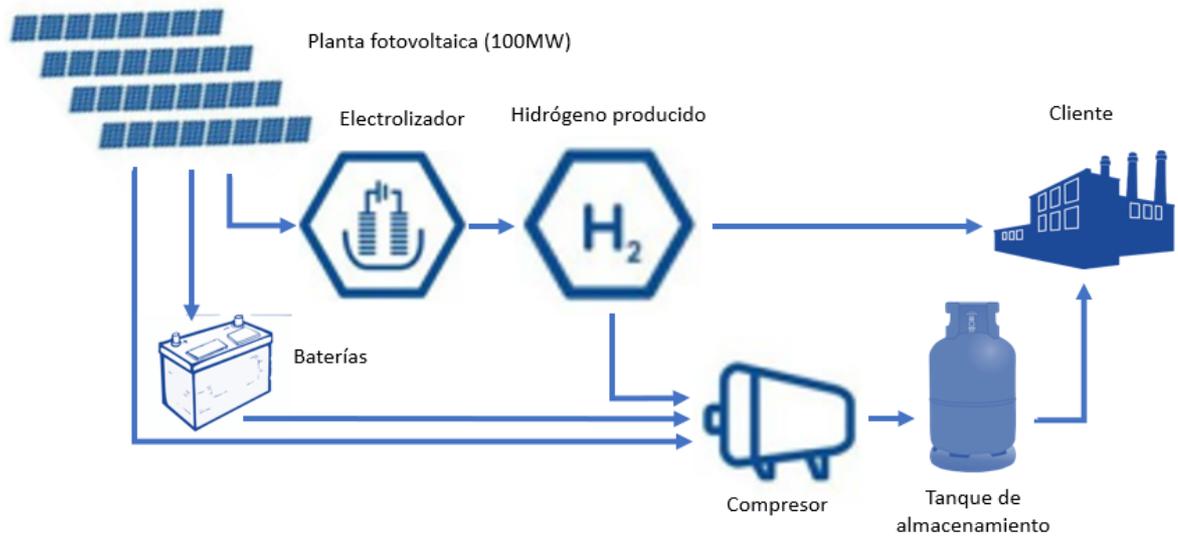


Ilustración 1 - Esquema en isla on-site de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica con almacenamiento de hidrógeno y energía.

4. Resultados

Partiendo de una planta fotovoltaica de una capacidad instalada de 100MW, se haya la combinación de equipos óptima que minimice los costes de producción de hidrógeno.

El electrolizador encontrado como óptimo ha sido el de capacidad 70MW. Este electrolizador maximiza la producción de hidrógeno al tiempo que minimiza la energía no utilizada del suministro fotovoltaico. Se determina que un electrolizador de mayor capacidad no contribuye a incrementar la producción y uno de menor no aprovecha toda la energía que suministra la planta fotovoltaica. La explicación a este fenómeno es que la producción anual de energía eléctrica en la planta fotovoltaica es una variable conocida, de tal forma que, si bien un electrolizador de capacidad reducida puede no aprovechar toda esa energía, un electrolizador de mayor capacidad no producirá mayor cantidad de hidrógeno porque no aumenta la energía generada en la planta fotovoltaica.

Para almacenar el excedente de hidrógeno producido y usarlo en periodos en los que la planta fotovoltaica no esté produciendo al máximo de capacidad, se han diseñado unas instalaciones de almacenamiento y se ha estudiado su impacto en el precio final del hidrógeno. Se asume que un total de dos días de suministro sin producción de hidrógeno es un factor de seguridad

aceptable. Para lograrlo se ha calculado que un total de 40 tanques cilíndricos de 133m³ de almacenamiento de hidrógeno son suficientes. El hidrógeno es comprimido por un compresor que eleva la presión de salida del electrolizador (30 bares) hasta la presión de almacenamiento (60 bares).

Se ha calculado que el precio de producción sin el sistema de almacenamiento es de 3,18 euros por cada kilogramo de hidrógeno producido. Cuando se tiene en cuenta el almacenamiento, el precio asciende a 3,9 €/kg de hidrógeno.

Con un análisis de sensibilidad se determinan cuáles son las variables y equipos más sensibles al precio final del hidrógeno producido. Se concluye que el capex y opex del electrolizador son las variables más sensibles al coste marginal, seguido muy de cerca por el capex de la planta fotovoltaica. El equipo que se necesita para llevar a cabo el almacenamiento resultó ser el que menos afectaba al precio final.

La degradación de los equipos a lo largo de la vida útil tiene un impacto significativo tanto en el precio final del hidrógeno como en la cantidad producida. Se encontró que la producción de hidrógeno caía en un 19,48% en 20 años y que el coste de producción aumentaba un 30,19% para el caso en el que no se asume almacenamiento y 34,46% para el escenario en el que sí se contempla infraestructura de almacenamiento de hidrógeno.

Por último, se ha calculado que este proyecto puede evitar la emisión de 37747 toneladas de CO₂, ya que la producción de hidrógeno por reformado de gas natural emite 10kg de CO₂ por kilogramo de hidrógeno producido.

5. Conclusiones

Tras analizar los diferentes escenarios se concluye que la planta de producción de hidrógeno con un electrolizador de 70MW y con un sistema de almacenamiento del excedente de hidrógeno es la solución óptima. Se ha demostrado que el coste de almacenamiento no tiene un impacto significativo en el precio final del hidrógeno producido y se añade valor al proyecto ya que se garantiza el suministro al cliente.

Una investigación más exhaustiva debe determinar si la conexión de las instalaciones de producción de hidrógeno a la red es viable. Dicha conexión garantizaría la producción de

hidrógeno a cualquier hora del día con independencia de un sistema de almacenamiento, lo cual puede añadir valor al proyecto.

La producción de hidrógeno verde es una alternativa factible a la producción tradicional por reformado de metano, contribuyendo a reducir las emisiones de efecto invernadero.

6. Referencias

[1] Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf (hydrogeneurope.eu)

DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE DE FORMA ASILADA PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL

Autor: San José González, Beatriz.

Director: Mata, Luis Javier.

Entidad Colaboradora: ICAI

PROJECT SCOPE

The objective of this project is to decarbonize the ammonia industry. The production of ammonia requires the generation of hydrogen. Currently, most of the hydrogen used by the ammonia industry is generated by processes that produce large amounts of greenhouse gases.

The only way to reduce the emission of these gases is to produce the same hydrogen by electrolysis with a renewable energy source. This hydrogen is classified as green, as opposed to the traditional hydrogen produced by reforming natural gas, which is classified as gray.

By hybridizing an island photovoltaic plant and hydrogen production plant, the generation of green hydrogen can be achieved. In this work, the technical feasibility of the project will be demonstrated, as well as relevant investment and production cost figures.

Keywords: Renewable Energy, Photovoltaic Energy, Hydrogen, Electrolyser, Green Hydrogen, Hydrogen Storage, Stand-Alone Power Generation Systems.

1. Introduction

The objective is to produce hydrogen, which is needed to manufacture fertilizers. Approximately 70% of global ammonia production is used for fertilizers and according to the IEA [1] this demand will continue to increase annually.

Ammonia can be produced in a sustainable way, known as green ammonia. The production of ammonia takes hydrogen and nitrogen as raw materials. Hydrogen can be obtained by electrolysis of water. The energy required for this process can come from renewable sources, and this is when the hydrogen is called green.

This work focuses on obtaining this green hydrogen for later commercialization.

2. Project definition

The aim is to produce green hydrogen to be supplied to an industrial customer.

The energy needed to perform the electrolysis comes from a 100MW photovoltaic plant which is not connected to the grid (on-site).

An electrolyser takes the energy supplied by the PV plant to produce hydrogen. Part of this hydrogen goes directly to satisfy the customer's demand and additionally, the possibility of storing it to be available in periods of low or no production of the photovoltaic plant is considered.

The main objective is to find the optimal design of the plant and equipment to maximize hydrogen production and minimize hydrogen production costs.

3. Model/System/Tool description

This project aims to design a green hydrogen production plant.

The energy needed for the electrolysis process comes from a 100MW photovoltaic plant which is not connected to the grid (island system). The electrolysis is carried out by an electrolyser powered by the energy coming from the PV plant.

The installation of a storage system consisting of cylindrical storage tanks, compressor and batteries is also considered for feasibility and economic impact on the final price of hydrogen.

The hydrogen resulting from this process will be marketed to an industrial customer. The customer may demand a constant flow of hydrogen and therefore the plant has to be designed to be self-sufficient in periods when the photovoltaic installations are not operational due to climatic factors. Storage facilities would guarantee this supply at the sacrifice of the final price of the product, which would increase.

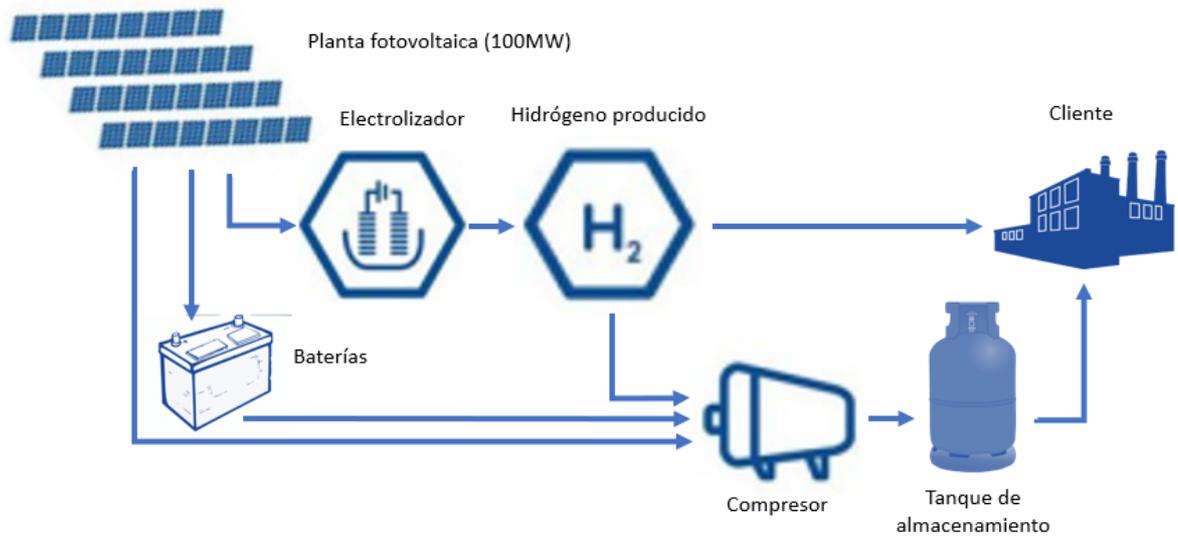


Illustration 1 -Sketch of an on-site hydrogen production plant from photovoltaic energy considering hydrogen and energy storage

4. Results

Starting from a photovoltaic plant with an installed capacity of 100MW, the optimal combination of equipment that minimizes hydrogen production costs is found.

The electrolyser found as optimal has been the one with a capacity of 70MW. This electrolyser maximizes hydrogen production while minimizing unused energy from the PV supply. It is determined that a larger electrolyser does not contribute to increased production and a smaller one does not take advantage of all the energy supplied by the photovoltaic plant. The explanation for this phenomenon is that the annual production of electrical energy in the photovoltaic plant is a known variable, so that while a smaller capacity electrolyser may not use all the energy, a larger capacity electrolyser will not produce more hydrogen because it does not increase the energy generated in the photovoltaic plant.

To store the surplus hydrogen produced and use it during periods when the PV plant is not producing at maximum capacity, storage facilities have been designed and their impact on the final hydrogen price has been studied. It is assumed that a total of two days of supply without hydrogen production is an acceptable safety factor. To achieve this, it has been calculated that a total of 40 cylindrical tanks of 133m³ of hydrogen storage are sufficient.

The hydrogen is compressed by a compressor that raises the output pressure of the electrolyser (30 bar) to the storage pressure (60 bar).

The production price without the storage system has been calculated to be 3.18 euros per kilogram of hydrogen produced. When storage is considered, the price amounts to 3.9 €/kg of hydrogen.

A sensitivity analysis determines which variables and equipment are most sensitive to the final price of hydrogen produced. It is concluded that the capex and opex of the electrolyser are the most sensitive variables to the marginal cost, followed closely by the capex of the photovoltaic plant. The equipment needed to carry out the storage was found to have the least impact on the final price.

Equipment degradation over the lifetime has a significant impact on both the final hydrogen price and the amount produced. Hydrogen production was found to fall by 19.48% over 20 years and the cost of production increased by 30.19% for the case where no storage is assumed and 34.46% for the scenario where hydrogen storage infrastructure is considered.

Finally, it has been calculated that this project can avoid the emission of 37747 tons of CO₂, since the production of hydrogen by reforming natural gas emits 10kg of CO₂ per kilogram of hydrogen produced.

5. Conclusions

After analyzing different scenarios, it is concluded that the hydrogen production plant with a 70MW electrolyser and a storage system for the hydrogen surplus is the optimal solution. It has been shown that the cost of storage does not have a significant impact on the final price of the hydrogen produced and value is added to the project as the supply to the customer is guaranteed.

Further research should determine whether connecting the hydrogen production facilities to the grid is feasible. Such a connection would guarantee hydrogen production at any time of the day independent of a storage system, which can add value to the project.

Green hydrogen production is a feasible alternative to traditional methane reforming production, helping to reduce greenhouse gas emissions.

6. References

[1] Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf (hydrogeneurope.eu)

Capítulo 1. Estado del arte	8
1.1.1 El deterioro de los ecosistemas y la pérdida de diversidad	10
1.1.2 Aumento de la temperatura, deshielo o subida del nivel del mar.....	10
1.1.3 Efectos socioeconómicos del cambio climático.....	11
1.1.4 El papel de la industria contra el cambio climático.....	12
1.1.5 Generación de energía renovable en Europa y España.....	13
1.1.6 Contexto de la generación fotovoltaica.....	15
1.1.7 Sectores con potencial de descarbonización	18
1.1.8 Qué es el hidrógeno	20
1.1.9 Tipos de H ₂	21
1.1.10 Estrategia europea del hidrógeno	24
1.1.11 Demanda de hidrógeno a nivel mundial.....	26
1.1.12 Producción del hidrógeno y usos.....	27
1.1.13 Cadena de valor del hidrógeno	31
1.1.14 Electrolizadores y partes del proceso.....	33
1.1.15 Almacenamiento y transporte de hidrógeno.....	37
Capítulo 2. Producción de hidrógeno verde	40
2.1 Sistema en isla con planta fotovoltaica de 100MW.....	41
2.1.1 Módulos fotovoltaicos.....	48
2.1.2 Inversor.....	54
2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR.....	56
2.2.1 Estudio del factor de carga del electrolizador	60
2.2.2 Estudio de producción fotovoltaica no aprovechada por el electrolizador	61
2.2.3 Estudio de producción de hidrógeno producido por el electrolizador.....	64
2.2.4 Inversión requerida por el electrolizador.....	68
2.2.5 Opex del electrolizador.....	70
2.2.6 lcoh. selección del electrolizador óptimo en base al coste marginal	71
2.2.7 estudio de degradación del electrolizador. evolución temporal de la producción y degradación del equipo	74
2.2.8 Análisis de sensibilidad respecto al lcoh.....	79
Capítulo 3. Almacenamiento de hidrógeno	81

3.1 Estructura de almacenamiento.....	82
3.2 Sistema de compresión	85
3.3 Baterías	88
3.4 Capex del almacenamiento	90
3.5 opex del almacenamiento	90
3.6 Análisis de sensibilidad en el capex y opex.....	90
3.1 Coste marginal del hidrógeno teniendo en cuenta el almacenamiento.....	92
Capítulo 4. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	95
Capítulo 5. ODS objetivos de desarrollo sostenible.....	100
Capítulo 6. Bibliografía.....	105
Capítulo 7. Anexos.....	108

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 - Esquema en isla on-site de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica con almacenamiento de hidrógeno y energía.	8
Ilustración 2 - Esquema en isla on-site de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica con almacenamiento de hidrógeno y energía.	13
Ilustración 3. Escenario en 2030 según UE.....	13
Ilustración 4. Tanto por ciento de energía renovable por país. Fuente: EMBER.....	14
Ilustración 5. Potencia fotovoltaica instalada en España.....	14
Ilustración 6. Objetivo de generación eléctrica. Fuente PNIE	16
Ilustración 7. Generación eléctrica del escenario Objetivo hasta 2030. Fuente PNIE	16
Ilustración 8. Proyección de emisiones de CO ₂	17
Ilustración 9. Porcentaje de consumo de energías renovables en función de del sector	18
Ilustración 10 Sectores con potencial para ser descarbonizados mediante el uso de hidrógeno verde	18
Ilustración 11. Tipo de h ₂ por origen	22
Ilustración 12. Competitividad del h ₂ verde	23
Ilustración 13. Estrategia Europea del Hidrógeno.....	25
Ilustración 14. Demanda total por su aplicación en Europa.....	26
Ilustración 15. Consumo de h ₂ por país	28
Ilustración 16. Esquema de generación verde, distribución y uso final del hidrógeno	29
Ilustración 17. El h ₂ en los planes de energía y clima de la UE	30
Ilustración 18. Tipos de electrolizadores, Libro Hidrogeno fundación Naturgy[4]	33
Ilustración 19. Coste de capital para AEC.....	35
Ilustración 20. Coste de capital para PEM	35
Ilustración 21. Principales características de los electrolizadores (22)	36
Ilustración 22 Detalle del funcionamiento de un electrolizador PEM.....	36

Ilustración 23. Tolerancias de concentración de H ₂ por componente para el segmento del transporte y almacenaje	38
Ilustración 24, Concentración máxima de hidrógeno permitido en la red de gas por cada país. Fuente: Libro Hidrógeno, fundación Naturgy [4]	38
Ilustración 25. Esquema stand alone, FV y Electrolizador.....	41
Ilustración 26. Potencial eléctrico fotovoltaico España.....	42
Ilustración 27. P50	43
Ilustración 28 Producción en días específicos de los meses del año	45
Ilustración 29 Comparación entre dos días de producción en marzo	46
Ilustración 30. Energía anual producida por la fotovoltaica.....	47
Ilustración 31. Horas en las que esta produciendo nuestra planta	48
Ilustración 32. Características eléctricas del módulo JAM72S20 445-470/MR	49
Ilustración 33. Garantía del módulo fotovoltaico escogido.....	51
Ilustración 34. Relación en ratio entre la capacidad del electrolizador y la capacidad de la fuente de energía renovable. Fuente :Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf (hydrogeneurope.eu).....	57
Ilustración 35. Análisis de optimización de ratios entre capacidad de RES y electrolizador	58
Ilustración 36. Tanto por ciento al que funciona el electrolizador (factor de carga) en función a su capacidad en MW. Fuente: elaboración propia.....	61
Ilustración 37. Relación entre excedente de energía producido por la fotovoltaica y capacidad del electrolizador	62
Ilustración 38. Variación del excedente de energía en función del tamaño del electrolizador. Obsérvese que el electrolizador de 70MW minimiza las pérdidas de energía. Fuente: elaboración propia	63
Ilustración 39. Relación entre el consumo del electrolizador y el factor de carga. Obsérvese una relación lineal entre ambas variables.	65
Ilustración 40. Producción de H ₂ en función del tamaño del electrolizador. Obsérvese que la curva se estabiliza a partir de un electrolizador de capacidad 70MW, indicando que este diseño es el óptimo para este proyecto. Un electrolizador de mayor tamaño no resulta en un aumento de la producción. Fuente: elaboración propia.	66

Ilustración 41. Fuente: elaboracion propia	67
Ilustración 42: Datos de capex y opex proporcionados en el estudio de Roland Berger para diferente electrolizadores. Para el caso del PEM se ha optado por multiplicar esas cantidades por dos debido al estado actual y precios de mercado. [38]: Access-to-finance for European Cloud and High Performance Computing (europa.eu).....	68
Ilustración 43: Evolución del capex en función de la capacidad del electrolizador en MW. Nótese que el capex disminuye a mayor capacidad, lo cual es debido a la economía de escala asociada.	69
Ilustración 44 Opex del electrolizador en función a la capacidad del mismo. Datos obtenidos de Roland Berger.	70
Ilustración 45 Coste marginal de la producción de hidrógeno en función de la capacidad del electrolizador.	72
Ilustración 46 Capacidad de los electrolizadores comprendidos entre 65 y 85 MW y su coste marginal de producción asociado. Se observa que el mínimo coste marginal de producción se encuentra asociado al electrolizador de 70MW.	72
Ilustración 47. Cambio de la ecuación que describe el consumo del electrolizador con la producción de hidrogeno	75
Ilustración 48 Degradación en la producción de hidrógeno con respecto al tiempo.....	76
Ilustración 49 Factor de carga del electrolizador en función de su vida útil.....	76
Ilustración 50 Producción de la fotovoltaica en GWh en función de su vida útil.....	77
Ilustración 51. Tabla de coste marginal con respecto al tiempo que lleva funcionando todo el equipo(electrolizaor y planta fotovoltaica). Esta degradación ha sido calculada con respecto al procedimiento descrito en esta sección.	78
Ilustración 52 Análisis de sensibilidad sobre el LCOH. Incrementos y disminuciones del 10% han ido considerados en el capex, opex y en los costes del agua. La variable más sensible al precio final del LCOH es la inversión inicial o capex.....	80
Ilustración 53. Potencia nominal requerida por parte del compresor en la mejor hora anual	86
Ilustración 54. Potencia nominal requerida por parte del compresor asumiendo que al mejor día de producción le restamos la demanda del cliente.....	87

Ilustración 55 Estimación del opex en función del capex de las baterías.....	89
Ilustración 56 Análisis de sensibilidad sobre el LCOH de los equipos involucrados en el almacenamiento. Incrementos y disminuciones del 10% han ido considerados en el capex y opex de los tanques, el compresor y las baterías en el primer año de vida del proyecto. La variable más sensible al precio final del LCOH son los tanques de almacenamiento de hidrógeno.....	91
Ilustración 57. Analisis de sensibilidad de todo el equipo involucrado en este proyecto ...	92
Ilustración 58. Análisis de sensibilidad de todo el equipo involucrado en este proyecto ...	93

Capítulo 1. ESTADO DEL ARTE

Existe un consenso científico acerca de la veracidad de un cambio climático. La tierra no ha conocido un clima constante desde que apareció la primera forma de vida, y los cambios climáticos son un fenómeno recurrente y habitual. No obstante, el que presenciamos en la actualidad no sigue la tendencia de cambio sobre miles o millones de años, sino que sus efectos son medibles a escala humana.

El cambio climático y sus consecuencias ya son perceptibles por la sociedad. Los fenómenos climáticos extremos son cada vez más frecuentes y su percepción más acusada por parte de la sociedad. Sequías recurrentes, olas de calor o precipitaciones torrenciales, son algunos de estos fenómenos.

Si bien estos fenómenos son perceptibles por la sociedad, hay otros muchos que pasan desapercibido como el calentamiento de las aguas oceánicas o la pérdida progresiva de biodiversidad. La desoxigenación y calentamiento de las aguas oceánicas provocan que cada vez contemos con menos recursos marinos de los que abastecemos y las sequías recurrentes afectan a la producción mundial de alimentos

Con objeto de frenar el cambio climático, la Unión Europea estableció el objetivo de 0 emisiones netas para 250. Este objetivo lleva implícito la búsqueda de nuevas formas de energías que nos permitan prescindir de las energías fósiles, pues actualmente, la mayor parte de las emisiones de gases efecto invernadero provienen de la industria energética.

1.1.1 EL DETERIORO DE LOS ECOSISTEMAS Y LA PÉRDIDA DE DIVERSIDAD

La incesante actividad y expansión humana en busca de recursos naturales, genera pérdida de hábitat afectando a la biodiversidad.

El aumento de la temperatura y los cambios en el clima y el medio ambiente constituyen una grave amenaza para las especies y los ecosistemas, ya que su capacidad de adaptación a las alteraciones climáticas es limitada.

El resultado es que, con un hábitat dañado y una diversidad disminuida, la respuesta ante el cambio climático se ve afectada.

1.1.2 AUMENTO DE LA TEMPERATURA, DESHIELO O SUBIDA DEL NIVEL DEL MAR

El aumento de temperatura está producido por la emisión de gases efecto invernadero. Estos gases pueden ser emitidos en cualquier país, pero su efecto es percibido a nivel global (NASA 2014). La concentración media mundial de CO₂ en 2018 está por encima de niveles no observados por lo menos en los últimos 800.000 años y constituye el 147% de los niveles preindustriales (OMM, 2020).

Un aumento de 1 °C puede parecer poco significativo si se consideran las fluctuaciones térmicas de una región en particular. No obstante, se trata de un cambio muy relevante cuando ese grado centígrado representa el aumento del promedio de las temperaturas globales.

Las temperaturas globales han aumentado sistemáticamente desde la era preindustrial (1880). Las olas de calor y los años récord en temperaturas se han producido fundamentalmente después de 2001. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) indica que el aumento medio desde la era preindustrial hasta 2019 ha sido de 1,1°C. [5].

Como referencia, una disminución de sólo 5°C en la temperatura mundial es la diferencia entre el clima actual y una edad de hielo.

Con el objetivo de limitar la subida de temperaturas a nivel global a menos de 2°C, es necesario reducir las emisiones de CO₂ en un 20% para 2030, alcanzando la neutralidad en 2070. (IPCC). La Unión Europea lidera los compromisos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero ha fijado como objetivo una reducción de emisiones del 55%, lo cual aceleraría el objetivo de neutralidad para 2050 [3].

El Climate Action Tracker (CAT) estima que, si todas las promesas recogidas en el Acuerdo de París se cumplen, se puede limitar la escalada de temperaturas globales a 2,1°C. Esto está en consonancia con la acción climática recogida en uno de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 13).

1.1.3 EFECTOS SOCIOECONÓMICOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Entre otros muchos efectos socioeconómicos caben destacar los desplazamientos masivos de población en busca de mejores condiciones de vida, el descenso en la productividad de las cosechas, disminución de la tierra fértil, subida en el precio de bienes básicos, conflictos bélicos derivados de la lucha por el control de recursos y en general aumento de la pobreza.

Los países con menos recursos y las poblaciones menos desarrolladas son las más sensibles al cambio climático debido a su menor capacidad de adaptación. Este hecho lleva asociado un aumento de las desigualdades sociales e inestabilidad geopolítica, conllevando sucesos que pueden trascender fronteras.

1.1.4 EL PAPEL DE LA INDUSTRIA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO

En rasgos generales, el papel de la empresa en la lucha contra el cambio climático se basa en la electrificación de la economía y el aumento de la generación de energía renovable. Se calcula que la única forma de alcanzar los objetivos fijados por la Unión Europea es aumentar 3 veces la producción de energía renovable generada en suelo europeo.

Las Naciones unidas impulsaron la coalición “Race to Zero”, la cual busca aglutinar regiones, ciudades, inversores y empresas que representen en su conjunto una economía de escala mundial. Esta coalición ha conseguido agrupar hasta 2020 un total de 1.100 empresas, 45 inversores, 452 ciudades, 549 universidades.

Tal y como se recoge en el Acuerdo de París el papel de las empresas es fundamental para el desarrollo de modelos económicos en línea con los objetivos climáticos anteriormente descritos. El Pacto Mundial de las Naciones Unidas matiza además que la contribución de las empresas ha de estar ligada a la acción gubernamental, quién debe adoptar políticas ambiciosas.

Como se ha especificado al principio de la sección, la electrificación de la economía es un paso clave para alcanzar las metas climáticas fijadas. El hidrógeno representa un vector energético sostenible apto para ser almacenado que contribuirá positivamente en este aspecto. Existen numerosos sectores difíciles de descarbonizar, no obstante, el hidrógeno podría ser capaz de llevar a cabo esta tarea. Es el caso de la industria de los fertilizantes, quien demanda de hidrógeno como materia prima para producir amoniaco.

Con independencia de la contribución por parte de las empresas, cada uno podemos calcular nuestra huella de carbono y entender que recursos estamos usando y luego plantear como ayudar a arreglar la crisis climática [5].

1.1.5 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EUROPA Y ESPAÑA

España entre los principales países de la Unión Europea en cuanto a producción de energía renovable, Ilustración 3. En España, las fuentes eólicas producen el 22% de toda la energía renovable. La producción en las centrales hidroeléctricas se reduce a tan solo la mitad de esa cifra [3]. Por otra parte, se prevé un aumento de la producción fotovoltaica en España Ilustración 4

La Unión Europea en su conjunto ha aumentado anualmente la producción de energía renovable en un 9%, Ilustración 2.

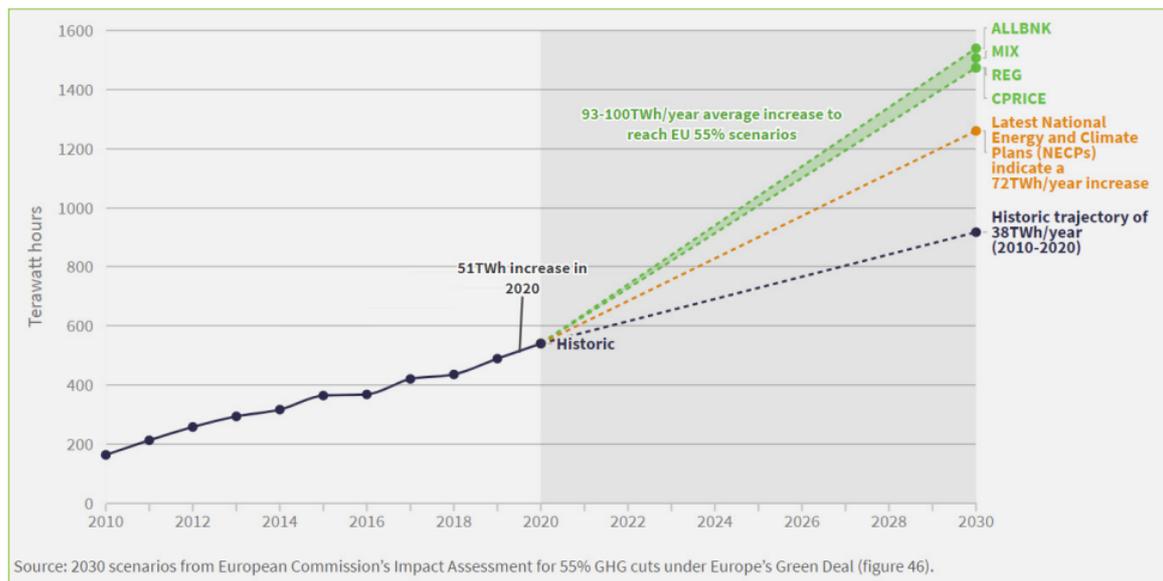


Ilustración 2. Escenario en 2030 según UE

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*



Ilustración 3. Tanto por ciento de energía renovable por país. Fuente: EMBER

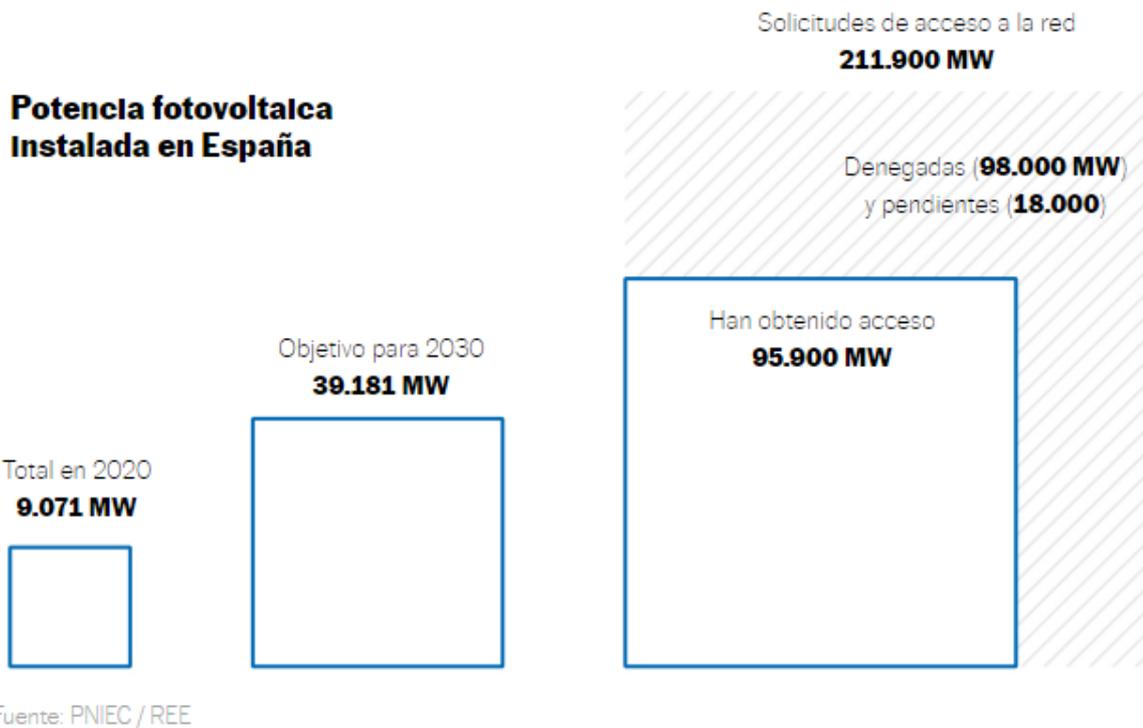


Ilustración 4. Potencia fotovoltaica instalada en España

1.1.6 CONTEXTO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Según el informe del PNIE que abarca el periodo del 2021 al 2030 será necesario investigar en la mejoría de tecnología, con el objetivo de disminuir el opex de las plantas fotovoltaicas (el coste gastado en operación y mantenimiento, en la construcción de las plantas fotovoltaicas grandes). También se enfatiza la necesidad de integrar esta energía limpia en la red.

A lo largo de dicho periodo (2021-2030, alrededor de 22GW de energía fotovoltaica van a haber superado su vida útil regulatoria. Esto implica que será necesaria la hibridación a través de distintas tecnologías de generación o almacenamiento para poder realizar una mejor gestión de capacidad disponible y facilitar la posibilidad de conexión a red.

En la Ilustración 5 del parque de generación del Escenario Tendencial [34], donde se puede apreciar que mientras el resto de energías no experimentan cambios en la capacidad en megavatios instalada, la fotovoltaica será un 332% mayor de la que tenemos en 2020. Por el contrario, la eólica, que actualmente es la dominante en el panorama de producción de energía limpia en España, crecerá en un 80%.

Se prevé una generación de 39055 GWh por parte de las instalaciones fotovoltaicas, Ilustración 6

El porcentaje de energía generada de fuentes renovables subirá desde un 41% en 2020 al 52% en 2030. Se prevé un aumento de la demanda eléctrica de 5,2% de 2020 a 2030.

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Ilustración 5. Objetivo de generación eléctrica. Fuente PNIE

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo* (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	49.325	60.670	92.926	119.520
Solar fotovoltaica	8.302	16.304	39.055	70.491
Solar termoeléctrica	5.557	5.608	14.322	23.170
Hidráulica	28.140	28.288	28.323	28.351
Almacenamiento	3.228	4.594	5.888	11.960
Biogás		813	1.009	1.204
Geotermia	743	0	94	188
Energías del mar		0	57	113
Carbón	52.281	33.160	7.777	0
Ciclo combinado	28.187	29.291	23.284	32.725
Cogeneración carbón	395	78	0	0
Cogeneración gas	24.311	22.382	17.408	14.197
Cogeneración productos petrolíferos	3.458	2.463	1.767	982
Otros	216	2.563	1.872	1.769
Fuel/Gas	13.783	10.141	7.606	5.071
Cogeneración renovable	1.127	988	1.058	1.126
Biomasa	3.126	4.757	6.165	10.031
Cogeneración con residuos	192	160	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.344	918	799	355
Nuclear	57.196	58.039	58.039	24.952
Total	280.911	281.219	307.570	346.290

Ilustración 6. Generación eléctrica del escenario Objetivo hasta 2030. Fuente PNIE

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo (miles de toneladas de CO ₂ equivalente)						
Años	1990	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	319.312	262.675	221.844

Ilustración 7. Proyección de emisiones de CO₂

La mayor parte de las reducción de emisiones es producido en el transporte y en la generación de energía eléctrica. Se pretende que las emisiones GEI disminuyan en un 20% como poco antes del 2030. [34]

Como vemos en la Ilustración 8, el consumo de energía final de energías renovables será de un 42% en 2030, aumentando desde este año 20 puntos básicos.

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Objetivo							
Años		2015*	2020	2022	2025	2027	2030
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)	Agricultura (ktep)	4.310	119	148	192	203	220
	Industria (ktep)		1.596	1.624	1.667	1.711	1.779
	Residencial (ktep)		2.640	2.623	2.598	2.709	2.876
	Servicios y otros (ktep)		241	279	337	376	435
	Transporte (ktep)		176	2.348	2.369	2.401	2.285
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)		353	629	1.339	2.404	2.851	3.523
Generación renovable eléctrica (ktep)		8.642	10.208	12.438	15.784	18.187	21.792
Energía renovable total (ktep)		13.481	17.780	20.821	25.383	28.324	32.736
Energía final corregida con las pérdidas del sistema eléctrico, los consumos en aviación y la energía suministrada por las bombas de calor (ktep)		83.361	88.548	86.081	85.023	82.050	77.589
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final		16%	20%	24%	30%	34%	42%

Ilustración 8. Porcentaje de consumo de energías renovables en función de del sector

1.1.7 SECTORES CON POTENCIAL DE DESCARBONIZACIÓN

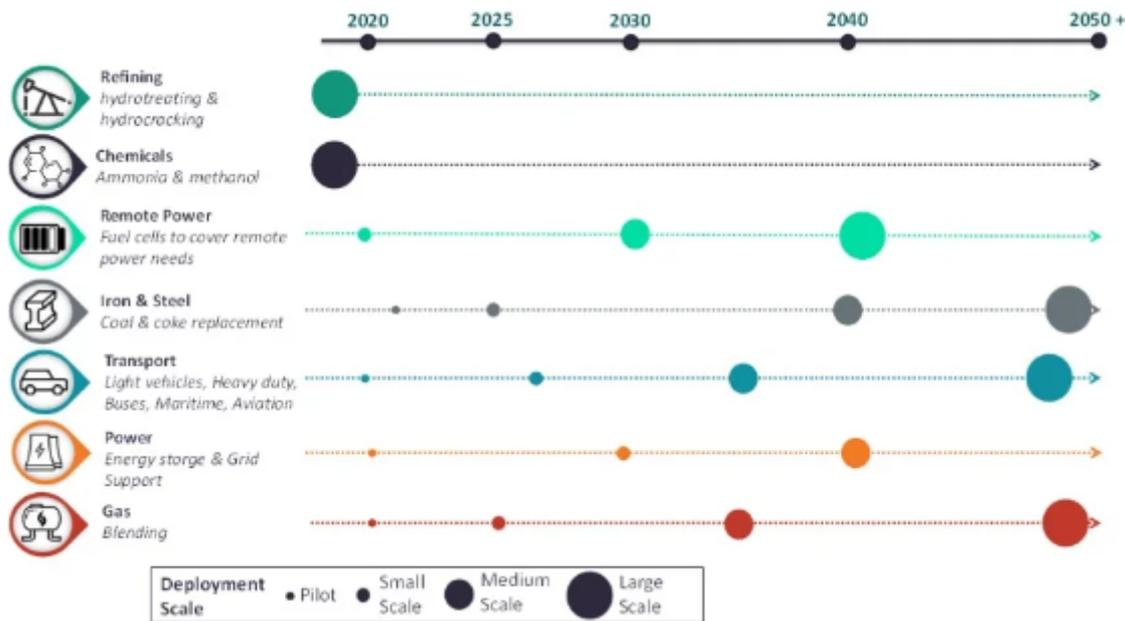


Ilustración 9 Sectores con potencial para ser descarbonizados mediante el uso de hidrógeno verde

No todos los sectores son susceptibles de descarbonización mediante su electrificación. El hidrógeno puede contribuir a descarbonizar sectores que de otro modo sería imposible, Ilustración 9.

Según EUROSTAT, de la actual demanda de energía de la UE, el 84% es electrificable con tecnologías limpias que tenemos disponibles. En el 16% restante es dónde el hidrógeno juega un papel fundamental.

En el presente, las industrias con más potencial de uso de hidrógeno como vector de descarbonización son las que utilizan el mismo como materia prima. Ejemplos de estas industrias son las refinerías o los fertilizantes. Después de las refinerías de petróleo, la industria del amoníaco es el segundo sector mayor de hidrógeno en la unión europea., suponiendo un 34%.A futuro, se vislumbran oportunidades para este sector energético en el campo de la industria pesada, el sector marítimo y aéreo.

Las oportunidades actuales de generación on-site son materias primas industriales y químicos y las futuras oportunidades son el transporte marítimo y aéreo y la industria a alta temperatura. Por otra parte, se prevé también que la industria de la automoción desarrolle vehículos eficientes capaces de funcionar con pila de hidrógeno, contribuyendo así a la descarbonización del transporte.

Si la capacidad del electrolizador está entre 1 y 5 MW es posible utilizar el hidrógeno producido para descarbonizar el sector de la movilidad urbana. Otro uso de estos electrolizadores de pequeño tamaño es la producción de grasas hidrogenadas. A partir de 50-100MW, es posible abastecer demandas industriales, como refinerías o plantas de manufactura de fertilizantes.

1.1.8 Qué es el hidrógeno

El hidrógeno es el segundo elemento más numeroso en la tierra, después del oxígeno y el primero más numeroso en todo el universo. Entre sus propiedades más interesantes destaca que posee mucha energía por unidad de masa y tiene un poder calorífico superior de 141 MJ/kg e inferior de 119 MJ/kg.

Si se comparan dichos números con los de otros elementos, es posible apreciar que son muy elevados. Esto sitúa al hidrógeno como un potencial sustituto de los combustibles fósiles si la tecnología de producción llega a ser competitiva a nivel industrial.

Muchos de los problemas asociados al desarrollo de tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno es su comportamiento en estado gaseoso y lo pequeña que es la molécula.

La molécula de hidrógeno es la más pequeña de la naturaleza, lo cual hace muy difícil su almacenamiento y transporte. La red gasística actual no podría ser utilizada para transportar hidrógeno puro pues los metales utilizados para el transporte de gas natural no aseguran integridad ante la molécula de hidrógeno.

La ventaja principal de este gas es su abundancia y la simpleza de su tecnología de producción, lo que lo hace un vector de energía completamente deslocalizado.

1.1.9 Tipos de H₂

El hidrógeno puede ser clasificado en diferentes categorías atendiendo a la manera en la que se ha producido. En esencia, la energía y materia prima utilizada para llevar a cabo el proceso de obtención son las variables que juegan un papel principal en la clasificación, Ilustración 10.

El hidrógeno verde es el único 100% renovable. Este hidrógeno se obtiene de la electrólisis del agua, siendo la fuente de energía necesaria para llevarla a cabo renovable en su totalidad.

En el otro lado del espectro se sitúa el hidrógeno gris, cuya producción se basa en el reformado de gas natural. Este proceso, libera a la atmósfera cantidades considerables de gases efecto invernadero, por lo que la categoría del mismo hace alusión a un hidrógeno que no es limpio desde el punto de vista ambiental.

El hidrógeno verde tiene un coste de producción variable en función de la fuente renovable sobre la que se sustente, Ilustración 11. En rasgos generales, se observa que cuanto menos estacionalidad tenga la fuente de energía renovable considerada, más disminuye su coste de producción.

De la Ilustración 11 se puede observar que para poder hacer real el precio por kilogramo anteriormente mencionado, la energía eólica offshore es la alternativa correcta. Esta fuente de energía renovable es capaz de producir un mayor número de horas y así consigue disminuir significativamente los costes de producción.

Actualmente los costes de producción del hidrógeno verde rondan los 4 o 5€ el kilogramo. No obstante, se espera que en el futuro este número se reduzca a 2 € el kilogramo. Alcanzar este valor es una meta para hacer del hidrógeno una solución competitiva a nivel industrial.

Un compromiso entre producción de hidrógeno mediante técnicas convencionales y producción mediante fuentes completamente renovables es el hidrógeno azul. El hidrógeno azul se obtiene de manera parecida al hidrógeno gris pero incluyen un proceso de captura y

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

almacenamiento de carbono (CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage). Con este método se consigue reducir a prácticamente 0 las emisiones dióxido de carbono. La parte menos convencional del proceso, el almacenamiento de dióxido de carbono es la que requiere de mayor investigación y desarrollo. Normalmente, este almacenamiento se debe de realizar a gran escala y es común que se inyecte en el subsuelo en formaciones porosas o acuíferos salinos subterráneos.

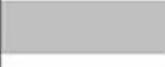
Hydrogentype	Fuel source, Process	Indicative LCOH in 2030 ¹ EUR/MWh _{H₂} (HHV)	Carbon emissions intensity kgCO ₂ /kgH ₂
Brown	Coal, Gasification		18 - 20
Grey	Natural gas, Steam reformation		8 - 12
Turquoise	Natural gas, Pyrolysis		5 - 11
Blue	Natural gas, Steam/autothermal reformation		0.6 - 1
Yellow	Grid electricity, Electrolysis		0 - 9
Green	Renewable electricity, Electrolysis		0
Pink	Nuclear electricity/heat, Electrolysis		0 - 0.4

Ilustración 10. Tipo de h2 por origen

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

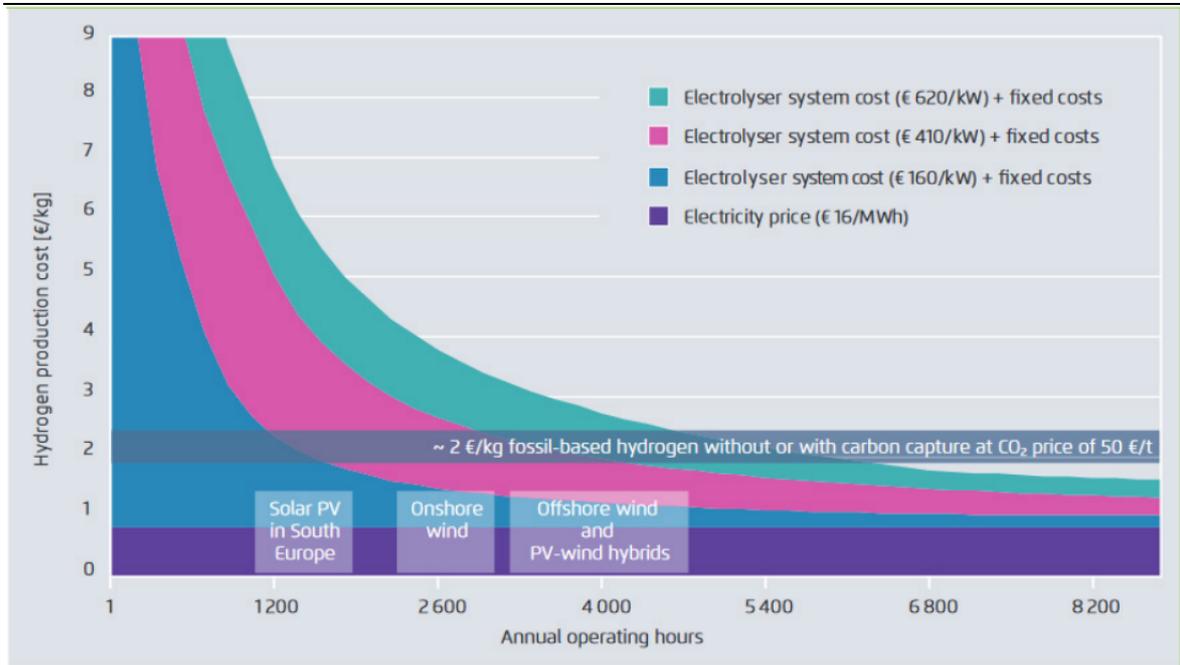


Ilustración 11. Competitividad del h2 verde

1.1.10 ESTRATEGIA EUROPEA DEL HIDRÓGENO

En la Ilustración 12 observamos la estrategia europea del hidrógeno, según la comisión europea [4]. La Unión Europea no solo considera al hidrógeno como un medio para descarbonizar las industrias que hagan uso directo del mismo sino también como un potencial vector energético. La UE destaca la simpleza en la producción del hidrógeno, pues el proceso físico de electrólisis es bien conocido. En este sentido, el hidrógeno además representa un vector energético completamente deslocalizado. Actualmente las energías fósiles están localizadas en puntos geográficos muy concretos y eso hace que países de la UE sean catalogados como dependientes. El hidrógeno contribuye por tanto a la tan ansiada independencia energética.

El objetivo a corto plazo es incrementar la producción de hidrógeno verde a 1 millón de toneladas.

A medio plazo, se considera que esa producción debe aumentar 10 veces y comenzar a usarse no solo como materia prima sino también como fuente de energía. Este último apartado hace referencia al uso de este gas en pilas de combustible instaladas, entre otros lugares, en automóviles. Un vehículo propulsado por hidrógeno verde tiene una huella de carbono mínima, contribuyendo a la descarbonización del transporte. El gran paso en este sentido es desarrollar una red eficiente de transporte, almacenamiento y distribución.

El objetivo global que marca la UE es lograr que esta fuente de energía sea aplicada a sectores de industria pesada y manufactura que actualmente son difíciles de descarbonizar. Para ello se estima que la producción ha de aumentarse 40 veces. Llegado a este punto, el hidrógeno se habrá convertido en una solución de escala industrial para la independencia energética y neutralidad en emisiones de gases efecto invernadero.

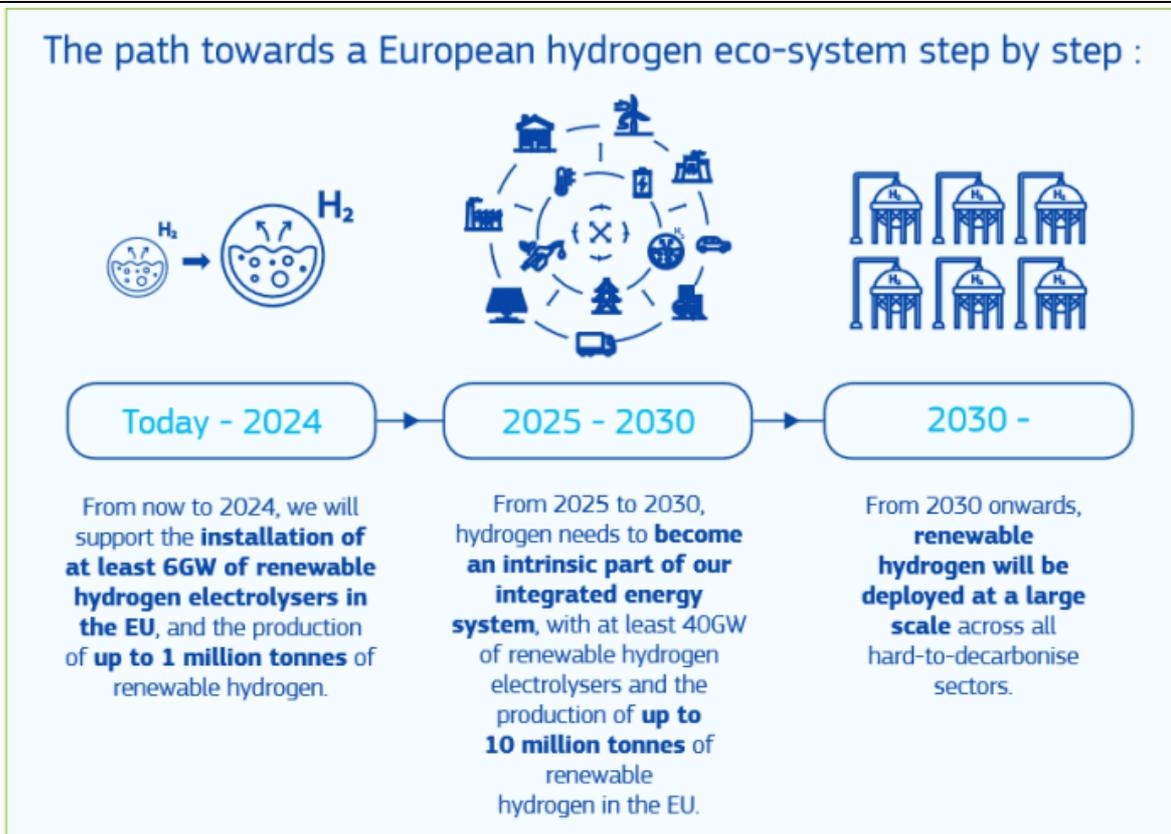


Ilustración 12. Estrategia Europea del Hidrógeno

1.1.11 DEMANDA DE HIDRÓGENO A NIVEL MUNDIAL.

Según fuentes de la IEA la demanda actual de hidrógeno fue de aproximadamente 90Mt en 2021.

Actualmente el uso fundamental del hidrógeno como molécula es la fabricación de fertilizantes y para procesos en refinerías. En la industria del amoníaco se utiliza hidrógeno para producir amoníaco. Estos dos usos, constituyen el 75% de todo el panorama actual, Ilustración 13.

Otros usos del hidrógeno son la producción de metanol, refinado y producción de metanol.

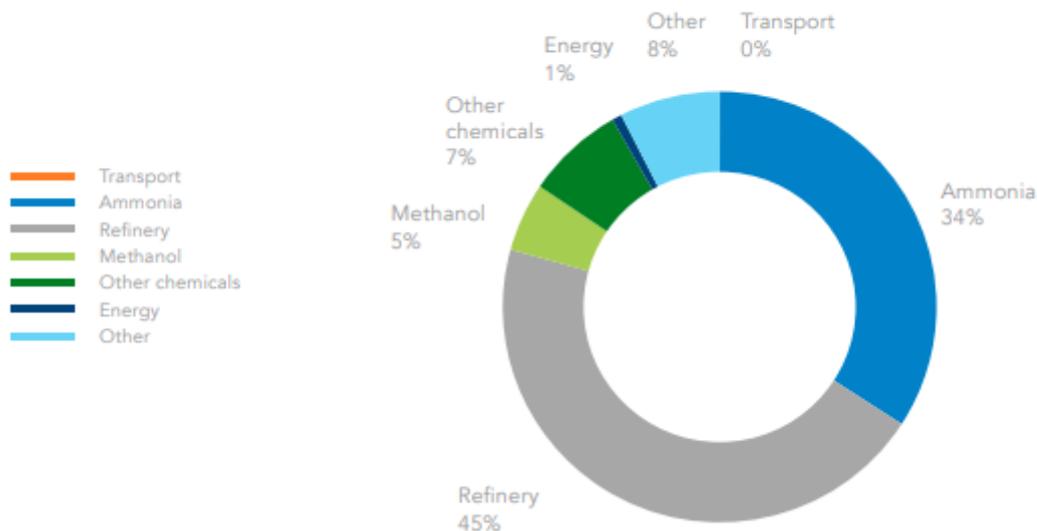


Ilustración 13. Demanda total por su aplicación en Europa

1.1.12 PRODUCCIÓN DEL HIDROGENO Y USOS

Una vez habiendo situado el hidrógeno en el contexto actual, paso a estudiar el uso y la producción de hidrógeno.

El hidrógeno es empleado sobre todo para la industria, en la que se requiere 60 millones de toneladas al año. Estos procesos industriales contribuyen con un 2,3% de emisiones mundiales de CO₂.

Según IEA [2] la demanda de H₂ aproximadamente en el mundo son 90MtH₂, de la cual la consumida en refinería es el 42%, en amoníaco el 38% y en la industria química el 20%.

En Europa la demanda es de aproximadamente 8,3MtH₂ y la consumida en refinería es el 45%, en amoníaco el 34% y en la industria química el 12%. En España la demanda de hidrógeno es aproximadamente 0,45MtH₂ siendo la consumida en refinería el 71%, la consumida en amoníaco el 26% y en la industria química el 3%.

Según Hydrogen Europe, Europa consume aproximadamente un 10% de la producción mundial de hidrógeno, de la cual el 5% aproximadamente en España

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

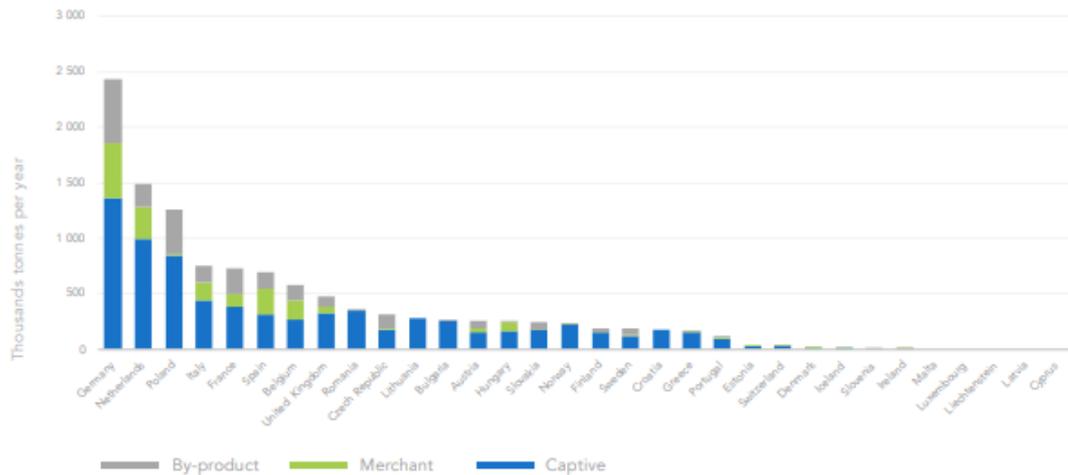


Ilustración 14. Consumo de h2 por país

En la Ilustración 15 se aprecia que los usos del hidrógeno como vector energético son diversos. El hidrógeno puede ayudar a descarbonizar el transporte, la industria, calefacción. El hidrógeno verde ayuda además a descarbonizar la producción de hidrógeno en sí como materia prima.



Ilustración 15. Esquema de generación verde, distribución y uso final del hidrógeno

La estrategia europea del hidrógeno (EU Hydrogen Strategy) recoge todas las pautas necesarias para convertir al hidrógeno en un vector energético. En este documento, se reconoce que este vector energético puede ayudar a conseguir los objetivos recogidos en el acuerdo de París, en el que diversos países se comprometen a reducir las emisiones de gases efecto invernadero. Con esto se pretende lograr el objetivo de la UE ser neutros en emisiones para 2050. Del mismo modo, el documento reconoce que el estado de madurez de esta tecnología requiere de inversiones conjuntas y de un marco regulatorio que fomente la investigación y desarrollo de la generación y transporte de hidrógeno. No todos los países ni todas las regiones tienen esa capacidad de inversión ni ese músculo investigador y es por ello que se enfatiza que la cooperación es esencial para impulsar esta tecnología. [8]

En la Ilustración 16 se aprecia los objetivos de los países de la UE para la capacidad de los electrolizadores [8]

En la primera fase que, ira del 2020 al 2024 se deberán instalar como mínimo 6GW de electrolizadores dentro de la UE y se pretende llegar a producir hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno verde. Se pretende instalar estos electrolizadores cerca de refinerías con el objetivo de cubrir su demanda con hidrógeno verde. Del mismo modo se establece como objetivo desarrollar una red de hidrogeneras para facilitar la implementación de este vector energético en el campo de la movilidad.

La segunda fase de la estrategia europea del hidrógeno comprende el periodo del 2025 al 2030. Consiste en instalar al menos 40 GW de electrolizadores y producir hasta 10 millones de toneladas de hidrogeno verde. El objetivo es hacer competitivo al hidrógeno de esta categoría.

La tercera fase comprende del periodo 2030 a 2050 cuando se espera que el hidrogeno verde sea ya competitivo y pueda ser escalado como solución industrial. Llegados a este estadio,

la capacidad de generación renovable debería haber aumentado muchísimo y se espera que el hidrogeno verde pueda tener impacto en otros sectores muy de difícil descarbonización. Estos sectores dependen actualmente de los combustibles fósiles casi en su totalidad. Son mayormente la aviación, la construcción de infraestructuras o el sector marítimo. En esta fase también se contempla que el biogás podría llegar a sustituir al gas natural en la producción de hidrógeno.

Electrolysers Capacity Plans 2030



Ilustración 16. El h2 en los planes de energía y clima de la UE

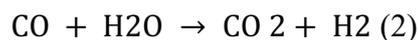
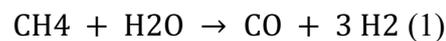
1.1.13 CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO

1.1.13.1 SMR

El Steam Methane Reforming process (SMR) [IEA17] constituye un proceso de generación de hidrógeno a partir de vapor de gas natural, petróleo o carbón. Este método de producción es el más frecuente y suma un 95% de la generación de hidrógeno [9]. El 5% restante es aquel hidrógeno que proviene de la electrólisis.

Dentro de esta forma de obtener hidrógeno a partir de combustibles fósiles, el método de generación de hidrógeno a partir de gas natural representa un 48%, el petróleo un 30% y el carbón un 18%.

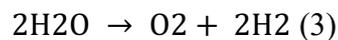
La primera ecuación del reformado con vapor del gas natural (1) conlleva la necesidad de alcanzar altas temperaturas que van entre 700°C y 1100°C [9] para que el vapor de agua reaccione con el metano. El rendimiento de esa reacción oscila entorno al 70-85% [9]. La segunda reacción (2) consiste en hacer desaparecer por completo el monóxido de carbono a través de cambio de alta y baja temperatura a 400°C y 200°C respectivamente, consiguiendo después de haber aplicado un proceso Pressure Swing Adsorption obtener hidrógeno puro al 99.99%. El contenido energético del gas resultante, hidrógeno, es muy superior al del gas natural del que proviene [10].



1.1.13.2 ELECTROLISIS Y TIPOS ELECTROLIZADORES

Otro método de producción de hidrógeno es la electrolisis (3), que aplica una corriente continua al agua destilada para disociar la molécula de agua. Este método tiene una eficiencia energética que oscila entre el 65% y el 85% y que es extremadamente interesante ya que no conlleva emisiones de dióxido de carbono. El único pilar de esta tecnología es que la fuente de energía para realizar el proceso de electrólisis sea renovable.

El precio de este proceso es a día de hoy muy elevado, siendo 4 veces superior al de la producción a través de SMR.



1.1.14 ELECTROLIZADORES Y PARTES DEL PROCESO

La reacción del electrolizador es la electrolisis del agua, explicado anteriormente, y los electrolizadores que tenemos disponibles hoy en día son tres: PEM: Polymer Electrolyte Membrane, AEL: Alkaline, Solid oxide (SOEC) electrolyser cells Ilustración 17. A día de hoy solo hay dos que son comercialmente atractivos: el de membrana alcalina y la electrolisis de membrana polimérica protónica.

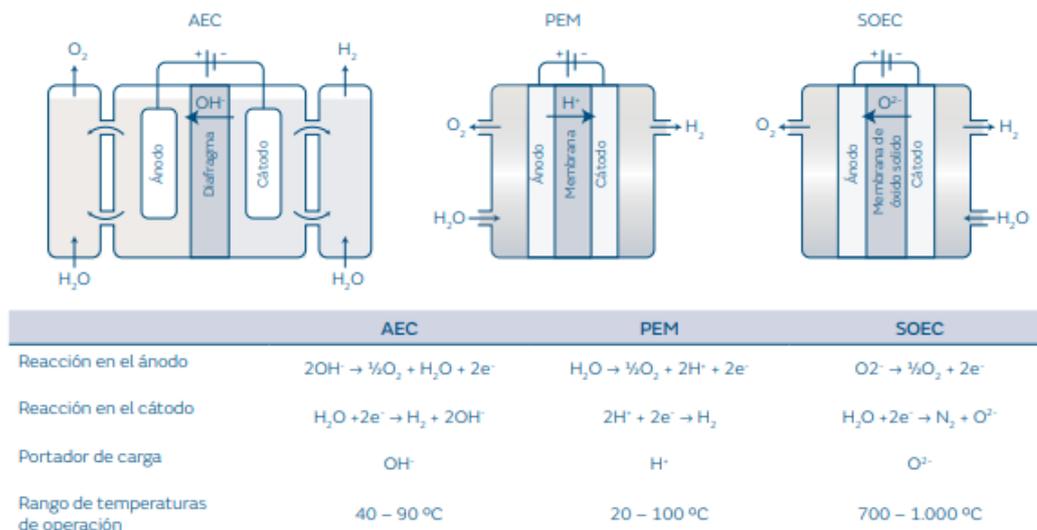


Ilustración 17. Tipos de electrolizadores, Libro Hidrogeno fundación Naturgy[4]

La electrolisis alcalina tradicional (AEC) es debido a su madurez la más barata, pero tiene el inconveniente de contar con unas densidades de corrientes pequeñas. Esto se traduce en una respuesta muy lenta, luego no es adecuado para la variabilidad que necesitan las energías renovables. Como punto a favor, estos electrolizadores alcanzan eficiencias del 93%.

En los PEM el electrolito (cualquier sustancia que contiene iones libres, los que se comportan como un medio conductor eléctrico) consiste en una membrana polimérica sólida conductora de iones que se utiliza en lugar de la solución acuosa. Conseguimos hidrogeno altamente puro alimentándolo con agua destilada. Son los idóneos para conectarlos a fuentes de energías renovables debido a su rápida respuesta. Ello permite optimizar el carácter variable del suministro que proviene de las fuentes de energía renovables. Estos electrolizadores son más nuevos y están siendo los favoritos gracias a su elevada eficiencia y su diseño más compacto. Como contrapartida de estos tipos de electrolizadores encontramos el alto precio, su escasez y difícil abastecimiento. La eficiencia de estos electrolizadores es del 80%.

Por último, los electrolizadores en estado sólido (SOEC) utilizan material cerámico como electrolito. Necesitan temperaturas elevadas, Ilustración 20, que hacen que no los hacen compatibles con las energías renovables, pues gran parte de la energía fotovoltaica genera sería consumida en generación de calor para poder ser operados. Únicamente son aptos para lugares en los que el calor remanente esté fácilmente disponible, como en una refinería.

Según e4tech, estos son los costes de electrolizador AEC y costes de electrolizador PEM. Los KPI que han tenido en cuenta son el capex, la eficiencia, el tamaño del sistema y de la pila, la vida útil, las características dinámicas, la presión del sistema, el opex, la disponibilidad, la densidad de corriente, Ilustración 18 e Ilustración 19. Como se aprecia en dichas ilustraciones, se espera que el coste del PEM sea muy competitivo para 2030.

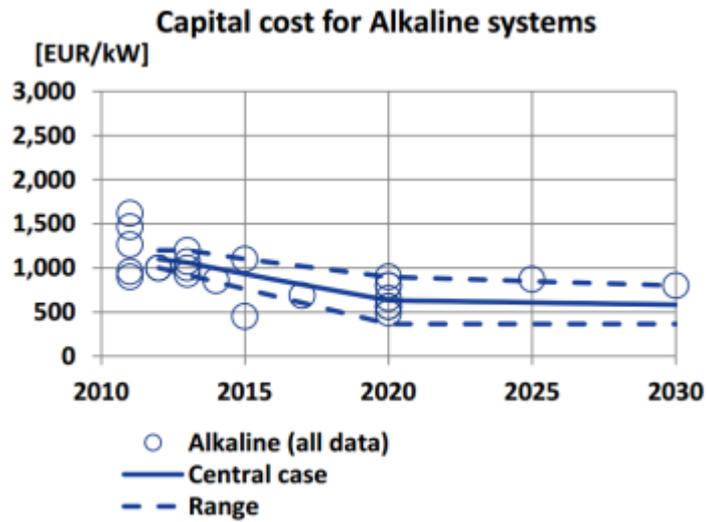


Ilustración 18. Coste de capital para AEC

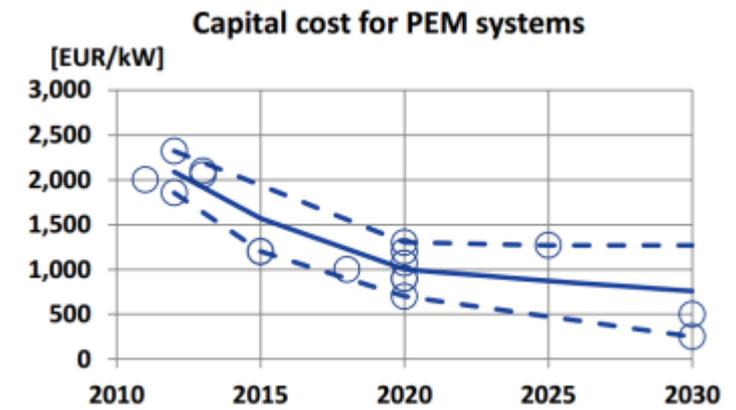


Ilustración 19. Coste de capital para PEM

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

	AEC	PEMEC	SOEC
Electrolyte	Aq. potassium hydroxide (20–40 wt% KOH) [9,32,33]	Polymer membrane (e.g. Nafion) [33,34]	Yttria stabilised Zirconia (YSZ) [37,38]
Cathode	Ni, Ni-Mo alloys [9,32,33]	Pt, Pt-Pd [34]	Ni/YSZ [37,38]
Anode	Ni, Ni-Co alloys [9,32,33]	RuO ₂ , IrO ₂ [34]	LSM ^a /YSZ [37,38]
Current density (A cm ⁻²)	0.2–0.4 [34]	0.6–2.0 [34]	0.3–2.0 [9,38]
Cell voltage (V)	1.8–2.4 [34]	1.8–2.2 [34]	0.7–1.5 [38]
Voltage efficiency (% _{H₂})	62–82 [34]	67–82 [34]	<110 [33]
Cell area (m ²)	<4 [33]	<0.3 [33]	<0.01 [33]
Operating Temp. (°C)	60–80 [34]	50–80 [34]	650–1000 [37,38]
Operating Pressure (bar)	<30 [33]	<200 [33]	<25 [33]
Production Rate ^c (m ³ _{H₂} h ⁻¹)	<760 [33]	<40 [33]	<40 [33]
Stack energy ^c (kWh _{el} m ³ _{H₂})	4.2–5.9 [34]	4.2–5.5 [34]	>3.2 [33]
System energy ^c (kWh _{el} m ³ _{H₂})	4.5–6.6 [16]	4.2–6.6 [16]	>3.7 (>4.7) ^{kWh_{energy}^b}
Gas purity (%)	>99.5 [32]	99.99 [33]	99.9 ^a
Lower dynamic range ^d (%)	10 – 40 [33,34]	0 – 10 [34]	>30 ^a
System Response	Seconds [33]	Milliseconds [33]	Seconds ^a
Cold-start time (min.)	<60 [16]	<20 [16]	<60 ^a
Stack Lifetime (h)	60,000–90,000 [16]	20,000–60,000 [16]	<10,000 ^a
Maturity	Mature	Commercial	Demonstration ^a
Capital Cost (€ kW _{el} ⁻¹)	1000–1200 [16]	1860–2320 [16]	>2000 [16]

Ilustración 20. Principales características de los electrolizadores (22)

Las plantas de fertilizantes trabajan a altas presiones y temperaturas. Tienen un proceso largo de arranque y parada, es decir, trabajan durante largos periodos de tiempo y paran la producción durante otros. Durante ese tipo de operaciones, los electrolizadores sufren un acusado desgaste. Es por esto que necesitamos que nuestro electrolizador sea PEM. En la Ilustración 21 se detalla el funcionamiento de un electrolizador PEM.

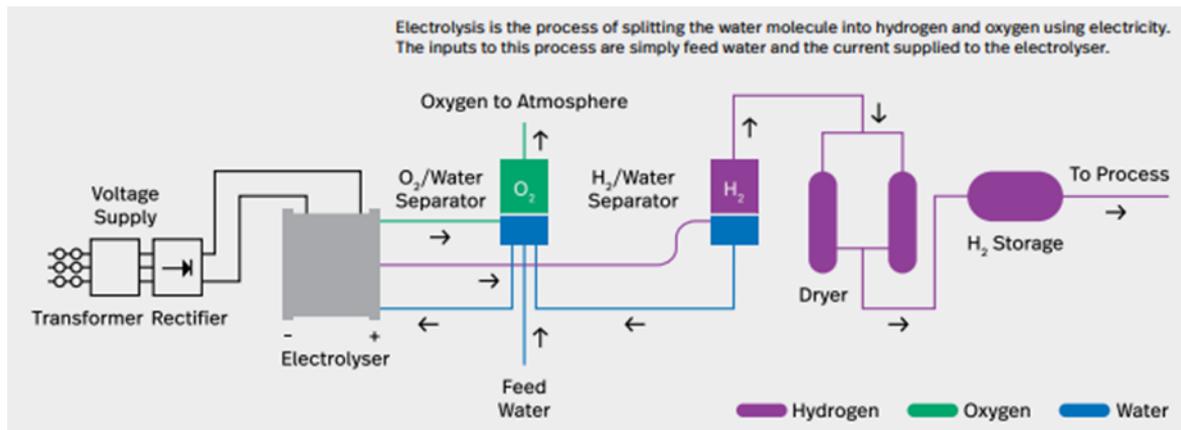


Ilustración 21 Detalle del funcionamiento de un electrolizador PEM

1.1.15 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

A día de hoy, es difícil el transporte y la distribución del hidrógeno, ya que la mayoría de ductos no son adecuados para transportar hidrógeno. Otro riesgo asociado es alta temperatura del hidrógeno que puede ocasionar accidentes. Los conductos de hidrógeno están hechos normalmente de acero el cual corre peligro por la fragilización producida por el hidrógeno.

Una alternativa que propone NREL (National Renewable Energy Laboratory) [12] es que se mezcle el hidrógeno con el gas natural, el cual actuaría como un gas colchón. Esto es problemático debido a las diferencias de densidades entre el hidrógeno y el gas natural, pues la densidad del gas natural es diez veces mayor. Actualmente, la legislación y limitantes técnicos son diferentes según el país, por lo que el porcentaje de hidrógeno en la mezcla varía, Ilustración 23. En rasgos generales, una concentración de hidrógeno superior al 10% no sería tolerada por la red actual, Ilustración 22. Si se pretende transportar hidrógeno en estado gaseoso mediante ductos, será necesaria una elevada inversión económica.

Otra alternativa es el transporte usando PSA (adsorción por cambio de presión), aunque existe el problema de la desorción en el destino final.

El almacenamiento en pilas de combustible alcanza eficiencias del 30%. Aunque este porcentaje pueda ser reducido, es mayor que los motores de combustión interna.

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

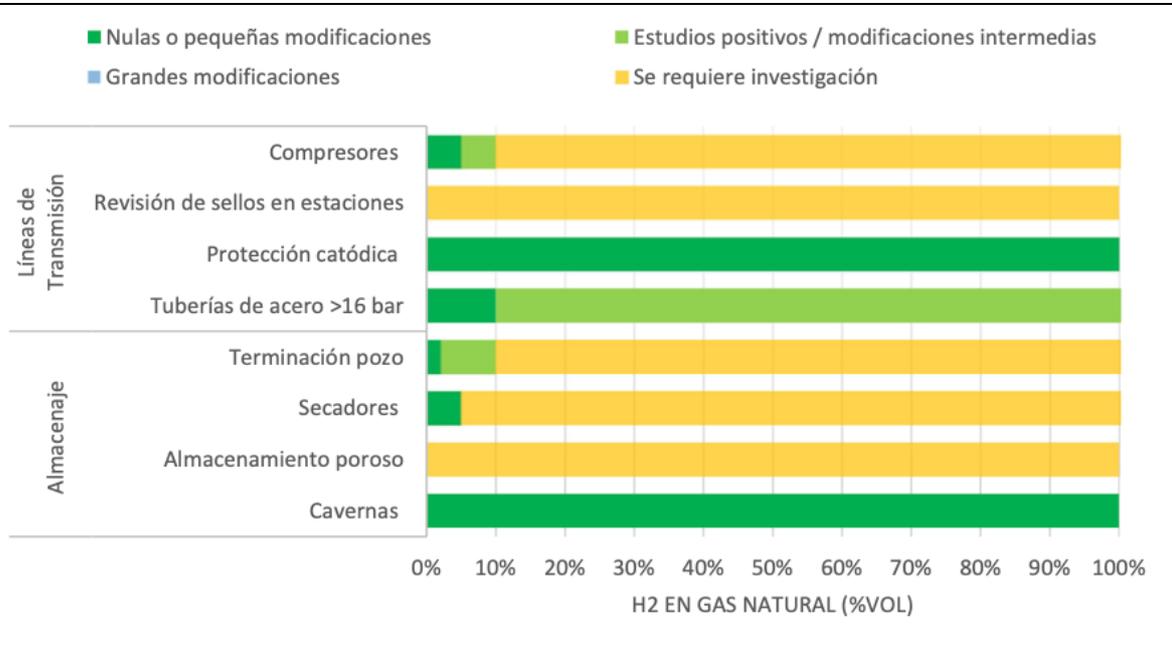


Ilustración 22. Tolerancias de concentración de H₂ por componente para el segmento del transporte y almacenaje

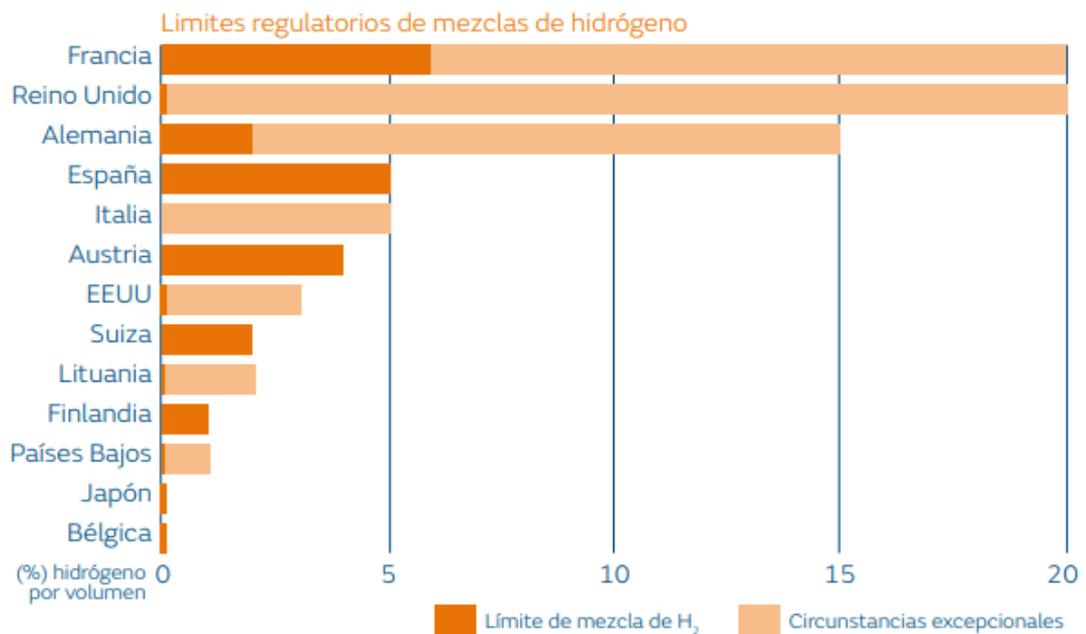


Ilustración 23. Concentración máxima de hidrógeno permitido en la red de gas por cada país. Fuente: Libro Hidrógeno, fundación Naturgy [4]

Capítulo 2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

VERDE

2.1 SISTEMA EN ISLA CON PLANTA FOTOVOLTAICA DE 100MW

La planta fotovoltaica estará desconectada de la red (en isla) y la producción generada será on-site suministrando energía al electrolizador y al resto de equipos relacionados con el almacenamiento si finalmente se deciden instalar los mismos.

Standalone PV Electrolysis



Ilustración 24. Esquema stand alone, FV y Electrolizador

Como se aprecia, la fuente de energía usada para el proceso de electrólisis es renovable, y es por ello que el hidrógeno generado recibe la categoría de hidrógeno verde, contribuyendo a la sostenibilidad de este proceso industrial.

La planta fotovoltaica estará instalada en Cáceres debido a que las horas de pico solares son mayores que en otras partes de España. Esto permite aprovechar más horas solares. En la Ilustración 25, se aprecia como esta región de España tiene un gran potencial fotovoltaico.



Ilustración 25. Potencial eléctrico fotovoltaico España

Con la herramienta PVSYS, se han obtenido los datos de producción horaria de una planta fotovoltaica de capacidad instalada 100MW y de producción pico 81MW. La planta en cuestión cuenta con 1809 horas anuales de producción solar en base a una estimación P55. Esto indica que la probabilidad de que la producción sea superior al número al número aportado es del 45% [25]. El escenario p55 es la mejor estimación y el p90 es la más conservadora porque asegura con el 90% de probabilidad que el sistema fotovoltaico funciona al 100%, Ilustración 26.

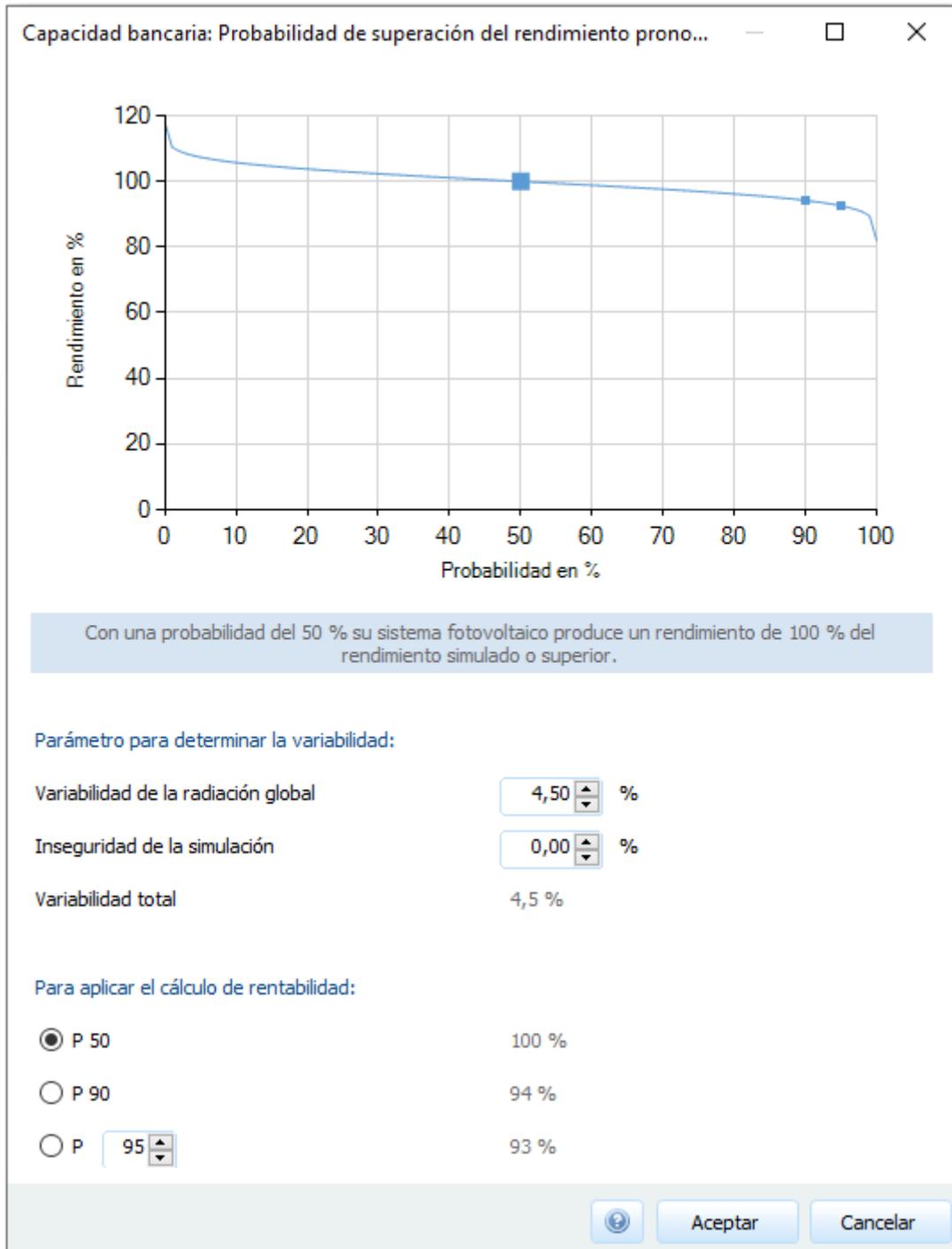
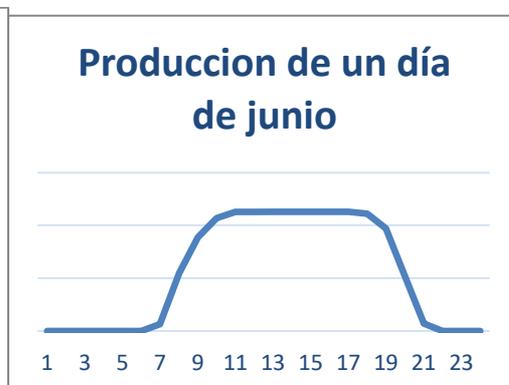
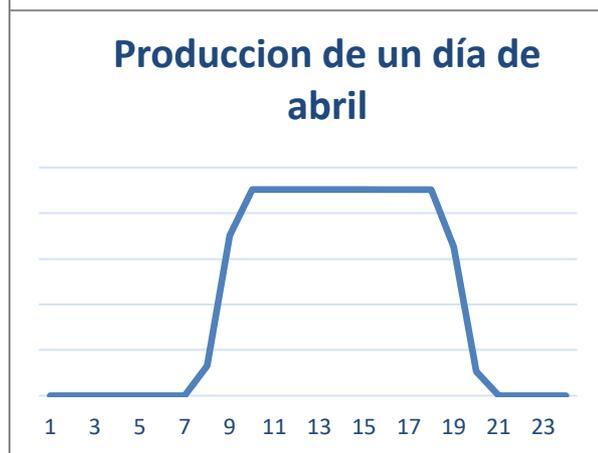
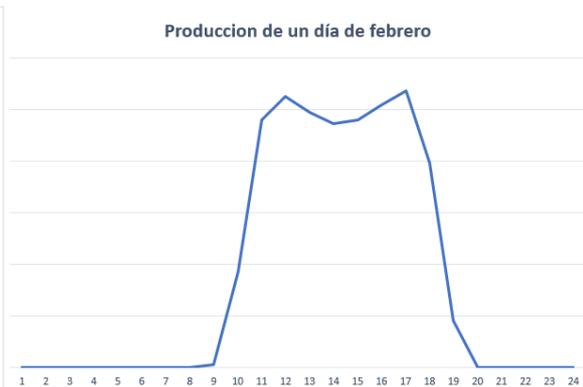


Ilustración 26. P50

A continuación, tablas de la planta fotovoltaica:



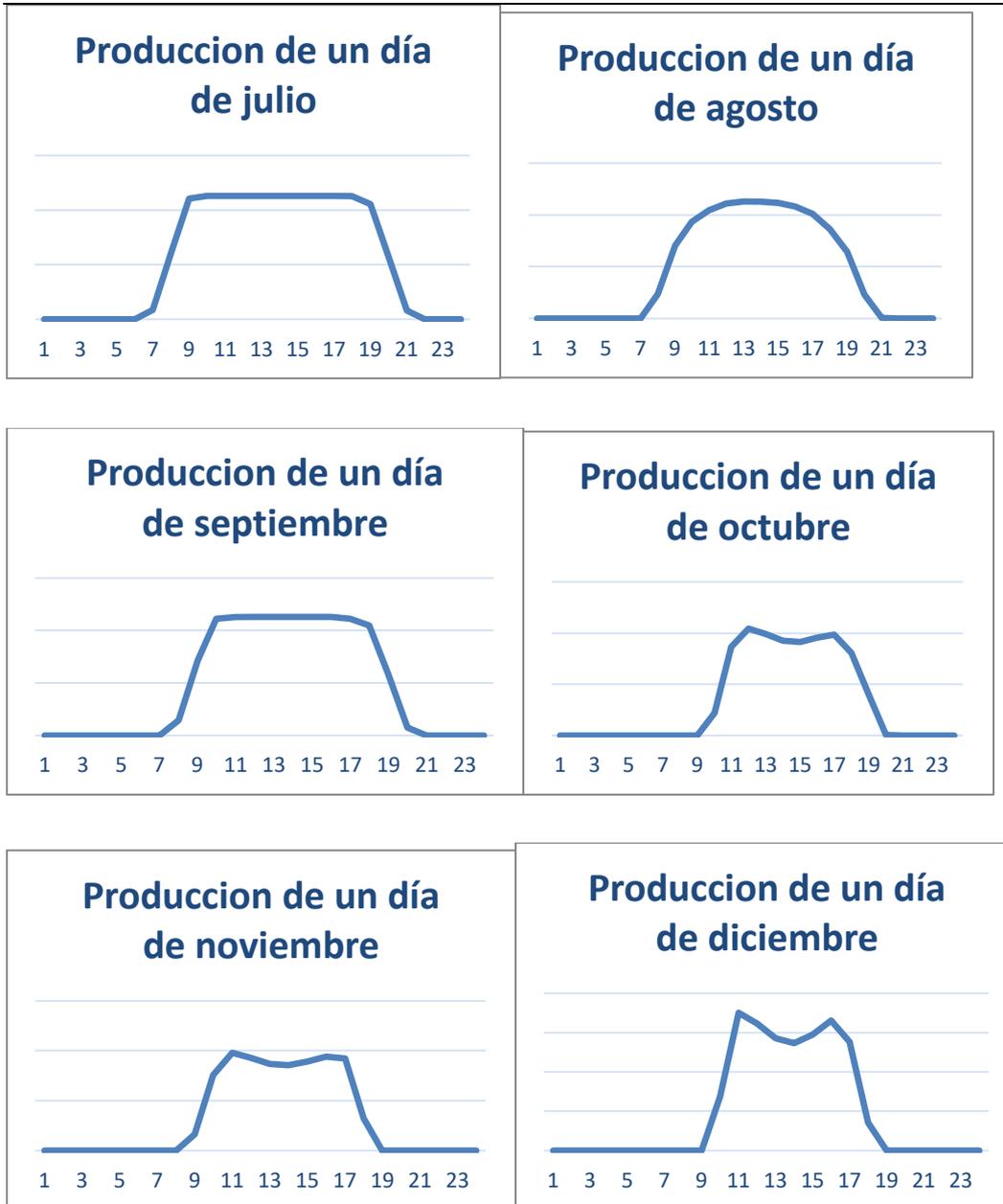


Ilustración 27 Producción en días específicos de los meses del año

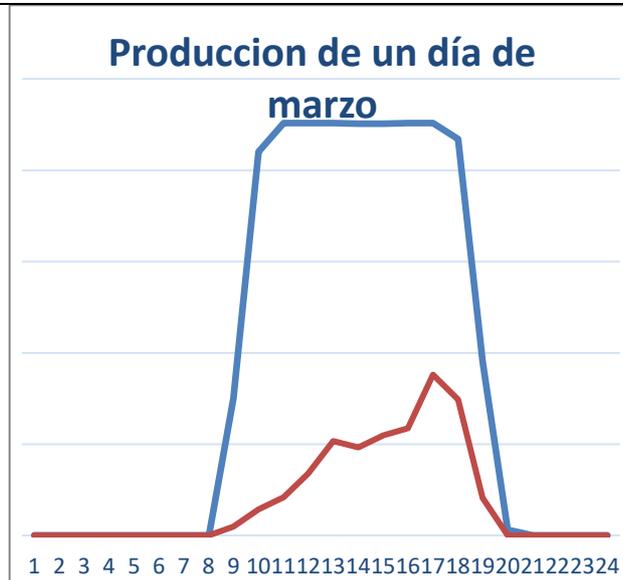


Ilustración 28 Comparación entre dos días de producción en marzo

En la Ilustración 28 se observan dos días de marzo con producciones muy diferentes. Esto puede deberse tanto a condiciones climáticas como estado de los paneles. Los problemas más comunes que sufren los paneles fotovoltaicos son grietas, degradado de los materiales, hotspots (células fotovoltaicas con un calentamiento anómalo y un rendimiento deficiente), suciedad, calentamiento desigual, soldaduras defectuosas o rotura de conexiones. Estos problemas pueden solucionarse con el debido mantenimiento, pero diferencias tan acusadas en la producción pueden estar simplemente debidas a condiciones meteorológicas desfavorables como días nublados o días soleados en los que la temperatura sea excesivamente elevada.

En la Ilustración 29 se muestra la energía mensual y anual generada por la planta fotovoltaica. Las net equivalent hours son las horas en las que la radiación solar es equivalente

Se ha calculado como se ve en las siguientes ilustraciones la energía mensual y las net equivalent hours que son en las que está trabajando nuestra planta.

En total la producción anual en Gwh de nuestra planta es 178,792 GWh.

	Energía (Mwh)	Gwh
Enero	7705,729867	7,706
Febrero	10790,83959	10,791
Marzo	14671,53139	14,672
Abril	16474,89584	16,475
Mayo	19310,37051	19,310
Junio	22445,18521	22,445
Julio	23014,2573	23,014
Agosto	20834,59322	20,835
Septiembre	16507,65717	16,508
Octubre	11884,90072	11,885
Noviembre	8389,20552	8,389
Diciembre	6762,557707	6,763
Total produccion anual	178791,7241	178,792

Ilustración 29. Energia anual producida por la fotovoltaica

NEH	
Enero	77
Febrero	108
Marzo	147
Abril	165
Mayo	193
Junio	224
Julio	230
Agosto	208
Septiembre	165
Octubre	119
Noviembre	84
Diciembre	68
Total	1.788

Ilustración 30. Horas en las que está produciendo nuestra planta

2.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La elección del panel fotovoltaico adecuado depende de cada situación particular. En este caso se ha decidido usar paneles monocristalinos, los cuales generan un 20% más de producción cuando el día está soleado y la temperatura es de 25°. Estos paneles reducen significativamente su eficiencia si la temperatura es muy superior a dicho valor.

En el otro lado del espectro, están los paneles policristalinos. Estos paneles son de menor eficiencia y de menor coste. Podrían ser una opción atractiva si se dispone de una gran extensión sobre la cual instalar los paneles.

Los paneles elegidos son de 450MW para condiciones STR (Standard Test Conditions), en estas condiciones se ensayan los módulos a irradiancia de 1000W/m² y a temperatura de 25°C, con una masa de aire de 1.5. La masa de aire influye bastante en la producción fotovoltaica ya que nos indica cuánta cantidad de aire debe traspasar la radiación. Si el mismo ensayo se repite a 800W/m² de radiación se obtiene el NOTC (Nominal Operating Cell Temperatura), que son temperatura de operación nominal de la célula cuando el módulo es exhibido a una irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20°C,

una masa de aire de 1.5 y una velocidad del viento de 1 m/s. Estas últimas condiciones de operatividad presentan un escenario más verídico y es útil tenerlo en cuenta [27]

A continuación, las características de los paneles fotovoltaicos monocristalinos elegidos,

Características eléctricas del módulo	
Related Maximum power Pmax [W]	340
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.9
Maximum power Voltage (Vmp) [V]	39.19
Short Circuit Current (Imp) [A]	9.25
Maximum Power Current(Imp) [A]	8.68

Ilustración 31. Características eléctricas del módulo JAM72S20 445-470/MR

Se procede a determinar cuántos paneles son necesarios, así como su disposición e inclinación.

$$\text{numero de modulos} = \frac{100 * 10^6}{340W_p} = 294.117 \text{ módulos}$$

Las dimensiones son 2112*1052*35 mm, contando con 144 células (6*24).

Para aprovechar al máximo la radiación elegida se pretende instalar un seguidor en los paneles en lugar de instalarlos en posición fija. El seguidor elegido es single axis. Este seguidor inclina los paneles en la horizontal para orientarse de forma óptima y aprovechar mejor la radiación solar. Esta configuración es la más utilizada en España debido a que el seguidor de doble eje no es atractivo desde el punto de vista del capex adicional. Si un parque

fotovoltaico recibe 1500 horas de radiación en eje fijo, solo recibiría 1750 horas, siendo un aumento poco significativo en relación al capex adicional.

Se estima que el rendimiento asciende entre un 25 y el 35% superior mediante la instalación del seguidor single axis con respecto a los paneles sin este dispositivo. La mejora cuando se instala un eje doble partiendo de un eje simple es de únicamente 5-10%. [32]

Se instalará un seguidor de 2V(2 filas con configuración 2 en V Vertical) por cada panel de la marca TracSmart [28].

La última mejora que se puede aplicar a los paneles fotovoltaicos es escogerlos bifaciales. Estos paneles son capaces de producir energía solar en las dos caras, aumentando así la cantidad de energía generada con respecto a los monofaciales. Para que los paneles bifaciales alcancen su producción máxima, es necesario dotar a las placas de un espacio entre los módulos para evitar sombras (configuración 2V). El incremento de energía producida con respecto a los paneles monofaciales es del 5-30%. [33]

Una de las ventajas de instalar paneles bifaciales es la reducción en el terreno ocupado por la planta fotovoltaica. Para generar una cantidad de energía determinada, los paneles monofaciales ocuparán mayor extensión ya que los bifaciales, al ser más eficientes y generar más energía por panel, requieren de un número menor de paneles instalados.

Los paneles elegidos cuentan con una degradación anual de 0.55% siendo la línea naranja de la siguiente ilustración la nueva garantía de potencia lineal y la azul la garantía estándar modular lineal. La vida útil de la planta se estima en 20 años salvo que haya una obsolescencia financiera.

En nuestro caso cada panel solar ocupa $2,112 \times 1,052 \text{ m}^2 = 2,11 \text{ m}^2$

Con las siguientes ecuaciones se procede a calcular las hectáreas necesarias para instalar la planta fotovoltaica. Una hectárea son 10.000 m², si se necesitan 100MW de potencia instalada, la superficie ocupada ascenderá a 62 hectáreas.

$$2,11m^2 * 294117,6471 \text{ paneles solares} = 622536,4706 m^2 = 62,25 \text{ hectáreas}$$

Nuestra instalación es de 100MW y los paneles solares ocupara aproximadamente 65 hectáreas, contando los espacios y pasos de strings y tomando como referencia se prevén unas 190 hectáreas necesarias para nuestra instalación completa [30]. Esta superficie contrasta con las 3 hectáreas necesarias para la planta de electrólisis.

La siguiente ilustración Ilustración 32 garantiza para los módulos fotovoltaicos elegidos, una eficiencia de entre el 97,5-98 % en su primer año de vida, que va bajando hasta el 83,1-84,8 % al final de la vida útil de los módulo fotovoltaicos.

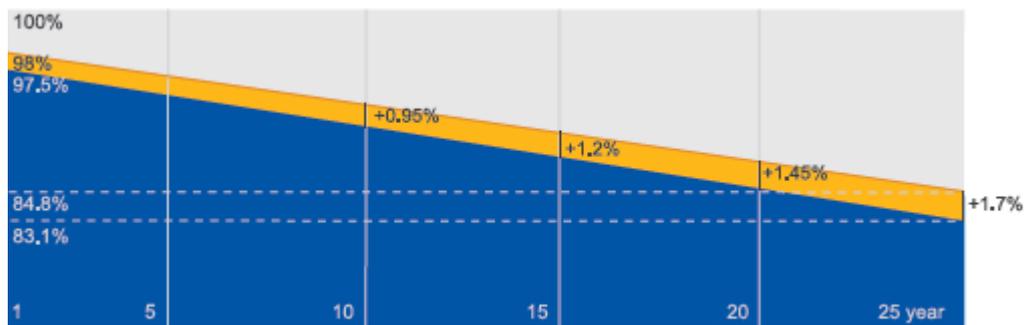


Ilustración 32. Garantía del módulo fotovoltaico escogido

Luego a lo largo de la vida útil de la planta la producción se degrada aproximadamente un 0,55 % anual o menos, lo cual es importante porque la vida útil de la planta se programa para 25 años salvo que haya una obsolescencia financiera, pero ahora se están empezando a usar paneles bifaciales que son más eficientes que pueden llegar hasta 550 Wp, entonces al poner paneles más eficientes se necesita menos terreno.

Se procede a calcular ahora el dimensionado del campo solar.

$$N_{\text{modulos max}} = \frac{V_{\text{inversor}}}{V_{\text{circuito min}}}$$

N módulos max: máximo número de módulos posibles instalados en serie

V inversor: Tensión máxima aplicada al inversor

V circuito min: Tensión circuito abierto del módulo a la mínima temperatura ambiental

$$V_{circuito\ min} = V_{circuito\ std} \left(1 + \frac{\Delta T}{100} \beta \right)$$

V circuito std: Tensión circuito abierto del módulo a la mínima temperatura estándar

ΔT : V circuito std - V circuito min

β : Coeficiente de cambio de la tensión del módulo en base a la temperatura del mismo %/°C

Resolvemos las ecuaciones anteriormente definidas:

$$V_{circuito} = 46,9 \left(1 + \frac{-35}{100} * (-0,272) \right) = 51,36$$

$$N_{modulos\ max} = \frac{1500}{51,364} \approx 29$$

Se procede a calcular el número mínimo de paneles en serie

$$N\ modulos\ min = \frac{V_{inversor}}{V_{70}}$$

N módulos min: mínimo número de módulos posibles instalados en serie

V70: Tensión del módulo a su máxima potencia a 70°

$$V_{70} = V_{circuito\ sta} \left(1 + \frac{\Delta T}{100} \beta\right)$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores:

$$V_{70} = 41,52 \left(1 + \frac{45}{100} * (-0,35)\right) = 34,98$$

$$N\ modulos\ min = \frac{769}{34,98} \approx 20$$

Dado que el número mínimo de módulos resulta 20 y el máximo 29, se decide instalar un total de 25.

Se procede a determinar el número máximo de ramas.

$$N\ rama\ max = \frac{I_{max\ inv}}{I_{corto\ panel}}$$

N rama max: Máximo número de ramas por cada inversor instalado

I max inv: corriente alterna máxima de cada inversor instalado

I corto panel: corriente de cortocircuito del módulo instalado

$$N\ rama\ max = \frac{1,870}{11,78} = 158,74$$

Se procede a calcular la separación óptima entre los paneles fotovoltaicos:

$$d \geq \frac{h_{obst} + h_{base}}{\tan(61^\circ - lat)}$$

d : distancia mínima entre los paneles

h obst: altura del obstáculo más cercano

h base: altura desde el suelo a la base del panel más bajo

lat: latitud

$$d \geq \frac{0 + 1}{\tan(61^\circ - 39,47)} = 2,5$$

2.1.2 INVERSOR

Habitualmente el inversor es el que limita el número de paneles solares conectados en serie y paralelo.

Es importante poner un inversor ya que los electrolizadores no están diseñados para trabajar en corriente continua sino alterna. La planta fotovoltaica produce en corriente continua.

Condición 1

$$N \text{ paneles por cadena} = \frac{V_{max}}{1,2 * V_{oc}}$$

$$N \text{ paneles por cadena} = \frac{1500}{1,2 * 46,65} \leq 26,79$$

Condición 2

$$N \text{ paneles por cadena} = \frac{V \text{ max del MPPT}}{V_{\text{mppt por panel}}}$$

$$N \text{ paneles por cadena} = \frac{1500}{41,52} \leq 31,31$$

Condición 3

$$N \text{ cadenas por cada inversor instalado} = \frac{ICC_{\text{max del inversor instalado}}}{1,25 * ICC_{\text{max cadena}}}$$

$$N \text{ cadenas por cada inversor instalado} = \frac{1870/2}{1,25 * 11,36} \approx 131$$

Las pérdidas de conversión de los inversores están entre el 10 y el 15%. Por lo que eficiencia de los inversores será entre 80 y 85%.

Debido a la eficiencia de la planta fotovoltaica, esta se dimensiona un 20% superior a la capacidad del inversor. La planta fotovoltaica no funcionará al 100% de su capacidad ya que el panel solar no alcanza la máxima eficiencia si las temperaturas son elevadas. Por otra parte, este sobredimensionamiento contribuye a amortiguar la degradación de los paneles solares con el paso del tiempo. Con el paso del tiempo se reducen los Wp si tomásemos el inversor de la misma potencia que nuestra generación fotovoltaica no conseguiríamos aprovechar esta potencia casi nunca. Es importante que nuestro inversor se encuentre cerca de la tensión óptima.

El número de inversores necesario es el que nos permite a los 100 MW de la instalación fotovoltaica,

$$Numero \text{ de inversores} = \frac{100 \text{ MW}}{3648 * 10^3} \approx 36 \text{ inversores}$$

2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTROLIZADOR

Uno de los principales objetivos de este proyecto es determinar el tamaño óptimo del electrolizador que minimice el coste marginal de la producción de hidrógeno, teniendo en cuenta que el electrolizador consume la energía de una planta fotovoltaica en isla.

El tamaño del electrolizador se puede determinar de manera generalista atendiendo al tamaño de la planta fotovoltaica. Es común tomar un electrolizador con la mitad de capacidad de producción de la planta fotovoltaica. Si bien este criterio puede arrojar un número aproximado, lo ideal es llevar a cabo un análisis de coste marginal en función del tamaño del electrolizador pues en nuestro caso particular hemos tomado como fijo el tamaño de la fotovoltaica.

De acuerdo con la siguiente ilustración, de Hydrogen Europe, se representa el ratio entre la potencia del electrolizador y la potencia de la fuente renovable, situando a la fuente renovable en el eje X y al electrolizador en el eje Y. Viendo la gráfica se puede concluir para el caso de solar fotovoltaica que cuando el ratio entre la capacidad del electrolizador y la generación fotovoltaica es 1, (por ejemplo que sea 1 MW de fotovoltaica y 1 MW de capacidad del electrolizador), en este caso el electrolizador sólo se estaría usando aproximadamente un 19% de las horas totales, aproximadamente estaría funcionando el electrolizador solo cuando esté funcionando la fotovoltaica lo que sería un aprovechamiento muy bajo en torno al 20% y conseguiríamos algo más de 1500 horas en las que estaría funcionando el electrolizador (si suponemos 365 días por 24 horas, 8760 horas totales al año).

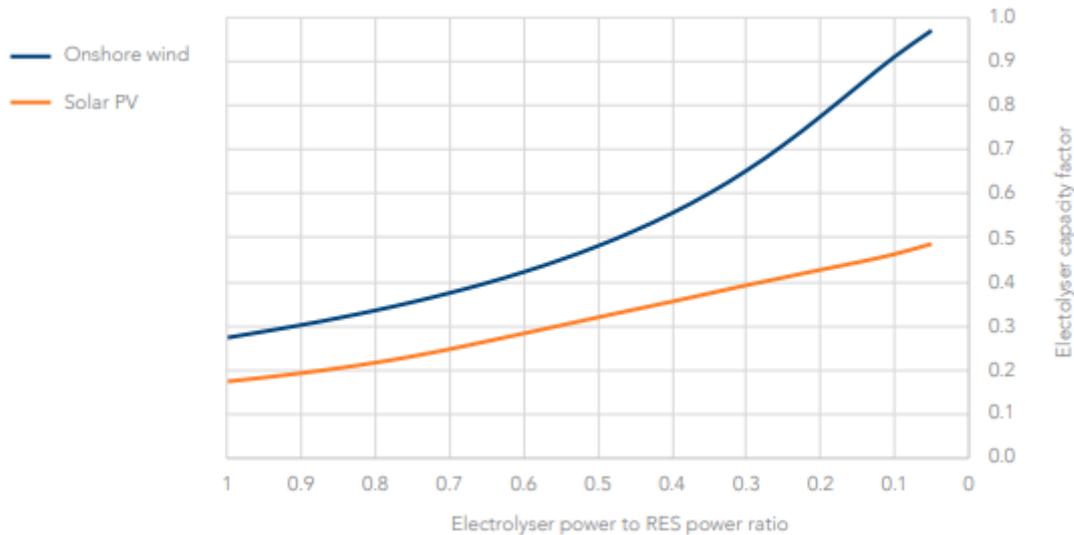


Ilustración 33. Relación en ratio entre la capacidad del electrolizador y la capacidad de la fuente de energía renovable. Fuente : [Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf \(hydrogeneurope.eu\)](https://www.hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-monitor-2020.pdf)

España tiene aproximadamente (dependiendo de la zona de España) de media 2500 horas de sol al año y una irradiación aproximada de 1,650 kWh/m², lo que la da un gran potencial para la generación de energía solar, siendo de las que tiene más potencial de toda Europa. [23]

Si en cambio, ponemos que nuestra instalación fotovoltaica sea el doble de capacidad que nuestro electrolizador, entonces conseguiríamos aproximadamente un 32% de horas que serían en torno a 2800.

Si se establece una ratio de 0,2 entonces podríamos aumentar considerablemente el número de horas en los que está funcionando el electrolizador, ya que se aumenta notoriamente la capacidad de la fotovoltaica. Si no se dispone de conexión a red ni almacenamiento de hidrogeno, se tirara mucha energía fotovoltaica.

Por otra parte, según Aurora Hydrogen [26], se puede ver en la siguiente ilustración que habiendo optimizado la energía desperdiciada (horas en las que trabaja la fotovoltaica pero el electrolizador no puede trabajar más porque ya se encuentra trabajando a su máximo), se propone sobredimensionar la capacidad fotovoltaica al doble del tamaño del electrolizador o ratio 0.5 según la anterior ilustración.

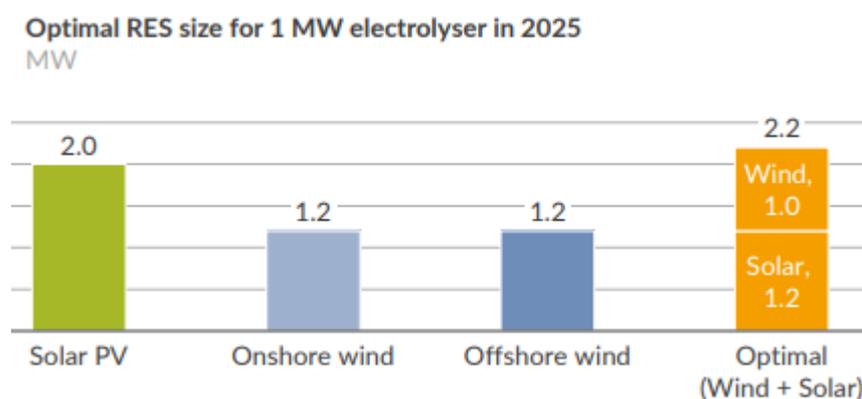


Ilustración 34 Análisis de optimización de ratios entre capacidad de RES y electrolizador

Parece lógico pensar que al haber en España aproximadamente 2500 horas anuales de sol, si dimensionásemos el electrolizador a la mitad que el tamaño de la fotovoltaica, estaríamos sobredimensionando el electrolizador. En ese escenario, se estaría gastando capital en obtener un el electrolizador con capacidad superior a lo que realmente va a operar, pues nunca va a haber 2800 horas anuales. En cualquier caso, hay que estudiar esta casuística particular para optimizar el tamaño de este equipo.

Para este caso en particular, la planta fotovoltaica estará funcionando 1788 horas. Esta información es decisiva para establecer las dimensiones del electrolizador y minimizar a la producción fotovoltaica no utilizada por el electrolizador. De esta forma se consigue maximizar tanto la producción de hidrogeno como el número de horas que está funcionando el electrolizador a su máxima capacidad.

Para tomar esta decisión he tenido en cuenta los siguientes aspectos.

-
- Teniendo la carga anual, se han calculado cuantas horas está el electrolizador trabajando a su máxima potencia (momentos en los que la producción horaria de la fotovoltaica es superior a la capacidad del electrolizador). En base a ese tiempo, se ha obtenido un factor de carga. Este factor representa la utilización del electrolizador en función de la capacidad del mismo. De esta manera, si el electrolizador dispone de una capacidad de 50MW y la fotovoltaica está produciendo 25MW en una hora determinada del día, en ese momento temporal el electrolizador estaría funcionando con un factor de carga del 50%.
 - Según voy subiendo la capacidad del electrolizador (en W), van disminuyendo las horas en las que el electrolizador está funcionando a su capacidad máxima. Esto se debe a la variabilidad de la planta fotovoltaica, la cual no produce de forma constante, sino que está sujeta a factores ambientales tales como la radiación o la temperatura.
 - La producción de H₂ estará sujeta tanto al tamaño del electrolizador como a su factor de carga. A mayor factor de utilización, más cantidad de H₂ se producirá para un mismo electrolizador. Cada electrolizador estará asociado a un coste marginal, el cual se ha de tratar de minimizar.

2.2.1 ESTUDIO DEL FACTOR DE CARGA DEL ELECTROLIZADOR

El factor de carga específica qué porcentaje del electrolizador está siendo utilizado. El factor de carga se calcula tomando la media anual de la utilización del electrolizador en cada hora del año. Es decir, un factor de carga del 30% implica que la media horaria de utilización del electrolizador ha alcanzado el 30%.

Dada una producción horaria y anual, se pretende analizar cómo evoluciona el factor de carga para electrolizadores de capacidad diferente.

Al ser la capacidad instalada de la planta fotovoltaica una constante, a mayor capacidad del electrolizador se espera un menor factor de carga. Esto sucede porque, aunque el tamaño del electrolizador aumente, la energía proporcionada por la fotovoltaica será la misma y por tanto buena parte del potencial del electrolizador es desperdiciado si se escoge un electrolizador de gran tamaño.

Como se ve en la siguiente ilustración, se han escogido los rangos del electrolizador entre 1MW y 100MW. Se conoce que instalar un electrolizador de 80MW no es óptimo porque al ser la planta fotovoltaica de 100MW, su producción únicamente alcanzará 80MW en la mejor hora u horas del año.

Se puede apreciar una relación lineal entre el factor de carga y la capacidad del electrolizador.

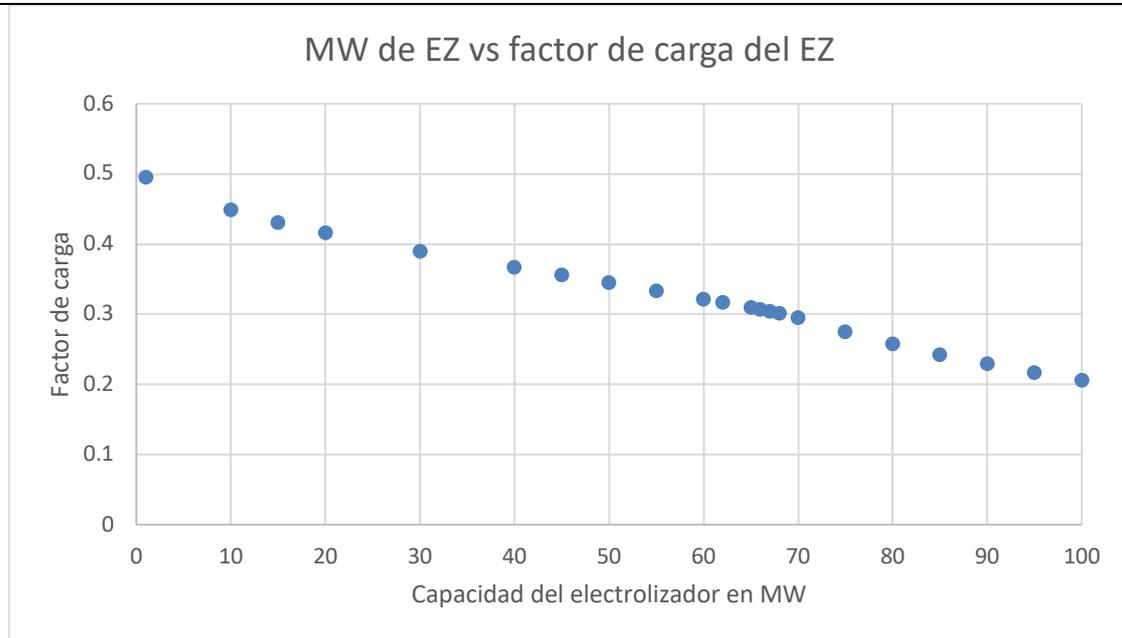


Ilustración 35. Tanto por ciento al que funciona el electrolizador (factor de carga) en función a su capacidad en MW. Fuente: elaboración propia

2.2.2 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA NO APROVECHADA POR EL ELECTROLIZADOR

La energía de la fotovoltaica con potencial de ser aprovechada por el electrolizador no es consumida en su totalidad por lo que es necesario estudiar exhaustivamente qué cantidad de energía es desaprovechada por cada electrolizador. El excedente de energía no puede ser vertido a la red debido a que se ha considerado una planta fotovoltaica en isla.

El objetivo de este análisis es encontrar el electrolizador de capacidad determinada que minimice energía desaprovechada y por tanto maximice la producción de hidrógeno sin incurrir en sobredimensionamiento.

En la siguiente ilustración se muestra el cálculo de la energía que no se estaría usando en base a las diferentes capacidades de los electrolizadores considerados:

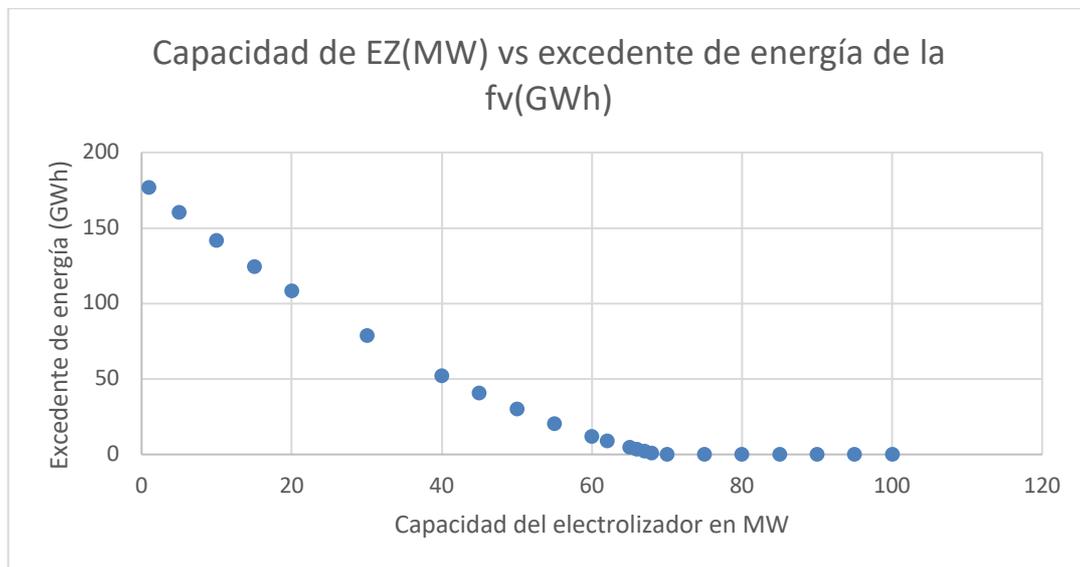


Ilustración 36 Relación entre excedente de energía producido por la fotovoltaica y capacidad del electrolizador

El excedente de energía producida por la planta fotovoltaica se ha calculado en GWh. Las magnitudes resultantes representan la sumatoria de toda la producción fotovoltaica que no es aprovechada por el electrolizador.

Tamaño del electrolizador (MW)	Excedente de energía producida por la fotovoltaica (Wh)
66	3281743721
67	2064112334
68	920161326
70	0
75	0
80	0
85	0

Ilustración 37 Variación del excedente de energía en función del tamaño del electrolizador. Obsérvese que el electrolizador de 70MW minimiza las pérdidas de energía. Fuente: elaboración propia

A partir de una dimensión de electrolizador de 70MW los excedentes de la energía producida por la planta fotovoltaica son nulos. Esto permite concluir que, en base a este indicador, un electrolizador de 70MW parece el óptimo.

2.2.3 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO PRODUCIDO POR EL ELECTROLIZADOR

Calcular la producción de hidrógeno en base a diferentes configuraciones de electrolizador es clave para determinar los costes de producción marginales y así escoger el equipo de capacidad óptima.

Es necesario tener en cuenta que la producción de hidrógeno no es directamente proporcional al tamaño del electrolizador por las razones explicadas en la sección anterior. Sin embargo, el consumo de energía por parte del electrolizador sí que es lineal con respecto al factor de carga al que se encuentre trabajando el electrolizador con respecto a su máxima capacidad. En concreto, presentan una relación directamente proporcional como se puede apreciar en la siguiente gráfica. La Ilustración 38 y la regresión lineal representada sobre los puntos que aparecen en la misma ha sido extraída con las relaciones presentadas para un electrolizador real disponible en el mercado [49] y ajustadas posteriormente para el caso particular de un PEM.

El dato de partida para calcular el consumo del electrolizador sobre la producción de H₂ es el factor de carga del electrolizador para cada hora del día que está operando. Se aplica la regresión extraída en la Ilustración 38 para obtener dicho consumo. Una vez conocido el consumo es posible calcular la producción de H₂ conociendo la producción fotovoltaica para una hora en particular. La producción fotovoltaica es un factor decisivo a la hora de establecer cuál es la producción pues dos electrolizadores de 50 y 70 MW producirán exactamente la misma cantidad de hidrógeno si la fotovoltaica sólo está suministrando 10MW en esa hora del día.

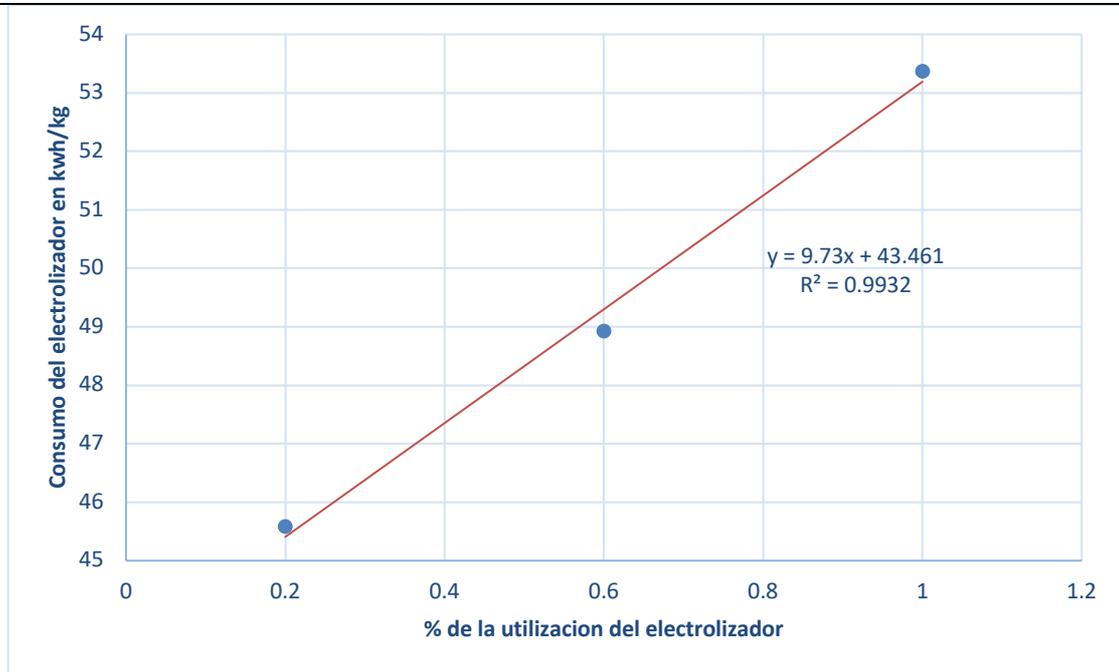


Ilustración 38 Relación entre el consumo del electrolizador y el factor de carga. Obsérvese una relación lineal entre ambas variables.

De la regresión expresada en la Ilustración 38 se obtiene el consumo del electrolizador en kWh/kg. Para transformar esas magnitudes a Kg de hidrógeno, se divide la producción fotovoltaica aprovechada por el electrolizador entre dicho consumo. Un electrolizador de 50MW operando en una hora en el que la fotovoltaica suministra 100MWh solo podrá consumir 50 de esos 100 MWh, de modo que la producción queda restringida a un consumo de 50MWh.

En conclusión y para la mayoría de horas a lo largo de un año, la capacidad de la fotovoltaica, para una hora dada y para una capacidad del electrolizador dada, será la que limite con su producción el consumo de energía del electrolizador. Por ejemplo, si una planta cuenta con un electrolizador de capacidad 70MW y la producción de energía fotovoltaica asciende a 80MWh, el factor limitante es precisamente el electrolizador instalado. La situación del ejemplo descrito anteriormente cuenta con pocas probabilidades de suceder, ya que el

electrolizador ha sido diseñado acorde al tamaño de la planta y teniendo en cuenta su producción. Durante la mayoría de los días del año la planta fotovoltaica producirá por debajo de la capacidad máxima instalada, por lo que será dicha planta la que limitará la producción de hidrógeno.

salvo en el caso de que la capacidad del electrolizador sea menor a la generación fotovoltaica.

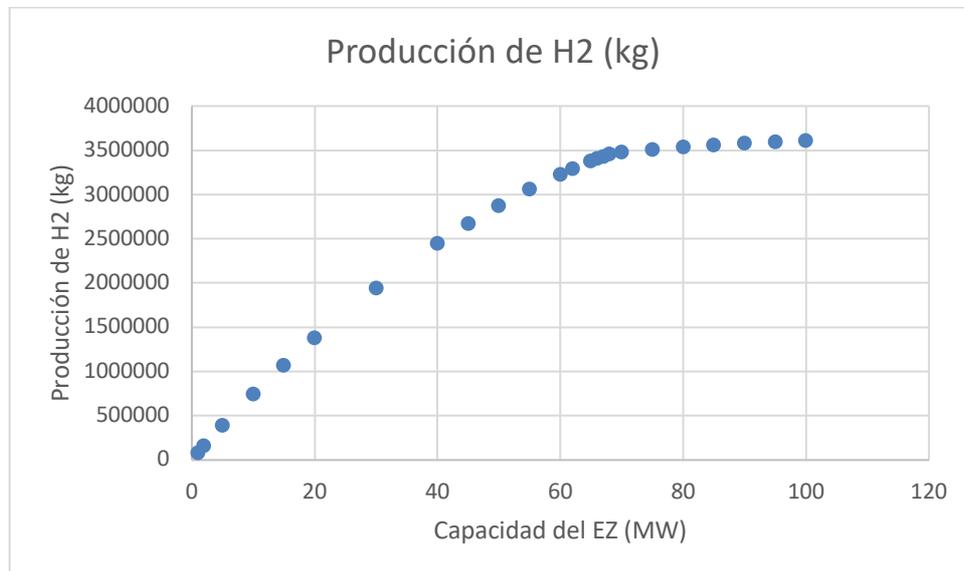


Ilustración 39 Producción de H2 en función del tamaño del electrolizador. Obsérvese que la curva se estabiliza a partir de un electrolizador de capacidad 70MW, indicando que este diseño es el óptimo para este proyecto. Un electrolizador de mayor tamaño no resulta en un aumento de la producción. Fuente: elaboración propia.

En la Ilustración 39 se puede apreciar cómo la relación entre la capacidad del electrolizador y la producción de hidrógeno se estabiliza a partir de un tamaño de electrolizador de 70MW. En el punto de inflexión observado la derivada tiende a 0, coincidiendo así con un mínimo local y señalando el electrolizador de tamaño óptimo, el cual aparece a 70MW. Un electrolizador de mayor tamaño no conseguiría una producción mayor y por tanto se incurriría en el sobredimensionamiento del equipo.

A más energía está produciendo la fotovoltaica, más kg produces de h2. Si multiplicases los kg de hidrógeno que generas cada hora considerando la eficiencia en cada hora te tendría que dar la energía total que produce la fotovoltaica, si consideramos que no tiene pérdidas.

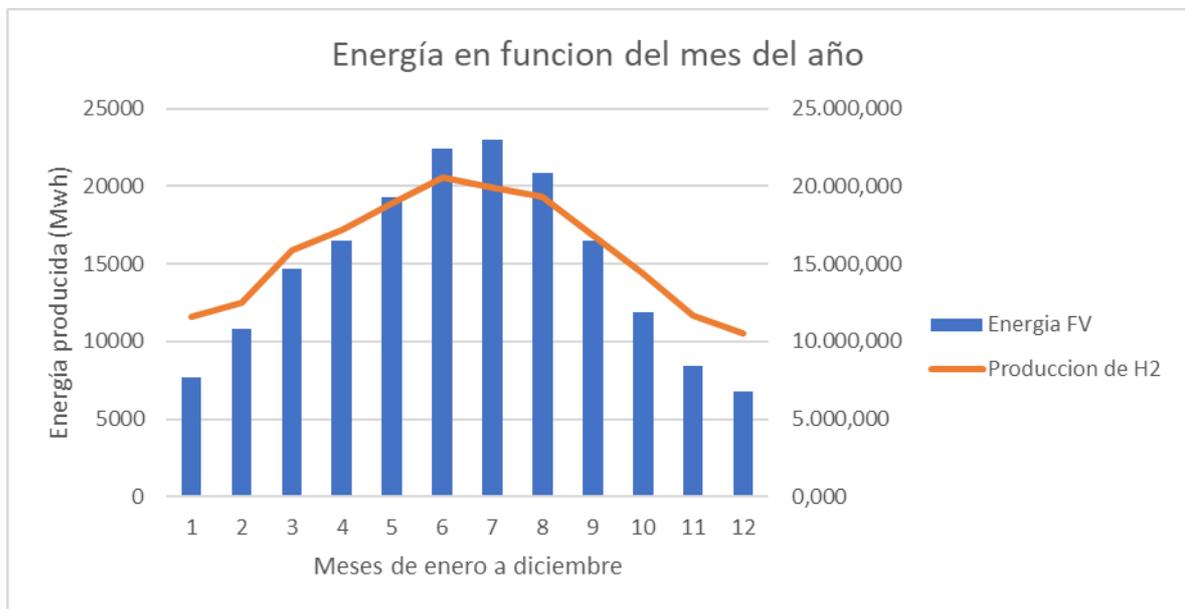


Ilustración 40. Fuente: elaboración propia

2.2.4 INVERSIÓN REQUERIDA POR EL ELECTROLIZADOR

Partiendo de los números aportados por Roland Berger [39] se han obtenido los puntos necesarios para ajustar un modelo de evolución del capex y opex de un electrolizador PEM en función de su capacidad, Ilustración 41. El modelo que se ha ajustado mejor a los 3 puntos proporcionados por el autor anteriormente mencionado ha sido el logarítmico. Cabe destacar que los valores de capex y opex aportados por Roland Berger están notoriamente subestimados, es por ello que se ha optado por multiplicarlos por 2 para obtener así valores más realistas y en consonancia con la actualidad.

	Units	Alkaline electrolysis (ALK)						Polymer electrolyte membrane electrolysis (PEM)					
		2017 @ P atm			2025 @ 15 bar			2017 @ 30 bar			2025 @ 60 bar		
		1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW
Minimum power	% Pnom	15%			10%			5%			0%		
Peak power – for 10 min	% Pnom	100%			100%			160%			200%		
Pressure output	Bar	0 bar			15 bar			30 bar			60 bar		
Power consumption @ P nom	kWhe/kg	58	52	51	55	50	49	63	61	58	54	53	52
Water consumption	L/kg	15 L/kg											
Lifetime – system	Years	20 years											
Lifetime – stack @ full charge	hr	80,000 h			90,000 h			40,000 h			50,000 h		
Degradation – system	%/1000 h	0.13%/1,000 h			0.11%/1,000 h			0.25%/1,000 h			0.20%/1,000 h		
Availability	%/year	>98%											
CAPEX – total system equipment	EUR/kW	1,200	830	750	900	600	480	1,500	1,300	1,200	1,000	900	700
OPEX – electrolyser system	% CAPEX	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%
CAPEX – stack replacement	EUR/kW	420	415	338	315	300	216	525	455	420	300	270	210

Ilustración 41: Datos de capex y opex proporcionados en el estudio de Roland Berger para diferente electrolizadores. Para el caso del PEM se ha optado por multiplicar esas cantidades por dos debido al estado actual y precios de mercado. [38]: [Access-to-finance for European Cloud and High Performance Computing \(europa.eu\)](#)

Con la ilustración inmediatamente superior podemos tomar como conclusión que el CAPEX es que hacemos una media en base a la predicción, para el año 2022.

Para 1MW de la capacidad del electrolizador el CAPEX sería 2400 euros/kw y el OPEX y el 4% de 1200 euros que son 96 euros/kw.

Para capacidad 5MW tomamos como CAPEX 2100 eur/kg y como OPEX el 3% de 1050 es 63 eur/kg.

Para el caso de capacidad del electrolizador de 20 MW tomamos como CAPEX 1775 euros/kg y como OPEX 35,5 eur/kg.

Es interesante observar como el capex(inversión) y el opex(gasto) del electrolizador decrecen según aumenta la capacidad del electrolizador, lo cual se debe a la economía de escala que subyace.

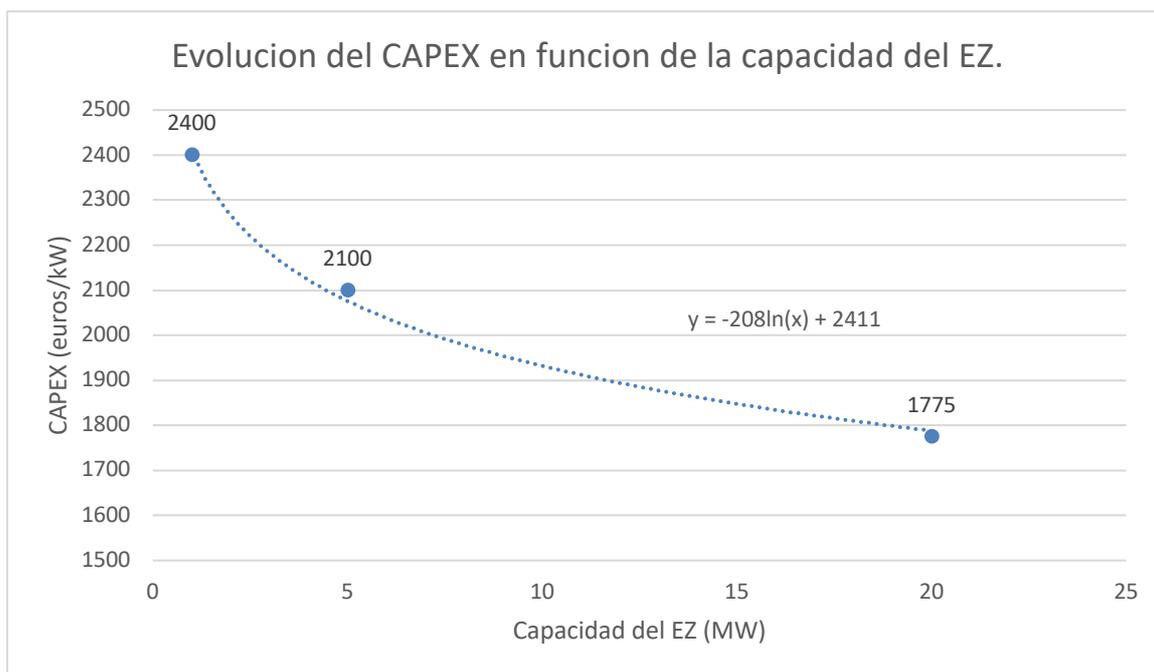


Ilustración 42: Evolución del capex en función de la capacidad del electrolizador en MW. Nótese que el capex disminuye a mayor capacidad, lo cual es debido a la economía de escala asociada.

Cabe destacar que el CAPEX del electrolizador se realiza una vez cada 20 años, lo cual coincide con su vida útil aproximada.

De igual modo, es útil considerar un 5% de incremento en el CAPEX presupuestado para anticiparse a posibles contingencias o desviaciones en la fase de construcción.

2.2.5 OPEX DEL ELECTROLIZADOR

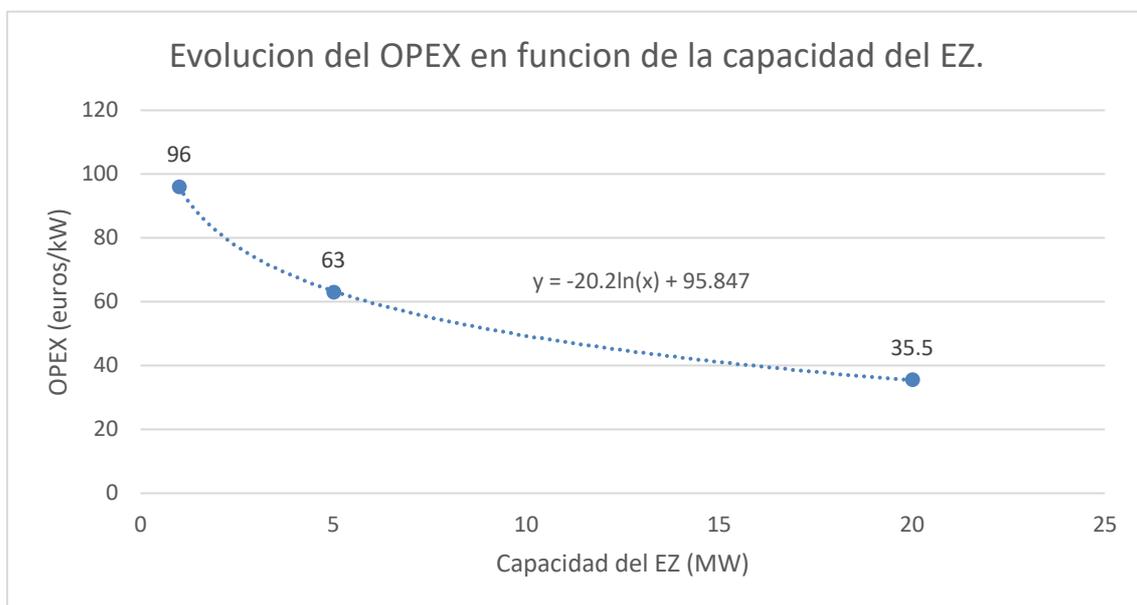


Ilustración 43 Opex del electrolizador en función a la capacidad del mismo. Datos obtenidos de Roland Berger.

El modelo que mejor ajusta a los puntos proporcionados por Roland Berger es el logarítmico. Esta relación se ha utilizado para extraer el OPEX de los distintos electrolizadores considerados en este estudio.

De nuevo, y al igual que el capex, el opex decrece según aumentamos la capacidad del electrolizador.

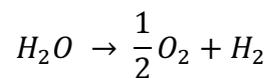
De igual modo, es útil considerar un 5% de incremento en el OPEX presupuestado para anticiparse a posibles contingencias o desviaciones durante el mantenimiento.

2.2.6 LCOH. SELECCIÓN DEL ELECTROLIZADOR ÓPTIMO EN BASE AL COSTE MARGINAL

El objetivo de determinar el LCOH es encontrar el mínimo coste de producción en euros por kg y la capacidad del electrolizador asociada al mismo. Para este cálculo hemos tenido en cuenta tanto el capex como el opex así como el coste del agua necesario para producir hidrógeno.

El capex y opex están anteriormente explicados y el coste del agua ha sido calculado de la siguiente manera.

En la ecuación de la electrólisis se puede observar cómo el agua se disocia para dar lugar a hidrógeno y oxígeno de la siguiente manera:



Estequiométricamente, por cada molécula de agua se obtiene una de hidrogeno como producto. Atendiendo a la masa molar de cada compuesto, la molécula del hidrógeno tiene una masa molar de 2 g/mol mientras que la de oxígeno presenta 16g/mol y la de agua 18 g/mol. Por cada gramo de hidrógeno producido se requiere por tanto de 9 g de agua. No obstante, se ha optado por establecer la relación agua hidrógeno en 15 para considerar la posibilidad de usar agua impura, que es muy frecuente.

Para obtener el agua que se requiere para cada producción asociada a cada capacidad de electrolizador, se multiplica el factor de 15 por los kg de hidrógeno obtenidos para finalmente dar un precio al recurso de 1,91 euros el metro cúbico o 0.00191 euros por kg de agua ya que 1 metro cúbico de agua equivale a una masa de 1000kg.

Sumando los costes de opex anual, capex (divido entre la vida útil del electrolizador) y agua, se puede obtener el coste marginal de la producción de hidrógeno, la cual ha sido representada en la Ilustración 44 e Ilustración 45

El coste marginal mínimo resultante se encuentra cuando se escoge el electrolizador de 70 MW. Con dicho electrolizador se obtiene un precio de producción de hidrogeno de 3,18 euros por kilogramo, lo cual parece razonable.

Este análisis no se han tenido en cuenta los aspectos de almacenamiento y es por ello que el precio marginal obtenido es menor que los rangos comunicados por la unión europea para el hidrogeno verde que rondan actualmente entre los 2,5 y 5 euros por kilogramo[50]. Los costes del hidrogeno gris actuales rondan en torno a 1,5-2 euros por kilogramo siendo más caro si se almacena el co2 emitido durante la producción de hidrogeno gris.

El objetivo del hidrogeno verde es conseguir bajar a 1,8 euros por kilogramo de aquí a 2030.

2.2.7 ESTUDIO DE DEGRADACIÓN DEL ELECTROLIZADOR. EVOLUCIÓN TEMPORAL DE LA PRODUCCIÓN Y DEGRADACIÓN DEL EQUIPO

Para este análisis se ha tenido en cuenta una degradación de la producción fotovoltaica del 0,55% obteniendo los valores anuales de producción para los años uno, cinco, diez, quince y veinte. El año 0 se toma como el periodo de construcción e inversión en la infraestructura necesaria para la producción de hidrogeno. En el año 20 la degradación en la producción de la energía fotovoltaica es de 10%.

Por otra parte, también se ha tenido en cuenta la degradación del electrolizador.

La degradación se ha asumido como un cambio en la ordenada en el origen de la ecuación Ilustración 38, que establece la relación entre el consumo del electrolizador y el factor de carga. Esto se ha hecho así porque se asume que al final de la vida útil del electrolizador su consumo aumenta para producir la misma cantidad de hidrógeno que al principio.

Si el consumo de energía por parte del electrolizador aumenta, se encarece el precio de producción pues hace falta más energía para producir la misma cantidad de hidrogeno.

Adicionalmente la producción fotovoltaica también disminuye, pero la producción de hidrogeno solo se verá mermada en aquellos momentos donde el electrolizador aproveche toda la energía que produce la fotovoltaica.

En la siguiente tabla, Ilustración 46, se observa el cambio en la ordenada en el origen de la ecuación que describe el consumo del electrolizador con el factor de carga del mismo, manteniéndose constante su pendiente con el paso de los años. Para obtener estas ordenadas en el origen en función del paso de los años hemos asumido una degradación anual del 3%, con lo que se ha añadido ese porcentaje a la ordenada en el origen.

La ordenada en el origen representa la intersección con el eje de ordenadas, es decir consumo del electrolizador por kilogramo. Es por ello que este valor se modifica para aumentar así el

coste de producción a lo largo de la vida útil, en otras palabras, se lleva a cabo un desplazamiento rígido en la vertical de la relación consumo-factor de carga.

La pendiente de esta recta representa el cambio en el consumo del electrolizador sobre el factor de carga el mismo. Por este motivo permanece invariable con el paso de los años pues es una propiedad del electrolizador.

	M, pendiente de la recta	N, ordenada en el origen
en 2022	9,73	43,461
5	9,73	45,129
10	9,73	46,797
15	9,73	48,465
20	9,73	50,133

Ilustración 46. Cambio de la ecuación que describe el consumo del electrolizador con la producción de hidrogeno

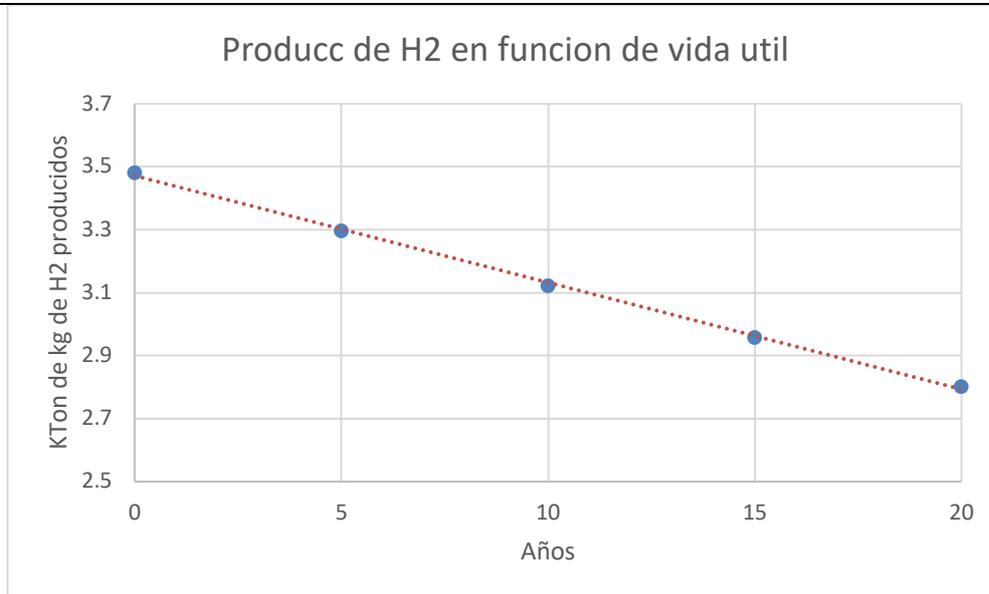


Ilustración 47 Degradación en la producción de hidrógeno con respecto al tiempo

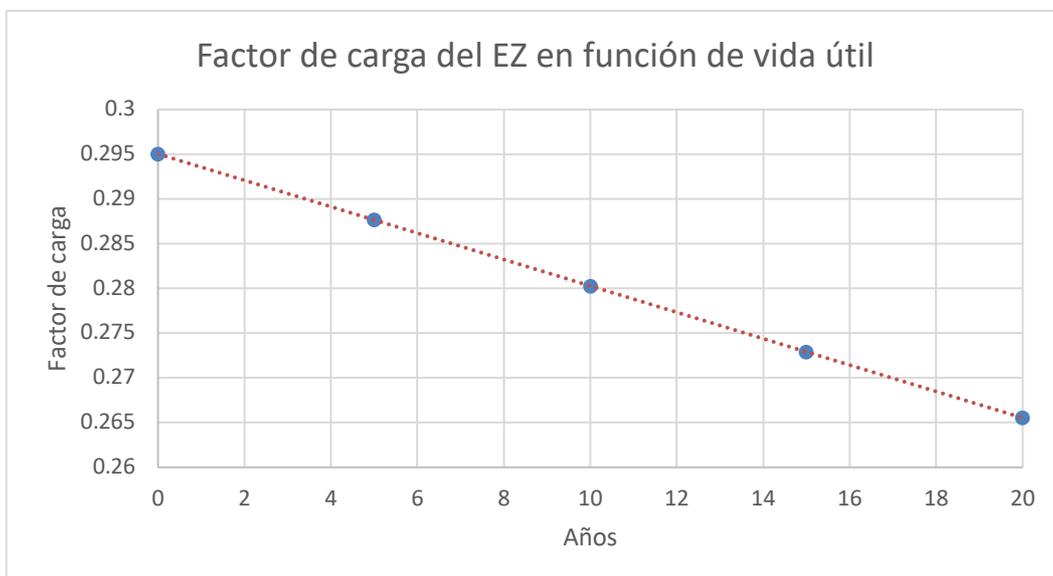


Ilustración 48 Factor de carga del electrolizador en función de su vida útil

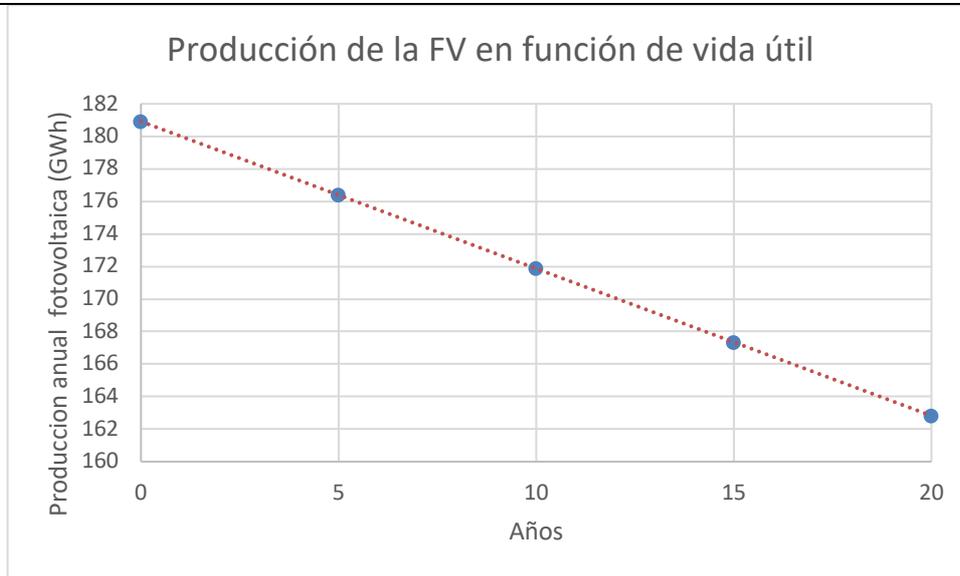


Ilustración 49 Producción de la fotovoltaica en GWh en función de su vida útil

La degradación de la planta fotovoltaica sigue una tendencia lineal, Ilustración 47, el 0.5% anual mencionado al principio de la sección, que al final de la vida útil se traduce en un 10% menos de producción que al principio.

La degradación en el factor de carga del electrolizador sigue de igual manera una tendencia lineal, pues este depende de la producción fotovoltaica consumida por el electrolizador, la cual disminuye en el tiempo de forma lineal, en relación con su capacidad total Ilustración 48.

Por último, la disminución en la producción de hidrógeno sigue una tendencia lineal Ilustración 47. Esto es así porque todas las degradaciones asumidas en los equipos, tanto en la fotovoltaica como en el electrolizador, han sido tomadas como relaciones lineales.

La siguiente tabla, Ilustración 50, muestra el coste marginal con respecto al tiempo que lleva funcionando todo el equipo (electrolizador y planta fotovoltaica). Esta degradación ha sido calculada con respecto al procedimiento descrito en esta sección.

Al final de la vida útil del electrolizador el precio marginal de producción de hidrógeno supera los 4 euros el kg, habiéndose incrementado respecto a su precio al principio de la vida útil del equipo en un 30,19%

AÑO	Producción de h2 (kg)	CAPEX EZ+FV(ME)	OPEX EZ+FV(EUR)	WATER (EUR)	Eur/kg
0		201911909,3			
1	3480758,877	0	712627,7277	99723,7418	3,185126031
5	3297284,147	0	766074,8073	101552,23	3,324925
10	3123158,52	0	880986,0284	102900,265	3,54752463
15	2958374,65	0	1079207,885	103827,856	3,81244181
20	2802208,006	0	1402970,25	104368,237	4,14063978

Ilustración 50. Tabla de coste marginal con respecto al tiempo que lleva funcionando todo el equipo (electrolizador y planta fotovoltaica). Esta degradación ha sido calculada con respecto al procedimiento descrito en esta sección.

2.2.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RESPECTO AL LCOH

Para determinar cuál de las variables consideradas en el caso de producción de hidrógeno sin almacenamiento tiene un mayor impacto en el precio final del hidrógeno producido, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad. Este análisis ha consistido en aumentar y disminuir un 10% en el capex, en el opex y en el precio del agua, manteniendo en cada iteración fijas dos variables y modificando una sola para evaluar el impacto que esta tiene en el precio final de producción de hidrógeno.

Se concluye que el LOCH es más notoriamente más sensible al capex. Al aumentar o disminuir el capex un 10% el coste marginal del hidrógeno aumenta un 9,21%. En el otro lado del espectro está el agua, cuyo impacto es mínimo.

Analisis de sensibilidad en el LCOH

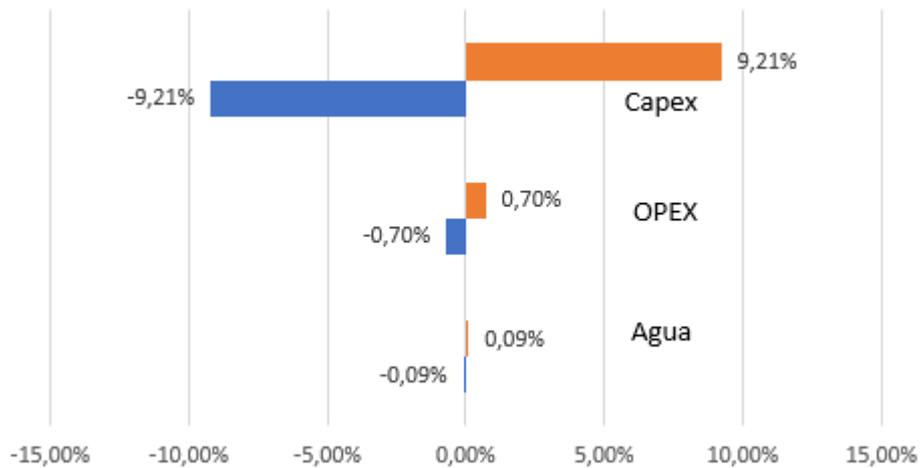


Ilustración 51 Análisis de sensibilidad sobre el LCOH. Incrementos y disminuciones del 10% han ido considerados en el capex, opex y en los costes del agua. La variable más sensible al precio final del LCOH es la inversión inicial o capex.

Capítulo 3. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

3.1 ESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO

Se procede a realizar el estudio de viabilidad del almacenamiento del excedente de hidrogeno producido por el electrolizador. El motivo de este análisis es asegurar u flujo de hidrogeno en periodos donde el electrolizador no esté produciendo debido a la variabilidad de la producción fotovoltaica.

Comenzamos por analizar el factor de compresibilidad del hidrógeno bajo una presión de almacenamiento dada.

Es frecuente que el cliente industrial necesite que el hidrogeno le sea suministrado a una presión determinada. Es por ello por lo que el almacenamiento debe hacerse a una presión superior a la que demanda el cliente.

Para este caso en particular se ha considerado el suministro de presión a 30 bares y se estudia el almacenamiento a 60. Esta presión vendrá determinada por la presión de trabajo del compresor y por la presión que puede sostener el tanque de almacenamiento. Las presiones de almacenamiento varían entre 15 y 60 bar [45].

En la página de la asociación española del hidrogeno se especifican los diferentes factores de compresibilidad a distintas presiones para el hidrogeno lo que nos permite determinar la siguiente relación:

Factor de compresibilidad=0,0007*presión de trabajo`+0,9911

De la anterior relación obtenemos que para la presión de trabajo de 30 bares el factor de compresibilidad es 1,00331 y para la presión de trabajo de 60 bares vamos a tener un factor de compresibilidad de 1,0016.

Procedemos a calcular el volumen de hidrogeno que podría ser almacenado en ese tanque:

Partiendo del proyecto real llevado a cabo por Iberdrola en marzo se han tomado tanques con dimensiones cilíndricas de 23,5m de altura y 2,8 m de diámetro, siendo el volumen de los tanques hidrogeno de 133m³. [46]

$$133 \cdot 60 / 1,0331 = 7724,3248 \text{ nm}^3$$

Esta es la máxima capacidad de hidrogeno que se almacena cuando el tanque está a su máxima presión (60 bares). Este dato es además importante para justificar las especificaciones del compresor

Ahora se procede a realizar el mismo calculo para la mínima presión de almacenamiento de ese tanque. Para justificar la presión mínima de almacenamiento se ha de tener en cuenta la presión demandada por el cliente industrial. Si la presión requerida es de 12 bares se puede asumir una presión mínima de almacenamiento de 15 bares, lo cual resulta en 1991,81 nm³ de hidrógeno.

Realizando el cambio de unidades de nm³ a kg, lo cual es dividir entre 11.12, se obtienen para 15 y 60 bares respectivamente 179,11 kg y 694,63 kg de hidrogeno.

El hidrogeno útil del que disponemos resulta de restar estas dos cantidades de hidrogeno siendo el almacenamiento efectivo de un tanque 515,51 kg.

Para calcular la inversión que necesito es necesario multiplicar la cantidad de hidrogeno almacenado a 60 bares porque es la capacidad de almacenamiento con el tanque a la máxima presión.

La capacidad de hidrogeno almacenada total resulta de multiplicar el número de tanques por el almacenamiento a la máxima presión de 60 bares. La cantidad resultante es de 27785,34118 kg.

La capacidad de almacenamiento efectivo de hidrogeno resulta de multiplicar el almacenamiento útil por el número de tanques, obteniéndose 20620,54586 kg.

Suponiendo que el capex de este tanque son 570 euros el kg para hallar el capex resultante deberíamos tener en cuenta la cantidad almacenada a la máxima presión

Para hallar el número de tanques, como tenemos el caudal total de hidrogeno que suministramos a la industria, dividimos esta cantidad de hidrogeno producido con un electrolizador de 70MW entre las horas totales de año esa cantidad resulta en 435 kg, siendo este el flujo que podríamos suministrar de manera constante a la industria.

Si dividimos dicha cantidad entre los 18000 kg útiles obtenemos el número de horas que podemos estar suministrando a la industria durante los periodos en los que el electrolizador no esté funcionando.

El análisis concluye que se puede suministrar hidrogeno proveniente únicamente del almacenamiento por un periodo máximo de 47,39 horas, es decir, este diseño hace posible disponer de hidrogeno durante casi dos días sin necesidad de que nuestra planta fotovoltaica esté operativa, proporcionando así un margen operativo razonable en días con baja o nula irradiación.

Se ha estudiado que el comportamiento de la relación entre horas en las que podemos proporcionar hidrogeno sin necesidad de que la planta fotovoltaica esté operativa y el número de tanques es completamente lineal. Este factor de seguridad de dos días puede ser por tanto incrementado aumentando el número de tanques, con la consecuencia directa de un incremento también lineal en el capex y opex para el almacenamiento.

El número de tanques de hidrogeno que se requieren para almacenar dicho suministro para ese periodo de tiempo resulta en 40 tanques.

El capex total de esta infraestructura de almacenamiento es de 15,84 millones de euros, el cual resulta de multiplicar los kg que almacena cada tanque en su presión máxima por 570 euros/kg.

3.2 SISTEMA DE COMPRESIÓN

El sistema de compresión debe de ser instalado para aumentar la presión del hidrogeno que sale del electrolizador y es almacenado en los tanques previo a la recepción por parte del cliente en los periodos en los que la fotovoltaica no esté operativa.

En los periodos en los que la fotovoltaica esté operativa, parte del hidrogeno que no sea recibido por el cliente debido a que este ya está abastecido con la cantidad demandada será conducido al compresor. Es decir, el compresor nunca recibirá el 100% del hidrógeno producido en el electrolizador, si no que será alimentado en todo momento con excedente de la producción hidrogeno.

Teniendo en cuenta que la presión con la que se alcanza el máximo almacenamiento de hidrogeno es de 60 bares, esa debe de ser la presión de salida del compresor.

Por otro lado, se asume que la presión de salida del electrolizador es de 30 bares, la cual es recibida en el compresor.

Este compresor debe ser capaz de comprimir la producción máxima del electrolizador en la mejor hora del año.

Atendiendo a los datos anuales de producción de nuestro electrolizador de 70 MW, esa producción asciende a 1298,6554 kg la hora.

Esta situación se daría suponiendo que el flujo del electrolizador va en su totalidad al compresor, lo cual únicamente ocurriría si se da el caso de que el cliente no demande hidrogeno. Este caso raramente ocurrirá, pero se contempla de cara al dimensionado de la estructura para situaciones extrema desde el punto de vista de la seguridad.

El compresor incrementa la presión de salida del electrolizador (30 bares) hasta la de almacenamiento (60 bares).

Para estimar el consumo del compresor con las características anteriormente mencionadas nos apoyamos en la herramienta Hyjack.[44].

La siguiente ilustración muestra la potencia nominal obtenida(660,5kW) con la herramienta Hyjack aplicando nuestros requerimientos de producción de hidrogeno (1298 kg) y presión (de 30 a 60 bares).

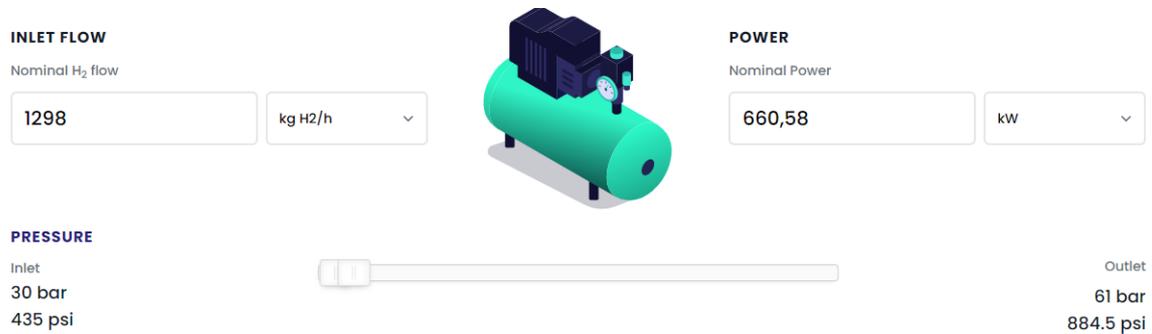


Ilustración 52. Potencia nominal requerida por parte del compresor en la mejor hora anual

Vamos a estudiar un caso más realista de producción de hidrogeno. Se considera que solo se va a comprimir el excedente del mejor día de producción del hidrogeno.

El numero resultante es 765 kgh de hidrogeno lo cual resulta de restar a la producción del mejor día, que son 1298kh, la demanda estimada por parte del cliente que son 435 kgh de flujo.

El último número resulta de dividir la cantidad de hidrogeno producida por el electrolizador de 70MW en todo el año entre 8700 horas, consiguiendo así el flujo medio de producción de hidrogeno.

La siguiente ilustración muestra la potencia nominal obtenida (389,32kW) para la casuística de producción 650 kgh y presión de 30 a 60 bar.

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*

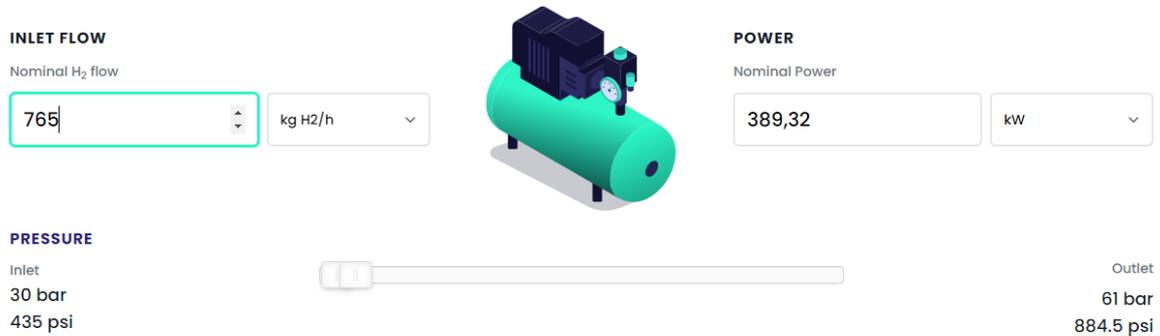


Ilustración 53. Potencia nominal requerida por parte del compresor asumiendo que al mejor día de producción le restamos la demanda del cliente

El precio de un compresor de estas características asciende a 5,25 millones de euros, lo cual es un añadido al capex de este proyecto. Se asume que los excedentes de energía provenientes de la fotovoltaica son usados para alimentar al compresor.

3.3 BATERÍAS

Para este caso en particular se considerará el uso de baterías que almacenen los excedentes de la producción fotovoltaica para alimentar el compresor durante los periodos en los que la fotovoltaica no esté operativa.

La batería seleccionada tiene 2,5MW de potencia y 10MWh de almacenamiento.

Una batería se define con la potencia y la capacidad, siendo la primera, máximo que puedo cargar en una hora y la segunda, cantidad de energía máxima que puedo almacenar en una hora.

Asumiendo el caso realista de un compresor de potencia nominal 389,32 kw se procede a calcular el tiempo en horas que el equipo puede funcionar dependiendo únicamente de la energía almacenada en la batería seleccionada.

El cálculo resulta de la división entre la capacidad de almacenamiento de la batería y la potencia nominal del compresor, resultando en un total de 25,68 horas de funcionamiento del compresor usando como única fuente de alimentación la batería seleccionada.

El capex de una batería de estas características asciende a 5 millones de euros. Este número se obtiene de una aproximación de coste de 250 euros por KWh [47].

Su opex se calcula como el 5% por ciento de su capex anual, resultando en 50.000 euros anuales. Dicho porcentaje se ha estimado con la información mostrada en la siguiente imagen procedente de un estudio de Naturgy con fuente de PwC [48].

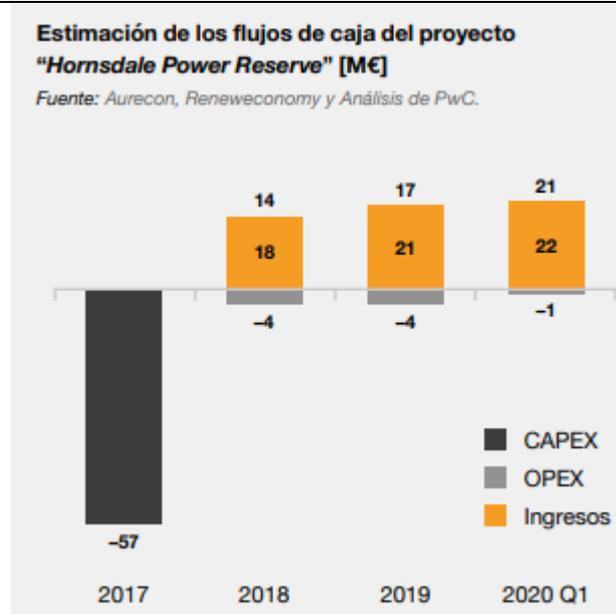


Ilustración 54 Estimación del opex en función del capex de las baterías

El compresor consume energía, la energía que pierdes puedes poner unas baterías.

Cabe destacar que la eficiencia de las baterías es bastante alta, en torno a un 99%.

La batería seleccionada es demasiado pequeña para suministrar energía al electrolizador, por lo tanto, es conveniente usarla solo para alimentar el compresor cuando la producción renovable sea inferior a la demanda del electrolizador.

La batería almacena la energía que hay entre el consumo máximo del electrolizador más el consumo del compresor y la producción de energía renovable. Entre los 80MW de producción máxima de la fotovoltaica y los 70MW de consumo máximo del electrolizador para luego suministrar la energía al compresor durante las horas en las que la producción de energía renovable es mejor a 70MW.

3.4 CAPEX DEL ALMACENAMIENTO

Tomando en consideración el capex calculado para el sistema de almacenamiento, de compresión y de las baterías, se concluye que el almacenamiento de hidrogeno añade un capex total al proyecto de 26,09 millones de euros.

3.5 OPEX DEL ALMACENAMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento del compresor ascienden al 7% de su capex, lo cual resulta en 367500 euros al año.

Por otra parte, los costes de operación y mantenimiento de los tanques de almacenamiento ascienden al 1% de su capex, lo cual resulta en 1583764,447 euros al año.

Por último, el opex anual de las baterías ascienden a 50000 euros.

Se concluye que el opex total de los tanques de hidrogeno, compresor y baterías es de 2001264,447 euros que son 2 millones de euros.

3.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL CAPEX Y OPEX

Se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad sobre el capex y el opex de cada uno de los elementos dentro del sistema de almacenamiento. Cabe destacar que en este análisis se ha tenido en cuenta el capex y opex del electrolizador y la planta fotovoltaica para así arrojar resultados más fidedignos al análisis.

Este análisis tiene en cuenta una variación en el capex y opex del 10% para cada uno de los equipos involucrados en el almacenamiento: tanques cilíndricos, compresor y baterías. El análisis se ha llevado a cabo con los datos del primer año de producción. Los resultados muestran la variación porcentual en el coste marginal de la producción de hidrógeno.

Se concluye que una variación en el capex u opex de las estructuras de almacenamiento, representadas por los cilindros, tendrá el mayor impacto en el precio marginal de los kilogramos de hidrógeno. El compresor resultó ser el equipo con el segundo impacto más alto en el coste marginal de la producción de hidrógeno, seguido en último lugar por las baterías.

**ÁNÁLISIS DE SENSIBILIDAD TENIENDO EN CUENTA EL
ESCENARIO DE ALMACENAMIENTO**

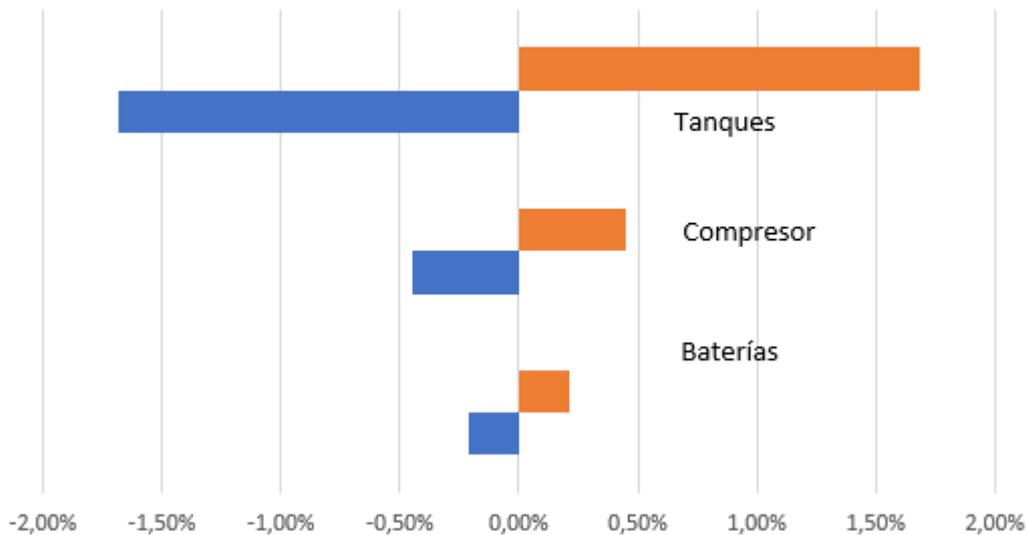


Ilustración 55 Análisis de sensibilidad sobre el LCOH de los equipos involucrados en el almacenamiento. Incrementos y disminuciones del 10% han ido considerados en el capex y opex de los tanques, el compresor y las baterías en el primer año de vida del proyecto. La variable más sensible al precio final del LCOH son los tanques de almacenamiento de hidrógeno.

3.1 COSTE MARGINAL DEL HIDRÓGENO TENIENDO EN CUENTA EL ALMACENAMIENTO

Se ha calculado que el coste marginal de producción de hidrógeno el primer año de vida del proyecto es de 3,92 euros el kg de hidrógeno.

Teniendo en cuenta que el coste marginal para el mismo periodo de tiempo sin almacenamiento era de 3,18 euros el kg de hidrógeno, se puede concluir que el incremento en el precio de producción de hidrógeno incrementa en un 23,3%.

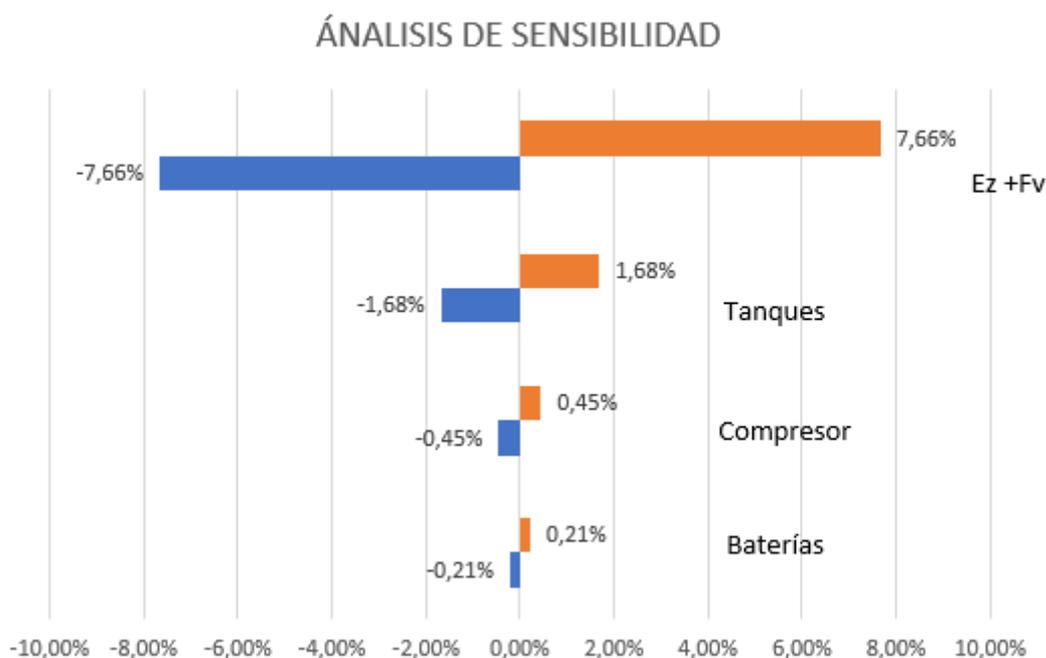


Ilustración 56. Análisis de sensibilidad de todo el equipo involucrado en este proyecto

De la anterior Ilustración 56 se puede concluir que almacenamiento no es tan sensible al precio marginal como lo es la fotovoltaica y el electrolizador.

Se elabora de nuevo el análisis de sensibilidad para ver cuanto peso tiene la fotovoltaica y cuanto peso tiene el electrolizador como se ve en la siguiente en la siguiente Ilustración 57

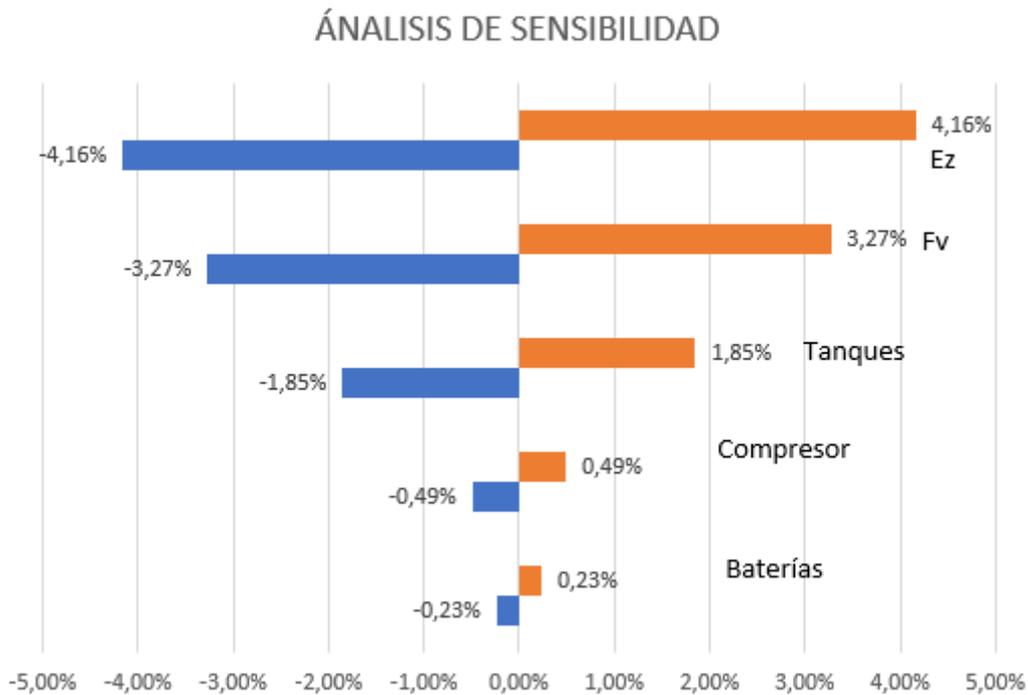


Ilustración 57. Análisis de sensibilidad de todo el equipo involucrado en este proyecto

De esta ultimo análisis de sensibilidad se concluye que el capex y el opex del electrolizador representan las variables más sensibles al precio marginal final.

Aumentando el capex y el opex del electrolizador en un 10% el precio marginal se ve modificado en 4,16%, seguido muy de cerca de la fotovoltaica (3,27%).

El capex y opex de todos los sistemas requeridos para el almacenamiento de hidrogeno y energía so las variables menos sensibles al precio final

Capítulo 4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS

FUTUROS

Para este caso de negocio en particular el objetivo es proveer al cliente con hidrógeno para la manufactura de un producto secundario, en particular de fertilizantes. Es decir, el objetivo es vender una molécula, pero no usar el hidrógeno para producir energía.

El precio marginal resultante de este análisis ha resultado de 3,9€/kg de hidrógeno, teniendo en cuenta un escenario de almacenamiento de parte de la producción. Este precio está en consonancia con los valores arrojados por la unión europea. Dicho organismo estima un precio de producción actual de entre 2,5 y 5 €/kg de hidrógeno.

Se ha determinado que el precio del electrolizador y su mantenimiento son las variables con mayor impacto en el precio final del hidrógeno. Por este motivo, la selección del electrolizador óptimo ha resultado un análisis esencial. Teniendo en cuenta que la capacidad instalada de la planta fotovoltaica se ha asumido como fija (100MW), y asumiendo una distribución particular de horas de radiación a lo largo del año, se concluye que un electrolizador de 70MW es el óptimo. Se concluye que hay dos factores clave a tener en cuenta para tomar esta decisión:

- Minimización de la energía no aprovechada por el electrolizador. Esta energía podría ser vertida a la red, pero en este caso en particular, se asume que la planta fotovoltaica no está conectada a la misma. Sería interesante estudiar si el precio marginal del hidrógeno decrece significativamente si se vende dicho excedente de energía.
- Maximización de la producción de hidrógeno. Se concluye que un electrolizador de más de 70MW de capacidad no resulta en una producción mayor de hidrógeno. Esto tiene que ver con la producción proveniente de la planta fotovoltaica, la cual no puede ser aumentada si no se aumenta el tamaño de la planta.
- Factor de carga. Este factor representa el porcentaje al que está funcionando el electrolizador sobre el total de su capacidad. Idealmente, se debe de intentar

maximizar este factor. No obstante, y debido a la estacionalidad de la producción fotovoltaica, este factor suele rondar el 30% cuando se escoge un electrolizador óptimo. En este caso en particular el factor de carga alcanza el 32%. Cabe destacar que este factor se calcula haciendo la media del factor de carga horaria a lo largo del año, por ello se ha observado que únicamente puede llegar a 49%.

Para futuros trabajos, sería interesante estudiar si existen otros KPI's adicionales para la elección del electrolizador óptimo, pues es la variable más sensible al precio de producción del hidrógeno.

La configuración de la planta de producción de hidrógeno tiene un papel fundamental en el coste marginal final, pues dependiendo del diseño y equipos requeridos en la misma, el coste variará significativamente. Una planta que no requiera de almacenamiento resultará más económica que aquella que pueda prescindir del mismo.

Dicha configuración está condicionada por las demandas del cliente. Un cliente que demande un flujo constante de hidrógeno pondrá más presión en el diseño final de la planta. Si la planta se diseña desde el principio como un sistema isla, es decir, sin conexión a la red, el almacenamiento de hidrógeno ha de ser incluido en todos los cálculos y en el diseño final. Se ha demostrado que la implementación de tanques de almacenamiento, compresores y baterías supone un incremento en el precio marginal de 23 %.

Aunque la compra de energía a la red es una opción para asegurar el suministro a cliente, supondrá un aumento en el precio final de producción de hidrógeno. Esto se debe a que mientras un sistema isla va ligado al principio de autoconsumo, la compra de energía a la red implica el pago de peajes. Es decir, el precio de generar la electricidad en una planta propia abarata los costes con respecto a comprarla a un proveedor de la red.

Aunque es trivial concluir que en el caso de unas instalaciones conectadas a la red el precio marginal aumenta, también hay que tener en cuenta factores geopolíticos y socioeconómicos. Una escalada de precios del gas natural debido a un conflicto internacional puede hacer que

el precio del gas y de la electricidad aumente. En ese caso es más interesante contar con una planta fotovoltaica en isla que no se vea afectada por la subida en el precio de la electricidad de la red. Adicionalmente, el hidrógeno verde acortaría la diferencia de costes con respecto al hidrógeno gris, ya que este está ligado estrictamente al precio del gas.

El almacenamiento de hidrógeno permite operar la planta por un total de dos días sin necesidad de que las instalaciones fotovoltaicas estén suministrando energía al electrolizador. Este periodo de tiempo puede ser modificado añadiendo más o menos tanques y dicha decisión está condicionada por las demandas del cliente y el factor de seguridad que se quiera tener de cara a periodos del año con poca radiación. Es por tanto muy relevante acordar un flujo mínimo con el cliente para cumplir expectativas y asegurar la producción.

Si por el contrario no se quiere almacenar, pero se desea que el flujo de hidrógeno sea constante, el diseño tendrá que estar conectado a la red forzosamente y ello tendrá de igual manera un impacto en el precio final del hidrógeno. Un estudio futuro debería contemplar esta posibilidad y estudiar si resulta más rentable que la combinación presentada en este trabajo. La posibilidad de conectar al sistema a la red plantea además la ventaja de no tener que hacer una inversión en la planta fotovoltaica, que resultó ser la segunda variable con más peso dentro del análisis de sensibilidad. No obstante, sería necesario analizar cómo afectaría en los costes finales la compra de energía a la red, pues se conoce que el mantenimiento de la planta fotovoltaica es mínimo.

Otro aspecto interesante es el estudio de degradación, tanto de la planta fotovoltaica como la del electrolizador, a lo largo de un periodo de 20 años. Ambas degradaciones se han tomado como lineales con respecto al tiempo. Se estima que la producción de hidrógeno disminuye en un 19,49% en este periodo de tiempo y que, por ende, el precio marginal asciende un 30,19%.

Por último, este proyecto evita emisiones de 37747 toneladas de CO₂ contribuyendo a la sostenibilidad y objetivos de la unión europea.

Capítulo 5. ODS OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE



La energía fotovoltaica está clasificada como energía renovable y limpia ya que usa el sol como recurso primario para producir electricidad. Esta energía eléctrica producida por la planta fotovoltaica cuenta con la certificación de Garantía de Origen.

La implementación de este proyecto en España contribuiría a los 75.575 GWh ya existentes de energía con certificación de Garantía en Origen.

Una planta de producción de hidrógeno vinculada a otra de producción fotovoltaica produce hidrógeno verde de origen renovable, contribuyendo así al panorama de las energías limpias.



El hidrógeno es una de las pocas fuentes de energía deslocalizada, es decir, a diferencia de los combustibles fósiles, el hidrógeno puede ser producido en casi cualquier punto del globo terráqueo.

En países como España, este fenómeno tiene una relevancia especial pues puede dar peso a regiones donde el desarrollo económico no es tan acusado como en las áreas más industrializadas. La conocida como problemática de la “España vaciada” tiene su origen en la falta de oportunidades de regiones muy extensas del país. Iniciativas de desarrollo de

proyectos de hidrógeno verde, puede contribuir a la generación de puestos de trabajo en lugares poco industrializados. Como vemos la deslocalización de este recurso puede contribuir al desarrollo de regiones despobladas o deprimidas debido a la lejanía con los grandes centros industriales del país.



El bajo TRL (Technology Readiness Level) de la tecnología de producción de hidrógeno puede ser visto como uno de los puntos más en contra para su desarrollo a escala industrial. No obstante, esta tecnología puede convertirse en un vector energético clave para lograr la independencia energética por parte de países que no cuenten con producción en combustibles fósiles.

Grandes empresas del sector automovilístico como Toyota, han apostado fuertemente por este tipo de vehículos, dejando incluso de lado buques insignia de su innovación como los vehículos híbridos.

Por otra parte, y desde el punto de vista más gubernamental, países como Corea han apostado por la promulgación de leyes y programas de subsidios al desarrollo de este tipo de tecnologías para fomentar la movilidad civil.

Esta tecnología incipiente es por tanto un claro ejemplo de oportunidad de inversión en innovación y desarrollo.



La deslocalización de este recurso hace posible su implementación en cualquier punto geográfico. Esto contribuye por una parte a reducir las emisiones de ese lugar, pero también a crear economías y comunidades sostenibles alrededor de los puntos dónde se implementa esta tecnología.

Si el hidrógeno verde llega a producirse y almacenarse a gran escala, podría usarse para el abastecimiento de energía zonas industriales y urbanas, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero



Debido a que se evita la emisión de 37747 toneladas de CO₂ en la producción de hidrógeno, proyectos de hidrógeno verde contribuyen a la producción de este recurso de forma responsable con el medio ambiente.



Iniciativas de producción de hidrógeno verde contribuyen a la preservación del medio ambiente tanto marino como terrestre. Además de evitar emisiones de gases efecto invernadero, también se evita el vertido de sustancias nocivas que acompañan comúnmente a la producción, extracción y transporte de las energías fósiles.

Capítulo 6. BIBLIORAFÍA

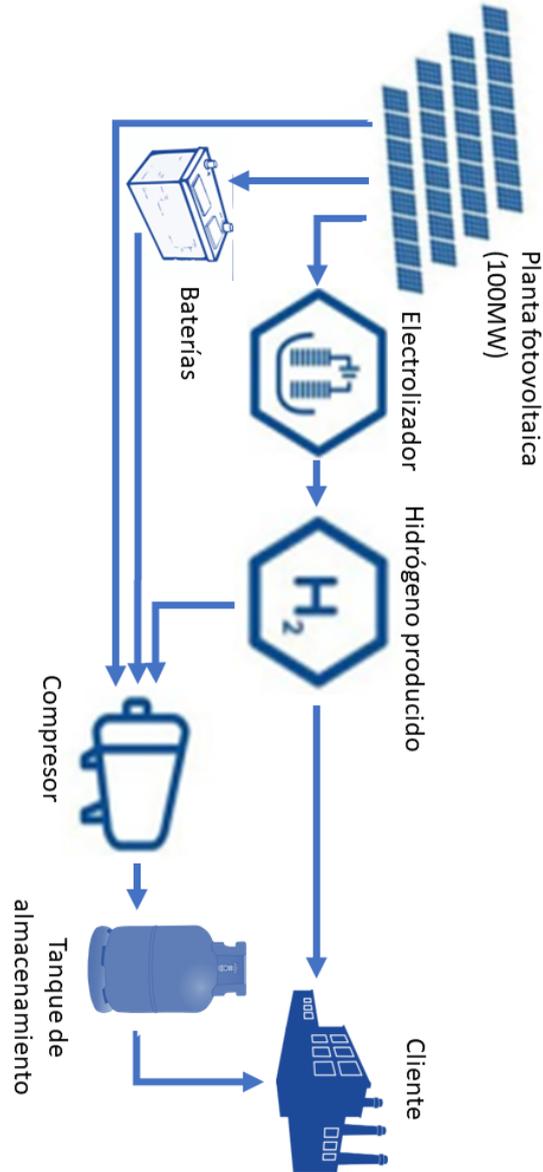
- [1] <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- [2] [Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf \(hydrogeneurope.eu\)](#)
- [3] <https://reglobal.co/wp-content/uploads/2021/01/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf>
- [4] <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>
- [5] <https://boslan.com/wp-content/uploads/2022/03/boslan-whitepaper-generacion-h2-verde.original.pdf>
- [6] Comisión Europea (2020). EU hydrogen strategy. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296
- [7] <https://offset.climateneutralnow.org/footprintcalc>
- [8] Fuente: OMM 2020 (Estado del clima mundial)
- [9] Fuente: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/ocean-heat-content-1/assessment>
- [10] https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- [11] https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_production
- [12] https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf
- [13] [. https://es.wikipedia.org/wiki/Reformado_con_vapor](https://es.wikipedia.org/wiki/Reformado_con_vapor)
- [14] <https://eugreendeal.news/hidrogeno-los-tres-problemas-mas-acuciantes/?reload=211039>
- [15] <https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/2021/08/Descargue-el-estudio-de-GIZ-acá.pdf>
- [16] https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2018/sep/irena_hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- [17] [http://www.ipni.net/publication/nss-es.nsf/0/118E9B3F7DB0FBD385257BBA0059BC0C/\\$FILE/NSS-ES-10.pdf](http://www.ipni.net/publication/nss-es.nsf/0/118E9B3F7DB0FBD385257BBA0059BC0C/$FILE/NSS-ES-10.pdf)
- [18] <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>

-
- [19] [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf)
- [20] https://www.sintef.no/contentassets/1ac5d74dbeac4e5ea19aa3079df0997a/01-auor05_lehner_e4tech.pdf
- [21] https://www.researchgate.net/figure/e-Main-characteristics-of-AEC-PEMEC-and-SOEC-systems_tbl1_321682272
- [22] <https://www.tienda-solar.es/blog/en/solar-panels-in-spain/>
- [23] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [24] Bancabilidad (P50, P90) :: PV*SOL® Ayuda (valentin-software.com)
- [25] <https://aurorahydrogen.com/>
- [26] <https://www.heliosfera.com/que-significan-las-siglas-stc-y-noct/>
- [27] <https://www.gsolarsteel.com/wp-content/uploads/2021/10/TracSmarT-2V-datasheet.pdf> : seguidores 2V
- [28] <https://autosolar.pe/pdf/Panel-ja-solar-450w-24v.pdf>
- [29] Cuánto ocupan las megacentrales solares: investigadores alertan del impacto del ‘boom’ fotovoltaico | Clima y Medio Ambiente | EL PAÍS (elpais.com)
- [30] Seguidores solares: todo lo que necesitas saber 🌞 SotySolar
- [31] <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares>
- [32] <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/>
- [33] PNIE: pniececompleto_tcm30-508410.pdf (miteco.gob.es)
- [34] PNIEC: informesocioeconomicopniececompleto_tcm30-508411.pdf (miteco.gob.es)
- [35] <https://www.bloomberg.com/latam/blog/las-empresas-de-servicios-publicos-quieren-mas-almacenamiento-de-energia-pero-la-oferta-sigue-siendo-baja/>
- [36] <https://elperiodicodelaenergia.com/el-encarecimiento-de-las-materias-primas-y-los-combustibles-hacen-subir-los-costos-de-las-renovables-y-las-baterias/>
- [37] Roland Berguer: Access-to-finance for European Cloud and High Performance Computing (europa.eu)
- [38] Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe (theicct.org)
- [39] <https://robotenique.github.io/posts/nonlinear-models/#initial-guessing-and-the-jacobian>
- [40] ▷¿Cuál es el precio del agua en España y quién lo regula? (tarifasdeagua.es)

-
- [41] <https://hydrogen-central.com/how-to-make-electrolyzers-cheap/#:~:text=Electrolyzer%20lifetime%3A%2020%20years%20CAPEX%20of%20an%20electrolyzer%3A,scenarios%20of%20the%20design%20of%20a%20PEM%20electrolyzer.>
- [42] Calculadora: <https://www.greensight.no/insights/electrolyser-capex-and-efficiency-how-should-it-be-measured>
- [43] <https://hyjack.tech/components/compressor>
- [44] Microsoft Word - 2010-09-Otros Combustibles-Hidrogeno.dalmacenamientooc (udg.edu)
- [45] <https://www.iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/puertollano-green-hydrogen-plant>
- [46] <https://crashoil.blogspot.com/2018/02/coste-y-rentabilidad-del-uso-de.html>
- [47] file:///C:/Users/U350980/Downloads/El%20papal%20del%20almacenamiento%20en%201a%20transici%C3%B3n%20energ%C3%A9tica_Fundaci%C3%B3n%20Naturgy.pdf
- [48] https://handbook.enapter.com/knowledge_base/aem_technology.html
- [49] El coste del hidrógeno verde podría bajar de 1,8 €/kg en 2030 (hidrogeno-verde.es)

Capítulo 7. ANEXOS

*DISEÑO BÁSICO DE PLANTA DE PRODUCCION DE
HIDROGENO VERDE PARA SUMINISTRO INDUSTRIAL*



BEATRIZ SAN JOSÉ GONZÁLEZ	UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS (ICAI)	FECHA: 29/08/2022
ESCALA: s/e	TÍTULO PROYECTO: TRABAJO DE FIN DE MÁSTER: ESTUDIO BÁSICO DE PRODUCCION DE HIDROGENO	
	TÍTULO PL DE EMP: ESQUEMA DE PRODUCCION DE HIDROGENO	HOJA 1 SIGUE -