



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
TRABAJO FIN DE GRADO

VIABILIDAD ECONÓMICA
DEL HIDRÓGENO VERDE

AUTOR:

MANZANO AUTILLO, JAIME

TUTOR:

FRECHOSO ESCUDERO, FERNANDO ANTONIO

Dpto, de Ingeniería Eléctrica

Valladolid, Enero 2026

RESUMEN

Desde hace años la transición global hacia un modelo energético sostenible constituye uno de los principales retos socioeconómicos del siglo XXI. Es en este contexto, donde el hidrógeno verde se sitúa como una de las principales tecnologías que pueden ayudar a esta transición. Sin embargo, su principal interrogante, más allá de la viabilidad técnica, se encuentra en su rendimiento económico y la dificultad de encontrar beneficio en el proceso.

El presente trabajo fin de grado tratará de estudiar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno verde electrolítico, para ello se evaluarán distintos estudios realizados sobre el tema y se diseñará un proyecto de una planta de generación de hidrógeno verde de 1.4 MW de energía solar fotovoltaica. Se presupuestará el proyecto y posteriormente se evaluará y comparará con el resto de estudios previamente observados.

También se aprovechará para hablar y poner en contexto: los usos del hidrógeno, el funcionamiento de la electrólisis, distintos tipos de electrolizadores y otras formas de obtener hidrógeno verde a partir de la biomasa.

ABSTRACT

For years, the global transition toward a sustainable energy model has been one of the main socio-economic challenges of the XXI century. It is in this context, where Green energy emerges as one of the principal key technologies to support this transition. However, its main question, beyond technical viability, lies in its economic performance and the difficulty of achieving profit in the process.

This TFG aims to study the economic viability of producing Green hydrogen through electrolysis. To do so, various studies on the subject will be evaluated, and I will design a Project for Green hydrogen generation plant with 1.4 MW of photovoltaic solar energy source. The Project will be budgeted and subsequently assessed and compared with the other studies previously analyzed.

Additionally, the work will provide context and discussion on the uses of hydrogen, the operation of electrolysis, different types of electrolyzers, and other methods of producing green hydrogen from biomass.

Índice General

Índice de Abreviaturas	8
Índice de Ilustraciones	9
Índice de Tablas.....	12
1. Introducción y Objetivos	16
1.1. Introducción	16
1.2. Objetivos	20
2. Métodos de Producción de Hidrógeno Verde.....	24
2.1. Hidrógeno Verde Electrolítico	24
2.1.1 Electrólisis.....	24
2.1.2 Tipos de Electrolizadores	26
2.2. Mediante Derivados de la Biomasa.....	30
2.2.1 Reformado de Alcoholes	30
2.2.2 Reformado Autotérmico.....	33
2.2.3 Producción de Hidrógeno Usando el Método Biológico.	34
2.2.4 Celdas de Electrólisis Microbiana	36
2.2.5 Producción de Hidrógeno a Partir de Biomasa.....	38
2.2.6 Plantas Acuáticas para la Producción de BioH ₂	41
2.2.7 Biorreactores para la Producción de BioH ₂	42
2.2.8 Ingeniería Genética en la Producción de Biohidrógeno	43
3. Viabilidad Económica en Proyectos de Hidrógeno Verde.....	47
3.1. Costes Estimados del Hidrógeno Verde Según Diversos Estudios.....	47
3.1.1 Cepsa, Manpower y Grupo Alava.....	47
3.1.2 Induambiente y MIGBAS	51
3.1.3 IEA (International Energy Agency)	54
3.1.4 IRENA.....	57
3.1.5 Hydrogen Council	60
3.1.6 Resumen Costes de Producción y Supuestos.....	63
3.2. Usos del Hidrógeno.....	65
4. Proyectos Reales de Hidrógeno Verde	69
4.1. Proyectos Actuales de H ₂ V.....	69
4.2. Proyectos Fallidos de H2.....	73

5.	Diseño de Planta de Generación de H ₂ VE de 1.4 MW	90
5.1.	Parcela y Ubicación de la Instalación	91
5.1.1	Características	91
5.1.2	Presupuesto Parcela.....	93
5.2.	Planta de Generación de Energía Solar Fotovoltaica	94
5.2.1.	Paneles Fotovoltaicos.....	94
5.2.2.	Inversores Utilizados	96
5.1.3	Cálculos y Diseño de la Planta de Generación	98
5.1.4	Estudio de la Planta Fotovoltaica	103
5.2.5.	Presupuesto Total Planta de Generación de Energía Solar Fotovoltaica.....	109
5.3.	Planta de Generación de H ₂ VE	110
5.3.1.	Maquinaria	111
5.3.2.	Diseño de la Nave.....	120
5.3.3.	Presupuesto Final y Economía Vinculada.....	142
6.	Conclusiones.....	148
	Bibliografía	156

Índice de Abreviaturas

H₂V: Hidrógeno Verde

H₂G: Hidrógeno Gris

H₂VE: Hidrógeno Verde Electrolítico

ALK: Electrolizadores Alcalinos

PEM: Electrolizadores de Membrana de Intercambio Protónico

APS: Announced Pledges Scenario

NZE: Net Zero Emissions

FID: Final Investment Decision

RoW: Rest of World

MENA: Middle East and North Africa

SS Africa: Sub-Saharan Africa

BioH₂: Hidrógeno generado a partir de biomasa.

CAPEX: Gasto de Capital

OPEX: Gasto Operativo

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 - Emisión de CO ₂ en la Actualidad (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)	17
Ilustración 2 - Concentraciones de CO ₂ Captadas en el	17
Ilustración 3 - Previsión de las Emisiones de CO ₂ para el siglo XXI (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)	17
Ilustración 4 - Cadena de uso del Hidrógeno Verde (Modificación Propia) (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)	18
Ilustración 5 - Previsión de la Demanda Mundial de Hidrógeno (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)	20
Ilustración 6 - Diagrama de Funcionamiento de un Electrolizador Alcalino,(Modificación Propia) (Valdivieso Mengual, 2024).....	27
Ilustración 7 - - Diagrama de Funcionamiento de un Electrolizador PEM, (Modificación Propia) (Valdivieso Mengual, 2024).....	28
Ilustración 8 - Conversión en H ₂ de varios residuos (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)	30
Ilustración 9 - Mecanismos de Producción de Bio H ₂ Mediante Fotofermentación (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)	35
Ilustración 10 - Mecanismos de Producción de Bio H ₂ Mediante Fermentación Oscura (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022).....	35
Ilustración 11 - Procesos a partir de Biomasa (Dan Bahadur Pal, 2022).....	39
Ilustración 12 - Flujo del Proceso de Producción de H ₂ con Biomasa (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)	40
Ilustración 13 - Estimación de la Situación del H ₂ V en España en los Próximos Años (Cerqueda, 2024)	49
Ilustración 14 - Diagrama de Procesos del H ₂ EV (Troncoso, 2025)	51
Ilustración 15 - Índice MIBGAS IBHYX Hasta 28/10/2025 (IBHYX, 2025)	53
Ilustración 16 - Estimación de Producción de H ₂ VE Por Tecnologías 2030 (IEA , 2024)	54
Ilustración 17 - Estimación de Producción de H ₂ VE Por Zonas 2030 (IEA , 2024)	54
Ilustración 18 - Costes de Electrolizadores (IEA , 2024)	55
Ilustración 19 - Coste Estimado del H ₂ Para Distintas Fuentes de Energía (IEA , 2024)	55
Ilustración 20 - Producción de Hidrógeno de Energía Solar y Eólica para el Escenario NZE 2030 (IEA , 2024)	56
Ilustración 21 - Objetivos de Producción de H ₂ para 2030 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)	57
Ilustración 22 - Objetivos de Producción de H ₂ para 2050 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)	57
Ilustración 23 - Capacidad Total de Varios Países para 2030 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)	58
Ilustración 24 - Capacidad Total de Varios Países para 2050 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)	58
Ilustración 25 - Inversión de Capital en H ₂ VE en billones de USD (Mundial) (McKinsey & Company, 2024)	60
Ilustración 26 - Proyectos de H ₂ VE a Nivel Mundial (McKinsey & Company, 2024)	61
Ilustración 27 - Bajada del LCOH en los Próximos Años (McKinsey & Company, 2024)	62

Ilustración 28 - Censo de Proyectos de H2V en España Actualizado al año 2025 (AeH2, 2025 (Actual)).....	69
Ilustración 29 - Tipos de Proyectos de H2V en España (AeH2, 2025 (Actual)).....	70
Ilustración 30 - Estimación de la Nueva Capacidad Electrolítica Instalada (AeH2, 2025 (Actual)).....	72
Ilustración 31 - Estación de Repostaje de H2 (Collins, 2022).....	73
Ilustración 32 - Coradia iLint Alemán (Plaza, 2022)	74
Ilustración 33 - Repostaje Toyota Mirai (Mendoza, 2024).....	76
Ilustración 34 - Servicio de H2 LIVE (Alcolea, 2024).....	78
Ilustración 35 - Actualidad de Estaciones de H2 hasta 07/02/2024 (Barnard, 2024).....	81
Ilustración 36 - Gaseoducto Pensado Noruega – Alemania (Roca, 2024).....	83
Ilustración 37 - Comparación H2 contra Bombas de Calor (Barnard, 2025).....	85
Ilustración 38 - Croquis Parcela (Catastro, 2026).....	91
Ilustración 39 - Imagen Parcela (Google Maps)	92
Ilustración 40 - Croquis Espacio Ocupado por Instalación Fotovoltaica (Catastro, 2026)	92
Ilustración 41 - Datos Técnicos Panel LongiSolar (LongiSolar).....	94
Ilustración 42 - Coeficientes Temperatura LongiSolar (LongiSolar).....	95
Ilustración 43 - Medidas Módulo LongiSolar (LongiSolar)	95
Ilustración 44 - Datos Técnicos Inversor Huawei (Huawei).....	96
Ilustración 45 - Inversor Huawei SUN2000-215KTL-H0 (Huawei)	97
Ilustración 46 - Croquis Colocación Módulos por String (Propia)	100
Ilustración 47 - Croquis Conexiones Módulos y String (Propia).....	101
Ilustración 48 - Croquis Esquema de Conexiones y Protecciones C.C. (Propia).....	102
Ilustración 49 - Geolocalización Parcela (PVGIS).....	103
Ilustración 50 - Disposición Montaje Paneles (PVGIS)	104
Ilustración 51 - Datos Aportados a PVGIS (PVGIS)	104
Ilustración 52 - Resultados Simulación PVGIS (PVGIS)	105
Ilustración 53 - Horas Mensuales de Producción (PVGIS)	106
Ilustración 54 - Producción Mensual de Energía PVGIS (PVGIS)	106
Ilustración 55 - Producción Diaria en Horas PVGIS (PVGIS)	107
Ilustración 56 - Irradiación Mensial PVGIS (PVGIS)	107
Ilustración 57 - Esquema de Maquinaria Planta de Generación H2VE (Mora González, 2021-2022)	111
Ilustración 58 - Electrolizador H2B2 EL200N (H2B2) (Mora González, 2021-2022).....	112
Ilustración 59 - Compresor Baja Presión (Mora González, 2021-2022)	114
Ilustración 60 - Compresor Alta Presión (Mora González, 2021-2022)	114
Ilustración 61 - Equipo de ósmosis 1.5 kW (AquaEnergy).....	115
Ilustración 62 - Croquis Emplazamiento Nave (Catastro, 2026)	120
Ilustración 63 - Croquis Alumbrado Nave (Propia) (Delamo).....	121
Ilustración 64 - Croquis Cuadro General (Propia) (Delamo).....	125
Ilustración 65 - Unifilar Alumbrado y T.C. (Delamo)	131
Ilustración 66 - Características Técnicas del Conducto de los Strings 1x6mm (Mora González, 2021-2022)	134
Ilustración 67 - Factores de Corrección por Temperatura (Mora González, 2021-2022)	135
Ilustración 68 - Factores de Corrección Según Disposición (Mora González, 2021-2022).....	135
Ilustración 69 - Distancia Mayor de un String (Catastro, 2026)	136
Ilustración 70 - Factor de Corrección por Agrupación de Conductores (Mora González, 2021-2022)	138

Ilustración 71 - Intensidades Máximas Admisibles para Conductores Subterráneos (Mora González, 2021-2022).....	138
Ilustración 72 - Intensidades Máximas Admisibles Según Distintos Montajes (Mora González, 2021-2022)	140

Índice de Tablas

Tabla 1 - Principales Diferencias Entre Electrolizadores PEM y Alcalinos (StargateHydrogen, 2024)	29
Tabla 2 - Producción de H2 a Partir de Derivados de Biomasa (Dan Bahadur Pal, 2022)	41
Tabla 3 - Costes Estimados del H2V (Modificación Propia) (Cerqueda, 2024).....	48
Tabla 4 - Comparación De Diversos Combustibles (Troncoso, 2025)	52
Tabla 5 - Comparaciones Estudios Vistos.....	63
Tabla 6 - Inversión en Cada Tipo de Proyecto (AeH2, 2025 (Actual))	70
Tabla 7 - Proyectos Comerciales de H2V en España (AeH2, 2025 (Actual)).....	71
Tabla 8 - Presupuesto Parcela	93
Tabla 9 - Presupuesto Instalación Fotovoltaica	109
Tabla 10 - Electrolizador PEM H2B2 EL200N (H2B2) (Mora González, 2021-2022).....	111
Tabla 11 - Compresor Baja Presión (Mora González, 2021-2022)	113
Tabla 12 - Compresor Alta Presión (Mora González, 2021-2022).....	114
Tabla 13 - Equipo Ósmosis AquaEnergy (AquaEnergy)	115
Tabla 14 - Depósito Baja Presión (Mora González, 2021-2022).....	117
Tabla 15 - Depósito Alta Presión (Mora González, 2021-2022)	118
Tabla 16 - Presupuesto Maquinaria	119
Tabla 17 - Presupuesto Alumbrado Nave (Delamo).....	123
Tabla 18 - Presupuesto T.C. Nave (Delamo).....	124
Tabla 19 - Presupuesto Protecciones.....	132
Tabla 20 - Presupuesto Cableado.....	141
Tabla 21 - OPEX ANUAL.....	142
Tabla 22 - CAPEX TOTAL	143
Tabla 23 - Viabilidad Económica Para Distintos Horizontes de Amortización	144



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1. Introducción y Objetivos

1.1. Introducción

Durante más de un siglo, el progreso industrial, la movilidad global y el confort energético de nuestras sociedades han dependido casi por completo de los combustibles fósiles. Sin embargo, esta dependencia ha tenido un precio ambiental enorme: el aumento sostenido de las emisiones de gases de efecto invernadero, el calentamiento global y la degradación de los ecosistemas.

A día de hoy, alrededor del 20% de la energía mundial se consume en forma de electricidad, mientras que el 80% restante corresponde al resto de formas de energía. La matriz energética global sigue siendo altamente dependiente de los combustibles fósiles (81,4%), con una participación menor de la bioenergía y residuos (9,7%), energía nuclear (4,9%), hidráulica (2,5%) y otras fuentes (1,5%). Pese al avance hacia las renovables, su contribución al suministro mundial ronda apenas el 12%. (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

El consumo mundial de energía crece de forma imparable. Se estima que para el año 2050 la demanda global alcanzará entre 600 y 1000 EJ, y, a pesar de los esfuerzos por la transición energética, los combustibles fósiles seguirán ocupando una fracción considerable, especialmente el carbón, por su bajo coste y disponibilidad. Esta situación no solo compromete los objetivos climáticos internacionales, sino que también amenaza la seguridad energética global ante la futura escasez de recursos y la volatilidad de los mercados.

Como se puede observar en la figura 1, las emisiones mundiales de CO₂ no han parado de crecer desde que se toman mediciones, esto no puede seguir así, y es responsabilidad de todos intentar poner un fin a este aumento. Gracias a las energías renovables, hidrógeno verde y otras soluciones que se van imponiendo en la sociedad, informes como el de FRV marcan una clara bajada en emisiones de CO₂ para los próximos años como se puede apreciar en la figura 2, pero esto está todavía por ver.

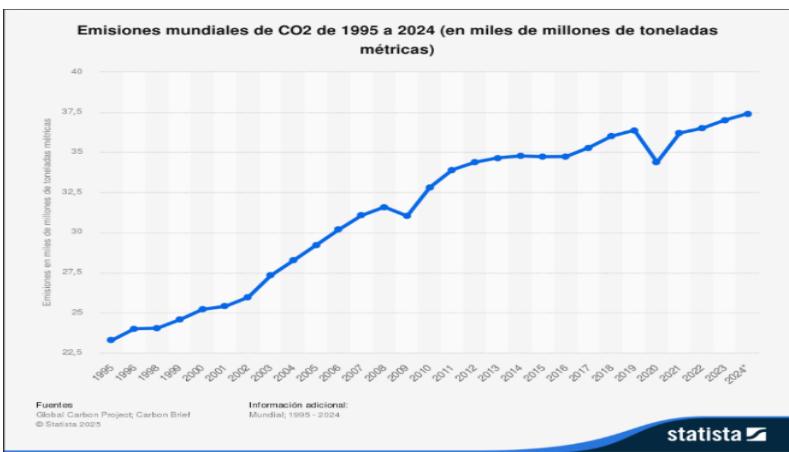


Ilustración 1 - Emisión de CO₂ en la Actualidad (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

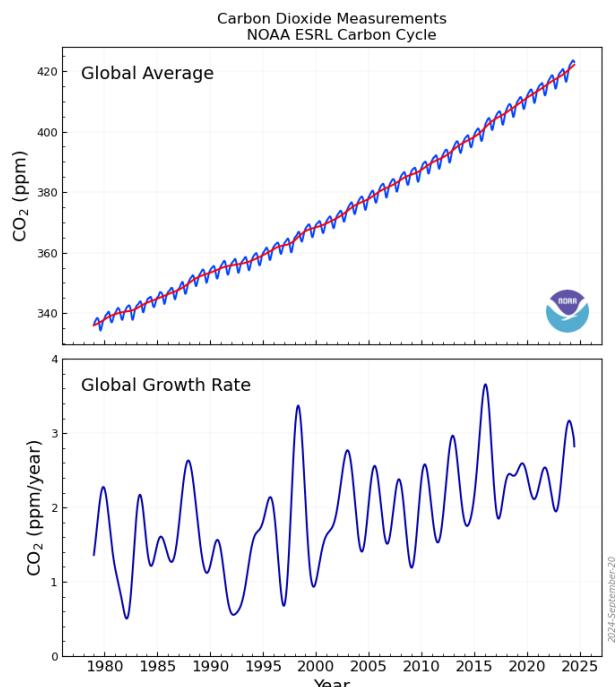


Ilustración 2 - Concentraciones de CO₂ Captadas en el Observatorio Mauna Loa (Pascual, 2021)

Las consecuencias son visibles. En 2024, las emisiones de dióxido de carbono superaron los 37.5 mil millones de toneladas (figura 3), e incluso, alcanzando niveles récord de 420 partes por millón (ppm) de concentración de CO₂ en la atmósfera, según el observatorio de Mauna Loa, el valor más alto registrado en los últimos 63 años, apreciable en la figura 2.

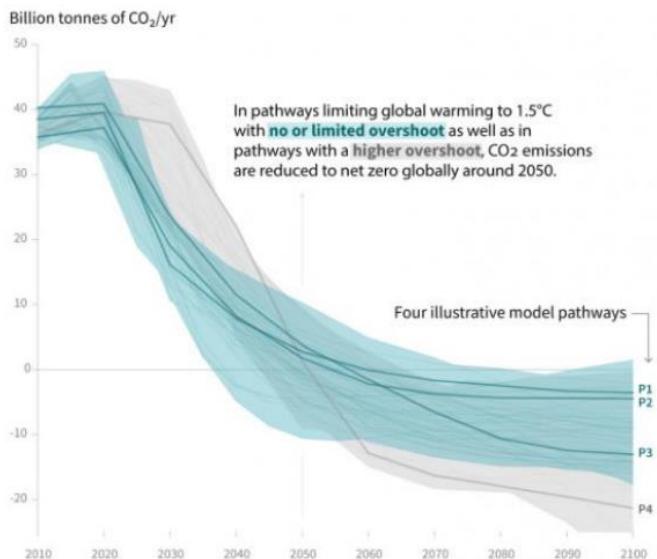


Ilustración 3 - Previsión de las Emisiones de CO₂ para el siglo XXI (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

Aunque los compromisos internacionales y las inversiones en energías limpias han comenzado a marcar una tendencia de cambio, el ritmo actual sigue siendo insuficiente para cumplir los objetivos del Acuerdo de París. Reducir las emisiones a menos de 10 mil millones de toneladas para 2050, es decir, un 77,8% menos en apenas 25 años, representa un desafío monumental que exige innovación tecnológica y compromiso global. (Pascual, 2021).

Como vemos en la figura 2, existen planes para reducir las emisiones de CO₂ descarbonizando nuestras sociedades, es precisamente aquí donde el hidrógeno verde electrolítico (H₂VE) emerge como una de las posibles soluciones. Producido mediante la electrólisis del agua con electricidad de origen renovable, el hidrógeno verde no emite dióxido de carbono y puede actuar como vector energético limpio, versátil y almacenable. Además, puede integrarse tanto en el sector eléctrico como en el transporte, la industria y la calefacción, contribuyendo de manera decisiva a la descarbonización de la economía.

Según estimaciones de GlobalData, para 2030 las energías renovables podrían cubrir un 40% del consumo energético mundial, y en 2050 alcanzar el 69%, con el hidrógeno representando hasta un 34% de esa matriz. Este crecimiento proyectado lo posiciona como un pilar esencial en la transición energética global. No obstante, persisten desafíos técnicos, económicos y logísticos, especialmente en el almacenamiento, la distribución y la reducción de costes de producción, que deben abordarse para su despliegue masivo. (Global Data, 2021)

En este Trabajo Fin de Grado se estudiarán los modelos de negocio asociados al hidrógeno verde, analizando los principales tipos de electrolizadores PEM y alcalinos, desde una perspectiva energética y económica. Asimismo, se abordarán los retos relacionados con la generación, almacenamiento y distribución de este vector energético, (figura 4).

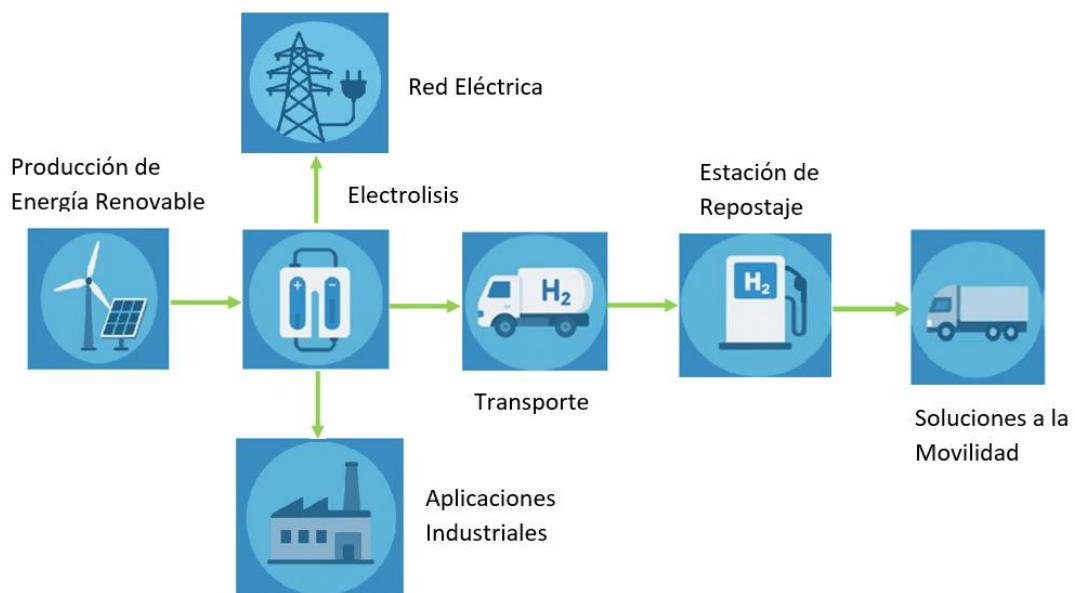


Ilustración 4 - Cadena de uso del Hidrógeno Verde (Modificación Propia) (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

El hidrógeno verde no es solo una alternativa tecnológica; es una oportunidad para redefinir la forma en que producimos, almacenamos y consumimos energía. En un planeta que se enfrenta a los límites de su propio modelo de desarrollo, representa una promesa tangible de equilibrio entre progreso y sostenibilidad.

En la actualidad, el hidrógeno es usado en diferentes industrias, pero sus principales fines son:

1. Como materia prima en la producción de amoniaco (NH_3), metanol (CH_3OH), y en el refinado de petróleo.
2. Uso como combustible para transporte, sobre todo en el caso de vehículos pesados, aunque se está intentando que su uso en vehículos ligeros sea viable económicamente. Se están realizando tanto pruebas de campo como experimentos, a continuación, se verán algunos ejemplos:

- Pruebas de Campo:

Vehículos ligeros como el Toyota Mirai
Autobuses de pila de hidrógeno, por ejemplo, en Madrid y Barcelona.
Trenes de hidrógeno, como en Alemania

- Experimentos:

Avión de Hidrógeno de Airbus.

(Márquez, 2025) (Plaza, 2022) (Collins, 2022) (Nuevo, 2024)

3. Como forma de operación en la red eléctrica, con el fin de ser capaces de almacenar energía. Existen varios casos alrededor de todo el mundo:

- HyBalance en Dinamarca ya usa el exceso de eólica producido para la producción de H_2VE en horas valle.
- RFHYNE en Alemania instaló un electrolizador de 10 MW para la producción de hidrógeno con sus excedentes de energía renovable y cuentan con el sistema inverso para volver a verter a la red si fuese necesario y compensase económicamente.

(HyBalance, 2020), (REFHYNE, 2018)

1.2. Objetivos

Todo apunta a que el hidrógeno va a ser cada vez más utilizado en todo el mundo y comprender su funcionamiento, su viabilidad económica y sus modelos de negocio es básico a la hora de hablar de energía en un futuro.

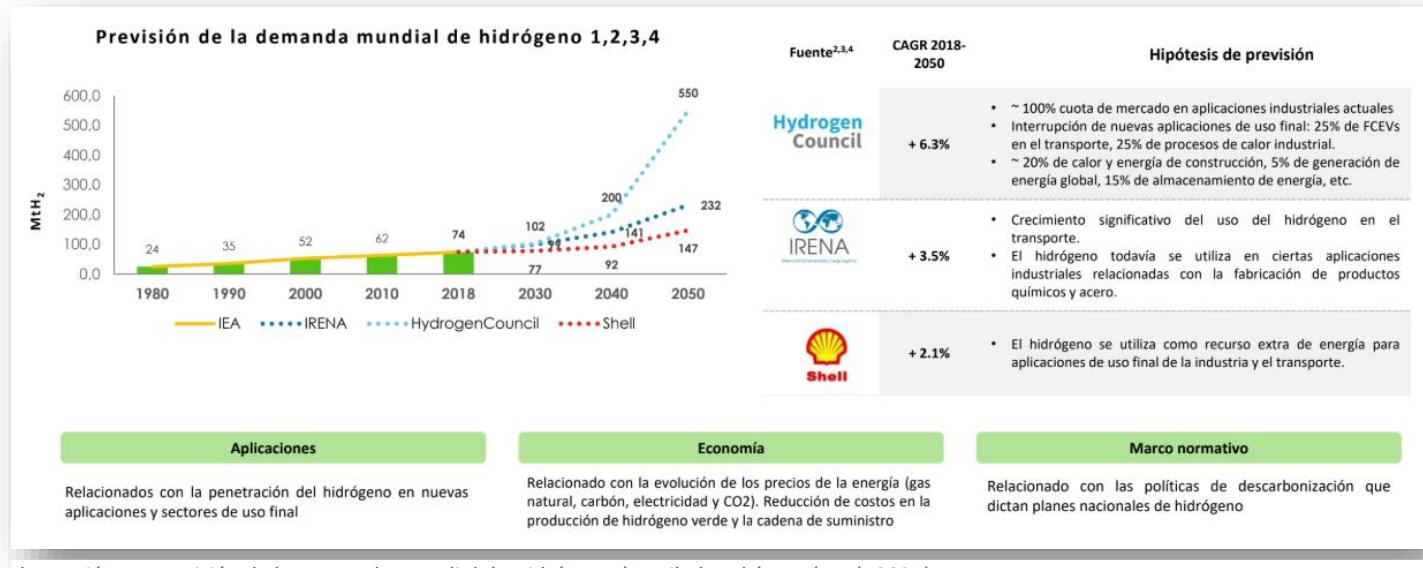


Ilustración 5 - Previsión de la Demanda Mundial de Hidrógeno (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

Como se puede observar (Figura 5), diversas fuentes coinciden con el aumento de demanda de hidrógeno en los próximos años, alguna de ellas llega a indicar que habrá un aumento del 6.3% en la demanda de hidrógeno anualmente. Con todo esto se puede estimar que para el año 2050 estaríamos en torno a 550 MtH₂, un 450 % de la demanda actual. (Maribel Rodríguez (FRV), 2021)

Los objetivos de este trabajo serán los siguientes:

- Conocer el funcionamiento del hidrógeno verde
- Usos en industria
- Distintos tipos de electrolizadores
- Viabilidad económica en todo el proceso
- Futuro de la Energía



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

2. Métodos de Producción de Hidrógeno Verde

2.1. Hidrógeno Verde Electrolítico

2.1.1 Electrólisis

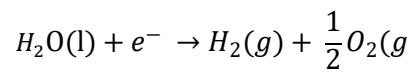
La primera pila eléctrica fue inventada en 1799 por el químico y físico italiano Alessandro Volta, desde entonces diversos científicos de la época anduvieron experimentando con esta tecnología. Poco después, en 1800, William Nicholson y Anthony Carlisle dos científicos británicos utilizaron la pila eléctrica para su experimento, sumergiéndola dentro de un recipiente con agua y uniendo sus dos polos con un conductor. Al circular la corriente se dieron cuenta que emanaban burbujas alrededor del conductor, efectivamente, el hidrógeno y el oxígeno del agua se estaban disociando, habían descubierto la electrólisis del agua.

Ya han pasado más de 200 años desde entonces y aunque el proceso haya sido perfeccionado y se siga investigando e invirtiendo en él, no deja de ser el mismo principio de funcionamiento. La electrólisis es el proceso mediante el cual los elementos de un compuesto se separan mediante la circulación de una corriente eléctrica, para ello, los dos electrodos, cátodo y ánodo, son sumergidos en un electrolito. En el caso de la electrólisis del agua, al circular los electronos desde el ánodo al cátodo debido a la diferencia de tensión entre ambos, el hidrógeno y el oxígeno del agua se disocian en forma de moléculas gaseosas. Este fenómeno ocurre en dos procesos distintos:

- Oxidación (Ándodo): Es el proceso en el cual una sustancia pierde electrones, en una celda electrolítica, la oxidación tiene lugar en el ánodo. En el caso del agua, en el ánodo se liberan moléculas de oxígeno gaseoso.
- Reducción (Cátodo): En este caso la sustancia gana electrones, al contrario que la oxidación, este proceso ocurre en el cátodo. Los electrones que aporta la fuente de alimentación son captados por los iones ubicados en el electrolito. En el caso del agua esos electrones permiten que se formen moléculas de hidrógeno gaseoso.

(Jones, 2006)

Principalmente, la electrólisis del agua sigue la siguiente reacción:



Como se puede observar, este proceso es totalmente libre de emisiones de CO₂, si juntamos esta premisa a que la electricidad necesaria provenga de fuentes de energía renovables, tendríamos un proceso de producción de hidrógeno totalmente libre de emisiones de CO₂. Adía de hoy sigue siendo el primer método de producción de hidrógeno, eso sí, la mayor parte de este recurso es obtenida gracias a electricidad generada a partir de combustibles fósiles.

2.1.2 Tipos de Electrolizadores

A partir de esta premisa básica de electrólisis del agua, a día de hoy se han desarrollado diversas tecnologías para llevar a cabo este proceso de una forma más controlada y eficiente, siendo las más utilizadas los electrolizadores alcalinos y los PEM.

Ambos parten de la misma idea, pero se diferencian en el tipo de electrolito y la forma de transportar los iones dentro de la celda. Estas diferencias hacen que cada tipo de tecnología sea más adecuada para unas aplicaciones. A continuación, se verá el funcionamiento, ventajas y desventajas de cada tecnología.

- **Electrolizadores Alcalinos**

Son la tecnología de electrólisis más antigua y más desarrollada. Su origen se encuentra a mediados del siglo XIX, donde algunos científicos comenzaron a experimentar con soluciones alcalinas como electrolito para mejorar la conductividad del agua, principalmente con hidróxido de potasio (KOH).

A finales del siglo XIX y principios del XX, la electrólisis alcalina empezó a ser muy utilizada a gran escala, esto impulsó su desarrollo e inversión, perfeccionando dicha tecnología. Se optimizaron los electrodos, introduciendo diafragmas más robustos para separar los gases y se mejoró la resistencia de los materiales a la corrosión. Gracias a estas mejoras, se pudo trabajar a mayores presiones y durante miles de horas de funcionamiento de forma estable, ventaja más importante a la hora de hablar de electrolizadores alcalinos. Debido a todo esto, han sido la tecnología de electrólisis del agua más utilizada hasta la primera década de los 2000. (Tom Smolinka, 2022)

A día de hoy, el electrolito consiste en una disolución acuosa de una sustancia alcalina como el hidróxido de sodio (NaOH) o el hidróxido de potasio (KOH). Al aplicar una corriente eléctrica los iones del electrolito fluyen a través de la membrana hacia el ánodo, donde se forma oxígeno en estado gaseoso. Por otra parte, en el cátodo la molécula de H₂O se rompe formándose hidrógeno gaseoso.

Alkaline Electrolysis

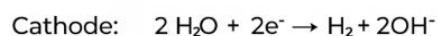
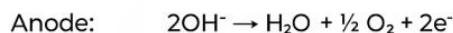
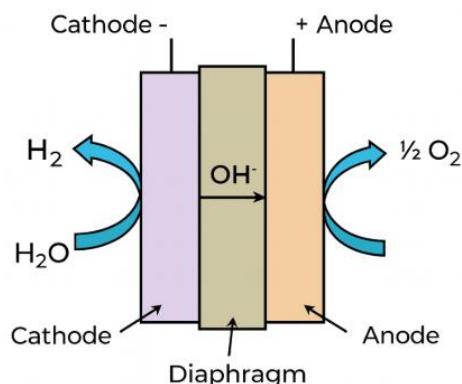


Ilustración 6 - Diagrama de Funcionamiento de un Electrolizador Alcalino, (Modificación Propia) (Valdivieso Mengual, 2024)

Los electrolizadores alcalinos se componen de varias celdas unitarias unidas entre sí, pueden operar en dos distintas configuraciones:

– Monopolar:

Las celdas se conectan entre sí en paralelo, ánodos juntos y cátodos juntos. Trabajan entre 60-90°C y a presiones similares a la atmosférica.

– Bipolar:

Las celdas se conectan en serie, cátodo-ánodo, y se suelen utilizar presiones bastante altas.

Estos electrolizadores rondan una eficiencia del 80% y el hidrógeno producido no es tan puro como en otras tecnologías. Aunque también tienen varias ventajas como son: electrodos de materiales no muy caros (acero recubierto de níquel con platino, iridio o rodio), 60.000 – 90.000 horas de vida útil, grandes tiempos de funcionamiento ininterrumpido sin mantenimiento, resistencia a impurezas del agua y más estables en régimen continuo. (BEQUINOR, 2023)

- **Electrolizadores de Intercambio de Protones (PEM)**

A principios de la década de los 60 los investigadores Thomas Grubb y Leonar Niedrach, pertenecientes a General Electric diseñaron las primeras membranas poliméricas capaces de conducir protones, base de la tecnología a la que hoy se denomina PEM (membrana de intercambio protónico).

En 1966 el primer electrolizador con dicha tecnología fue construido, superando en algunos aspectos a la tecnología alcalina, líder indiscutible en esos momentos, mezcla de los gases y materiales del diafragma fueron claves en esta rivalidad. Fue entonces, cuando la tecnología PEM evolucionó progresivamente, siendo beneficiada en paralelo de las pilas de combustible de membrana y de la investigación que había en aquel momento en mejoras de membranas, catalizadores y diseño. (Valdivieso Mengual, 2024)

El funcionamiento de los electrolizadores PEM consiste en el uso de un electrolito sólido y una membrana que permite el intercambio de protones. Es necesaria la utilización de agua extremadamente pura en el lado del ánodo. Los iones de hidrógeno (protones) cruzan la membrana y reciben los electrones en el cátodo, reduciéndose y convirtiéndose en hidrógeno.

PEM Electrolysis

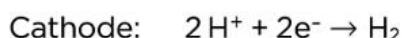
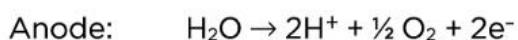
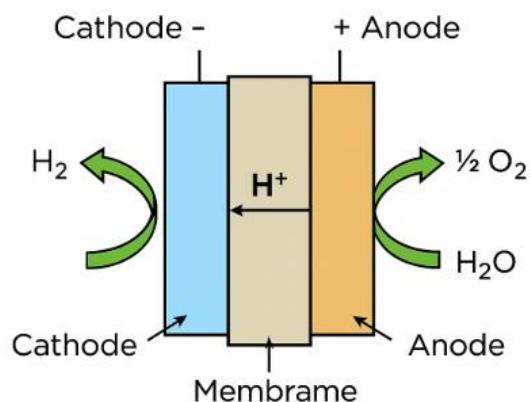


Ilustración 7 - Diagrama de Funcionamiento de un Electrolizador PEM, (Modificación Propia) (Valdivieso Menaul, 2024)

El principal inconveniente de estos electrolizadores es el elevado precio de los materiales que necesitan (platino, rutenio, iridio o rodio) encareciendo su precio. Sus principales ventajas son la extrema pureza del hidrógeno y oxígeno obtenidos y la capacidad de adaptarse a flujos de carga eléctrica variable, lo que les hace especialmente buenos unidos a una fuente de alimentación de energía renovable, siendo capaces de adaptarse a las fluctuaciones de energía de estas sin perder a penas eficiencia.

Criterio	Alcalino	PEM
Electrolito	KOH o NaOH	Membrana Polimérica Sólida
Materiales	Abundantes y baratos	Metales nobles, caros
Eficiencia eléctrica	60-70 %	65-75%
CAPEX	Bajo	Alto
OPEX	Bajo, sin apenas mantenimiento	Alto, membranas con mucho mantenimiento y catalizadores
Pureza del H₂	95-99%	>99.99%
Carga Dinámica	Baja, tarda en responder a variaciones	Muy alta, ideal para fuentes de alimentación con fluctuaciones.
Densidad de Corriente	Baja	Alta
Presión de Operación	Baja, necesidad de compresión posterior	Alta, necesidad de compresión previa
Vida Útil	Muy alta (60.000 – 90.000 horas)	Alta (50.000 – 75.000 horas)

Tabla 1 - Principales Diferencias Entre Electrolizadores PEM y Alcalinos (StargateHydrogen, 2024)

(StargateHydrogen, 2024), (Repsol, 2023), (Rubri, 2025), (Caplinq, 2025)

2.2. Mediante Derivados de la Biomasa

Aunque actualmente la única manera rentable de producir Hidrógeno Verde es mediante la electrólisis, existen muchas distintas formas de producirlo, algunas que están siendo investigadas y otras que se espera puedan llegar a ser tecnologías económicamente posibles dentro de poco. Aunque en este TFG se va a estudiar principalmente el método de electrólisis para la obtención del H₂V, se nombrarán otro tipo de tecnologías a continuación.

Según “ELSEVIER” (diario internacional del hidrógeno), el hidrógeno puede obtenerse a partir de múltiples materiales presentes en el entorno, aunque su producción a partir de combustibles fósiles requiere el tratamiento de CO₂, otros contaminantes y residuos, para evitar impactos ambientales.

Las principales fuentes de energía para su generación son la térmica, fotónica, eléctrica y bioquímica. Diversos compuestos ricos en hidrógeno: como alcoholes, hidrocarburos, biocombustibles, agua, biomasa y glicerol, pueden emplearse como materias primas en la producción de hidrógeno, muchas de ellas derivadas eficientemente de la biomasa.

A continuación, se mostrarán las principales formas de producción de hidrógeno a partir de derivados de biomasa, (Dan Bahadur Pal, 2022):

2.2.1 Reformado de Alcoholes

Los alcoholes, en especial el metanol, destacan como medios de almacenamiento y transporte de hidrógeno. Estos líquidos son compatibles con la infraestructura existente y presentan menores problemas de seguridad que el almacenamiento directo de H₂, al no tratarse de moléculas tan pequeñas. La conversión de alcoholes en gas rico en hidrógeno puede lograrse mediante procesos como el reformado con vapor (SR) y el reformado oxidativo con vapor (OSR).

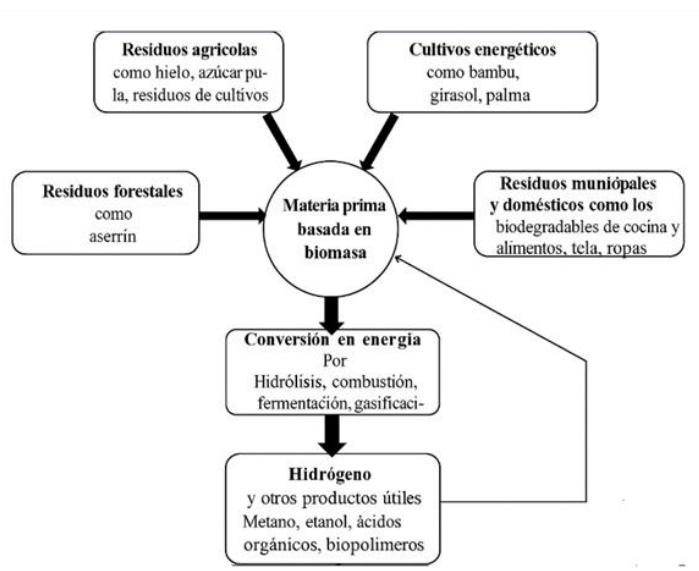


Ilustración 8 - Conversión en H₂ de varios residuos (Modificación Propia)
(Dan Bahadur Pal, 2022)

I. Reformado de Metanol

En pequeñas producciones de hidrógeno se emplea la tecnología de reformado catalítico de metanol. Este proceso permite generar H₂ para aplicaciones móviles y distribuidas, como plantas electrónicas portátiles, estaciones de repostaje, vehículos basados en hidrógeno y sistemas de producción para motores de combustión interna o pilas de combustible PEM.

Debido a su fácil manejo, el metanol se considera una fuente adecuada de hidrógeno, acompañado de su bajo coste y alta densidad de almacenamiento, además de poder obtenerse a partir de fuentes renovables, no renovables o biomasa.

El principal inconveniente del reformado catalítico es su carácter endotérmico, que requiere aporte de calor externo, dificultando el arranque rápido y la operación transitoria, aunque diversos estudios muestran mejoras en el proceso. El reformado se da de dos formas:

- $\text{CH}_3\text{OH} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2 \quad // \quad \text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2 \Delta H^\circ = \pm 41.2 \text{ kJ mol}^{-1}$
- $\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \Delta H^\circ = \pm 49 \text{ kJ mol}^{-1} \quad // \quad \text{CO}_2 + \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$

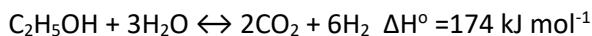
II. Reformado de Etanol

A nivel comercial, el hidrógeno se produce principalmente mediante reformado con vapor de fracciones de hidrocarburos. Sin embargo, el interés por sustituir los combustibles fósiles ha impulsado el estudio de este tipo de bioenergías, en particular la producción de bioetanol como materia prima para obtener H₂ renovable.

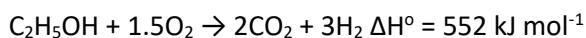
El bioetanol puede producirse de forma sostenible a partir de múltiples recursos biológicos, como plantas y residuos forestales. Su conversión a hidrógeno presenta la ventaja de ser un proceso de balance de carbono neutro, lo que significa que no emite mayores dosis de CO₂, a parte de las que ya había en el residuo.

Para la producción de H₂ a partir de etanol se emplean principalmente tres rutas:

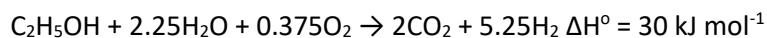
- Reformado con vapor



- Oxidación parcial (PO)



- Reformado autotérmico (ATR)



III. Reformado de Glicerol

El glicerol, un carbohidrato subproducto de la producción de biodiésel a partir de aceites vegetales y bioetanol, es utilizado en industrias como: farmacéuticas, cosméticas, alimentarias y de bebidas. Sin embargo, existe un excedente en el mercado mundial, lo que ha impulsado la investigación en otros ámbitos.

Se han desarrollado estudios para emplear el glicerol como precursor en la síntesis de compuestos químicos de alto valor y como fuente potencial de energía renovable. En particular, el reformado con vapor de glicerol para producir gas de síntesis, se plantea como una alternativa viable, dado que este gas constituye la materia prima fundamental de numerosos procesos petroquímicos.

IV. Reformado de Metano

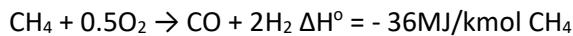
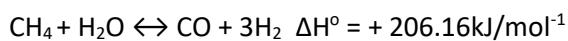
El reformado catalítico con vapor (CSR) se conoce desde el siglo XIX y ha sido desarrollado industrialmente por múltiples grupos y empresas. Actualmente constituye uno de los principales procesos para la producción de hidrógeno y gas de síntesis.

Aunque la oxidación parcial (PO) y la gasificación del carbón también son tecnologías relevantes para la obtención de H₂, el CSR resulta más económico y energéticamente eficiente que estos métodos.

2.2.2 Reformado Autotérmico

El reformado de metanol combina la reacción endotérmica de reformado con vapor (SR) y la oxidación parcial (PO) en un esquema adiabático. Para ello, se integra un lecho catalítico de oxidación interna con una esfera externa de SR, favoreciendo el intercambio de calor y mejorando la selectividad del proceso. Se han desarrollado lechos catalíticos capaces de transformar metanol, agua y aire en mezclas ricas en hidrógeno y dióxido de carbono.

En el reformado autotérmico (ATR) de etanol se han estudiado diversos catalizadores basados en níquel, como Ni/CeO₂, Ni/CeO₂-ZrO₂, Ni-Rh/CeO₂, Ni/MgO, Ni-Cu/Al₂O₃ y Ni-Mo/Al₂O₃. Estos permiten generar gas rico en hidrógeno a partir de hidrocarburos en presencia de vapor y aire, combinando las reacciones de SR y PO.



Sin embargo, los catalizadores modificados con Ni y Co presentan pérdida de actividad por aglomeración de los elementos activos durante la reacción. Para superar esta limitación, se propusieron procesos de electrósíntesis en sales fundidas, logrando nuevas estructuras catalíticas basadas en Mo₂C/Mo para la reacción de desplazamiento gas-agua (WGSR). Estos recubrimientos, obtenidos sobre sustratos de molibdeno mediante reducción de MoO₄²⁻ y CO₃²⁻, mostraron una actividad catalítica entre una y tres órdenes de magnitud superior a la del catalizador industrial Cu-ZnO-Al₂O₃.

2.2.3 Producción de Hidrógeno Usando el Método Biológico.

El biohidrógeno ofrece múltiples ventajas científicas y ecológicas frente a los combustibles fósiles, lo que lo convierte en una alternativa atractiva para diversos sectores. Existen cinco técnicas principales de producción biológica de H₂:

- I. Biofotólisis directa
- II. Biofotólisis indirecta
- III. Reacción biológica de desplazamiento gas-agua (WGSR)
- IV. Fotofermentación
- V. Fermentación Oscura

Estos procesos aprovechan la energía solar y organismos biológicos modificados (algas, cianobacterias, bacterias) capaces de generar hidrógeno en lugar de oxígeno durante la fotosíntesis o a través de vías metabólicas específicas.

Aunque todavía existen desafíos técnicos y científicos, la producción foto-biológica de hidrógeno se considera una de las opciones más prometedoras en energías renovables. Su implementación a escala real podría no solo aportar energía limpia, sino también contribuir a la depuración de aguas residuales orgánicamente cargadas (reducción de la DBO) y al desarrollo de economías locales.

Actualmente, estas tecnologías se encuentran en fase de I+D, con una eficiencia teórica de conversión solar de hasta el 24%. Operan a temperatura y presión ambiente, lo que las hace poco intensivas en energía.

■ ***Fermentación***

La energía bioquímica almacenada en sustancias orgánicas puede aprovecharse para generar H₂ en presencia o ausencia de luz. En este contexto, la fermentación oscura resulta más simple y económica que la fotofermentación, ya que, no requiere aporte de energía solar. Además, permite producir hidrógeno a partir de residuos orgánicos, contribuyendo a su gestión y estabilización, lo que reduce riesgos de contaminación.

Un avance relevante es la combinación de fermentación oscura y celdas de electrólisis microbiana, donde los sustratos se transformaron en H₂ y ácidos grasos volátiles en la fase de fermentación. Estos compuestos fueron oxidados por exoelectrógenos en el ánodo, generando H₂ adicional. Este procedimiento logró triplicar la producción total de hidrógeno.

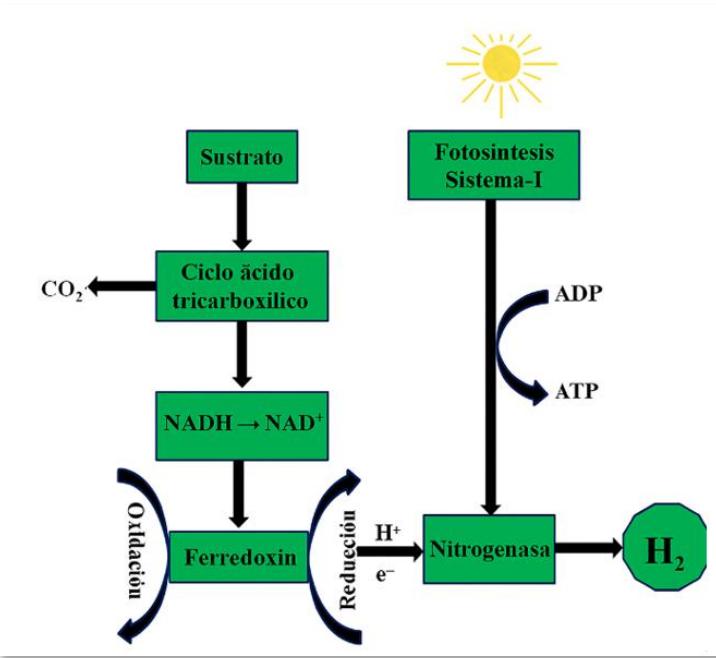


Ilustración 9 - Mecanismos de Producción de Bio H_2 Mediante Fotofermentación (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)

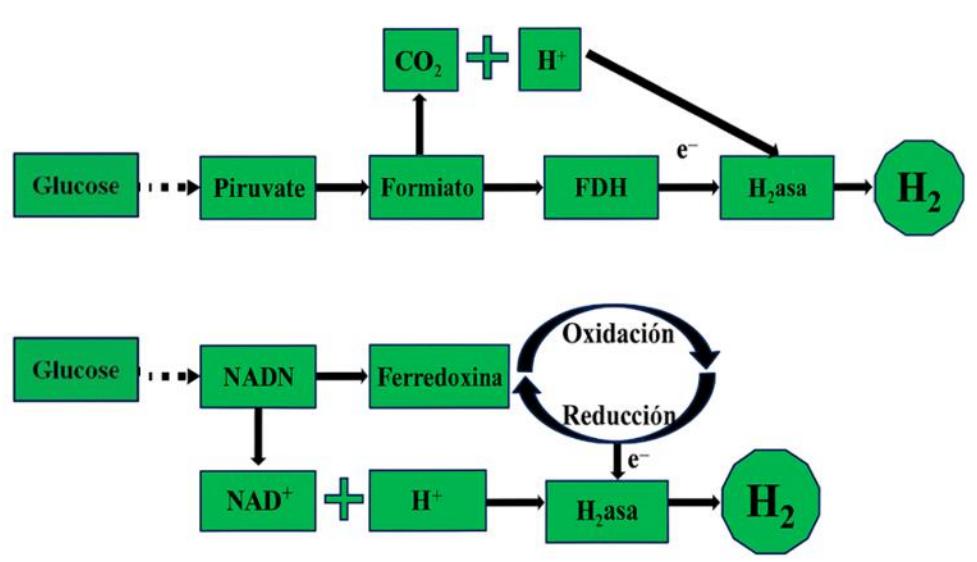


Ilustración 10 - Mecanismos de Producción de Bio H_2 Mediante Fermentación Oscura (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)

2.2.4 Celdas de Electrólisis Microbiana

Las celdas de electrólisis microbiana (MECs) utilizan una fuerza electroquímica adicional para aumentar la producción de hidrógeno en reacciones biológicas. Su rendimiento depende de factores como:

- I. Materiales de los electrodos
- II. Configuración del reactor
- III. Consorcios microbianos empleados
- IV. Condiciones del medio experimental

Aunque presentan ventajas para la producción de H₂ a nivel industrial o comercial, las limitaciones actuales incluyen:

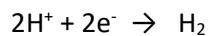
- I. Cinéticas lentas de reacción
- II. Consumo de hidrógeno dentro de los biofilms
- III. Dificultad para procesar sustratos heterogéneos

Las MECs muestran sinergias con la fermentación oscura, siendo ambas opciones viables para la producción eficiente de hidrógeno a partir de biomasa renovable. Además del H₂, las MECs permiten generar otros productos de alto valor:

- I. Biohytano (H₂ + CH₄) como combustible alternativo
- II. Etanol mediante reducción microbiana de electrones
- III. Recuperación de amoníaco
- IV. Desalinización de agua

Por tanto, las MECs representan una nueva generación de sistemas sostenibles de BioH₂, aunque todavía requieren optimización para mejorar su eficiencia y escalabilidad.

En paralelo, los fotobiorreactores electroquímicos (EPBRs) aplican una tensión eléctrica baja para generar protones en el ánodo y evolucionar H₂ en el cátodo, eliminando oxígeno y mejorando la selectividad de la reacción:



En un estudio sobre producción de hidrógeno con EPBR, Hasnaoui, demostró que, en el compartimento anódico, la cepa de Spirulina generó BioH₂ tanto en fase luminosa como en oscuridad, gracias a su metabolismo fotosintético y fermentativo.

En el compartimento catódico, se produjo H₂ electroquímico mediante la aplicación de voltaje externo.

El voltaje aplicado afectó directamente la tasa de producción de hidrógeno en ambas cámaras, en el ánodo, la producción de H₂ aumentó de forma lineal con el incremento del voltaje. Mientras que, en el cátodo, la evolución de H₂ comenzó a observarse a partir de 0,2 V.

2.2.5 Producción de Hidrógeno a Partir de Biomasa

Existen cuatro fuentes principales de biomasa con potencial como materia prima energética:

- I. Cultivos energéticos (plantados específicamente para energía).
- II. Residuos agrícolas (restos de cosecha y desechos ganaderos).
- III. Residuos forestales (de tala y limpieza de terrenos).
- IV. Residuos comerciales y urbanos.

El biogás crudo derivado de biomasa contiene principalmente metano (35–75%) y CO₂ (25–55%), junto con trazas de H₂, H₂S, O₂, CO, NH₃, compuestos aromáticos y partículas sólidas. El aprovechamiento energético de residuos ha cobrado gran interés, ya que permite valorizar corrientes de desecho sin requerir nuevas tierras de cultivo.

Las tecnologías actuales para producir H₂ a partir de biomasa incluyen:

- I. Pirólisis
- II. Gasificación
- III. Conversión a combustibles líquidos (hidrólisis, extracción supercrítica, licuefacción)
- IV. Reformado posterior en algunos casos

El proceso de gasificación se considera casi neutral en emisiones, ya que el CO₂ liberado fue previamente absorbido durante la fotosíntesis, constituyendo un ciclo cerrado de carbono.

No obstante, la biomasa contiene solo un 6–6,5% de H₂, frente al ~25% del gas natural, por lo que la producción de H₂ vía gasificación + WGS aún no compite en costes con el reformado de gas natural. Una estrategia integrada (aprovechar parte de la biomasa para compuestos químicos de alto valor y usar los residuos para producir H₂) podría ser económicamente más viable. Ejemplos de avances recientes incluyen:

- I. Reformado con bio-oil y catalizadores ricos en metales alcalinos, logrando rendimientos de hasta 89% de H₂.
- II. Uso de hidrocarbones derivados de macroalgas (ej. *Cladophora glomerata*) como catalizadores en gasificación hidrotermal, mejorando la producción de H₂.

- III. Desarrollo de catalizadores soportados en biocarbones: los obtenidos del algodón alcanzaron un máximo de 64% H₂ en fase gaseosa, mientras que los derivados del arroz mostraron menor eficiencia.

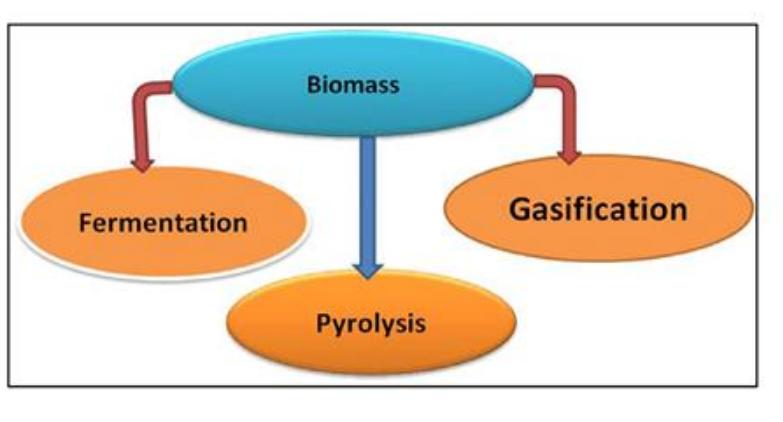


Ilustración 11 - Procesos a partir de Biomasa (Dan Bahadur Pal, 2022)

▪ **Pirólisis**

La biomasa puede transformarse en H₂ mediante pirólisis y gasificación:

Pirólisis: la biomasa se descompone a alta temperatura produciendo metanol y otros gases.

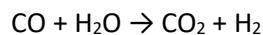
Gasificación con aire: el gas resultante contiene aproximadamente: (20% H₂, 20% CO, 10% CO₂, 5% CH₄ y 45% N₂)

Este gas puede procesarse adicionalmente con vapor de agua para convertir el CO en H₂ adicional mediante reformado.

Durante la gasificación a alta temperatura, los biomateriales se convierten principalmente en gas, y los gases ricos en H₂ se condensan parcialmente en aceites de pirólisis, que posteriormente pueden someterse a reformado con vapor para aumentar la producción de hidrógeno. Con este método se han logrado rendimientos de H₂ del 12–17% en base seca.

En estudios sobre maderas, la composición típica por peso es: (48% C, 45% O₂, 6% H y pequeñas cantidades de N, S y minerales)

Considerando los elementos principales, la energía de la biomasa puede representarse como CH_{1.5}O_{0.7}, y la reacción simplificada de gasificación con vapor es:



■ Gasificación

La gasificación es un proceso maduro y ampliamente utilizado industrialmente con biomasa y carbón, considerado una variación de la pirólisis. Se basa en la oxidación parcial de la materia prima, generando un gas de síntesis (syngas) compuesto por: Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Dióxido de carbono (CO_2), Monóxido de carbono (CO) y Nitrógeno (N_2).

Uno de los desafíos principales es reducir la formación de alquitranes en el reactor. Se ha comprobado que el uso de catalizadores $Rh/CeO_2/M$ ($M = SiO_2, Al_2O_3, ZrO_2$) disminuye significativamente la producción de alquitrán.

La biomasa utilizada puede provenir de residuos vegetales o animales y, tras la gasificación, el syngas obtenido puede emplearse como combustible para generación de calor o energía eléctrica mediante motores de combustión (de ignición por compresión o chispa).

La gasificación se realiza a altas temperaturas (~1000 °C) y consiste en la combustión incompleta de la biomasa. Estudios comparativos muestran que:

El uso de CaO permite capturar CO_2 durante la gasificación, reduciendo emisiones y mejorando la sostenibilidad del proceso.

Aunque efectiva, la gasificación es costosa debido a los altos requerimientos energéticos y pérdidas inherentes durante el proceso.

La producción renovable y sostenible de H_2 a partir de biomasa mediante gasificación con vapor produce típicamente 40–50% en volumen de H_2 cuando no se captura CO_2 . Al utilizar CaO para eliminar el CO_2 del gas producido, el contenido de H_2 aumenta hasta 40–80% en volumen, mejorando significativamente la pureza del gas.

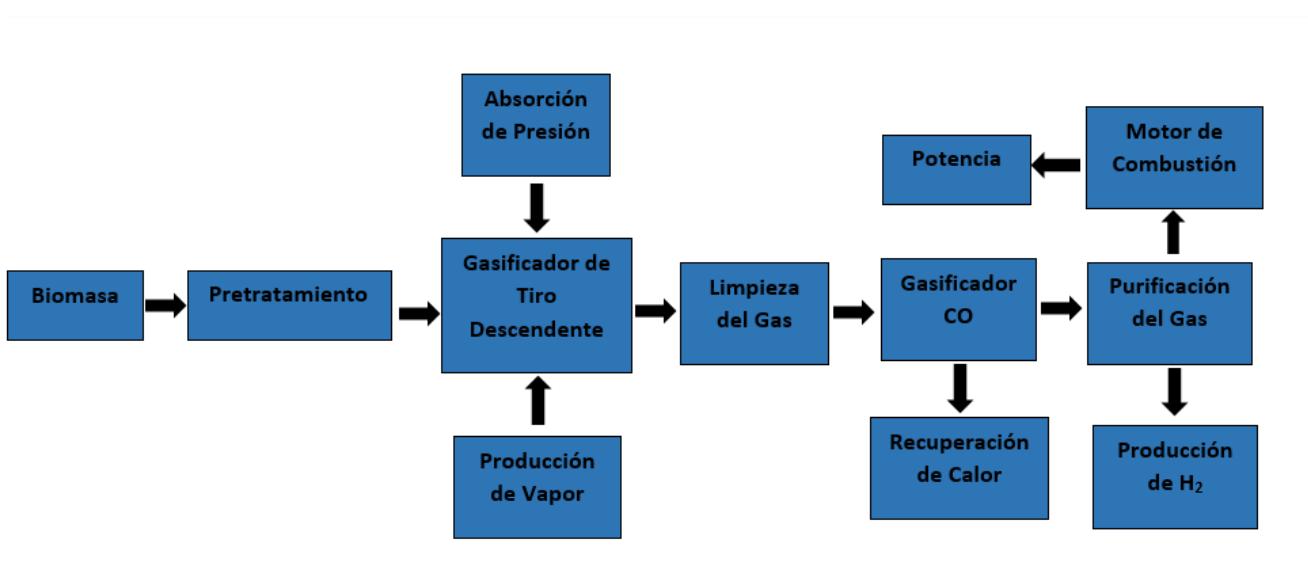


Ilustración 12 - Flujo del Proceso de Producción de H₂ con Biomasa (Modificación Propia) (Dan Bahadur Pal, 2022)

2.2.6 Plantas Acuáticas para la Producción de BioH₂

Las plantas acuáticas representan una fuente de biomasa de bajo coste y alta disponibilidad para la producción sostenible de hidrógeno biológico (BioH₂). Ejemplos incluyen: jacinto de agua, lechuga de agua, cabomba y helecho mosquito. Se han ensayado distintos métodos:

- I. Foto-fermentación de lechuga de agua, que transforma carbohidratos en ácidos orgánicos y posteriormente en H₂, aunque con costes operativos elevados.
- II. Fermentación oscura de jacinto de agua tras hidrólisis ácida, donde los azúcares liberados se convirtieron eficientemente en hidrógeno, con aprovechamiento adicional de proteínas.
- III. Fermentación oscura de lenteja de agua (duckweed), cuya corriente residual permitió la producción de lípidos microalgales, integrando así un esquema bioenergético más rentable y sostenible.
- IV. Uso de algas marinas como *Ulva lactuca* y especies del género *Lessonia*, cuyos azúcares también sirven como sustratos para BioH₂.

El uso de plantas acuáticas y algas marinas en BioH₂ es prometedor, pero aún en fase de investigación. Se requieren avances adicionales para garantizar su viabilidad económica y sostenibilidad a largo plazo.

Biomasa	Cultivo/inóculos usados	Producción/Rendimiento de H ₂
Almidón de yuca crudo	Facultativo anaerobio, bacteria	1,44 mol H ₂ /mol-glucosa
Biodísel, residuo producido del aceite de girasol	Digestor anaerobio (cultivos mixtos)	0,52 mol H ₂ /mol glicerol
Residuo de la industria del biodísel de Jatropha	Lodos Activos	48 cm ³ H ₂ /g carbohidrato
Aguas residuales	Gránulos y Sedimentos de Reactor USAB	1,58 mol H ₂ /mol hexosa
Aceite de palma con glicerina		32 cm ³ H ₂ /g
Paja de arroz y trigo		26 cm ³ H ₂ /g
Sorgo	Lodos Activos	55 cm ³ H ₂ /g
Rastrojo de maíz		52 cm ³ H ₂ /g
Cáscara de arroz	Bacterias	473.1 cm ³ H ₂ /g
Residuos de cocina	Calcio y Magnesio	6.1 cm ³ H ₂ /g
Papel de desecho		0.51 cm ³ H ₂ /g biomass/h
Residuos de alimentos		164.4 ± 2.6 mL H ₂ .g ⁻¹
Residuos de melón y sandía	Metabolismo microbiano	395.5 and 62.7 mL H ₂ /g
Residuos de alimentos	Residuos anaeróbicamente	126.50 mL/g
Vinaza de tequila	Digeridos de granjas porcinas	11.7 ± 0.7 L/L-d
Vinaza de vino	Bacterias ácido-lácticas	43.25 ± 1.52 mL H ₂ /g
melaza condensada	inóculos de lodo	6.17 mol H ₂ /g
	Microflora anaerobia mixta	

Tabla 2 - Producción de H₂ a Partir de Derivados de Biomasa (Dan Bahadur Pal, 2022)

2.2.7 Biorreactores para la Producción de BioH₂

El diseño de biorreactores es un factor clave en la eficiencia de conversión de sustratos y en la capacidad de generación de BioH₂. Los principales aspectos a optimizar incluyen el tiempo de retención hidráulico (HRT), la prevención del arrastre de biomasa y la transferencia de masa. Los reactores principales son los siguientes:

I. CSTR (Reactor de Tanque Agitado Continuo):

Favorece la mezcla completa de microorganismos productores de H₂ y sustrato, logrando buena transferencia de masa. Sin embargo, presenta arrastre de biomasa a bajos HRT, limitando la producción. Se ha mejorado combinándolo con electrodialisis para eliminar ácidos grasos volátiles, lo que aumenta el rendimiento de H₂.

II. Biorreactores de membrana:

No superan significativamente a otras configuraciones debido al ensuciamiento de membranas y altos costes. Sin embargo, los sistemas líquido/gas permiten mantener poblaciones activas sin necesidad de reinocular.

III. Reactores de lecho fijo:

Utilizan soportes para inmovilizar biomasa, pero sufren gradientes de pH y mayor resistencia a la transferencia de masa, limitando la producción continua. Se recomienda recirculación del flujo para mejorar la homogeneidad.

IV. Reactores de lecho fluidizado (FBR):

Superiores a los de lecho fijo en generación de BioH₂, aunque requieren estrategias de control para evitar la acumulación excesiva de biomasa, que afecta al tiempo de producción.

V. UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket):

Utilizados en BioH₂, destacan por su alta concentración de biomasa y la formación de gránulos y biopelículas. Los reactores granulares mostraron mayor biodiversidad microbiana y un equilibrio favorable entre eficiencia técnica y económica.

VI. Biorreactores híbridos y multietapa:

Son una opción prometedora para la producción a gran escala y a largo plazo de BioH₂, aunque requieren superar problemas como el ensuciamiento en sistemas integrados con membranas.

2.2.8 Ingeniería Genética en la Producción de Biohidrógeno

La ingeniería genética aplicada a microorganismos es esencial para mejorar la eficiencia en la producción de biohidrógeno a partir de agua o materiales orgánicos. Existen dos tipos principales de células microbianas implicadas: cianobacterias/microalgas (biophotólisis) y bacterias fermentativas (fermentación oscura), con mecanismos de producción de H₂ muy diferentes.

Las estrategias de modificación genética y metabólica se centran en:

- I. Hidrogenasas y nitrogenasas, optimizando el flujo de electrones hacia estas enzimas mediante la redirección de rutas electrónicas.
- II. Eliminación del gen de hidrogenasa de captación, que reoxida el H₂ generado y limita la eficiencia. Mutantes sin este gen han mostrado mayor y más rápida producción de H₂.
- III. Sobreexpresión y mejora de enzimas generadoras de H₂, aumentando su eficiencia.
- IV. Incremento de la tolerancia al oxígeno de la hidrogenasa, un factor crítico en su estabilidad.
- V. Identificación de inhibidores: la hidrogenasa de captación y las sales de amonio, que reducen la actividad de la nitrogenasa en bacterias fotosintéticas no sulfurosas.

Además, los avances en biología molecular, edición de genomas y secuenciación han impulsado el desarrollo de técnicas de biofabricación celular y de ingeniería metabólica, ya utilizadas con éxito en producción industrial.

La optimización genética y enzimática es un pilar fundamental para aumentar el rendimiento, la velocidad y la viabilidad del BioH₂ como vector energético renovable.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

VIABILIDAD ECONÓMICA EN PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE

3. Viabilidad Económica en Proyectos de Hidrógeno Verde

3.1. Costes Estimados del Hidrógeno Verde Según Diversos Estudios

3.1.1 Cepsa, Manpower y Grupo Alava

Como ya se ha hablado, el hidrógeno verde electrolítico es uno de los ejes indispensables para la transición energética y la descarbonización de la energía. Bajo esta premisa el mercado español es uno de los que abarcan mayores expectativas, según un estudio publicado por Cepsa y Manpower, en el año 2030, España liderará la producción de hidrógeno verde y será el país que más puestos de empleo genere en este sector. (ManpowerGroup, 2024)

Sin embargo, en la actualidad no se han llegado a materializar proyectos de una envergadura relevante debido a sus altos costes nivelados, cuya principal dificultad es que sean rentables. Expertos señalan que el principal desafío es el precio, ya que el hidrógeno gris y el gas natural en Europa están muy baratos. El reto está en encontrar consumidores que paguen lo que cuesta el hidrógeno verde. (Cerqueda, 2024)

COSTES ESTIMADOS DEL HIDRÓGENO VERDE (MARZO 2024)

	CONSERVADOR	PROBABLE	OPTIMISTA
Coste de Energía Eléctrica (€/MW)	60	50	40
CAPEX Electrolizador (€/MW)	1.200.000	850.000	750.000
Vida Útil Electrolizador (h)	60.000	80.000	100.000
Horas Operación Anuales (h/año)	2.920	4.380	5.475
Eficiencia Electrolizador (%PCI)	55	60	65
Años Operación del Electrolizador	20.55	18.26	18.26
H₂ Producido por MW eléctrico (kgH₂/h)	17	18	20
Producción Anual de H₂ (kg)	49.640	78.840	107.841
Coste Anual de Electricidad (€)	175.200	219.000	219.000
Ingresos Anuales por Venta de H₂ (€)	332.969	330.753	317.605
Flujo de Caja Anual (€)	157.769	111.753	98.605
Costes Producción del H₂ (€/kgH₂)	6.71	4.19	2.95
Costes Producción del H₂ (€/MW)	205	125	88
WACC (%)	10	10	10

Tabla 3 - Costes Estimados del H2V (Modificación Propia) (Cerqueda, 2024)

Los resultados obtenidos en la tabla previamente vista, salen de los siguientes cálculos, utilizando como ejemplo el punto de vista conservador:

- **Producción Anual de H₂**

$$\text{Horas de Prod Anuales} \times \text{H}_2 \text{ Prod por MW Elect} = \text{Prod Anual de H}_2 (\text{kg})$$

$$2920 \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right) \times 17 \left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{h}} \right) = 49.640 \text{ kg H}_2 \text{ año}$$

- **Coste Anual de la Electricidad**

$$\text{Coste de Energía Elect} \times \text{Horas Oper Anuales} = \text{Coste Anual Elect}$$

$$60 \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) \times 2920 \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right) = 175200 \text{ €}$$

Suponiendo 1 MW = 1 hora de funcionamiento

- **Flujo de Caja Anual**

Ingresos Anuales Venta H₂ – Coste Anual Electricidad = Flujo de Caja Anual

$$332.969 (\text{€}) - 175.200(\text{€}) = 157.769 (\text{€})$$

En este estudio no tienen en cuenta en el flujo de caja anual gastos como: Amortización del CAPEX, OPEX, mantenimiento, puestos de trabajo, etc.

- **Costes de Producción del H₂**

$$\frac{\text{Ingresos Por Venta de H}_2}{\text{Producción Anual de H}_2} = \text{Coste de Producción de H}_2$$

$$\frac{332.969 (\text{€})}{49.640 (\text{€})} = 6.71 \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right)$$

Esta es una manera sencilla de obtener el coste de producción del H₂VE, pero no tiene en cuenta diversos gastos, a continuación, se aporta una fórmula más completa para el cálculo del coste de producción:

$$\text{Costes de Producción del H}_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \frac{\text{Coste Elect. Anual}(\text{€}) + \frac{\text{CAPEX}}{\text{Años Funci.}} + \text{OPEX}}{\text{Producción Anual de H}_2(\text{kg})}$$

Grupo Álava junto a Rupérez publicaron un informe sobre el hidrógeno verde, de acuerdo dicho reporte el coste del H₂VE está en una horquilla de precios entre 2.95-8.84 €/kg, al contrario que el hidrógeno gris que tiene un coste aproximado de la mitad 1.5-3.7 €/kg. Es por ello que se enfatiza en añadir valor añadido hasta los productos de consumo. En la siguiente figura podemos ver los costes estimados del H₂VE para tres escenarios distintos, conservador, probable y optimista. (Cerqueda, 2024)



Ilustración 13 - Estimación de la Situación del H2V en España en los Próximos Años (Cerqueda, 2024)

Como ya hemos visto con España, el hidrógeno verde es una tecnología que resulta atractiva para países con gran potencial de generación renovable y España no es el único que se añade a dicha propuesta.

3.1.2 Induambiente y MIGBAS

“Induambiente”, una de las principales publicaciones técnicas en lo relativo a medioambiente, lanzaba el pasado 2021 un artículo sobre el H₂VE en Chile. En dicho informe, se tocan temas como, propiedades, obtención, almacenamiento, transporte, distribución, costes de producción, emisiones, etc. En este apartado vamos a centrarnos en el apartado económico.

Como veremos posteriormente la electrólisis es la principal forma de producción de hidrógeno verde rentable en la actualidad. Induambiente refleja algunos datos importantes de dicho proceso que nos ayudarán a comprender la viabilidad económica de la producción de dicho gas. La electrólisis tiene una eficiencia de conversión (kWh – kg H₂) entre un 60-70%, lo que significa que para generar 1 kg de H₂ se necesitan entre 50-60 kWh de energía eléctrica, entender este factor e intentar abaratar al máximo el precio de esa energía es básico para la rentabilidad del H₂VE.

Mediante este proceso también se obtiene como subproducto O₂, generándose en torno a 8-10 kg de O₂ por cada kg de H₂. Aprovechar este subproducto e intentar sacarle partido puede venir muy bien a la viabilidad económica del proceso. Las cifras exactas de producción de ambos productos dependen del electrolizador que se utilice en cada momento y de la eficiencia del mismo.

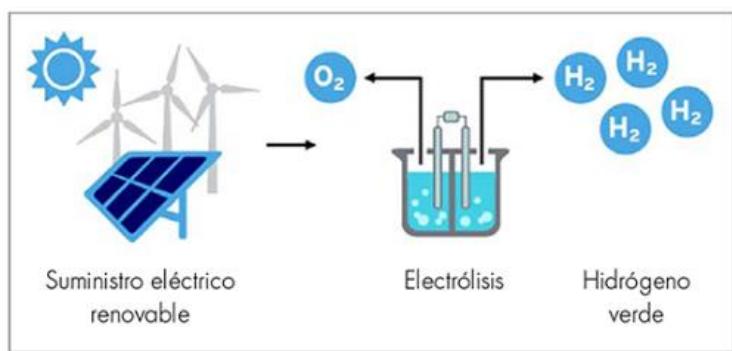


Ilustración 14 - Diagrama de Procesos del H₂EV (Troncoso, 2025)

Una vez vista una pequeña introducción al proceso de producción del H₂VE, Induambiente nos habla sobre los costes de producción.

Dicho coste está determinado principalmente por el precio de la electricidad renovable utilizada, el costo de inversión del electrolizador y sus horas de funcionamiento. Si se toma como referencia un precio de unos 50-60 dólares por MWh, el valor de la electrólisis más los insumos, nos daría un precio de entre 3 y 4 dólares por Kg. Esto sin contar los costos de compresión asociados unos 0.4 dólares por Kg o licuefacción de unos 1.6 dólares por Kg.

Una vez obtenido el costo de producción del H₂ en el estado que se necesite, hay que agregar los costos del transporte, entre 1-2 dólares por Kg en el caso de transmisión y distribución de energía, y entre 2.3-2.6 dólares por Kg en el caso de traslado del gas. Es por esto que hoy en día se suele producir el H₂VE en el mismo sitio de consumo.

Juntando todos los costes vistos hasta el momento el precio del H₂VE fluctúa entre 7-8 dólares por Kg, precio demasiado alto para que merezca la pena su producción según indica Induambiente. Requeriendo precios de electricidad menores de 30 dólares por MWh de energía eléctrica y una disminución del valor de los electrolizadores de un 30-50% para que el H₂VE comience a poder ser una alternativa a los combustibles fósiles actuales.

Claro que el H₂VE tiene una ventaja clara debido a su procedencia “ limpia” con respecto a los combustibles fósiles, esto lleva a previsiones con el paso del tiempo de una caída en el precio del H₂VE a raíz de nuevas políticas de cero emisiones, caída de los costos de las energías renovables, aumento en la producción de electrolizadores y mejoras en su eficiencia.

Según indica este artículo se espera que para el año 2030 en Chile el hidrógeno verde ya pueda competir contra otros combustibles. En la siguiente tabla se observa el precio que debería tener el H₂ para ser competitivo contra cada tipo de combustible. (Troncoso, 2025)

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO (kcal/kg)	PRECIO (\$/kg)	PRECIO PARA 1 MMBTU (\$/kg)	EFICIENCIA (%)	PRECIO DEL H ₂ PARA COMPETIR (\$/kg)
Gas Natural	13100	0.64	13	80	1.76
LPG	11082	0.63	13.2	79	1.8
Diésel	10900	0.82	19	85	2.2
Carbón	7000	0.29	10.4	80	1.4
FO5	10300	0.46	11.3	83	1.6
FO6	10300	0.46	11.3	83	1.6
Pellets	4300	0.19	11	80	1.5
Chips	2350	0.072	11	70	1
PDM	3068	0.062	5.1	57.8	0.75
H2VE	33916	8	59	75	-

Tabla 4 - Comparación De Diversos Combustibles (Troncoso, 2025)

El pasado diciembre tuvimos el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable según el índice MIGBAS, fijando un precio de salida de 148.36€/MWh unos 5.8€/kg. Este precio sigue siendo bastante mayor al del gas natural que cotiza en torno a 45.83€/MWh. (IBHYX, 2025)

Este índice marca el precio mínimo al que el productor estaría dispuesto a vender para obtener una rentabilidad mínima, teniendo en cuenta que la producción es en la península ibérica, fuente alta de energías renovables.

El índice fue elaborado según los criterios establecidos por la Unión Europea para definir el coste del hidrógeno renovable RFNBO (combustible renovable de origen no biológico). Hasta ahora el precio del hidrógeno verde era un concepto abstracto difícil de medir hasta ahora.

Actualmente, a finales de 2025, el precio del H₂EV ha bajado, según el índice MIGBAS IBHYX de Green Energy, el precio estimado del hidrógeno verde es de 6.08€/kg algo menos de 7 dólares por kg.

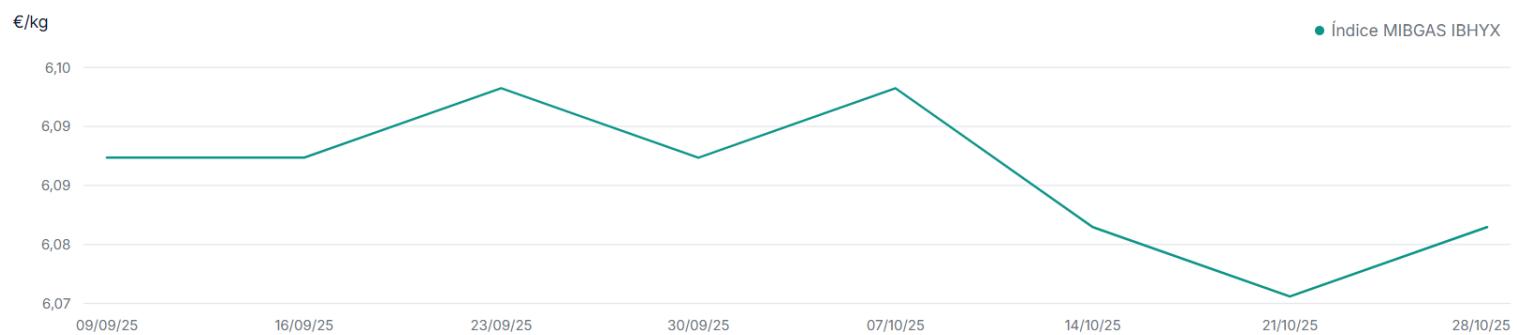
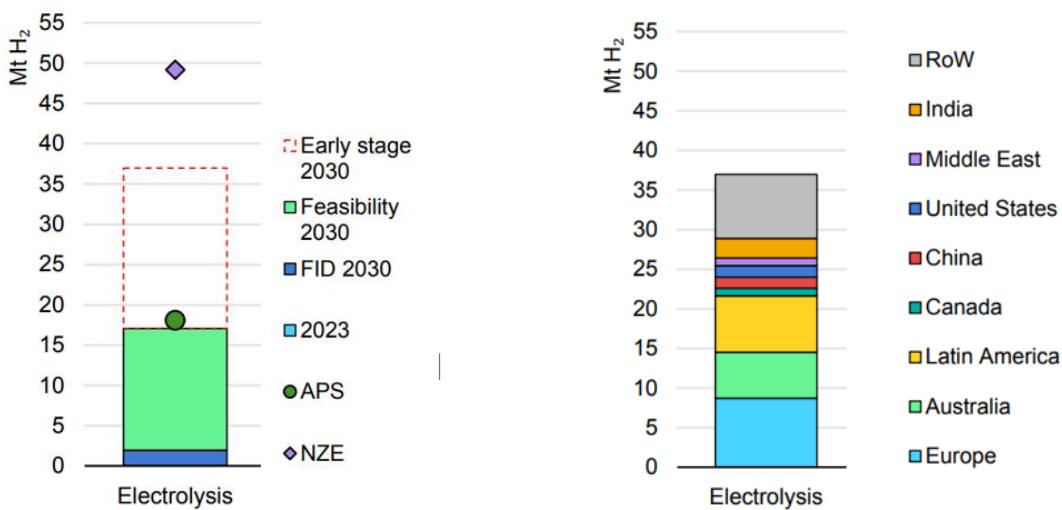


Ilustración 15 - índice MIGBAS IBHYX Hasta 28/10/2025 (IBHYX, 2025)

3.1.3 IEA (International Energy Agency)

La demanda mundial de hidrógeno alcanzó 97 Mt en 2023, sin embargo, algo menos del 1% de esa producción era de hidrógeno verde electrolítico bajo en emisiones. La capacidad instalada de electrolizadores a finales de 2023 fue de 1.4 GW, con la mayor parte en China, pero para finales de 2024 esta potencia instalada llegó a 5 GW, aumentando en solo un año un 357% lo que habla del futuro a priori prometedor de esta tecnología, ocupando china el 70%.

Los recientes estudios indican que para el 2030 podría tenerse un total de 520 GW de potencia global instalada de H₂VE. (IEA , 2024)



Según la IEA, el precio actual del H₂VE es tan alto debido principalmente al precio del electrolizador, unos 2000 USD/kW (alcalinos) y 2450 USD/kW (PEM). Para el 2030 bajo el escenario NZE (Net Zero Emissions) de la IEA, se proyecta un LCOH (Coste Nivelado de Producción del Hidrógeno) caería entre 2-9 USD/kg H₂.

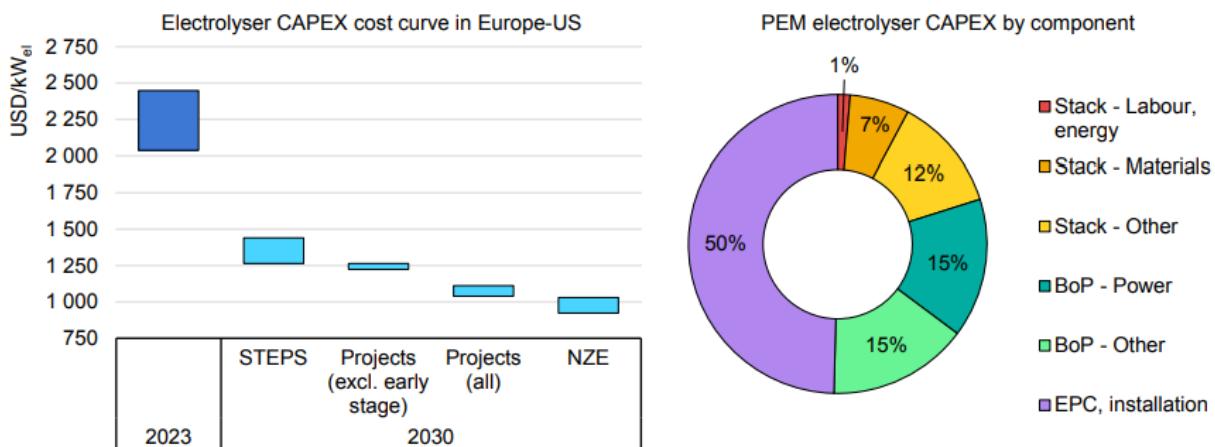


Ilustración 18 - Costes de Electrolizadores (IEA , 2024)

El escenario de NZE para 2030 arroja un futuro prometedor para el coste de producción del H₂VE, cuanta mayor demanda de electrolizadores haya más estandarizados estarán los procesos de producción de los mismos y más baratos serán. En la siguiente imagen se ve claramente que bajo este escenario el coste del H₂VE caerá para los próximos años, incluso alcanzando precios del H₂G.

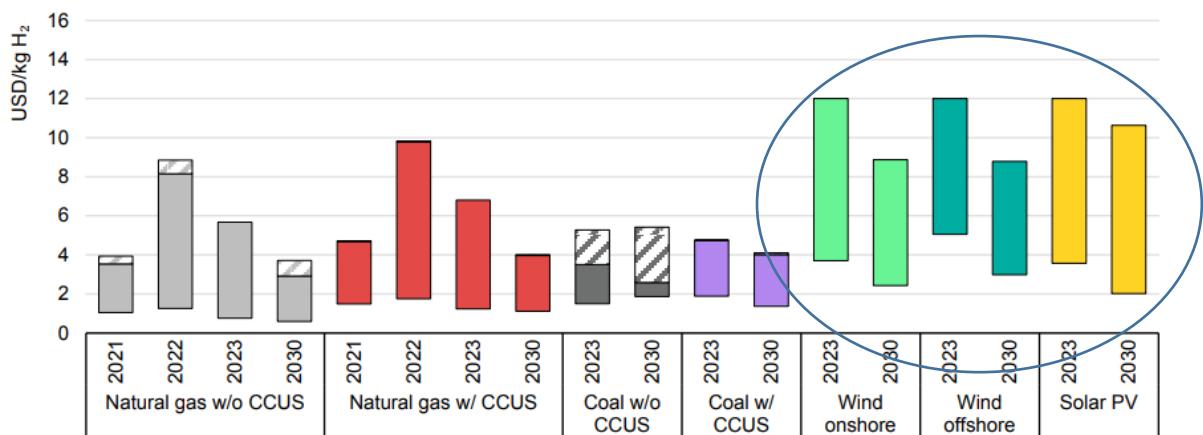


Ilustración 19 - Coste Estimado del H₂ Para Distintas Fuentes de Energía (IEA , 2024)

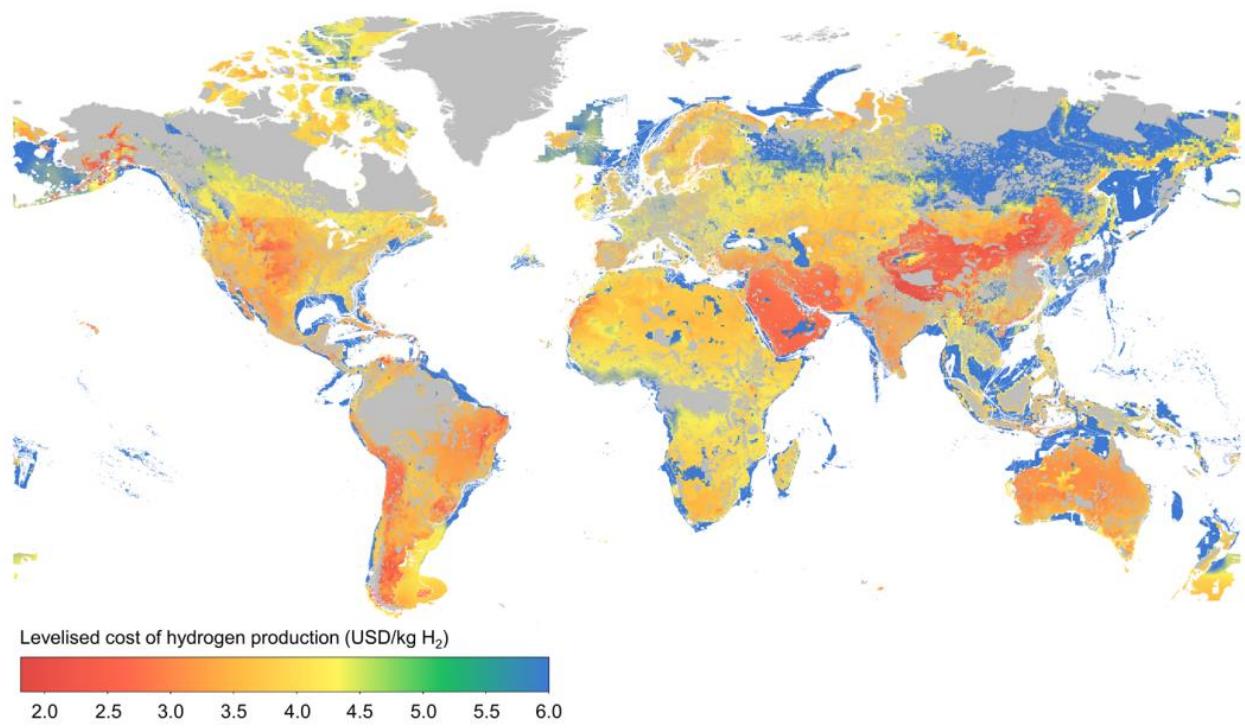


Ilustración 20 - Producción de Hidrógeno de Energía Solar y Eólica para el Escenario NZE 2030 (IEA , 2024)

Como se puede observar según la IEA para el año 2030 el precio del H₂VE se encontrará entre 2-6 USD/kg H₂, con gran parte del mundo con un precio por debajo de los 4 USD/kg H₂.

3.1.4 IRENA

IRENA (International Renewable Energy Agency) sacó un informe el pasado 2024 sobre la situación del H₂V. En el refleja datos parecidos a otros estudios previamente vistos, enfatizándose también en el NZE en los próximos años. (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)

En el informe relata que entre el conjunto de países se tiene como objetivo llegar a 25.7 Mt de producción de H₂ para el año 2030, llegando hasta 135.8 Mt en 2050. Dando los datos reales ofrecidos por diversos conjuntos de países como se verá a continuación:

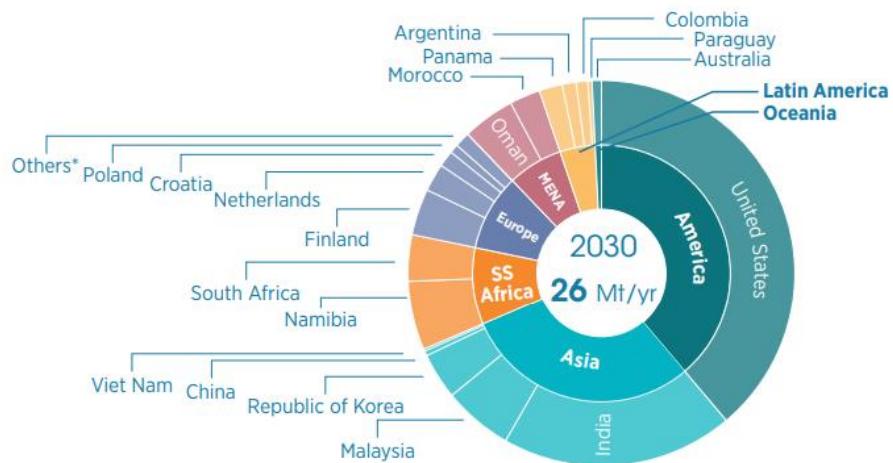


Ilustración 21 - Objetivos de Producción de H₂ para 2030 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)

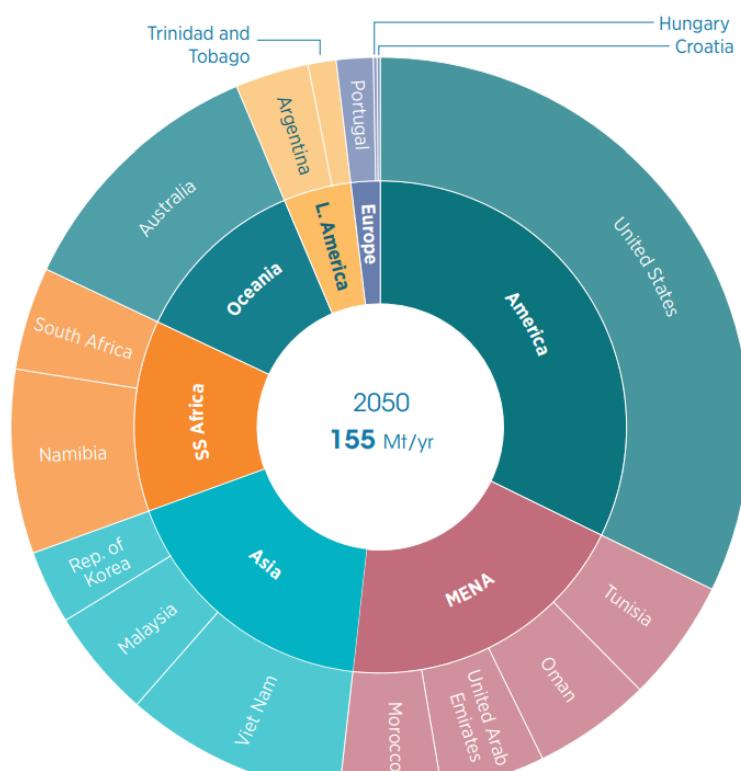


Ilustración 22 - Objetivos de Producción de H₂ para 2050 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)

Por otro lado, también habla de la potencia instalada de los países que ya han anunciado sus objetivos para los próximos años, destacando los objetivos ambiciosos de Medio Oeste y el Norte de África para el 2050.

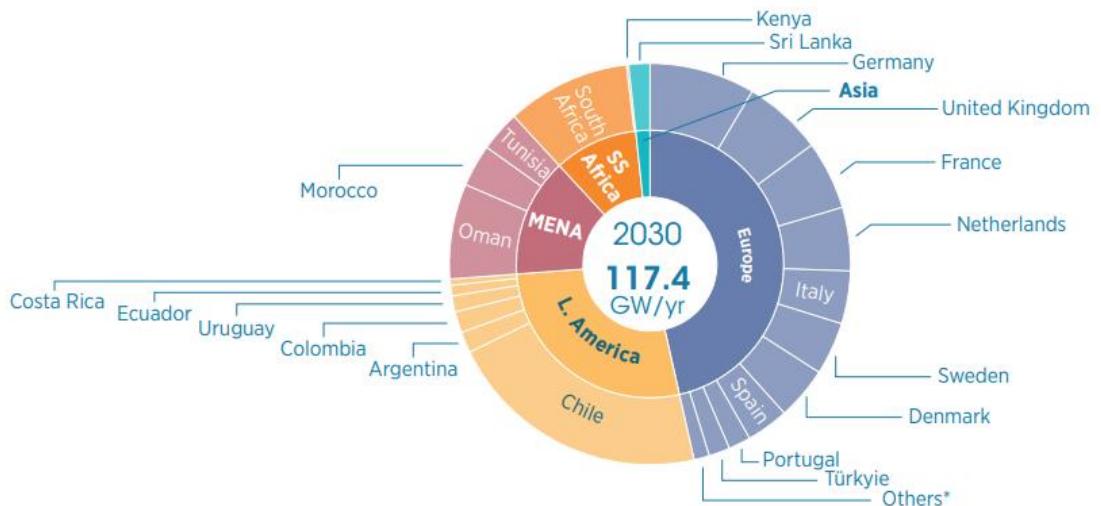


Ilustración 23 - Capacidad Total de Varios Países para 2030 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)

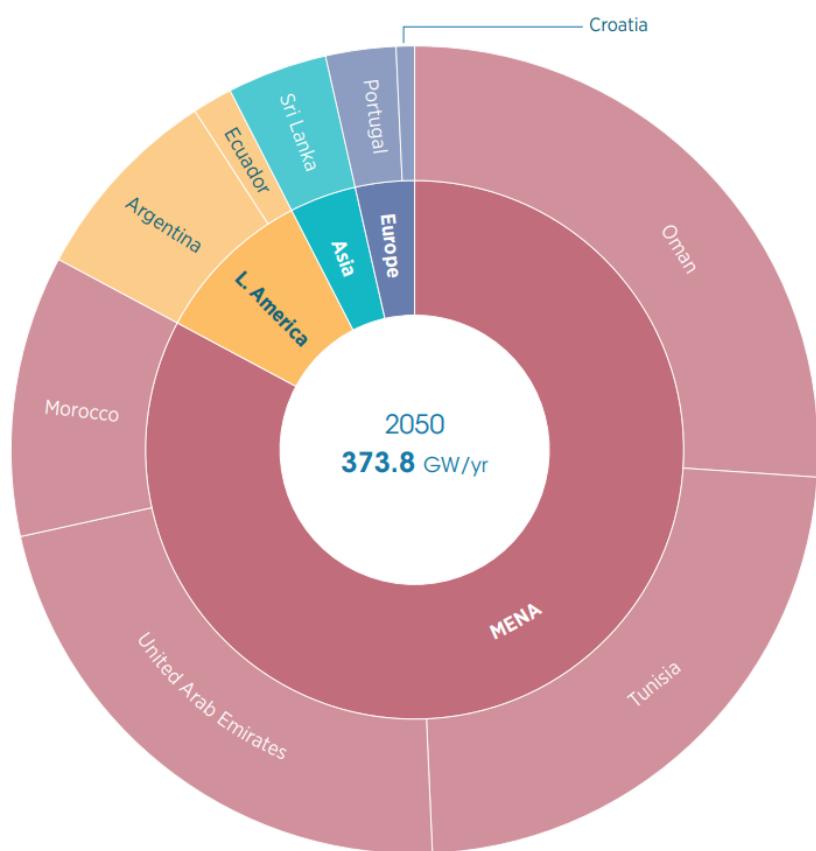


Ilustración 24 - Capacidad Total de Varios Países para 2050 (IRENA, Green Hydrogen Strategy, 2024)

Todos estos datos nos vuelven a reflejar el interés que hay en el hidrógeno en los próximos años y como se prevé un gran aumento en la producción y demanda de esta tecnología. Claro es que estos datos dados no son ni mucho menos objetivos 100% libres de emisiones debido al actual coste del H₂VE, así que siguen en incertidumbre a esperas del futuro del NZE.

IRENA habla de este coste actual del H₂VE, donde lo sitúa en 2023 entre 4.5 – 12 USD/kg H₂, comparado con el precio del H₂G entre 0.98 – 2.93 USD/kg H₂. Este alto precio del H₂VE viene dado principalmente por:

- **Precio de la Electricidad Renovable:** Destacando que, aunque en los países donde más barata es esta energía por su alta producción, no son los países con mayor demanda de H₂.
- **Electrolizadores:** No solo por su alto CAPEX, sino también por su eficiencia y horas de producción.
- **Horas de Funcionamiento:** IRENA resalta que cuanto mayor sea el tiempo de funcionamiento del electrolizador, menor será su LCOH, debido a que se amortiza mejor su inversión, y los electrolizadores actuales no llegan a altas horas de funcionamiento seguidas.
- **Costes Indirectos:** Hay unos altos costes de valor, entre los que se pueden destacar: Transporte, compresión, licuefacción, conversión en amoniaco, etc.

IRENA destaca que, aunque son varios los factores que hacen que el precio del H₂VE sea alto, el principal inconveniente es el CAPEX actual de los electrolizadores, y que si este problema se resolviese la competitividad de esta tecnología aumentaría con creces.

Para IRENA el futuro es prometedor, ya que, según dice, las soluciones para este problema no son nuevas. Economía de escala y aprendizaje con los electrolizadores, mayor producción de energía renovable y por tanto menor precio de la misma, innovación tecnológica en campos como transporte, eficiencia de los electrolizadores, compresiones, etc, y políticas de mercado que ayuden al H₂VE a ser competitivo (subvenciones, subastas, contratos...)

Todas estas soluciones ya se han visto en otros tipos de tecnologías de antaño y se volverán a ver con el H₂VE en los próximos años.

3.1.5 Hydrogen Council

Hydrogen Council es un grupo de 140 empresas líderes en transporte, energía, inversiones, etc. El pasado septiembre de 2024 sacaron un pequeño informe hablando sobre la actualidad del hidrógeno verde, hablando sobre el capital invertido en dichos proyectos, dificultades a afrontar, costes de transporte y compresión y la escalabilidad que tenía este tipo de tecnología. (McKinsey & Company, 2024).

- **Inversión de Capital:**

Una de las principales armas que pueden hablar del prometedor futuro del H₂VE es el dinero que se le ha ido destinando en los últimos años. Un incremento notorio en la inversión de capital en esta tecnología marcaría interés de mayores compañías y fondos de inversión en este modelo de negocio.

Según Hydrogen Council, esto está más que demostrado, ya que, desde que publicó su primer informe en 2021 las inversiones en esta tecnología se han visto multiplicadas por 8, pasando de apenas 90 a 680 billones de USD, como se puede ver en la siguiente figura:

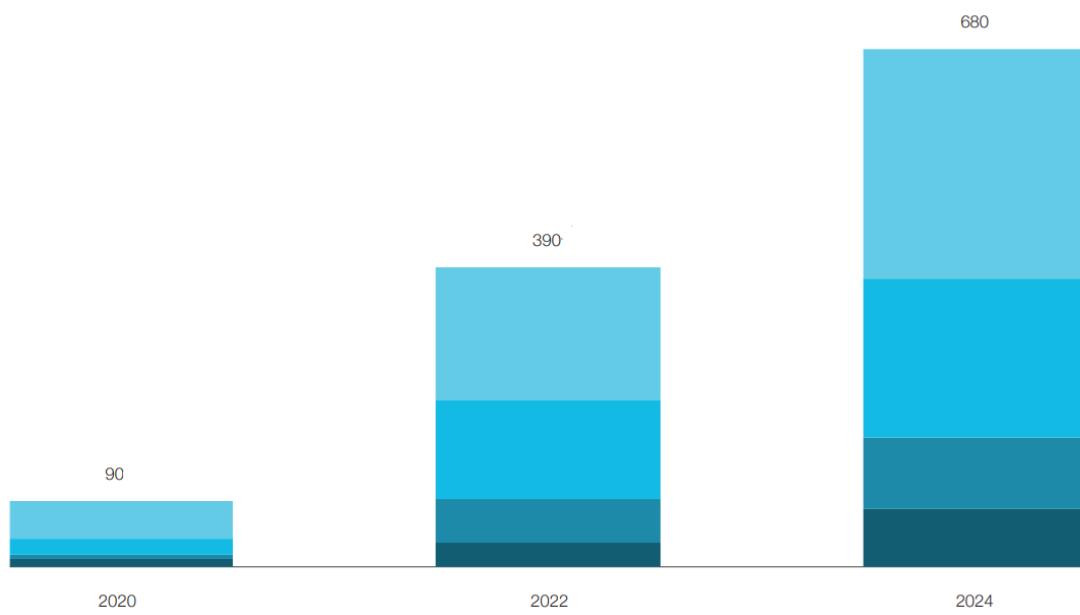


Ilustración 25 - Inversión de Capital en H2VE en billones de USD (Mundial) (McKinsey & Company, 2024)

Además, según se indica en el informe, la inversión media por cada proyecto de H₂VE también ha aumentado, desde los 5 millones de USD de media por proyecto en 2020, hasta los 25 millones de USD en 2024. Otro claro indicador del prometedor futuro de esta tecnología, no solo se invierte en más proyectos, sino que estos son más grandes, demostrando que ya no hay miedo a perder la inversión en una tecnología con incertidumbre en su rentabilidad.

Hydrogen Council lanza otro dato demoledor en su informe, que es la totalidad de proyectos a nivel mundial que había en 2020 comparados con 2024. La imagen habla por sí sola, 228 proyectos en 2020 contra 1572 en 2024, multiplicándose casi por 7 en apenas 4 años.



Ilustración 26 - Proyectos de H₂VE a Nivel Mundial (McKinsey & Company, 2024)

Llama la atención la gran cantidad de proyectos que se llevan a cabo en Europa y EEUU, grandes productores de energía renovable.

- **Costes de Producción**

Hydrogen Council es bastante más optimista que el resto de estudios que se han visto, indica que el precio actual del H₂VE se sitúa en torno a 4.5 – 6.5 USD/kg H₂, números bastante más bajos que los vistos previamente que situaban el límite superior cercano a los 12 USD/kg H₂.

Sí que coincide en las principales causas de la diferencia de precio con el H₂G, el CAPEX de los electrolizadores y el precio de la energía renovable. Muestra un ejemplo claro sobre el CAPEX de un electrolizador alcalino, con la planta completamente instalada está alrededor de 1800 – 2200 USD/kW, aunque asegura que ya hay proyecciones que bajan este dato hasta 1200 – 1500 USD/kW.

Además, asegura que una reducción en el CAPEX del electrolizador bajaría significativamente el LCOH del H₂VE sin la necesidad de una gran disminución en el precio de la energía renovable. Habla de que con la suficiente inversión e investigación en mejorar los electrolizadores se podría llegar a un LCOH de 0.2 – 0.4 USD/kg H₂ para el año 2030, lo que prácticamente igualaría el precio del H₂G, acabando con la incertidumbre de la rentabilidad de esta tecnología y acabando con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles.

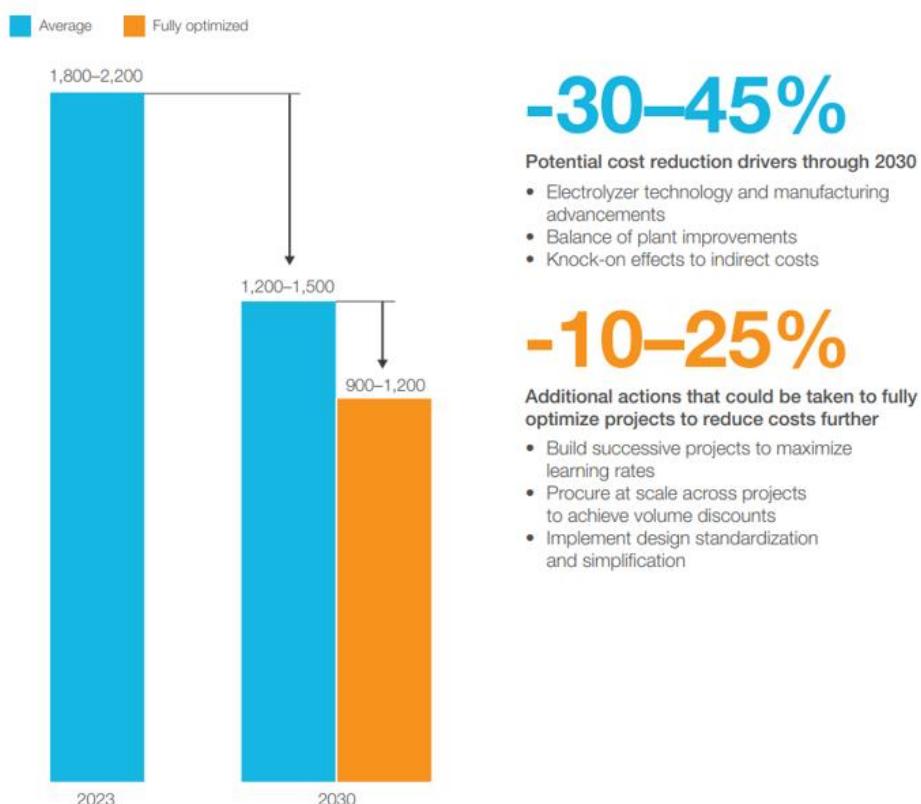


Ilustración 27 - Bajada del LCOH en los Próximos Años (McKinsey & Company, 2024)

3.1.6 Resumen Costes de Producción y Supuestos

Estudio	Min (€/kg)	Max (€/kg)	Horizonte	Supuestos Clave
Cepsa y Mampower	2.95	6.84	Actualidad	España como gran productor de energía renovable
Induambiente y MIGBAS	7.00	8.00	Actualidad	Precio de la electricidad renovable, el costo y horas de funcionamiento del electrolizador
IEA	2.00	9.00	2030	Mayor demanda de electrolizadores, disminuyendo el precio y maximizando la eficiencia de los mismos
IRENA	4.50	12.00	Actualidad	Precio de la electricidad renovable, el costo y horas de funcionamiento del electrolizador
Hydrogen Council	4.50	6.50	Actualidad	CAPEX de los electrolizadores y el precio de la energía renovable.

Tabla 5 - Comparaciones Estudios Vistos

Una vez tenemos sintetizados en una tabla los distintos precios y supuestos clave aportados por los estudios previamente vistos, podemos observar las diferencias entre tres escenarios clave:

- **Escenario Optimista**

Precios desde (2.00 – 4.50 €/kg).

- Gran producción de energía renovable repercutiendo en una bajada en el precio de la misma.
- Aumento en la demanda de electrolizadores disminuyendo su CAPEX y aumentando la investigación y mejora de los mismos.
- Subvenciones y ayudas por parte de los distintos países a esta tecnología.
- Posibles penalizaciones al hidrógeno gris.

- **Escenario Realista**

Precios desde (4.50 – 7.00 €/kg)

- Abundancia en la generación de energía renovable pero no toda la que se podría esperar.
- CAPEX y eficiencia de los electrolizadores prácticamente la misma que en la actualidad.
- Las ayudas y subvenciones no son suficientes.
- Penalizaciones casi nulas al hidrógeno gris.

- **Escenario Pesimista**

Precios en desde (7.00 – 12.00 €/kg)

- El precio de la energía renovable se mantiene prácticamente como está ahora.
- No se modifica en absoluto el CAPEX y la eficiencia de los electrolizadores.
- No existen ayudas por parte del gobierno a esta tecnología.
- El hidrógeno gris sigue dominando el mercado

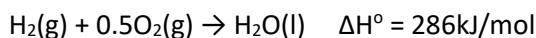
3.2. Usos del Hidrógeno

El hidrógeno se utiliza ampliamente en industrias como la petroquímica, automotriz, eléctrica, farmacéutica, alimentaria, química y una pequeña parte como almacenamiento en la red eléctrica.

En la industria petroquímica el hidrógeno interviene en el refinado de petróleo en procesos como el hidrotratamiento para eliminar impurezas como el azufre y el nitrógeno del petróleo crudo. También es usado en el hidrocraqueo, proceso mediante el cual se inyecta hidrógeno para romper los enlaces carbono-carbono en moléculas grandes, transformando componentes de menor valor en productos más ligeros y de mayor demanda como el gasóleo.

Una gran parte de la producción de hidrógeno es destinada a la producción de amoníaco (NH_3) y metanol (CH_3OH), más del 40% de su consumo mundial se destina a este apartado. En la industria alimentaria se emplea para hidrogenar aceites vegetales, y en meteorología como gas de elevación en globos sonda.

Es el combustible con mayor energía de combustión por unidad de masa, generando únicamente agua como subproducto, lo que lo convierte en un vector energético limpio.



Su densidad energética lo hace idóneo para cohetes, programas espaciales y pilas de combustible, estas últimas capaces de suministrar energía y agua a los astronautas. Hoy en día, es usado en vehículos grandes como autobuses urbanos en bastantes ciudades del mundo.

Se estima que la demanda mundial de hidrógeno crezca un 4–5% anual en los próximos cinco años, con un mercado estimado de 154,74 mil millones de dólares en 2022. Este crecimiento responde a la necesidad de alternativas sostenibles para la gestión energética a largo plazo.

En los últimos años, la investigación se ha centrado en tecnologías de biohidrógeno, destacando la producción mediante pilas de combustible, fermentación anaerobia, fotofermentación de biomasa lignocelulósica, uso de algas verdes y cianobacterias, rutas fermentativas y diseño de biorreactores. Sin embargo, aún falta investigación sobre la producción directa de H_2 a partir de biomasa y sus derivados. (Dan Bahadur Pal, 2022)



Universidad de Valladolid



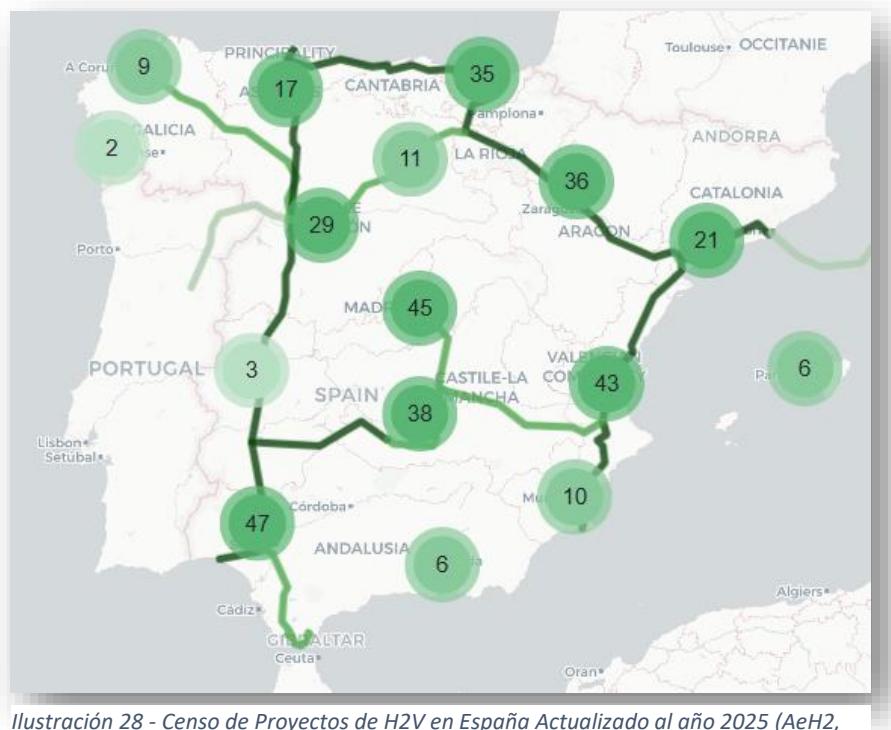
ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

PROYECTOS REALES DE HIDRÓGENO VERDE

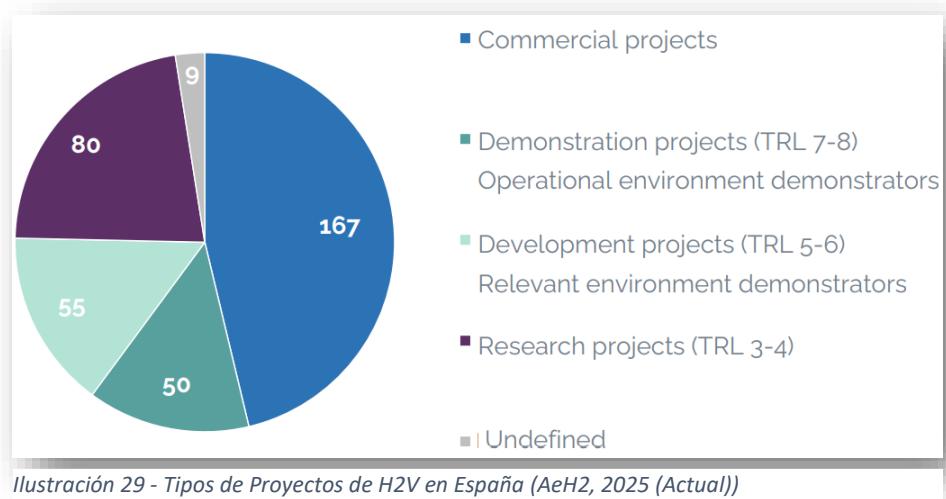
4. Proyectos Reales de Hidrógeno Verde

4.1. Proyectos Actuales de H₂V

En la actualidad encontramos diversos proyectos de hidrógeno llevados a cabo, pero con resultados dispares. Muchos han sido abandonados sin ni siquiera haber terminado el proyecto, otros cierran al poco tiempo debido a su escasa rentabilidad y otros siguen funcionando a día de hoy. A continuación, se van a ver diferentes proyectos, tanto exitosos como los que no.



Como se puede observar en España hay alrededor de 361 proyectos de H2V en activo, con una inversión total de más de 36000 M€ de la cual 2650 M€ fueron de financiación pública y 6000 M€ de H2Med (proyecto europeo). Con más de 80 diferentes promotores de dichos proyectos entre empresas privadas, proyectos de investigación, etc. El total de los proyectos se divide según la figura 8. (AeH2, 2025 (Actual))



En la tabla adjunta se muestra la inversión en cada tipo de proyecto:

Tipo de Proyecto	Cantidad de Proyectos	Inversión Total (M€)	Financiación Pública (M€)	Miembros Distintos
Investigación	80	>150	>120	24
Demostración	105	>300	>200	35
Comerciales	167	30.000	2350	42

Tabla 6 - Inversión en Cada Tipo de Proyecto (AeH2, 2025 (Actual))

Un dato muy esperanzador para el H2V es ver como aproximadamente el 80% de la inversión total en este tipo de proyectos viene de empresas privadas enfocadas en la comercialización del mismo. Esto enseña aún más que el hidrógeno verde es una realidad y que forma parte de un futuro muy próximo en lo relativo al porvenir de la energía.

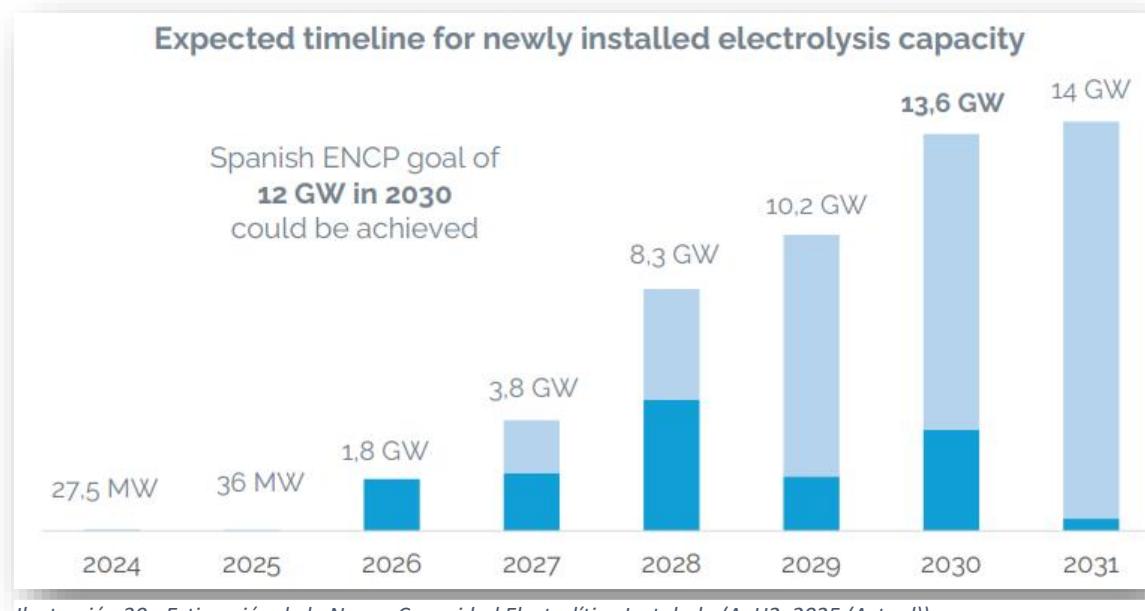
A continuación, nos centraremos en esos proyectos comerciales de empresas privadas, viendo cómo funcionan, rentabilidades, MW producidos, tipo de electrolizadores, etc. Gracias al censo de proyectos de H2V en España podemos ver la siguiente tabla:

Estrategia de Suministro Eléctrico	Nº Proyectos	MW Electrólisis
Conexión Directa a Renovables	36	4247
PPA Renovable	21	3028
Conexión Directa a Renovables + PPA Renovable	63	6950
Conexión Directa a Renovables + Red	3	36
Combinación de Todas las Anteriores	4	960
Tecnología de Electrólisis Planificada	Nº Proyectos	MW Electrólisis
Alcalino	60	7925
PEM	42	2436
Alcalino + PEM	9	2792
Alcalino + PEM + SOEC	1	151
Estrategia de Transporte/Distribución	Nº Proyectos	MW Electrólisis
Gaseoductos de Hidrógeno	9	2465
Mezcla (Blending)	38	3997
Gaseoductos + Mezcla	11	3200

Tabla 7 - Proyectos Comerciales de H2V en España (AeH2, 2025 (Actual))

En la siguiente tabla podemos ver que la gran parte de la energía generada no es transportada ni distribuida, sino que consta de electrolizadores (en su mayor parte alcalinos) y mediante fuentes renovables donde se consume in situ.

Según censo de proyectos de H2V, en España podríamos llegar a 14 GW de potencia instalada de H2V para el año 2031, actualmente eso representaría más del 10% de la potencia total



4.2. Proyectos Fallidos de H₂

A continuación, se verán distintos proyectos de H₂ que no llegaron a ser del todo exitosos debido a distintas razones.

4.2.1. Autobús de Hidrógeno

El pasado año 2022 la ciudad alemana Wiesbaden retiró sus autobuses de hidrógeno con pila de combustible tras averiarse una estación de repostaje de 2.3 millones de euros. Poniendo fin de esta manera a su programa de hidrógeno que había recibido 5 millones de euros de la UE y del gobierno alemán, apostando ahora por autobuses 100% eléctricos.

La empresa portuguesa Caetano entregó a la ciudad contaba diez autobuses de hidrógeno con pila de combustible, que duraron poco más de un año tras la avería de dicha estación.

La flota de vehículos fue financiada por 1.95 millones de euros procedentes de la UE y 1.68 del gobierno alemán, mientras que, los 2 millones de euros de la estación provenían de los estados de Hesse y Renania-Palatinado.



Ilustración 31 - Estación de Repostaje de H₂ (Collins, 2022)

ESWE ya opera con 120 vehículos eléctricos de batería, siendo una de las mayores flotas de autobuses sin emisiones de todo el país. Sin embargo, el pilar principal de la movilidad sigue siendo de 130 autobuses diésel. Mientras tanto, la empresa planea cambiar esto retirando los grandes autobuses diésel por eléctricos de batería.

La noticia llegó poco después de que en la ciudad alemana de Duisburgo se votara a favor de la inversión de 91 millones de euros en 100 autobuses de hidrógeno para sustituir en su totalidad la flota diésel antes del 2030. (Collins, 2022)

4.2.2. Tren de Hidrógeno

Alemania ha sido pionera en el tren eléctrico de pila de hidrógeno, cubriendo las primeras rutas comerciales en 2022. Sin embargo, poco después el Ministerio de Transporte ha reconocido que los costes no justifican la continuidad de este proyecto.



Ilustración 32 - Coradia iLint Alemán (Plaza, 2022)

Proyectos como: Mireo Plus H y Coradia iLint, demuestran que Alemania ha sido pionera en el tren de hidrógeno, llegando a implementarlos en varias líneas ferroviarias del país.

Aunque es cierto que muchos de los beneficios de los trenes de hidrógeno siguen vigentes con respecto a sus hermanos de gasóleo, la cosa cambia a la hora de hablar de rentabilidad y eficiencia en relación a los trenes eléctricos o híbridos de batería. Así lo determina un informe del Ministerio de Transporte, en el que se relata que debido a razones operativas y económicas ya no se consideran en un futuro cercano.

En dicho informe se hace una comparativa entre las tres tecnologías, obteniendo como resultado en el caso del tren de hidrógeno beneficios en lo relativo al menor impacto ambiental y no necesitar cambios en la infraestructura ferroviaria. Por contraparte, el coste de la infraestructura de repostaje, la eficiencia, el consumo de energía y la disponibilidad de hidrógeno hacen rechazar esta propuesta.

En el informe también se indican varios cálculos, estimaciones a 30 años vista del coste de la infraestructura, comparaciones de precios, etc. La conclusión llega a que el coste total de la propiedad de un sistema de hidrógeno llega a 849 millones de euros, un 80% más caro que el tren eléctrico, unos 506 millones de euros.

Es por ello que expertos recomendaron sustituir tres líneas ferroviarias de diésel por eléctricos con baterías y otras tres por eléctricos convencionales y ninguna por tren de hidrógeno. (Plaza, 2022)

4.2.3. Avión de Hidrógeno

Airbus tenía planeado lanzar al mercado el primer avión propulsado por hidrógeno en el año 2035, pero a día de hoy no tienen claro que puedan lograrlo. El ambicioso proyecto sigue existiendo, pero las dudas sobre la fecha planteada llevan a Airbus a ser más cautos.

Como señala Reuters, “*el desarrollo de un ecosistema de hidrógeno, que incluye infraestructura, producción, distribución y marcos regulatorios, es un gran desafío que requiere colaboración e inversión globales*”. Siendo uno de los principales problemas la obtención de suficiente hidrógeno de fuentes renovables.

El principal objetivo de un avión de dichas características es reducir las emisiones del transporte aéreo. Guillaume Faury, CEO de Airbus, ha indicado que duda de que haya el hidrógeno verde suficiente en el futuro para impulsar un porcentaje importante de los aviones comerciales. Pero, esto no quiere decir que haya que descartar la reducción de emisiones y se investigan también otras opciones como la utilización de combustible sostenible de aviación (SFA).

El gigante aeroespacial no ha dado un nuevo calendario para el proyecto, pero las señales no son buenas. Según Force Ouvrière, los trabajadores han sido informados de que la tecnología lleva entre 5 y 10 años de retraso. También se menciona que Airbus debería de haber finalizado ciertos subproyectos de aviación verde pero no está claro.

Airbús presentó en 2020 tres conceptos. El primero, Turbofán con capacidad para unos 200 pasajeros y alcance de más de 3700 km. El segundo, más cauto, un turbohélice diseñado para unos 100 pasajeros y unos 1800 km de alcance. El tercero, un modelo de ala mixta con los mismos números que el primero.

La compañía también contempla dos sistemas de propulsión. Combustión de hidrógeno, mediante turbinas de gas modificadas y otro sistema eléctrico mediante pilas de combustible de hidrógeno que alimentarían a motores eléctricos. (Márquez, 2025)

4.2.4. Coche de Hidrógeno

- Toyota

El pasado 2024 propietarios del vehículo de la marca japonesa demandaron a la empresa debido a que según ellos “*les prometieron que repostarían como con un gasolina, pero llenar el depósito es una pesadilla*”.

Hartos de los inconvenientes del día a día de un coche de hidrógeno, un grupo de arrendatarios y propietarios del Toyota Mirai en California realizaron una demanda colectiva contra el fabricante, acusando a Toyota de un marketing engañoso acerca de la utilidad de su coche eléctrico con pila de combustible. Señalan, además, la falta de estaciones de repostaje operativas en el estado al igual que el precio disparado del hidrógeno (cerca del 200%) y la escasa autonomía del Mirai (muy por debajo de las cifras homologadas).

Por si estos inconvenientes fueran pocos, varios usuarios aseguran encontrar problemas técnicos al intentar repostar su vehículo, “*los surtidores de hidrógeno se congelan y se bloquean en el vehículo*”. Alegan tener que esperar hasta 30 minutos para que la boquilla del surtidor se caliente lo suficiente y poder desconectarlo con seguridad.



Ilustración 33 - Repostaje Toyota Mirai (Mendoza, 2024)

Los propietarios del Toyota Mirai Limited y XLE (con autonomías homologadas de 575 y 647 km, respectivamente) aseguran quedarse a más de 160 km de las cifras oficiales de la marca. A esto añaden el aumento del precio del combustible, de 13 dólares/kg en 2022 a cerca de 36 dólares/kg en 2024.

Todo esto ha afectado al valor de reventa del vehículo, que, según alegan sus propietarios, solo conserva el 19.4% de su valor tras cinco años de uso. (Mendoza, 2024)

- Stellantis

En la búsqueda de eliminar los combustibles fósiles del parque automovilístico europeo, la electrificación parecía la mejor opción. Con vehículos 100% eléctricos, híbridos, enchufables... Sin embargo, algunas compañías prefirieron centrarse en el desarrollo de coches movidos por pilas de hidrógeno. Algunas de ellas han acabado por abandonar sus intenciones y la última ha sido Stellantis este mismo año.

En un comunicado, Stellantis (megacompañía que surgió tras la unión de Fiat, PSA y Chrysler) confirmó este pasado verano que interrumpía el programa de desarrollo de celdas de combustible de hidrógeno. Argumentando que, *“el mercado del hidrógeno sigue siendo un segmento de nicho, sin perspectivas de sostenibilidad económica a medio plazo”*.

La compañía anuncia que el personal que estaba destinado a I + D relacionado con los proyectos de hidrógeno serán redirigidos a otros proyectos y que ahora toca centrarse en lo que vende, hibridación y baterías eléctricas convencionales.

El principal argumento que sostenía la estrategia del hidrógeno era la rapidez a la hora de cargar, muy cercana a sus compañeros de gasolina o diésel. Pero esto no ha sido del todo cierto, necesitando en muchos casos que haya un sistema criogénico en la estación de carga que mantenga el hidrógeno a -253 grados Celsius. Esto implica un aislamiento avanzado, lo que hace que sea prácticamente nada rentable.

Stellantis estaba trabajando con la pila de hidrógeno para un futuro inmediato, queriendo lanzar este año una gama de furgonetas, que evidentemente ya no verán la luz. Aunque todavía siga habiendo compañías que guarden esperanza por la pila de hidrógeno, con los actuales puntos de repostaje la tecnología parece insostenible.

Sin embargo, vehículos de transporte grandes como los camiones son otro cantar, Volvo mantiene sus proyectos en camiones con este tipo de tecnología. BMW ha defendido públicamente que el hidrógeno es una gran oportunidad para que Europa no dependa de la industria de baterías China. Anunciando su primer coche con pila de hidrógeno para 2028. (Alcolea, Los fabricantes de coches europeos se las prometían felices con la pila de hidrógeno. La realidad les ha atropellado, 2025)

4.2.5. Cierre de Estaciones de Hidrógeno

- Alemania

Hace ya unos años se encontró en el coche eléctrico una alternativa al coche de combustión, pero al poco tiempo se encontró otra solución, el coche de hidrógeno. La propia Comisión Europea buscó impulsar el uso de dicho coche, pero es un tipo de propulsión que tenía retos por delante. Debido a esto el coche eléctrico ha apartado del mercado al coche de hidrógeno, Alemania fue un país que apostó fuerte por la movilidad con hidrógeno y ahora está viendo las consecuencias.

A finales de 2024 Alemania cerró 6 estaciones de hidrógeno, ya que, no terminaban de arrancar y ser rentables. Más allá de los propios coches de hidrógeno o el cierre de estaciones, un informe de la Asociación Alemana de Industrias de Energía y Agua, mostró que los proyectos de almacenamiento de H₂ planificados por el país están muy por detrás de la demanda prevista. El país admite que podría afectar al avance hacia un sistema de energía renovable, ya que, no están consiguiendo dar los pasos adecuados en lo relativo a almacenamiento de hidrógeno.

También se han experimentado problemas con el transporte, esto ha afectado a la red de estaciones, como el caso de H2 Mobility, principal operador de estaciones de hidrógeno en Alemania con más de 70 estaciones públicas, que ha tenido que informar de casos de cuello de botella en su suministro. Este problema no solo afectó a H2 Mobility, sino que otras estaciones del este y norte de Alemania también se han visto afectadas.

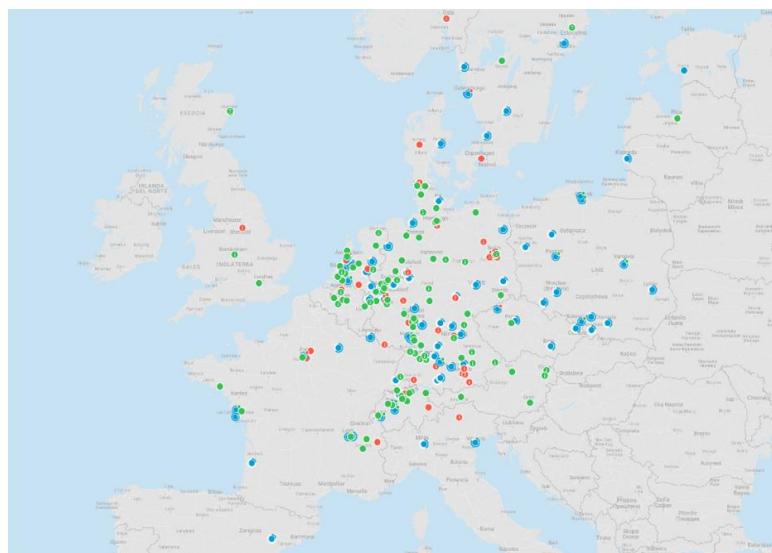


Ilustración 34 - Servicio de H2 LIVE (Alcolea, 2024)

Debido a la complejidad del transporte de hidrógeno, no es extraño que se produzcan fugas o pequeños incendios tanto en la red de suministro como en los centros de almacenamiento, pero esto solo es una parte de un gran problema.

La imagen corresponde al servicio de H2 Live, donde se puede consultar a tiempo real el estado de las estaciones de la compañía. Las que se encuentran de color verde son las que están en funcionamiento, las azules son las que pronto entrarán en funcionamiento y las rojas las que se encuentran fuera de servicio. Dentro de las rojas, se puede encontrar las que simplemente están fuera de servicio por mantenimiento o alguna causa puntual, o las que no están en funcionamiento debido a que no han podido llenar sus tanques aún por falta de suministro. Actualmente la página de H2 Live marca 155 plantas operativas (verde), 56 en implementación (azules) y 35 fuera de servicio (rojas).

El pasado 26 de septiembre de 2024, el operador anunció el cierre de seis estaciones de reabastecimiento de 700 bares a finales del mismo año. La empresa explica que el principal motivo es que la esperada aceleración del coche de hidrógeno no se materializó. Es por esto que la operadora se ha centrado en las estaciones de 350 bares, que son las que abastecen a vehículos grandes como autobuses o camiones.

Aún con todo esto, la industria del automóvil no se cierra solo al coche eléctrico y por ejemplo la marca germana BMW ya tiene fecha para su primer lanzamiento de un coche de hidrógeno. (Alcolea, 2024)

- Dinamarca

La UE respaldó con varios millones de euros la tecnología del hidrógeno y su tecnología sigue desarrollándose, pero este gran interés por el hidrógeno ha llevado a precipitarse en proyectos demasiado ambiciosos para el momento de desarrollo de dicha tecnología.

En este caso, Dinamarca fue otra potencia que apostó fuerte por el hidrógeno y ha tenido que bajar marchas en los últimos años. Aunque en 2023 hubo buenas noticias como la implementación de un electrolizador de 6 MW, también hubo malas como lo sucedido con Everfuel, operador de infraestructuras de hidrógeno verde que decidió replantearse el centro de sus esfuerzos, reduciendo la inversión en redes de repostaje de H₂.

Poco después EnergiWatch entrevistaba al director general de la compañía, Jacob Krongsgaard, quien aseguraba que Everfuel pasará al objetivo inicial de cerrar el año con 19 estaciones de H₂ a disposición de vehículos de hidrógeno. Esto llama la atención, ya que, tras la adquisición de Danish Hydrogen Fuel en 2020, Everfuel es operadora y propietaria de toda la red de estaciones de hidrógeno en el país, por lo que 19 estaciones suenan a un número más bien pequeño. Según el propio director general, la producción de H₂V todavía no está lista en Dinamarca, ni la electrólisis, ni camiones cisterna, ni las estaciones han madurado como se preveía. Además, la falta de volumen de producción de vehículos de hidrógeno por parte de los fabricantes de automóviles, ha dificultado encontrar un modelo de negocio rentable para las estaciones de hidrógeno.

Esta decisión de Everfuel deja varias conclusiones importantes, en lo relativo a lo empresarial Everfuel declaró pérdidas de 10.9 millones de euros en los seis primeros meses de ejercicio. En cuanto al vehículo de hidrógeno, con apenas 136 automóviles de este tipo en el país, suena una apuesta demasiado arriesgada como modelo de negocio por lo menos a corto plazo. (Actis, 2023)

- Diversos Paises

El pasado 2023 no fue un buen año para el sector del hidrógeno como fuente de energía, evidenciado por el cierre de estaciones de repostaje de H₂ en varios países.

Los planes de generación de hidrógeno verde (H₂V) han fracasado atrayendo inversión, ya que, solo el 0.2% de más de 1300 acuerdos propuestos han llegado finalmente a la fase de producción. Siendo el principal obstáculo el alto precio del combustible, que muy pocos compradores están dispuestos a pagar.

A la vez, muchas estaciones de repostaje ya instauradas se ven obligadas a cerrar, ya no solo por los elevados costes de mantenimiento (en torno al 30% de la inversión inicial según algunos análisis), sino al bajo volumen de uso que impide que sean sostenibles en el tiempo.

When	Jurisdiction	Stations	Status	Firm
October 2022	United Kingdom	3	Closed Permanently	Motive
October 2022	United Kingdom	3	Closed Permanently	Shell
December 2022	Germany	1	Closed Permanently	Eswe Verkeh
May 2023	United Kingdom	2	Closed Permanently	Motive
August 2023	California	5	Closed Permanently	Shell
September 2023	California	48	Plans Abandoned	Shell
September 2023	California	21	No hydrogen	True Zero, Shell
September 2023	Norway	3	Closed Permanently	Everfuel
September 2023	Sweden	1	Closed Permanently	Everfuel
September 2023	Denmark	5	Closed Permanently	Everfuel
September 2023	Denmark	14	Plans Abandoned	Everfuel
November 2023	South Korea	118	No hydrogen	Hyundai
February 2024	California	7	Closed Permanently	Shell

Ilustración 35 - Actualidad de Estaciones de H₂ hasta 07/02/2024 (Barnard, 2024)

Shell ha cerrado la totalidad de sus estaciones de hidrógeno para vehículos ligeros en California, manteniendo solo tres para automóviles pesados, debido a que las ventas de vehículos ligeros de hidrógeno se han desplomado a apenas 12000 en California. Además, el uso medio de estos vehículos era de 24 km, mucho menor que la media estadounidense de 60km.

Numerosos estudios del coste total de propiedad han sido señalados por usar supuestos erróneos o sesgados a favor del hidrógeno. Suposiciones irreales sobre el precio y sesgos sobre el precio del platino, son algunos de los irreales supuestos tomados en valor. (Barnard, 2024)

4.2.6. Proyectos de Amoniaco

Fertiberia ha decidido abandonar el mayor proyecto de amoniaco limpio del mundo que estaba llevando a cabo en Noruega. El proyecto '*Barents Blue*' desarrollado junto a Horisont Energi, se ha desmoronado cuando Fertiberia se ha desposeído este año del 50% de dicho proyecto.

La planta del proyecto consistía en una planta de amoniaco limpio ubicada en Markoppnes, que se suponía produciría 1 millón de toneladas el primer año de proyecto. Utilizaría gas natural de un yacimiento en el Mar de Barents (Noruega) para producir amoniaco. Durante la producción, la totalidad del carbono sería almacenada de manera permanente en un almacén geológico de CO₂.

El proyecto cuenta con el apoyo de una subvención de 44 millones de euros como parte del programa de hidrógeno IPCEI de la UE, Hy2Use.

El amoniaco, considerado el hermano manejable del H₂, forma parte de la familia de combustibles basados en moléculas verdes. Actualmente forma parte en procesos de producción de fertilizantes y químicos. Hasta ahora estos sectores lo habían usado en su versión gris, generado a partir de la combustión de gas natural.

Grandes consumidores como Fertiberia han dado el paso a sustituir este combustible por su versión limpia generada a partir de energías renovables. Ya sea generado a partir de gas natural y capturando sus emisiones u obteniéndolo a partir de hidrógeno verde.

Es en este último apartado donde se encuentra el gran potencial del amoniaco, formando parte de la cadena logística del hidrógeno verde, modelo de negocio al que empresas y gobiernos han destinado miles de millones de euros en los últimos años. Se augura que el hidrógeno viaje y sea almacenado diluido en amoniaco, producto mucho más manejable.

Fertiberia es el principal consumidor de NH₃ en España, ocupando el 30% de la demanda nacional. En los últimos años, la empresa de fertilizantes ha firmado numerosos acuerdos de colaboración con los principales consorcios de hidrógeno en Europa. El objetivo a nivel global de la compañía es de producir 2.5 millones de toneladas anuales de amoniaco limpio, obtenido en su mayoría por hidrógeno verde. (Roca, Fertiberia tira la toalla y abandona el mayor proyecto de amoníaco limpio del mundo, 2025)

4.2.7. Gaseoducto Europeo

El pasado año 2024 Equinor y RWE cancelaron uno de los mayores gaseoductos de hidrógeno europeos, tal y como aseguran las compañías, debido a falta de clientes, de hidrógeno verde y la no existencia de un marco regulativo adecuado.

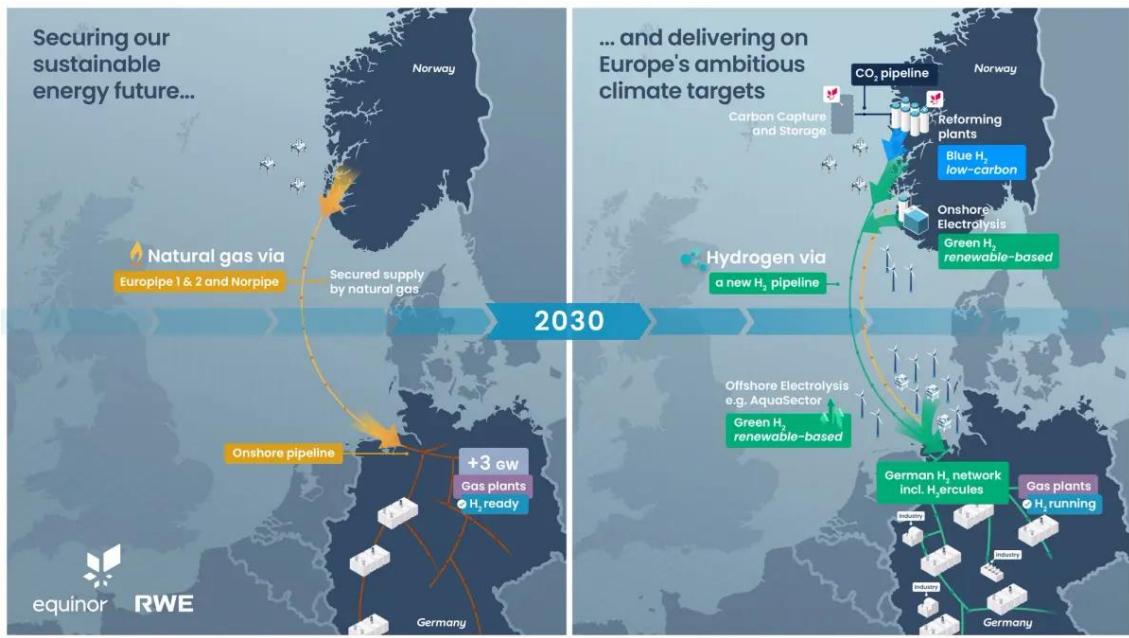


Ilustración 36 - Gaseoducto Pensado Noruega – Alemania (Roca, 2024)

Este proyecto se presentó en el año 2023 con el objetivo de llevar desde Noruega grandes cantidades de hidrógeno a Alemania y Europa Central. Tal y como anunció RWE, tenían pensado sustituir las centrales eléctricas de carbón con por centrales de gas preparadas para hidrógeno en Alemania, utilizando el hidrógeno proveniente del excedente noruego.

El gaseoducto transportaría inicialmente hidrógeno bajo en carbono, producido tras captar el 95% del CO₂ del gas natural. Equinor tenía el objetivo de invertir en hidrógeno verde para Europa con una capacidad de producción de 2 GW en Noruega para 2030 y hasta 10 GW para 2038.

A la espera de mejores tiempos para el hidrógeno el proyecto ha sido abandonado. (Roca, 2024)

4.2.8. Sustitución de Gas Natural

El gobierno de Reino Unido ha cancelado los planes del proyecto de una “ciudad de hidrógeno”. Ya había estado buscando usar el hidrógeno como sustituto del gas natural, sobre todo en la calefacción doméstica, aunque las primeras pruebas previstas en Redcar y Whitby fueron rechazadas por oposición local. Aun así, Reino Unido sigue con su intención de decidir para 2026 si el hidrógeno tendrá un papel relevante en la calefacción doméstica a gran escala.

La descarbonización de la calefacción residencial es uno de los mayores retos a superar para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero. Además, el país anglosajón avanza más despacio que sus compañeros europeos en la instalación de bombas de calor.

Según Juliet Phillips, responsable del programa energético think tank E3G, la decisión confirma que los esfuerzos e inversiones debería centrarse en soluciones presentes en la actualidad como redes de calefacción limpia y las bombas de calor. (Rocha, 2024)

4.2.9. Emisiones Mayores de lo que se Esperaba

La producción de hidrógeno mediante electrólisis resulta costosa e ineficiente frente a la electrificación directa. Según la Agencia Internacional de Energía, mediante dicho proceso se pierde entre 30-50% de energía disponible inicialmente. Generar un kilogramo de H₂ requiere en torno a 55 kwh de electricidad, mientras que solo devuelve unos 33 kwh útiles. Los vehículos de hidrógeno se ven afectados por esto, reduciendo su rendimiento total al 35% en el mejor de los casos, mientras que sus compañeros eléctricos puros llegan al 90%.

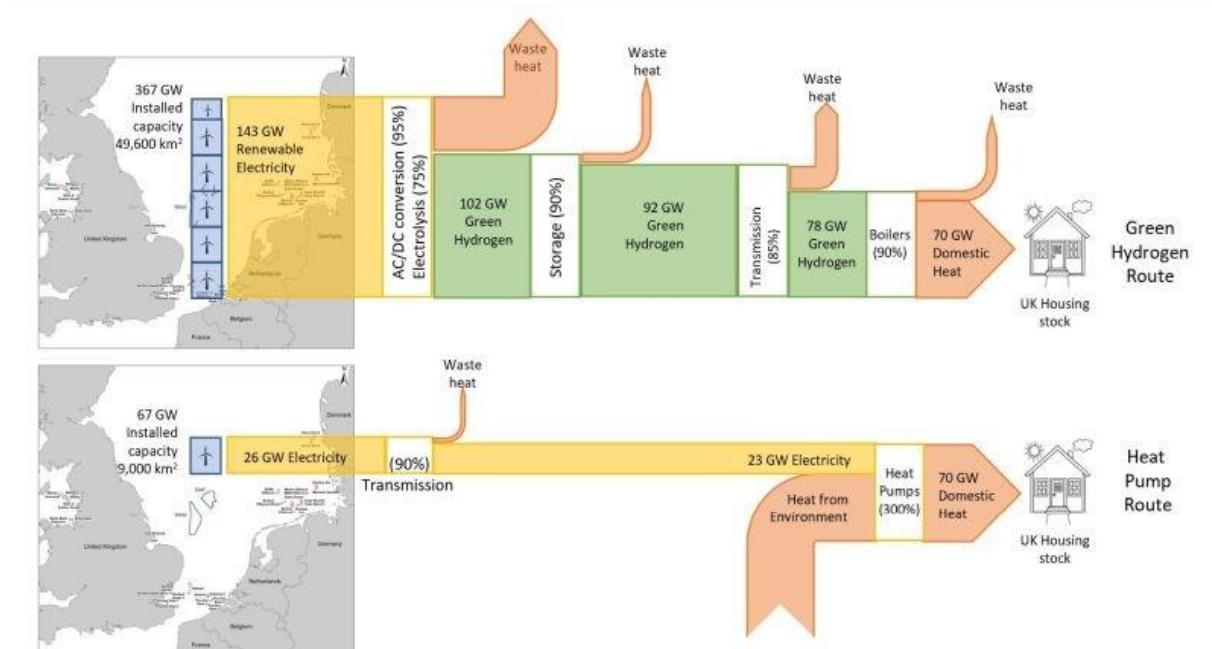


Ilustración 37 - Comparación H₂ contra Bombas de Calor (Barnard, 2025)

Según el profesor de la Universidad de Cambridge y cofundador de Hydrogen Science Coalitio, David Cebon, el uso del hidrógeno para calefacción es extremadamente ineficiente en comparación a las bombas de calor. Según su análisis, partiendo de 100 unidades de electricidad renovable, una bomba de calor podría suministrar 270 unidades de calor útil, mientras que un sistema de hidrógeno apenas llegaría a las 50 unidades. Esto nos lleva a un resultado final, el hidrógeno necesita 5 veces más energía que un sistema de bomba de calor.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis resulta, a día de hoy, económicamente inviable. Según el Departamento de Energía de EE.UU. los altos costes de inversión y operación de este sistema, hacen imposible la competencia contra el almacenaje en baterías o el uso directo de la electricidad renovable. La Federación Europea de Transporte y Medio Ambiente indica que sustituir tan solo el 10% del gas natural mundial por hidrógeno verde, demandaría más de 5000 TWh a mayores cada año, cantidad equivalente a la totalidad de generación de energía de la Unión Europea. (Barnard, 2025)

4.2.10. Tribunal de Cuentas Europeo (TCE) Advierte a Bruselas

El pasado 11/2024 el Tribunal de Cuentas Europeo publicó un Informe Especial, en el se indicaba que la UE ha tenido un éxito parcial en el desarrollo de un mercado entorno al hidrógeno verde. Aunque la Comisión Europea asegura haber establecido un marco jurídico sólido y una buena base regulatoria, el informe advierte que los objetivos de producción fijados para el año 2030 son poco realistas y carecen de sustento técnico sólido.

El tribunal destacó que, la lentitud a la hora de marcar las normas que determinan que se considera “hidrógeno renovable” genera un retraso significativo en las inversiones. Muchos proyectos permanecen congelados ante la incertidumbre de la demanda futura.

Otro punto importante es la financiación, el TCE estima que la UE ha destinado casi 19000 millones de euros entre 2021 y 2027 para impulsar el sector, pero dichos fondos se distribuyen por diferentes programas, dificultando su acceso y reduciendo la eficiencia del apoyo público. Además, la mayor parte de estos fondos se concentran en países con gran desarrollo industrial y tecnológico (Alemania, Francia, España y Países Bajos), mientras que otros miembros de la UE con alto potencial de producción renovable siguen rezagados a la espera de fondos que permitan sacarle todo el potencial que tiene su territorio.

En este contexto el TCE recomienda a la Comisión Europea revisar su estrategia del hidrógeno verde bajo un foco más realista y técnico. Priorizando evaluar los incentivos para equilibrar oferta y demanda, recursos financieros en los apartados más críticos de la cadena de valor y definir qué sectores industriales deben preservarse ante esta nueva tecnología. (Eca.Europa, 2024)



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DISEÑO DE PLANTA DE GENERACIÓN DE H_2 VE DE 1.4 MW

DISEÑO DE PLANTA DE GENERACIÓN DE H₂VE DE 1.4 MW

5. Diseño de Planta de Generación de H₂VE de 1.4 MW

El objetivo de este apartado es acercarse a la realidad del coste de producción de una planta de producción de H₂VE. Para ello, se diseñará una planta de generación fotovoltaica con la opción de vender excedentes a la red si fuese necesario, formada por los siguientes elementos:

- 2400 paneles modelo LONGI SOLAR LR5- 72HGD 590 Wp dando un total de 1.416 kWp.
- 6 inversores modelo SUN2000-215KTL-H0 con 200 kW de potencia máxima asignada.

Se realizará el estudio de generación de energía fotovoltaica mediante el software PVGIS, optimizando la generación de energía según los valores aportados por el programa. La parcela donde se simulará la planta se ubica en el polígono de Palencia, consta de una superficie libre de 22.010 m², repartidos en 14.160 m² para la planta de generación de energía solar fotovoltaica y en 300 m² para la planta de producción de H₂VE. (Catastro, 2026)

También se presupuestará la maquinaria necesaria para la producción de H₂VE y el resto de elementos del emplazamiento:

- Electrolizador
- Compresores
- Equipo de Ósmosis
- Depósito de Baja Presión
- Depósito de Alta Presión
- Cimentación de la Parcela
- Construcción de la Nave

Además, se proyectará la instalación eléctrica de la instalación según ITC-BT, incluyendo:

- Alumbrado Nave
- Presupuesto Alumbrado Nave
- Cuadro General de Distribución
- Presupuesto protecciones eléctricas
- Cableado de la instalación
- Presupuesto Cableado

(Mora González, 2021-2022)

5.1. Parcela y Ubicación de la Instalación

El rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas en la actualidad ronda los 10 m²/KWP, para una potencia de 1.416 MW el espacio necesario mínimo para la planta de generación fotovoltaica ronda los 14.160 m², sin contar la planta de producción de H₂VE.

5.1.1 Características

La parcela en la que se realizará el proyecto se encuentra situada en Polígono 5 Parcela 258 Barredo Viejo, Palencia (Palencia), con las siguientes características:

- 22.010 m² (Aprox. Rectangular 101x218)
- Referencia Catastral 34900A005002580000JP
- Coordenadas: 373599.57, 4653649.78

A continuación, se muestra croquis de la parcela y vista de la zona:

(Catastro, 2026)





Ilustración 39 - Imagen Parcela (Google Maps)

Para adecuarlo al proyecto, se llevará a cabo un proceso de desbrozado, nivelado y explanado del terreno, junto a la cimentación y adecuación de las zonas de paso y construcción de la nave. Además, se vallará la parcela para delimitar la zona y protegerla del exterior.

La disposición de la zona para la instalación fotovoltaica es la siguiente, dejando unos 8000 m² libres entre 300 m² para la nave y el resto de las instalaciones.
(Catastro, 2026)



Ilustración 40 - Croquis Espacio Ocupado por Instalación Fotovoltaica (Catastro, 2026)

5.1.2 Presupuesto Parcela

Elemento	Unidades	Precio (€)	Total (€)
Terreno (m ²)	22,010	2,417.00 hect. /mes	5,319.82 (mensual)*
Adecuación del Terreno (m ²)	22,010	6.00	132,060.00
Cimentación Nave y Caminos (m ²)	500,00	100.00	50,000.00
Vallado (m)	593	30.00	17,790.00
Licencia de Obra	1	277.09	277.09
Total			200,127.00 €

Tabla 8 - Presupuesto Parcela

* El caso del alquiler del terreno, no se tiene en cuenta para el total y se incorporará en el OPEX.

(H, 2022), (CronoShare, ¿Cuánto cuesta desbrozar una parcela o terreno?, 2025), (Zaask), (CronoShare, 2025), (habitissimo), (Bustos, 2024) y (Palencia)

5.2. Planta de Generación de Energía Solar Fotovoltaica

La energía de renovable necesaria para la producción del H₂VE provendrá de una planta de energía solar fotovoltaica de 1.4 MWp, situada en la misma parcela. Para la simulación de la planta de generación se utilizó el software PVGIS. (PVGIS)

5.2.1. Paneles Fotovoltaicos

Se utilizarán paneles modelo LONGI SOLAR LR5- 72HGD de 590 Wp, debido a la experiencia que tengo con este modelo y los buenos resultados que da. Las características eléctricas del panel y sus medidas son las siguientes: (LongiSolar)

Datos eléctricos	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C				NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s				Incertidumbre de pruebas Pmax: ±3%					
	Código de producto		LR5-72HGD-560M	LR5-72HGD-565M	LR5-72HGD-570M	LR5-72HGD-575M	LR5-72HGD-580M	LR5-72HGD-585M	LR5-72HGD-590M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC
Condiciones de ensayo	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Voltaje en circuito abierto (Voc/V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltaje a potencia máxima (Vm _p /V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Corriente a potencia máxima (Im _p /A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82	13.59	10.89
Eficiencia del módulo (%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5		22.6		22.8	

Características eléctricas con diferentes ganancias de potencia en el lado posterior (referencia a 575W en el lado frontal)					
Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

Ilustración 41 - Datos Técnicos Panel LongiSolar (LongiSolar)

Coeficientes de temperatura (STC)

Coeficiente de temperatura Isc	+0.045%/°C
Coeficiente de temperatura Voc	-0.230%/°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0.280%/°C

Ilustración 42 - Coeficientes Temperatura LongiSolar (LongiSolar)

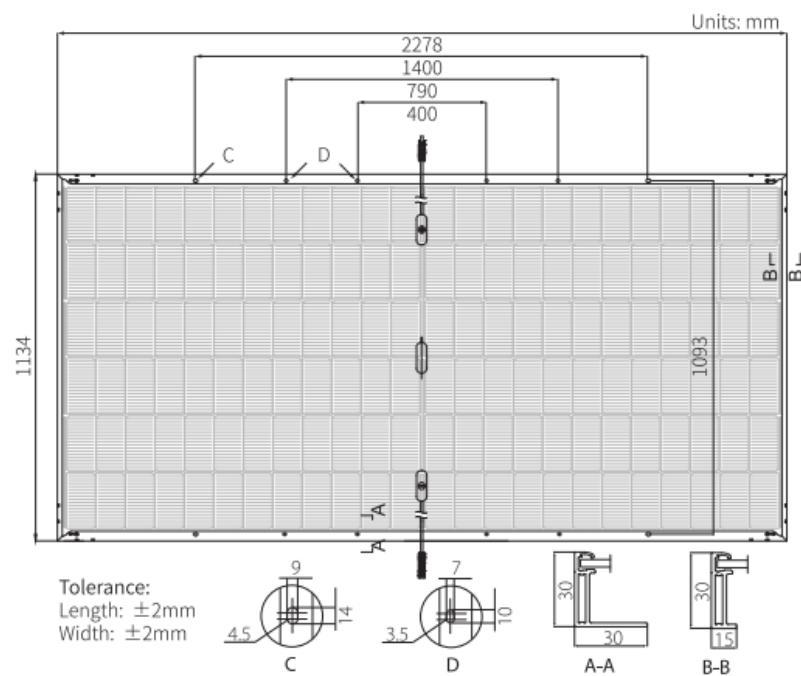


Ilustración 43 - Medidas Módulo LongiSolar (LongiSolar)

5.2.2. Inversores Utilizados

Se instalarán 6 inversores modelo SUN2000-215KTL-H0 con 200 kW de potencia máxima asignada, dividiéndose la potencia total de los paneles fotovoltaicos en 6 partes iguales, con un total de 236 kWp para cada inversor, potencia ligeramente superior a la máxima del inversor debido al sobredimensionamiento por pérdidas.

Las características eléctricas del inversor y sus protecciones son las siguientes:
(Huawei)

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.80%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

Ilustración 44 - Datos Técnicos Inversor Huawei (Huawei)

SUN2000-215KTL-H0

Smart String Inverter



Ilustración 45 - Inversor Huawei SUN2000-215KTL-H0 (Huawei)

5.1.3 Cálculos y Diseño de la Planta de Generación

La planta de generación se dividirá en 6 segmentos iguales de 400 paneles por inversor, por lo que se realizarán los cálculos para uno de ellos siendo iguales los otros 5.

Para realizar los cálculos de la instalación, se seguirá el siguiente orden:
(Mora González, 2021-2022)

- **Número de Módulos en Serie por String**

Para cumplir con los parámetros de funcionamiento del inversor y optimizar la eficiencia de nuestra instalación, se tendrán que tener en cuenta las conexiones de los módulos fotovoltaicos, cuantos en serie y cuantas ramas en paralelo.

El parámetro limitante en la entrada del inversor según su ficha técnica previamente mostrada, es la tensión máxima de entrada de 1.500 V. Se deberá tener en cuenta el escenario más desfavorable para la instalación, que será la tensión en circuito abierto V_{oc} de los paneles, en este caso 51.63 V según ficha técnica.

Además, hay que tener en cuenta que la tensión de los módulos aumenta cuanto menor sea la temperatura del emplazamiento, por lo que se realizarán los cálculos a una temperatura anormalmente baja para la ubicación de la instalación, en este caso -20°C.

$$V_{O.C.-20^{\circ}C} = V_{O.C.} * (1 + (T_{-20^{\circ}C} - T_0) * \beta)$$

$$V_{O.C.-20^{\circ}C} = 51.63 * (1 + (-20 - 20) * (-0.00230))$$

$$V_{O.C.-10^{\circ}C} = 56.38 \text{ V}$$

$$Nº \text{Panels en Serie} = \frac{1500}{56.38} = 26.6 \approx 26 \text{ panels}$$

- $V_{O.C.-20^{\circ}C}$ = Voltaje en Circuito Abierto a -20 °C
- $V_{O.C.}$ = Voltaje en Circuito Abierto a 25 °C
- $T_{-20^{\circ}C}$ y T_0 = Temperaturas de Funcionamiento a -20 °C y 25 °C
- β = Coeficiente de Temperatura Módulos en Circuito Abierto (%)
- 0.230% / °C (según memoria técnica)

- **Número de Módulos en Paralelo por String**

Al igual que se ha realizado previamente con el cálculo de la tensión, la intensidad de nuestra instalación también es muy importante. Para ello calcularemos la máxima intensidad que podrá circular a un string del inversor y con ello sabremos cuantas ramas en paralelo de módulos podremos colocar.

$$Np_{max,paralelo} = \frac{I_{inv,max,oc}}{I_{mod,sc,tmax,Gmax}}$$

$$I_{mod,sc,tmax,Gmax} = I_{mod,sc,stc} * \frac{G_{max}}{G_{stc}} * \left\{ 1 + \frac{\alpha}{100} (T_{max} - T_{STC}) \right\}$$

$$= 14.34 * \frac{1000}{800} * \left\{ 1 + \frac{0.045}{100} (70 - 25) \right\} = 18.28 A$$

$$Np_{max,paralelo} = \frac{I_{inv,max,oc}}{I_{mod,sc,tmax,Gmax}} = \frac{50}{18.28} = 2.73 \approx 2$$

- $Np_{max,paralelo}$ = Número máximo de cadenas en paralelo para cada MPPT
- $I_{inv,max,oc}$ = Intensidad máxima admisible de entrada al inversor en circuito abierto
- $I_{mod,sc,tmax,Gmax}$ = Intensidad máxima entregada por el módulo en cortocircuito.
- α = Coeficiente de Temperatura Módulos en Cortocircuito (%) +0.045%/ $^{\circ}$ C (según memoria técnica)
- $\frac{G_{max}}{G_{stc}}$ = Coeficiente irradiancia máxima y nocturna a 20 $^{\circ}$ C
- $T_{max} - T_{STC}$ = Diferencia temperatura máxima y estándar de funcionamiento.

- **Número de Strings por Inversor**

La potencia máxima capaz de manejar el inversor es de 200 KW, mientras que cada módulo tiene como potencia pico 590 Wp:

$$Nº\text{ }Paneles\text{ }por\text{ }Inversor = \frac{\text{Potencia Inversor}}{\text{Potencia Paneles}} = \frac{200}{0.59} = 339\text{ paneles}$$

Pero si situásemos esos 339 paneles, nunca llegaríamos a la potencia deseada, ya que, los 590 Wp de potencia pico de los paneles solo será alcanzada en momentos de condiciones óptimas, además de las pérdidas, por lo que nunca otorgarán esos 590 W. Por lo que se dimensionará la instalación con 400 paneles por inversor, y en el caso de que en algún momento se superen los 200 KW de potencia del inversor no pasaría nada ya que este no dejaría pasar más potencia.

- **Disposición de los Módulos**

Una vez calculados el número de paneles en serie, cantidad de ramas en paralelo y los paneles por inversor, ya se puede calcular la disposición de los módulos.

Con 26 paneles máximos en serie y 2 ramas en paralelo, se obtienen 52 paneles máximos por string. Se decidió colocar 400 módulos por inversor, por lo que se usarán 8 strings con 50 paneles (2 ramas de 25 módulos).

Usando un total de 8 strings por inversor, con 6 inversores, dando un total de 48 strings con la siguiente disposición:

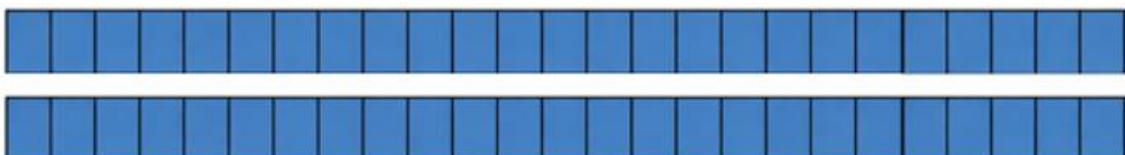


Ilustración 46 - Croquis Colocación Módulos por String (Propia)

En la siguiente imagen se puede observar cómo se realizarían las conexiones de un string, entre placas e inversor:

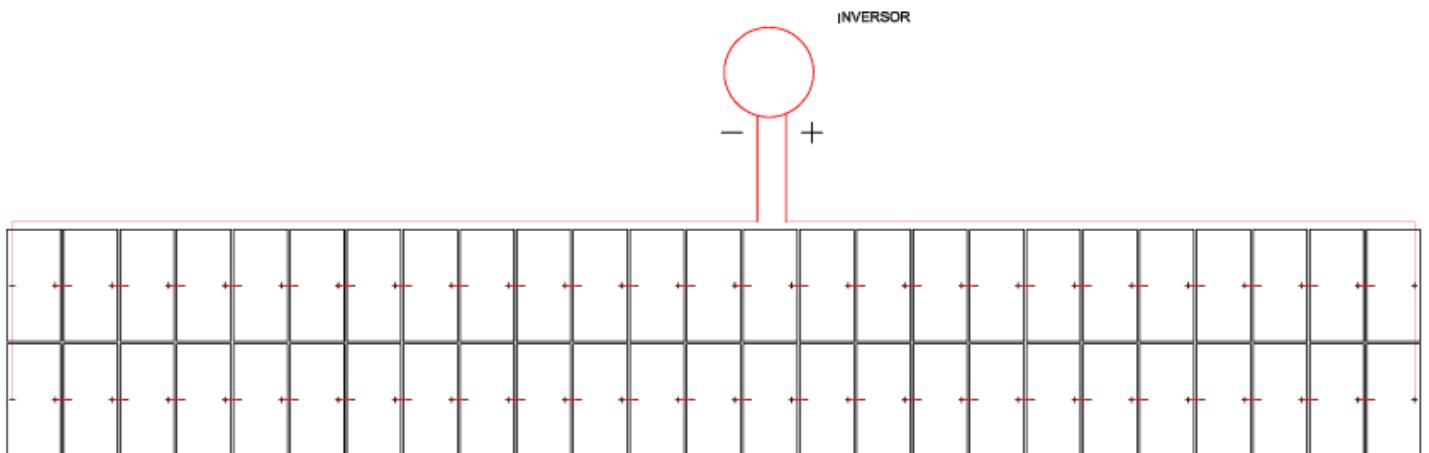


Ilustración 47 - Croquis Conexiones Módulos y String (Propia)

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se realizarían las conexiones de las placas y el cuadro de protecciones de CC compuesto para cada string por:

- 1 protector contra sobretensiones
- 2 ruptofusibles de 1 polo, 1000 V y 15 A

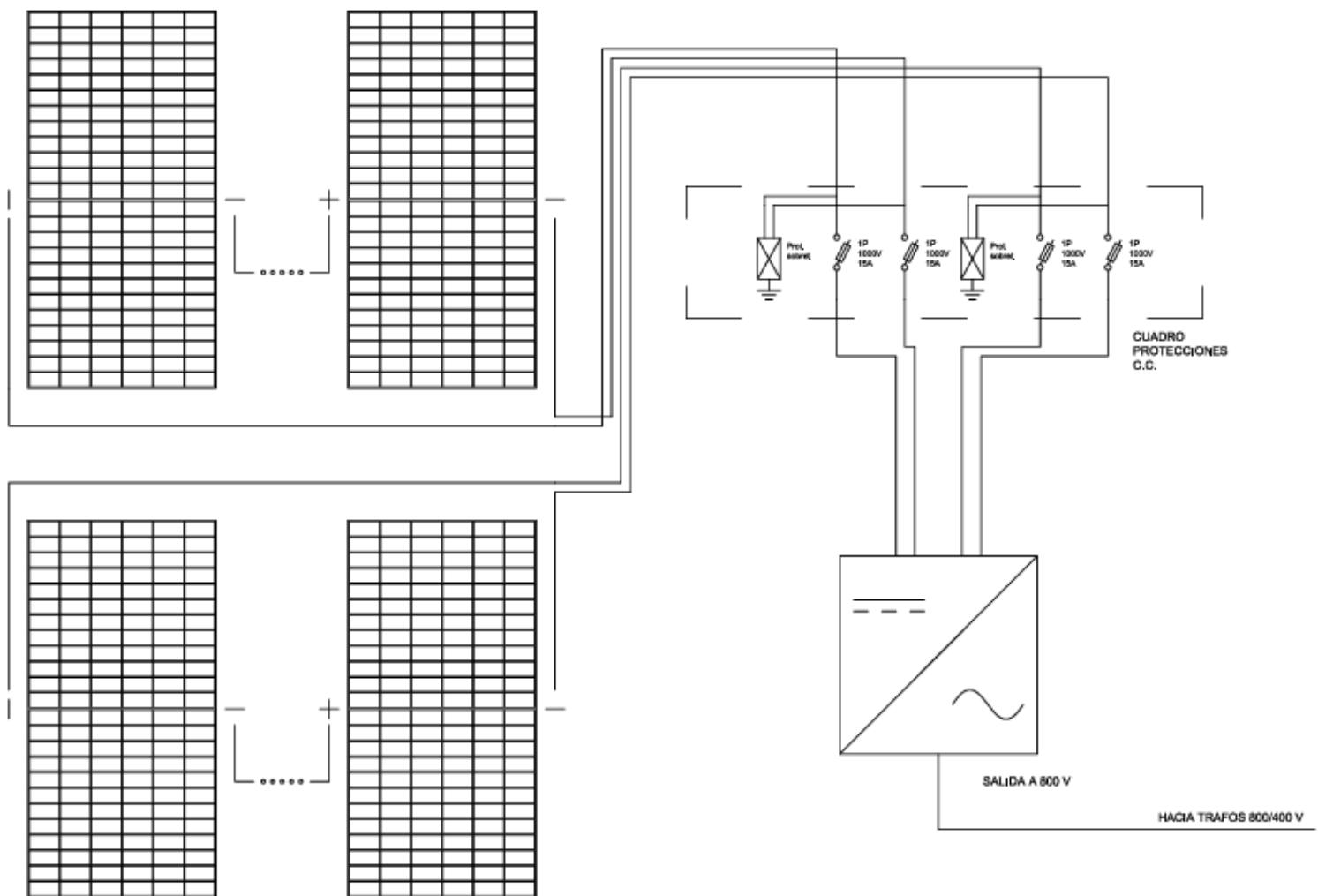


Ilustración 48 - Croquis Esquema de Conexiones y Protecciones C.C. (Propia)

5.1.4 Estudio de la Planta Fotovoltaica

Para el estudio de la planta de generación fotovoltaica de 1.4 MW se utilizará el software PVGIS, mediante el cual se simularán las condiciones de funcionamiento del sistema, el emplazamiento, pérdidas, etc. Para realizar el estudio se deben seguir unos pasos:

(PVGIS)

1. Geolocalización de la Parcela

PVGIS nos ofrece una herramienta satelital muy fácil de usar, gracias a ella se puede localizar fácilmente la ubicación de la instalación y que el propio software nos recoja los datos de irradiancia, acimut e inclinaciones óptimas, etc.



Ilustración 49 - Geolocalización Parcela (PVGIS)

2. Información del Sistema

El siguiente paso a realizar es otorgar los datos y configuración necesarios para simular la planta de generación fotovoltaica. Para ello lo primero es indicar que tipo de posición de montaje tendrán los módulos y seleccionarla, en este caso, sistema de montaje triangular en losa a nivel:

Posición de montaje

-  Sistema de montaje superpuesto de una sección
-  Sistema de montaje integrado en el techo
-  Sistema de montaje triangular en techo plano o losa a nivel

Ilustración 50 - Disposición Montaje Paneles (PVGIS)

Para la siguiente configuración, indicamos una fuerza de 1400 kWp y selecciono que optimice la pendiente y el acimut de la instalación para una generación óptima. Para finalizar con las pérdidas, se dejarán las predeterminadas y más comunes, (1% en cableado, 2% en inversor y 0.5% en los paneles).

Potencia fotovoltaica instalada pico (kWp)

La potencia máxima debe introducirse en kilovatios-pico kWp

Pendiente y azimut

PVGIS24 Puede calcular valores óptimos de pendiente y orientación (suponiendo ángulos fijos durante todo el año).

Sección 1

Fuerza kWp

Pendiente °

Azimut °

Optimizar pendiente

Optimizar pendiente y azimut

Pérdida del sistema (%)

Pérdida de cable (%)

Pérdida del inversor (%)

Pérdida fotovoltaica (%)

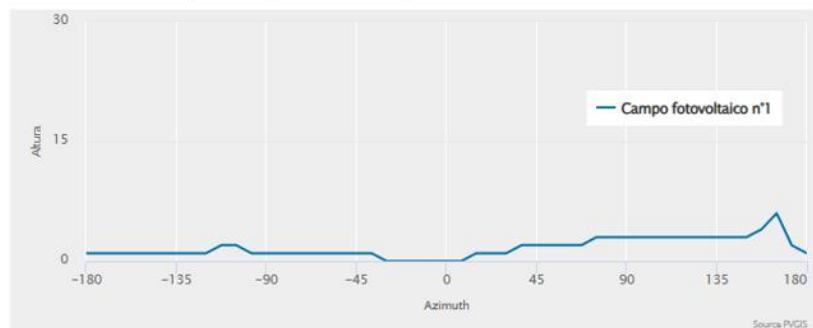
Ilustración 51 - Datos Aportados a PVGIS (PVGIS)

3. Visualización de los Resultados

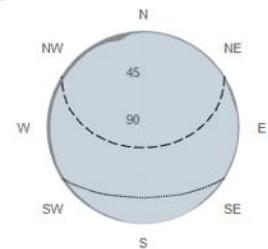
Una vez finalizado el aporte de datos al software PVGIS, ya se puede visualizar el resultado de la simulación:

Sombras de terreno ?

Horizonte : Calculado (PVGIS 24 predeterminado)



- altura del horizonte
- - - Altura del sol, junio
- Altura del sol, diciembre



Información de la energía fotovoltaica conectada a la red ?

- Base de datos utilizada: **PVGIS-SARAH3**
- Tecnología fotovoltaica: **SILICIO CRISTALINO**
- Sistema de montaje: **Cubrir 1 Sección**

Secciones	Fotovoltaica Instalada (KWp)	Pendiente	Azimut
Sección 1	1,416.00	36° (Opt)	-2° (Opt)

- Variabilidad interanual (%) : **2.82**

Pérdida

- Cambio en la producción debido a :
 - Ángulo de incidencia (%) : **-2.70**
 - Efectos espectrales (%) : **0.64**
 - Baja temperatura e irradiancia. (%) : **-6.370**
- Pérdidas totales (%) : **-11.07**

Ilustración 52 - Resultados Simulación PVGIS (PVGIS)

Horas mensuales de producción de energía fotovoltaica

Horas anuales de producción de energía fotovoltaica: 1,753.38 horas (promedio 4.8 horas por día)

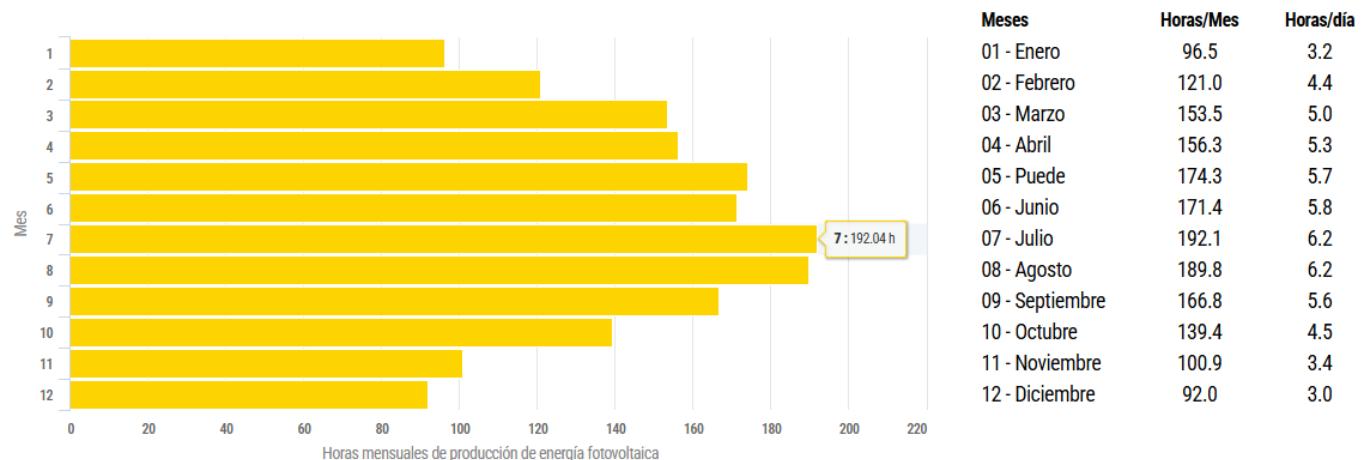
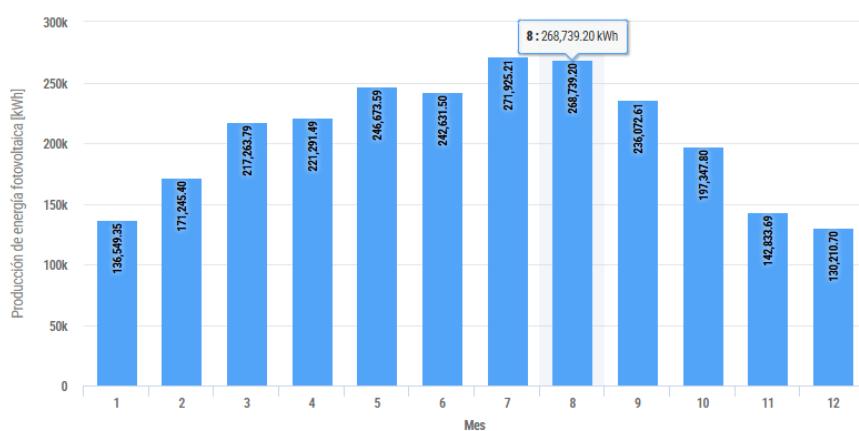


Ilustración 53 - Horas Mensuales de Producción (PVGIS)

Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico.

Producción anual de energía fotovoltaica: 2,482,784.34 kWh

Variabilidad de un año a otro: **2.82%** (70,067.74 kWh)

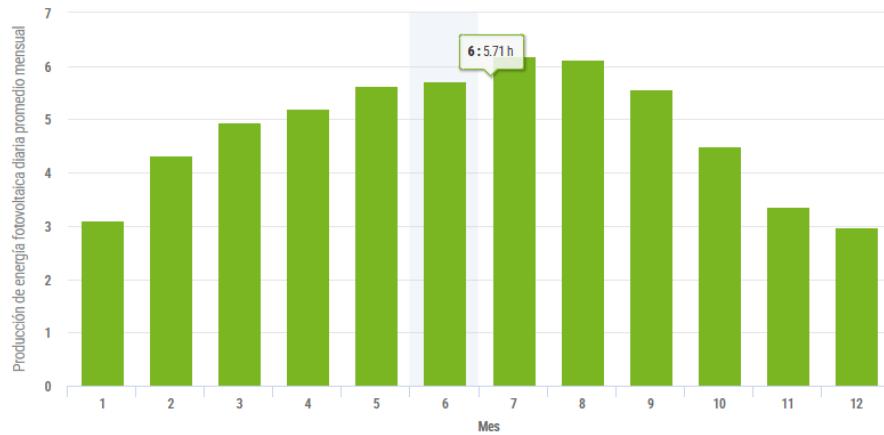


Mes	kWh	%
01 - Enero	136,549.35	5.50%
02 - Febrero	171,245.40	6.90%
03 - Marzo	217,263.79	8.75%
04 - Abril	221,291.49	8.91%
05 - Puede	246,673.59	9.94%
06 - Junio	242,631.50	9.77%
07 - Julio	271,925.21	10.95%
08 - Agosto	268,739.20	10.82%
09 - Septiembre	236,072.61	9.51%
10 - Octubre	197,347.80	7.95%
11 - Noviembre	142,833.69	5.75%
12 - Diciembre	130,210.70	5.24%

Ilustración 54 - Producción Mensual de Energía PVGIS (PVGIS)

KWH mensual promedio de producción por día

Producción de energía fotovoltaica diaria promedio mensual : 6,799.00 kWh

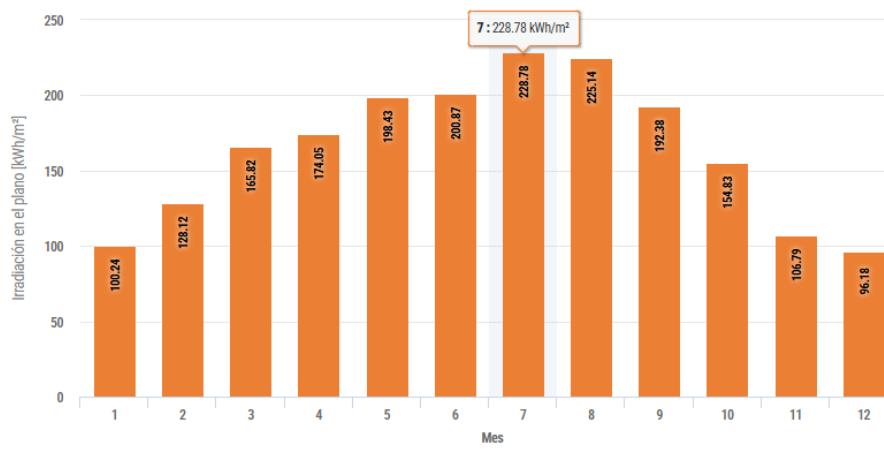


Meses	Horas/día	kwh/días
01 - Enero	3.2	4,404.82
02 - Febrero	4.4	6,115.91
03 - Marzo	5.0	7,008.51
04 - Abril	5.3	7,376.38
05 - Puede	5.7	7,957.21
06 - Junio	5.8	8,087.72
07 - Julio	6.2	8,771.79
08 - Agosto	6.2	8,669.01
09 - Septiembre	5.6	7,869.09
10 - Octubre	4.5	6,366.06
11 - Noviembre	3.4	4,761.12
12 - Diciembre	3.0	4,200.36

Ilustración 55 - Producción Diaria en Horas PVGIS (PVGIS)

Irradiación mensual en plano fijo.

Irradiación anual: 1,971.65 kWh/m²



Mes	kWh/m ²	%
01 - Enero	100.24	5.08%
02 - Febrero	128.12	6.50%
03 - Marzo	165.82	8.41%
04 - Abril	174.05	8.83%
05 - Puede	198.43	10.06%
06 - Junio	200.87	10.19%
07 - Julio	228.78	11.60%
08 - Agosto	225.14	11.42%
09 - Septiembre	192.38	9.76%
10 - Octubre	154.83	7.85%
11 - Noviembre	106.79	5.42%
12 - Diciembre	96.18	4.88%

Ilustración 56 - Irradiación Mensial PVGIS (PVGIS)

De la visualización de los resultados cabe a resaltar los siguientes datos para visualizar la rentabilidad de la instalación:
(PVGIS)

- Pérdidas totales del 11.07 %
- Producción Anual de Energía: 2,482,784.34 kWh (dato más importante)
- Media de Producción Diaria: 4.8 horas

5.2.5. Presupuesto Total Planta de Generación de Energía Solar Fotovoltaica

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
Elemento	Unidades	Precio (€)	Total (€)
PANEL LONGI SOLAR LR5- 72HGD	2400	88.75	213,000.00
INVERSOR SUN2000- 215KTL-H0	6	5,942.33	36,653.98
CUADRO C.C. 8 String	6	406.90	2,441.40
CUADRO PROTECCIONES C.A. 5 inversores	6	574.50	3,447.00
SOPORTES	4800	22.90	109,920.00
Transformadores 200 kVA 800/400	6	3,060.00	9,180.00
Centro de Transformación Prefabricado Hormigón Armado 3280x2380x3045 mm	2	6,067.03	12,134.06
m.d.o (horas)	1.5x2400 paneles = 3600	25	90,000.00
TOTAL (€)			479,344.44 €

Tabla 9 - Presupuesto Instalación Fotovoltaica

(LongiSolar), (Huawei), (Fotovoltaico), (Ilumitec, Diferencial 4P 300ma), (Horecatiger), (Automotion24), (SolarFacil), (TrafoDirect), (Generador de Precios) y (Mora González, 2021-2022)

5.3. Planta de Generación de H₂VE

Para seguir calculando la viabilidad económica de este modelo de negocio del H₂VE, hay que calcular toda la inversión inicial. Una vez se tienen los gastos de la parcela y la planta de generación de energía fotovoltaica, se continuará por el diseño de la nave de producción de H₂VE:

- Maquinaria Necesaria
- Diseño de la Nave e Instalación Eléctrica

Primero se buscará en el mercado y en distintos estudios las máquinas adecuadas para el complejo de producción de H₂VE, el electrolizador, compresores, depósitos, etc. Aunque previamente ya se dimensionó la planta de generación fotovoltaica de acuerdo a la potencia aproximada que tendría el proceso de producción de hidrógeno, saber la maquinaria con la que va a contar la nave es primordial para conocer de forma exacta cuanta potencia se necesitará y de esa forma dimensionar las protecciones eléctricas adecuadas para la instalación. Al final de este punto se presupuestará la maquinaria al completo.

Continuando, se dimensionará un croquis de la nave y del alumbrado que se dispondrá dentro de ella, junto con el cuadro de protecciones del alumbrado y un presupuesto acorde a la construcción de la nave completa, alumbrado e instalación eléctrica completa. (Mora González, 2021-2022)

5.3.1. Maquinaria

Lo primero de todo es ver la potencia total necesaria para la instalación de producción de H₂VE, una vez se sepa la potencia general que demanda todo el proceso se procederá a el diseño del cuadro general de distribución con sus respectivas protecciones y secciones del cableado. La maquinaria necesaria sigue el siguiente esquema:

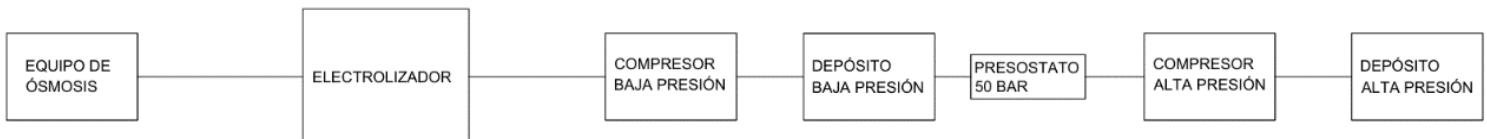


Ilustración 57 - Esquema de Maquinaria Planta de Generación H2VE (Mora González, 2021-2022)

1. Electrolizador

El electrolizador es el elemento principal de toda la instalación, sobre él giran el resto de los componentes. Será el principal demandador de potencia de toda la instalación, como ya se indicó previamente el tipo de electrolizador que mejor se adapta a las variaciones de generación de las energías renovables es el PEM, por lo que es la primera característica con la que se iniciará la búsqueda. Tras buscar en el mercado y en algunos estudios del estilo, el electrolizador escogido es el EL200N de la marca H2B2. Dicho electrolizador tiene las siguientes características:

Tipo	PEM
Marca	H2B2
Modelo	EL200N
Nº Celdas	1
Máxima Producción de H ₂ VE (kg/h)	17.8
Presión de operación (bar)	14 - 40
Pureza del Hidrógeno	99.9%
Potencia Demandada Máxima (kW)	1,050.2
Flujo H ₂ (Nm ³ /h)	200
Coste (€)	1,495,500.00

Tabla 10 - Electrolizador PEM H2B2 EL200N (H2B2) (Mora González, 2021-2022)



Ilustración 58 - Electrolizador H2B2 EL200N (H2B2) (Mora González, 2021-2022)

Las dimensiones del electrolizador son (12m x 2.4m x 2.9m), con espacio de sobra en la nave que se tenía contemplada. Su tensión de funcionamiento es de trifásica de 3x400 VAC a frecuencias de funcionamiento de (50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%). Características correctas para nuestra instalación.

2. Compresores (Baja y Alta Presión)

El hidrógeno necesita transportarse como mínimo 700 bar para disminuir al máximo las pérdidas y estabilizarlo, presión que utilizan en la actualidad los vehículos de pila de hidrógeno.

Para que esta tarea sea lo más sencilla posible se instalarán 2 compresores, uno de baja presión (hasta 50 bar) y acto seguido uno de alta presión (hasta 900 bar). El circuito de presurizado consistirá en lo siguiente:

- Salida del Electrolizador 15-40 bar
- Transporte hasta el compresor de baja presión
- Salida del Compresor de baja presión 50 bar
- Almacenamiento en Depósito de Baja Presión
- Trasporte al Compresor de Alta Presión
- Salida del Compresor de Alta Presión 900 bar
- Almacenamiento en el Depósito de Alta Presión

A parte, los compresores deben de ser capaces de aguantar el flujo de H₂ del electrolizador, (200 Nm³/h). Los compresores elegidos son los siguientes:

COMPRESOR DE BAJA PRESIÓN	
Marca	SOLLANT
Modelo	GL4-300/6-30
Método de Funcionamiento	Por Diafragma Metálico
Compresión Máxima (bar)	60
Flujo Máximo (Nm ³ /h)	300
Potencia (kW)	45
Coste (€)	14,500.00

Tabla 11 - Compresor Baja Presión (Mora González, 2021-2022)



Ilustración 59 - Compresor Baja Presión (Mora González, 2021-2022)

COMPRESOR DE ALTA PRESIÓN	
Marca	SOLLANT
Modelo	D TYPE
Método de Funcionamiento	Por Diafragma Metálico
Compresión Máxima (bar)	1000
Flujo Máximo (Nm³/h)	200
Potencia (kW)	100
Coste (€)	36,000.00

Tabla 12 - Compresor Alta Presión (Mora González, 2021-2022)



Ilustración 60 - Compresor Alta Presión (Mora González, 2021-2022)

3. Equipo de Ósmosis

Para un funcionamiento óptimo del electrolizador requiere ser alimentado con agua de alta pureza, siendo de esa manera necesario un equipo de osmosis que dotará de agua lo más pura posible al electrolizador.

El electrolizador EL200N a máxima potencia consume unos 200l/h según su ficha técnica, por lo que se necesitará un equipo de ósmosis que dote fácilmente dicho caudal de agua de alta pureza. Se ha seleccionado un equipo de la marca Aquaenergy con bomba de 1.5 kW, capaz de otorgar hasta 400l/h de agua, más que suficiente para garantizar la correcta alimentación de agua hacia el electrolizador.

(Mora González, 2021-2022)

Marca	Aquaenergy
Modelo	400l/h
Material	Acero Inoxidable AISI 304
Potencia Eléctrica (kW)	1.50
Caudal (l/h)	400
Coste (€)	9,922.00

Tabla 13 - Equipo Ósmosis AquaEnergy (AquaEnergy)



Ilustración 61 - Equipo de ósmosis 1.5 kW (AquaEnergy)

4. Depósitos (Baja y Alta Presión)

Para optimizar el proceso de producción de H₂VE, se instalarán dos depósitos en los que se almacenará el hidrógeno de forma temporal:

- Depósito de Baja Presión:

Se colocará a la salida del compresor de baja presión y realizará la misión de almacenar en un corto periodo de tiempo el hidrógeno antes de pasar al compresor de alta presión.

Para calcular la capacidad de dicho depósito se necesita saber la producción diaria del electrolizador, para ello observamos el mes de mayor producción de energía fotovoltaica, en este caso Julio con una media de 6.2 h/día de producción. Siendo la media se estima al alza un pico de 8h/día de producción que será lo que nos determine la capacidad del depósito de baja presión.

Con una producción a máxima potencia de 17.8 kg H₂/h, se calcula de una forma sencilla los kg que deberá almacenar el depósito de baja presión:

$$mH_2 = 8 \text{ h} * \frac{17.8 \text{ kg}}{\text{h}} = 142.4 \text{ kg } H_2$$

Conociendo la masa (142.4 kg H₂), presión (50 bar) y estimando una temperatura de 25°C, el volumen total que ocupa el hidrógeno será:

$$P * V = n * R * T \text{ donde } n = \frac{m}{M}$$

$$V = \frac{m * R * T}{M * P} = \frac{142.4 * 0.082 * 298}{2 * 10^{-3} * 49.35} = 35,255.174 \text{ l de } H_2$$

(Mora González, 2021-2022)

Donde:

- P = Presión en Atmósferas
- V = Volumen en Litros
- m = Masa de Hidrógeno en kg
- R = Constante de los Gases Ideales
- T = Temperatura en Kelvin
- M = Masa Molecular del H_2

Por tanto, el depósito elegido necesitará contar con al menos la capacidad previamente calculada de 35,255.174 l. El modelo elegido será de la marca LAPESA con capacidad para 36300 l y capaz de aguantar dichas presiones.

Marca	LAPESA
Modelo	LP36E-24
Material	Acero al carbono P355N 40 mm
Presión Máxima (bar)	60
Capacidad (l)	36,300.00
Coste (€)	34,500.00

Tabla 14 - Depósito Baja Presión (Mora González, 2021-2022)

- Depósito de Alta Presión:

Una vez el hidrógeno sale del depósito de baja presión y pasa por el compresor de alta presión es almacenado en un depósito de alta presión a 900 bar para minimizar las pérdidas.

Se seguirá el mismo procedimiento previamente visto para calcular el volumen que albergará de hidrógeno.

$$V = \frac{m * R * T}{M * P} = \frac{142.4 * 0.082 * 298}{2 * 10^{-3} * 888.23} = 1,958.77 \text{ l de } H_2.$$

Donde:

- P = Presión en Atmósferas
- V = Volumen en Litros
- m = Masa de Hidrógeno en kg
- R = Constante de los Gases Ideales
- T = Temperatura en Kelvin
- M = Masa Molecular del H_2

Por tanto, el depósito elegido necesitará contar con al menos la capacidad previamente calculada de 1,958.77 l, mucho menor que el anterior al encontrarse a mayor presión. El depósito elegido será de la marca NPROXX fabricado en fibra de carbono. (Mora González, 2021-2022)

Marca	NPROXX
Modelo	2000 L
Material	Fibra de Carbono
Presión Máxima (bar)	1000
Capacidad (l)	2000.00
Coste (€)	19,500.00

Tabla 15 - Depósito Alta Presión (Mora González, 2021-2022)

5. Maquinaria Total

Una vez que tenemos toda la maquinaria de la planta de producción de H₂VE claramente seleccionada se procederá a realizar un presupuesto conjunto de la maquinaria más los accesorios (si fuesen necesarios) al igual que la suma de potencia total en maquinaria.

PRESUPUESTO MAQUINARIA		
Máquina	Precio (€)	Potencia (kW)
Electrolizador	1,495,500.00	1,050.20
Equipo de Ósmosis	9,922.00	1.50
Compresor Baja Presión	14,500.00	45.00
Compresor Alta Presión	36,000.00	100.00
Depósito Baja Presión	34,500.00	-
Válvulas Antirretorno y Presostato 50 bar (Depósito baja p)	980.00	-
Depósito Alta Presión	19,500.00	-
Total	1,610,902.00 €	1,197.7 kW

Tabla 16 - Presupuesto Maquinaria

(H2B2), (AquaEnergy), (Mora González, 2021-2022)

5.3.2. Diseño de la Nave

1. Emplazamiento y Coste

Para continuar con la planta de generación de H₂VE se realizará un croquis de la nave con la iluminación que llevará y se calculará presupuesto de construcción de la nave y luminarias.

Como ya se dijo previamente la nave consistirá en 300 m² repartidos en 10 x 30 m, estará situada en la parte libre de la parcela que dejaba la planta de generación fotovoltaica, según imagen adjunta:

(Catastro, 2026)



Ilustración 62 - Croquis Emplazamiento Nave (Catastro, 2026)

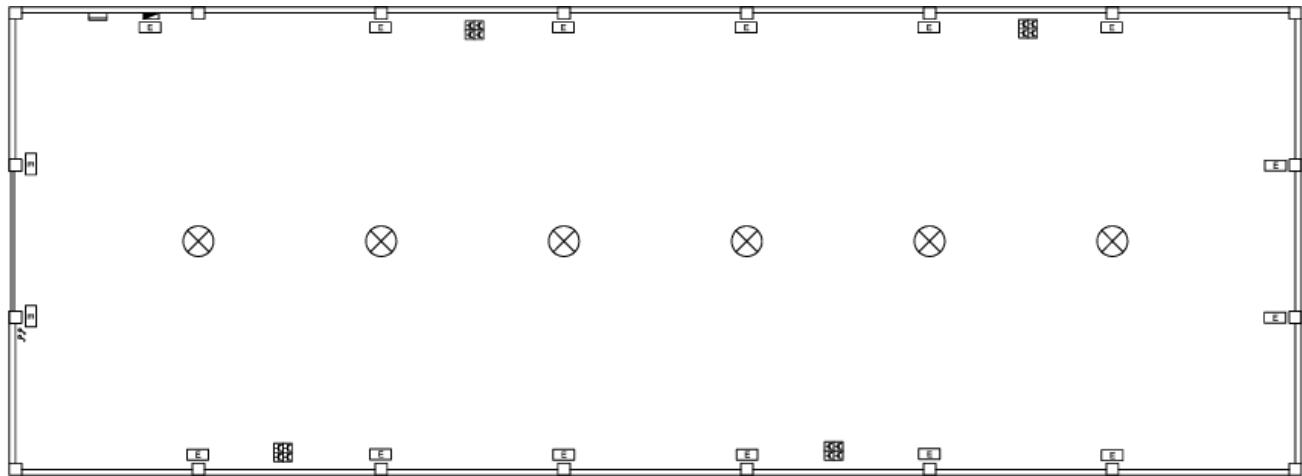
Para presupuestar la construcción de la nave se buscarán presupuestos ya realizados sobre naves del estilo y del mismo tamaño aproximadamente. Según (CronosShare, 2025) el precio de una nave de hormigón ronda los Hormigón: 260 € – 450 €/m², por lo que se tomará un rango medio para construcción de 355 €/m².

2. Alumbrado Nave

Para calcular las iluminarias necesarias para la nave se tomó como referencia los costes de la empresa LEDVANCE y se realizó un estudio de iluminación en la empresa Electricidad de Lamo S.L. donde me encontraba haciendo las prácticas.

Se concluyó en que un sistema de iluminación básico abarataría los costes de iluminación. También se pensó dónde colocar el cuadro de protección y medida trifásico (CPM3D4), así como el cuadro general de distribución, interruptores y toma corrientes. (Delamo)

Llegando así a realizar el siguiente croquis básico de trazado de la iluminación de la nave:



	MODULO CONTADOR CPM3D4
	CUADRO GENERAL DISTRIBUCION
	PUNTO DE LUZ
	INTERRUPTOR 10 A
	TOMA DE FUERZA 16 A
	ALUM. EMERGENCIA

Ilustración 63 - Croquis Alumbrado Nave (Propia)
(Delamo)

Para la iluminación completa de la nave se colocarán:

- 10 uds Pantalla Led 60x60 para oficinas.
- 20 uds Pantalla Led 60X60 DALI (bajo deslumbramiento) para puestos de trabajo oficinas.
- 12 uds Downlight Empotable 7 W para interiores (usos comunes).
- 24 uds Pantalla Led Estanca Superficie 33 W (Perímetro nave) 10 de largo 2 de ancho.
- 12 Proyector Led Exterior 50 W (Exteriores Nave)
- 2 Proyector Led Exterior 90 W (Entrada Nave)
- 16 Lum Emergencia 350 LM (Perímetro Nave)
- 4 Lum Emergencia 100 LM (Salida Nave)
- 6 Lum Emergencia 160 LM (Usos Comunes Nave)
- 8 Lum Emergencia 200 LM (Oficinas Nave)
- 14 Detector de Presencia
- 168 Puntos de Iluminación Básicos (alumbrado principal)

(Delamo)

PRESUPUESTO ALUMBRADO NAVE					
Tipo	Uds	Precio ud (€)	Potencia (W)	Total (€)	Total (W)
LEDVANCE LED ECO 600 36W 840 UGR22	10	50.35	36	503.50	360.00
LEDVANCE LED ECO 600 36W 840 DALI UGR19	20	94.28	36	1,885.60	720.00
LEDVANCE DL 7W 4000K IP44	12	28.85	7	346.20	84.00
LEDVANCE DPROOF COMP 44W 1200 MM	24	92.39	33	2,216.64	792.00
LEDVANCE FLOOD LED EXTERIOR 50W 6500K NG IP65	12	66.27	50	795.24	600.00
LEDVANCE FLOOD LED EXTERIOR 90W 6500K NG IP65	2	213.19	90	426.38	180.00
LEGRAND URA NEXT 350 LM	16	64.71	2.30	1,035.36	36.80
LEGRAND URA NEXT 100 LM	4	52.76	1.50	211.04	6.00
LEGRAND URA NEXT 160 LM	6	54.46	1.90	327.24	11.40
LEGRAND URA NEXT 200 LM	8	57.92	1.90	463.36	15.20
Detector de Presencia	14	72.50	0.50	1,015.00	7.00
Punto Lum Básico	168	13.73	5.00	2,306.64	840.00
TOTAL				11,532.20 €	3,652.40 W

Tabla 17 - Presupuesto Alumbrado Nave (Delamo)

Para la instalación de tomas de corriente e interruptores de la nave se colocarán:

- 10 uds Interruptor unipolar superficie 10 A
- 8 uds Puesto de Trabajo Suelo + Ench + RJ45
- 8 uds Puesto de Trabajo Pared + Ench + RJ45
- 50 uds Base Enchufe Shucko 2P + T 16 A
- 4 uds Base de Enchufe Estanca 2P + T 16 A
- 50 uds Punto de Fuerza 16 A

Según el ITC-BT-10-4.2 (Edificios destinados a concentración de industrias), la previsión de cargas en se puede calcular como 125W por metro cuadrado y factor de simultaneidad 1.

Siendo la potencia destinada a T.C. $125 \text{ W} \times 300 \text{ m}^2 = \mathbf{37,500.00 \text{ W}}$

PRESUPUESTO T.C. NAVE			
Tipo	Uds	Precio ud (€)	Total (€)
INTERR. UNIP SUPERFICIE 10 A	10	29.40	294.00
PUESTO TRABAJO SUELO 4+2 (TC+RJ45) 16 A	4	200.19	800.76
PUESTO DE TRABAJO PARED 4+2 (TC+RJ45) 16 A	4	147.31	589.24
BASE ENCHUF SHCUKO 2P+T 16 A	50	31.70	1,585.00
PUNTO DE FUERZA 16 A	50	11.77	588.50
BASE ENCHUF ESTANCA 2P+T 16A	4	41.88	167,52
TOTAL			4,025.02 €

Tabla 18 - Presupuesto T.C. Nave (Delamo)

3. Instalación Eléctrica Nave

Una vez conocida la potencia total de la instalación tanto la parte de producción de hidrógeno, alumbrado e instalaciones básicas de toma corriente, ya se puede diseñar las protecciones adecuadas para la instalación completa. A continuación, se muestra el esquema unifilar del cuadro general de distribución:

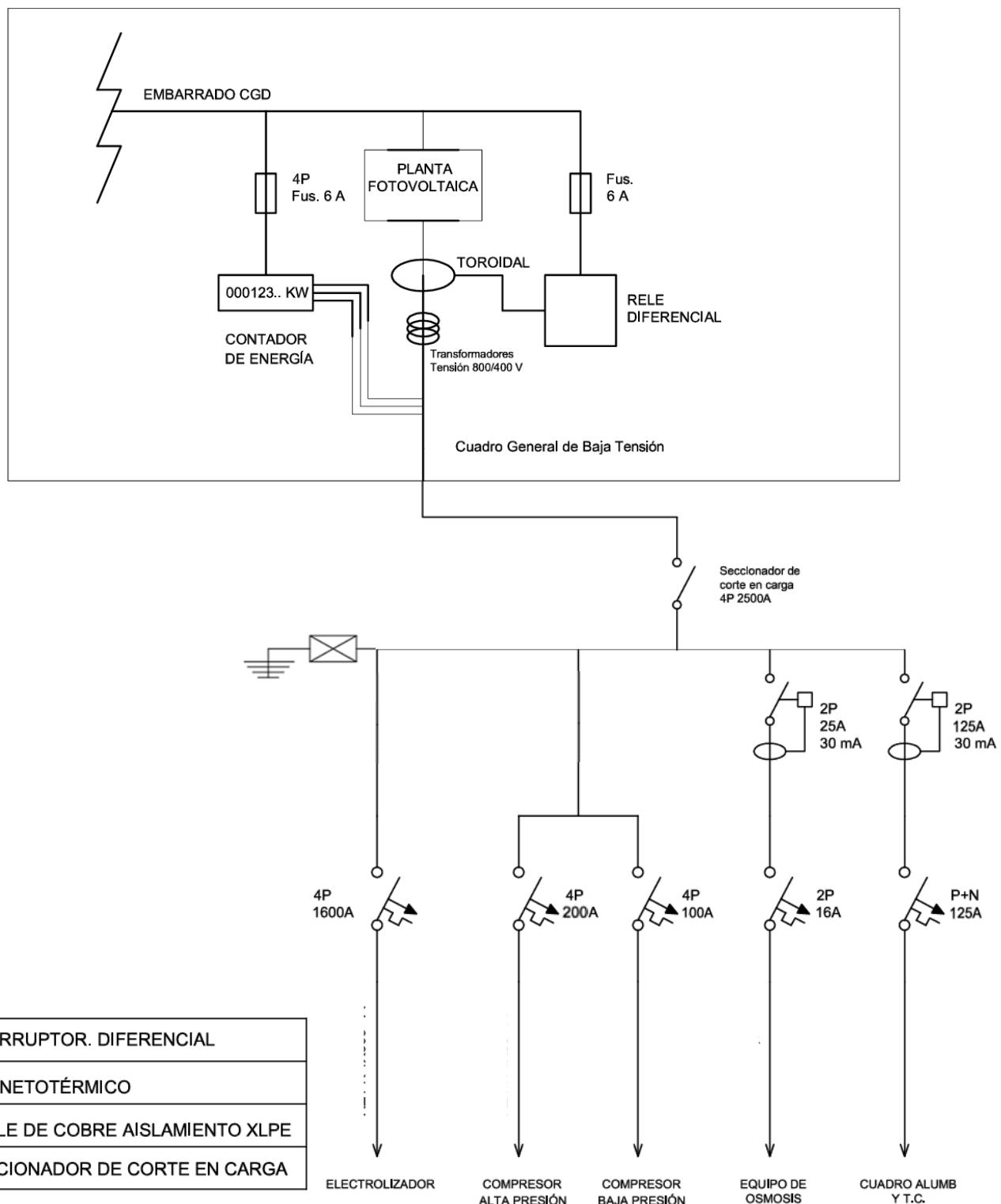


Ilustración 64 - Croquis Cuadro General (Propia) (Delamo)

Los cálculos para las protecciones se realizaron de la siguiente manera:

$$P_T = \sqrt{3} \times V_L \times I_f \times \cos(\varphi)$$

Donde:

- P_T = Potencia Total en (kW)
- V_L = Tensión Compuesta de Linea, en este caso 400 V entre fases (V)
- I_f = Intensidad de Corriente que pasa por cada Fase (A)
- $\cos(\varphi)$ = Factor de Potencia (se toma valor normal en industria de 0.9)

Por lo tanto, para calcular la intensidad de corriente que circula por el conductor y de esa forma determinar las protecciones y secciones que se deben colocar tendremos:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)}$$

- **Protecciones:**

1. Seccionador de Corte en Carga 4P 2500 A

Para proteger la instalación se colocará primero un interruptor seccionador de corte en carga capaz de quitar el suministro a toda la nave, sabiendo que la potencia total de entrada son 1.4 MW:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{1,400,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 2,247.91 \text{ A}$$

Por lo que la protección seleccionada será de calibre un poco mayor a esa intensidad de corriente. En este caso se eligió un interruptor seccionador de corte en carga de 4 polos y 2500 A de capacidad de corte de la marca SCHENEIDER.

(Electric)

2. Interruptor Diferencial 2 P 25 A 30 mA

Comenzando con las protecciones diferenciales, debido a la gran potencia de electrolizador y compresores estos no se protegerán con un interruptor diferencial. Para protegerlos se situará una tierra de impedancia muy baja junto a un esquema TN-S (neutro unido directamente a tierra) junto a relés de fuga a tierra donde fuese necesario. Los contactos de cuadros secundarios, servicios auxiliares, etc., donde pueda haber contactos de personas se protegerán con interruptores diferenciales.

Para el equipo de ósmosis, ya que es un equipo pequeño y manipulable por personas, se situará un interruptor diferencial que proteja a las personas y a la instalación de fugas a tierra peligrosas. Con una potencia de 1.5 kW:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{1,500.00}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9} = 4.18 \text{ A}$$

Se colocó un interruptor diferencial de 2 P (fase + neutro) de 25 A y 30 mA de sensibilidad de la marca SCHENEIDER.

(RP)

3. Interruptor Diferencial 2 P 80 A 300 mA

Continuando con las protecciones diferenciales, se debe de proteger el alumbrado y las tomas de corriente de la instalación, con una potencia total de 41,152.40 W:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{41,152.40}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9} = 114.91 A$$

Se colocó un interruptor diferencial de 2 P (fase + neutro) de 125 A y 300 mA de sensibilidad de la marca SCHNEIDER. Protegiendo posteriormente aguas abajo con diferenciales de sensibilidad 30 mA.

(Electricidad)

4. Interruptor Magnetotérmico 4P 2000 A

El electrolizador consta de una potencia máxima de 1,050.2 kW y se protegerá contra sobrecargas y cortocircuitos con un interruptor magnetotérmico.

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{1,050,200.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 1,686.25 A$$

Dada la alta intensidad de corriente que circula hacia el electrolizador, este se protegerá con un interruptor magnetotérmico especial de alta capacidad de Schenider de 4P 2000A

(WSU)

5. Interruptor Magnetotérmico 4P 200 A

El compresor de alta presión también será independizado del resto de la instalación llevando su protección contra sobrecargas y cortocircuitos, contando con 100 kW de potencia máxima:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{100,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 160.56 \text{ A}$$

Para protegerlo se utilizará un interruptor magnetotérmico de 4P 200 A de la marca Scheineder.

(ScheneiderElectric, Interruptor automatico ComPacT NSX250R 200kA AC 4P 200A TMD)

6. Interruptor Magnetotérmico 4P 100 A

El compresor de baja presión también será independizado del resto de la instalación llevando su protección contra sobrecargas y cortocircuitos, contando con 100 kW de potencia máxima:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{45,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 72.25 \text{ A}$$

Para protegerlo se utilizará un interruptor magnetotérmico de 4P 100 A de la marca Scheineder.

(ScheneiderElectric)

7. Interruptor Magnetotérmico 2P 16 A

El equipo de osmosis también será independizado del resto de la instalación llevando su protección contra sobrecargas y cortocircuitos, contando con 1.50 kW de potencia máxima:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{1,500.00}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9} = 2.40 \text{ A}$$

Para protegerlo se utilizará un interruptor magnetotérmico de P+N 16 A de la marca Scheineder.

(Ilumitec)

8. Interruptor Magnetotérmico 2P 80 A

El alumbrado y las tomas de corriente se protegen contra sobre cargas y cortocircuitos, teniendo una potencia total de 41,152.40 W:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{41,152.40}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9} = 114.91 \text{ A}$$

Se colocará un interruptor magnetotérmico de P + N 125 A.

(ScheneiderElectric)

9. Unifilar Alumbrado y T.C.

Aguas abajo del ultimo magnetotérmico se encuentran las protecciones pequeñas de alumbrado y T.C., siguiendo el siguiente esquema unifilar.

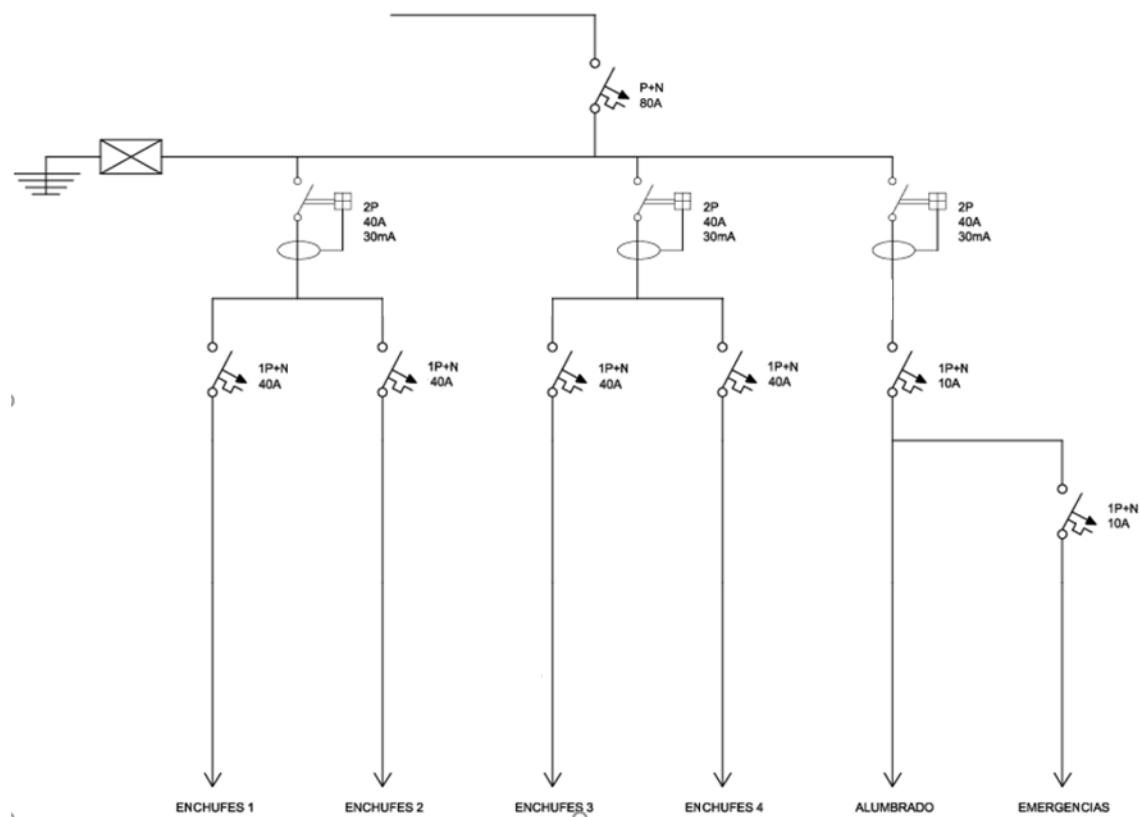


Ilustración 65 - Unifilar Alumbrado y T.C. (Delamo)

10. Presupuesto Protecciones

PRESUPUESTO PROTECCIONES					
Tipo	Marca	Modelo	Coste (€)	Unidades	Total (€)
Cuadro con Protección Contra Sobretensiones	Cirprotect	77772110	617.15	2	1,234.30
Seccionador en Carga 4P 2500 A	Schneider Electric	INS2500	3.034,46	1	3.034.46
Interruptor Diferencial 2P 25 A 30 mA	Schneider Electric	A9R81225	41,10	1	41.10
Interruptor Diferencial 2P 125 A 300 mA	Schneider Electric	A9R14280	134,90	1	180.52
Interruptor Magnetotérmico 4 P 2000 A	Schneider Electric	MTZ 2 EXT MICROBIOLOGIC 2.0 X V-V	13.955,34	1	13.955,34
Interruptor Magnetotérmico 4 P 200 A	Schneider Electric	ComPacT NSX250R 200 A	9,946.55	1	9,946.55
Interruptor Magnetotérmico 4 P 100 A	Schneider Electric	ComPacT NSX250R 100 A	8,438.06	1	8,438.06
Interruptor Magnetotérmico 2 P 16 A	Schneider Electric	A9F79216	15,55	1	15.55
Interruptor Magnetotérmico 2 P 125 A	Schneider Electric	Acti9 C120N	445,61	1	445.61
Interruptor Magnetotérmico 2 P 40 A	Schneider Electric	A9F79240	20,90	4	83.60
Interruptor Magnetotérmico 2 P 10 A	Schneider Electric	A9F79210	14,70	2	29.40
Interruptor Diferencial 2P 25 A 30 mA	Schneider Electric	A9R81225	41,10	1	41,10
Total					37,445.59 €

Tabla 19 - Presupuesto Protecciones

- **Cableado:**

1. Planta Generación FV

Para la conexión entre módulos y strings de los inversores se usarán conectores tipo MC4 y cable de 6mm² de sección de cobre P-Sun 2.0 CPRO, conductor diseñado específicamente para instalaciones fotovoltaicas.

Para calcular la intensidad máxima admisible del conductor hay que acudir a las condiciones más desfavorables posibles, agrupación de circuitos y temperatura ambiente inusualmente alta de 45 °C.

$$I_{adm} = I_{tabla} * K_t * K_a$$

Donde:

- I_{adm} = Intensidad de corriente máxima admisible por el conductor en las condiciones de la instalación.
- I_{tabla} = Intensidad de corriente máxima admisible por el conductor en las condiciones del fabricante.
- K_t = Factor de Corrección por Temperatura
- K_a = Factor de Corrección por Agrupación de Conductores

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A
1x1,5	1,8	4,5	31	13,3	24
1x2,5	2,4	5	43	7,98	34
1x4	3	5,6	59	4,95	45
1x6	3,9	6,2	79	3,30	59
1x10	5,1	7,2	122	1,91	62
1x16	6,3	8,6	182	1,21	110
1x25	7,8	10,1	274	0,780	146

Ilustración 66 - Características Técnicas del Conductor de los Strings 1x6mm (Mora González, 2021-2022)

Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40 °C (instalaciones al aire)

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

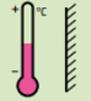


Ilustración 67 - Factores de Corrección por Temperatura (Mora González, 2021-2022)

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envoltura.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridás de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Ilustración 68 - Factores de Corrección Según Disposición (Mora González, 2021-2022)

La corriente máxima que circulará por los conductores será la de cortocircuito de los paneles que según su ficha técnica es de 14.38 A

$$I_{adm} = I_{tabla} * K_t * K_a$$

$$I_{adm} = 59 * 0.96 * 0.7 = 39.65 \text{ A} > 14.38 \text{ A}$$

Por la parte de sobrecargas y cortocircuitos el cable de 1x6mm cumple. Ahora se procede a comprobar la caída de tensión que deberá ser menor al 1.5% tal como manda el ITC-BT 40 del REBT. Para ello se calcula teniendo en cuenta una temperatura de trabajo de 90 °C y considerando la línea más larga. Parte ello iremos de la de la fila más alejada de los inversores hasta ellos, apoyándome en la aplicación del catastro. (Catastro, 2026)

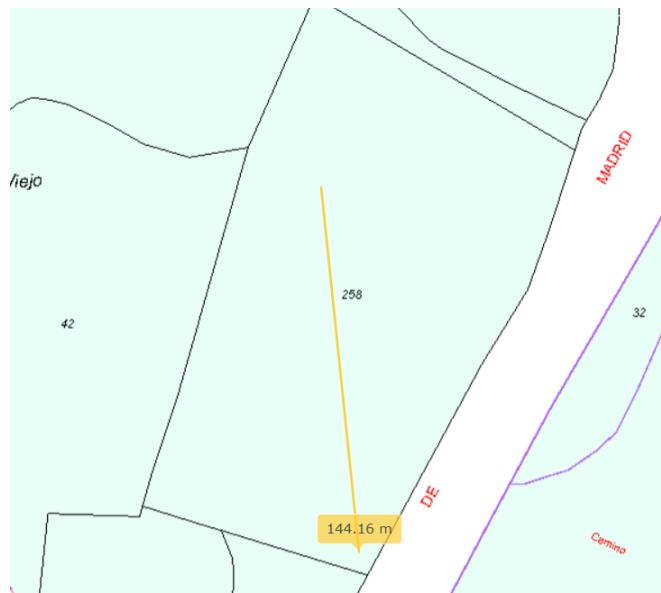


Ilustración 69 - Distancia Mayor de un String (Catastro, 2026)

Dando una distancia aproximada de 144.16 m en el peor de los casos, de ida y de vuelta por lo tanto será el doble = 288.32 m. Con ramas de 26 paneles en serie, la tensión será:

$$V = 26 * 49.8 = 1,294 V$$

Con lo que la máxima caída de tensión debería de ser de:

$$\Delta V = 0.015 * 1,294 = 19.41 V$$

Por lo que para calcular la sección mínima del conductor:

$$S_{min} = \frac{L_T * I}{\gamma_{90^\circ} * \Delta V} = \frac{144.16 * 14.38}{44 * 19.41} = 2.43 \text{ mm}^2 < 6 \text{ mm}^2$$

Por lo que cumple perfectamente. (Mora González, 2021-2022)

Donde:

- S_{min} = Sección mínima del conductor
- I = I máxima que podría circular
- L_T = Longitud Total
- γ_{90° = Conductividad del Cobre a 90 °C
- ΔV = Caída de Tensión

Según la empresa en la que me encontraba realizando las prácticas, se suelen estimar una media de 10 m de conductor por panel instalado. En nuestro caso: (Delamo)

$$2400 * 10 = \mathbf{24,000 \text{ m de conductor } 1x6 \text{ mm}^2}$$

2. Tramo Planta Generación FV (trafos) – Nave

Una vez calculada la sección hasta los inversores, se procede a calcular las secciones y metros desde los transformadores hasta la nave, ya que, se considera despreciable la distancia desde los inversores a los transformadores en relación al resto.

Como ya se vio para el cálculo del diseño de las protecciones para calcular la intensidad que circulará por los conductores, en tensión trifásica a 400 V para 6 transformadores de 200 kVA, se calculará:

$$I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{200,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 321.13 \text{ A}$$

Dicha intensidad será la tomada como referencia para escoger el conductor con las siguientes características (según el ITC-BT-07):

- Conductor enterrado a 0.7 m de profundidad
- Temperatura ambiente a dicha profundidad = 25 °C
- Resistividad Térmica Media del Terreno de 1km/W
- Un solo cable tetrapolar o tripolar.

(Mora González, 2021-2022)

La cantidad de cables que pasarán por la zanja son 4 por cada transformador, por lo tanto, será, 24 cables separados en 2 zanjas de 12 cables.

Separación entre los cables o ternas	Factor de corrección							
	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Ilustración 70 - Factor de Corrección por Agrupación de Conductores (Mora González, 2021-2022)

Sin poder medir la temperatura del terreno, este será el único factor de corrección que se podrá usar. Ahora se mirará en el reglamento la sección adecuada:

$$I_{tabla} = \frac{321.13 A}{0.53} = 605.9 A$$

Como no existe conductor de XLPE capaz de aguantar esa intensidad, se optará por duplicar las líneas 24 conductores circulando la mitad de intensidad de corriente **302.95 A**

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	—	—	—
630	690	680	600	—	—	—

Ilustración 71 - Intensidades Máximas Admisibles para Conductores Subterráneos (Mora González, 2021-2022)

Por lo tanto, se tendrán 24+TT= 30 conductores tetrapolares de 185 mm² de sección, estimando unos 30 metros de los centros de transformación hasta el cuadro general de distribución.

3. Nave

Debido a que casi toda la potencia de la nave y por tanto la mayor cantidad de cobre es usada para el electrolizador y los compresores, solo se tendrá en cuenta para el presupuesto el cableado de estas máquinas, ya que, para estudiar la viabilidad económica de este proyecto no nos afectan gastos menores en comparación al total de la inversión.

En el caso del electrolizador debido a su gran potencia de 1,050.20 kW, se repartirá la potencia en 6 líneas de 175.03 kW.

Todas las máquinas funcionan en tensión trifásica a 400 V. Como ya se ha visto previamente, la intensidad que circulará por cada conductor será:

$$I_{Electrolizator} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{175,033.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 281.04 \text{ A (6 líneas + TT)}$$

$$I_{Compresor Baja} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{45,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 72.25 \text{ A}$$

$$I_{Compresor Alta} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} = \frac{100,000.00}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.9} = 160.56 \text{ A}$$

Consultando de nuevo el ITC-BT, según el método de instalación, la referencia a usar para obtener las intensidades admisibles es B.

A		Conductores aislados en tubos empotados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁹			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁰ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ¹⁹				3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ²¹ Distancia a la pared no inferior a D ²¹					3x PVC			3x XLPE o EPR ²¹			
G		Cables unipolares separados mínimo D ²¹							3x PVC ²¹		3x XLPE o EPR		
Cobre		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70			149	160	171	188	202	224	244	296	321
		95			180	194	207	230	245	271	296	391	
		120			208	225	240	257	284	314	348	455	
		150			236	260	278	300	338	363	404	525	
		185			268	297	317	344	386	415	464	601	
		240			315	350	374	419	455	490	552	711	
		300			360	404	423	48	524	565	640	821	

Ilustración 72 - Intensidades Máximas Admisibles Según Distintos Montajes (Mora González, 2021-2022)

- Sección Electrolizador: $6 + TT = 7$ líneas de 120 mm^2
- Sección Compresor Baja: $1 + TT = 2$ líneas de 25 mm^2
- Sección Compresor Alta: $1 + TT = 2$ líneas de 70 mm^2

4. Presupuesto Cableado

PRESUPUESTO CABLEADO					
Objetivo	Sección (mm ²)	Longitud (m)	Número Conductores	Coste por metro (€)	Total (€)
Conexiones Strings Módulos Fotovoltaicos	6	24,000.00	1	0.89	21,360.00
Transformadores - Nave	185	30	30	25.56	23,004.00
Electrolizador	120	20	7	13.20	1,848.00
Compresor Baja	25	30	2	4.53	271.80
Compresor Alta	70	50	2	10.02	1,002.00
Total					47,485.80 (€)

Tabla 20 - Presupuesto Cableado

(Delamo), (ERIA)

5.3.3. Presupuesto Final y Economía Vinculada

Una vez calculados los costos principales de inversión de la planta de generación de H₂VE, se deben calcular los costes fijos de nuestra instalación. Aunque la planta de generación está prácticamente toda automatizada, siempre se tendrá que tener personal en la nave, mantenimiento, agua, etc. Al igual que personal que mantenga la instalación solar fotovoltaica en correctas condiciones para su máxima producción.

COSTES FIJOS DE LA INSTALACIÓN (ANUAL) - OPEX			
TIPO	COSTE	PERIODICIDAD	TOTAL (€)
Alquiler Parcela	5,319.82 €	Mensual	63,837.84
Mantenimiento FV	7.9 €/kW	Anual	10,082.85
Personal	2 * 2,108.00 = 4,216.00 €	Mensual	50,592.00
Agua	4.80 €	Diario	1,752.00
Total			126,264.69

Tabla 21 - OPEX ANUAL

Donde:

- Precio Mantenimiento FV: Según un estudio realizado por IRENA. (IRENA)
- Personal: 2 operarios con sueldo bruto de 1,600.00 € + 31.75% de seguridad social = 2108.00 €(Bustos, 2024)
- Agua: 2.50 €/m³, (consumo equipo de ósmosis = 400l/h)

$$Coste_{Diario} = \frac{400 \text{ l}}{1 \text{ hora}} * \frac{4.8 \text{ hora}}{\text{Día}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ l}} * \frac{2.5 \text{ €}}{1 \text{ m}^3} = 4.8 \text{ €/día}$$

Una vez calculado el OPEX, se procede a juntar todos los costos previamente calculados de inversión en una tabla, de esa forma calcular el CAPEX total y posteriormente ver de forma clara la viabilidad económica de este modelo de negocio.

COSTES DE INVERSIÓN - CAPEX		
TIPO	COSTE (€)	TOTAL (€)
Adecuación Parcela	200,127.09	
Instalación FV	479,344.44	
Maquinaria	1,610,902.00	
Alumbrado Nave	11,532.20	
T.C. Nave	4,025.02	
Protecciones Eléctricas	37,445.59	
Cableado	47,485.80	
		2,390,862.14

Tabla 22 - CAPEX TOTAL

Una vez calculados el CAPEX y el OPEX totales, se procede a visualizar la viabilidad económica real del proyecto, para ello se tiene que ver cuánto se ingresa anualmente, para ello:

$$\begin{aligned} \text{IngresosAnuales} &= 17.8 \frac{\text{kg H}_2}{\text{h}} * 4.8 \frac{\text{h}}{\text{día}} * 365 \text{ días} * \text{P.V.}(\text{H}_2) \\ &= 31,185.60 \text{ kg H}_2 * \text{P.V.}(\text{H}_2) \end{aligned}$$

Donde:

- El electrolizador a máxima potencia genera produce 17.8 kg H₂ por hora.
- La instalación fotovoltaica produce de media 4.8 horas totales al día.
- P.V. (H₂) = Precio de venta de ese H₂VE para que salga rentable la operación.

En este caso se estima que todo el beneficio proviene de la venta de H₂VE, pero como ya se indicó al principio, la instalación cuenta con la posibilidad de venta de electricidad si en algún momento puntual fuese económicamente superior a la producción y venta de H₂VE.

Ya contamos con toda la información necesaria para evaluar la viabilidad económica de este proceso para distintos horizontes de amortización.

VIABILIDAD ECONÓMICA PARA DISTINTOS HORIZONTES DE AMORTIZACIÓN					
HORIZONTE (AÑOS)	OPEX ACUMULADO (€)	COSTE TOTAL OPEX AC. + CAPEX (€)	PRECIO VENTA MÍNIMO (€/kg H ₂)	INGRESOS ANUALES (€)	FLUJO DE CAJA ANUAL (€)
10	1.262.646,90	3.653.509,04	11.71	365.350.90	239.086.21
15	1.893.970,35	4.284.832,49	9.16	285.655.50	159.390.81
20	2.525.293,80	4.916.155,94	7.88	245.807.80	119.543.11
25	3.156.617,25	5.547.479,39	7.12	222.078.70	95.814.01

Tabla 23 - Viabilidad Económica Para Distintos Horizontes de Amortización

Como se puede observar después de todo el proceso de trabajo de este informe, el precio de venta mínimo del H₂VE se encuentra situado entre los escenarios realista y pesimista vistos previamente, pero muy alejados del punto de vista optimista.

- **Escenario Optimista** (2.00 – 4.50 €/kg).
- **Escenario Realista** (4.50 – 7.00 €/kg)
- **Escenario Pesimista** (7.00 – 12.00 €/kg)

Sobre todo, se encuentra muy lejos de los precios actuales de su hermano H₂G, de 1 - 2.50 €/kg.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

CONCLUSIONES

6. Conclusiones

Después de haber calculado y estudiado la viabilidad económica de un proyecto real de generación de H₂VE, esto solo ha reafirmado lo ya visto previamente. Este modelo de negocio se encuentra lejos de poder rivalizar con los precios actuales del H₂G.

Mientras el gas siga siendo accesible y barato, solo cabe la posibilidad de que las diferentes administraciones proporcionen e impulsen la generación de H₂VE con la idea de que una tecnología que se usa es una tecnología en la que se innova e investiga, subvenciones, penalizaciones al H₂G y su contaminación, etc. Si esto se llevase a cabo, las empresas privadas invertirían más en este modelo de negocio, disminuyendo así el CAPEX de la maquinaria, aumentando el desarrollo y la investigación en este proceso, mejorando la producción de energías renovables, etc.

Desde el punto de vista personal este trabajo fin de grado me ha servido para ver más de cerca la diversa cantidad de factores que afectan a una tecnología y el gran trabajo que supone adentrarse en un modelo de negocio con tantas incertidumbres.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

Una vez llegado el ansiado momento de finalizar este Trabajo Fin de Grado y por lo tanto mi etapa en la Universidad de Valladolid como estudiante de Ingeniería Eléctrica, es el momento de acordarse y agradecer a todas las personas que han formado parte de todo esto.

En primer lugar y como no podía ser de otra forma, a mis padres Begoña y Chema junto a mi hermano Adrián, ellos me convencieron de estudiar una ingeniería cuando no estaba seguro y confiaban más en mí que yo mismo. Han sabido tener la paciencia necesaria cuando las cosas no me salían bien, tanto en lo relativo a los estudios como en la vida en general, nunca se lo he puesto fácil. Gracias, de verdad.

Acordarme también del resto de mi familia, que siempre me han animado a continuar y muchas veces me convencieron de que merecía la pena aunque yo no estuviese seguro. Muchas gracias.

A mis amigos desde el instituto, Fernando, Alberto, Alonso, Cesar, Adrián y Diego, por formar parte de mi vida desde hace años y siendo gente fundamental para mí. En especial a Adrián y Diego, personas muy especiales y con quienes he compartido mucho tiempo de esta última etapa. Eternamente agradecido.

Quiero dejar un hueco especial para Pedro, juntos empezamos esta aventura de estudiar una ingeniería y solo él sabe todo lo que hemos reído y sufrido desde entonces. Por ser mi apoyo en los momentos difíciles y seguir siéndolo siempre, te mereces todo lo bueno que te pase. Gracias por tanto.

A mis compañeros de la carrera, Andrés, David, Jorge, Mario, Silvia, Alejandro y Álvaro, por todos los buenos momentos que hemos compartido estos últimos años, por interesarse en mí y en que me saliesen bien las cosas, por ayudarnos siempre sin esperar nada a cambio. Espero que sigamos viéndonos durante muchos años más, gracias por hacer fácil lo difícil.

A Henar por hacer de estos últimos años los más especiales de mi vida. Sin ella no estaría escribiendo esto ahora mismo, gracias por centrarme y darme un tirón de orejas cuando era necesario, animarme en los momentos difíciles y por haber disfrutado juntos de los buenos. A Marisa, Valentín, Juan y Rubén por haber formado parte de esta última etapa de mi vida y haberme enseñado mucho de cómo vivirla correctamente, os recuerdo con mucho cariño.

No puedo olvidarme de mis compañeros del Nhorte, mi forma de ser y mis valores se deben mucho a ellos, siempre les llevaré conmigo esté donde esté. Gracias.

Por último, a mi Tutor Fernando, por ayudarme con un tema difícil y tener la paciencia necesaria en todo momento. Gracias de verdad.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

Actis, A. (2023). Dinamarca cierra todas sus estaciones de hidrógeno verde: "No podemos justificar más dinero en subsidios". *Lapoliticaonline.com*. Fecha de consulta: 19/09/2025 <https://www.lapoliticaonline.com/espana/energia-es/dinamarca-cierra-todas-sus-estaciones-de-hidrogeno-verde-no-podemos-justificar-mas-dinero-en-subsidios/>

AeH2, (. E. (2025 (Actual)). *Análisis del Censo de Proyectos*. Fecha de consulta: 27/11/2025
<https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/>

Alcolea, A. (2024). El hidrógeno lleva años postulándose como alternativa al coche eléctrico. Alemania ya está cerrando estaciones por poco uso. *Xataka*. Fecha de consulta: 20/09/2025 <https://www.xataka.com/movilidad/hidrogeno-quiere-ser-alternativa-al-coche-electrico-ahora-alemania-cerrara-estaciones-porque-no-termina-arrancar/>

Alcolea, A. (2025). Los fabricantes de coches europeos se las prometían felices con la pila de hidrógeno. La realidad les ha atropellado. *Xataka*. Fecha de consulta: 20/09/2025
<https://www.xataka.com/movilidad/fabricantes-coches-europeos-se-prometian-felices-pila-hidrogeno-realidad-les-ha-atropellado/>

AquaEnergy. (s.f.). *Equipo de Ósmosis 1.5 kW*. Fecha de consulta: 27/12/2025
<https://aquaenergy.es/producto/osmosis-inversa-industrial-400-litros-hora/>

Automotion24. (s.f.). *Armario eléctrico compacto Rittal AX 1058.000 - 600 x 800 x 250*. Fecha de consulta: 02/01/2026 https://www.automation24.es/armario-electrico-compacto-rittal-ax-1058-000-600-x-800-x-250?previewPriceListId=1&refID=adwords_shopping_ES&gad_source=1&gad_campaignid=234288304&gbraid=0AAAAADogNFS6H5GB2rGuazsD4EddfLQnX&gclid=CjwKCAiA9aPKBhBhEiwAyz82J0RfA_IDU_xy7bpwynaSsaS2JPBI4pjC_Fq4Kq348FWqCYK6RZQdxoCt4AQAvD_BwE

Barnard, M. (2024). Hydrogen Refueling Station Closures In Multiple Countries More Painful News For Hydrogen Proponents. *Cleantechica*.

Fecha de consulta: 19/09/2025 <https://cleantechica.com/2024/02/08/hydrogen-refueling-station-closures-in-multiple-countries-more-painful-news-for-hydrogen-proponents/>

Barnard, M. (2025). Debunking The Myth: Electrolyzing Hydrogen For Energy Is Wasteful & Higher Emissions. *cleantechica*. Fecha de consulta: 24/09/2025
<https://cleantechica.com/2025/03/12/debunking-the-myth-hydrogen-fuel-cells-arent-more-efficient-than-alternatives/>

BEQUINOR. (2023). *Guía técnica: SEGURIDAD DEL HIDRÓGENO*. BEQUINOR. Fecha de consulta: 19/09/2025 <https://bequinor.org/general/guia-de-seguridad-del-hidrogeno-de-bequinor/>

Bustos, M. P. (2024). *DISEÑO DE UNA PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE EN CASTELLON DE LA PLANA*. Madrid. Fecha de consulta: 09/01/2026

https://titula.universidadeuropea.com/bitstream/handle/20.500.12880/10464/Ma.%20Paula%20Florez%20Bustos_DISENO%20DE%20UNA%20PLANTA%20DE%20PRODUCCION%20DE%20HIDROGENO%20VERDE%20EN%20CASTELLON%20DE%20LA%20PLANA%20%28CASTELLON%29..pdf

Caplinq. (2025). *What are the differences between Alkaline, PEM and AEM electrolyzers.*

Fecha de consulta: 19/12/2025 https://blog.caplinq.com/what-are-the-differences-between-alkaline-pem-and-aem-water-electrolyzers_7708/

Catastro, S. (2026). *Sede Catastro gob.* Fecha de consulta: Varias

<https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?del=34&mun=900&UrbRus=R&RefC=34900A005002580000JP&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO&añoZV=>

Cerqueda, M. R. (2024). *Haciendo Rentable el Hidrógeno Verde.* Madrid: Grupo Álava.

Fecha de consulta: 24/06/2025 <https://www.grupoalava.com/haciendo-rentable-el-hidrogeno-verde/>

Collins, L. (2022). German city to retire its one-year-old hydrogen fuel-cell buses after €2.3m filling station breaks down. *Hydrogeninsight.com.* Fecha de consulta: 19/09/2025

<https://www.hydrogeninsight.com/transport/german-city-to-retire-its-one-year-old-hydrogen-fuel-cell-buses-after-2-3m-filling-station-breaks-down/2-1-1375568>

CronoShare. (2025). *¿Cuánto cuesta desbrozar una parcela o terreno?* CronoShare. Fecha de consulta: 21/12/2025 <https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/desbrozar-parcela-terreno?>

CronoShare. (2025). *¿Cuánto cuesta nivelar un terreno?* CronoShare. Fecha de consulta: 21/12/2025 <https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/nivelar-terreno?>

CronosShare. (2025). *Precio Nave Hormigón.* Fecha de consulta: 21/12/2025

<https://www.cronoshare.com/cuanto-cuesta/construir-nave-industrial>

Dan Bahadur Pal, A. S. (2022). A review on biomass based hydrogen production. *ELSEVIER.*

Fecha de consulta: 28/09/2025 <https://www.sciencedirect.com/>

Delamo, E. (s.f.). Palencia. Fecha de consulta: Prácticas Extracurriculares Diciembre

Eca.Europa. (2024). Una Europa propulsada con hidrógeno renovable: los auditores piden una visión realista. *Eca.europa.eu.* Fecha de consulta: 04/10/2025
<https://www.eca.europa.eu/ECAHTMLNews/NEWS-SR-2024-11/es/body.html>

Electric, C. (s.f.). *Interruptor-seccionador Compact INS2500 - 2500 A - 4 polos ref. 31341 Schneider Electric.* Fecha de consulta: 29/12/2025
https://www.cadenzaelectric.com/interruptor-seccionador-compact-ins2500-2500-a-4-polos-ref-31341-schneider-electric_p9402378.htm?gad_source=1&gad_campaignid=17176516956&gbraid=0AAAADfDdtYq2I4UhIOv5kEa4D2f6z1Dk&gclid=CjwKCAiA3-3KBhBiEiwA2x7FdKjd14Ov9QwmWn89Zjhoul2VJGB9OF6TA9mWbp3gvvHmy6zhqln-XBoCz2kQAvD_BwE

- Electricidad, L. T. (s.f.). *Bloque Vigi VIGI 125A 2P 300mA AC ajustable en clip, IP20, 230-415V AC*. Fecha de consulta: 29/12/2025
<https://www.se.com/es/es/product/A9N18363/magnetot%C3%A9rmico-acti9-c120n-2p-125-a-c-curva-10000-a-iec-608981-10-ka-iec-609472/>
- ERIA. (s.f.). *Cable RV-K 1X185 mm²*. Fecha de consulta: 09/01/2026
<https://eriacomponentes.es/comprar/cable-rv-k-820201018509203/>
- Fotovoltaico, A. (s.f.). *Cuadro DC 8 String 1000V Cuadro metálico*. Almacen Fotovoltaico. Fecha de consulta: 26/12/2026 <https://elalmacenfotovoltaico.com/es/cuadros-y-protecciones/1198-cuadro-dc-8-string-1000v-spd-cuadro-metalico.html?srsltid=AfmBOoo7h5j17B78G6cgxA5WTw9WgdaTdfQMzo7A8asFyfXBdvUy3VIH>
- Generador de Precios, E. U. (s.f.). *Centro de Transformación Prefabricado*. Fecha de consulta: 30/12/2026
https://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Centros_de_transformacion/Centro_de_transformacion_prefabricado.html
- Global Data. (2021). Renewable energy will take almost 40% of the global power mix by 2030 as world heads towards smart decarbonization. *Global Data*. Fecha de consulta: 23/11/2025 https://www.globaldata.com/media/oil-gas/renewable-energy-will-take-almost-40_global-power-mix-2030-world-heads-towards-smart-decarbonization-says-globaldata/?utm.com
- H, C. (2022). *La capital saca a la venta un solar industrial por 461.750€*. Palencia: Diario Palentino. Fecha de consulta: 20/12/2025
<https://www.diariopalentino.es/noticia/z2134ebdd-ec23-4704-8d588978fc16bb7f/202207/la-capital-saca-a-la-venta-un-solar-industrial-por-461750?>
- H2B2. (s.f.). *H2B2 EL200N*. Fecha de consulta: 02/01/2026 <https://www.h2b2.es/el200n/>
- habitissimo. (s.f.). *¿Cuanto cuesta vallar un terreno?* habitissimo. Fecha de consulta: 22/12/2026 <https://www.habitissimo.es/presupuestos/vallar-terreno?>
- Horecatiger. (s.f.). *Protecciones ABB*. Horecatiger. Fecha de consulta: 02/01/2026
[1SDA067410R1 ABB XT1C 160 TMD 160-1600 4p F F InN100%](https://www.horecatiger.com/Products/1SDA067410R1-ABB-XT1C-160-TMD-160-1600-4p-F-F-InN100%)
- Huawei. (s.f.). *SUN2000-215KTL-H0*. Fecha de consulta: 19/12/2025
<https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-215KTL-H0.pdf>
- HyBalance. (2020). *What Is HyBalance*. Fecha de consulta: 10/12/2025 <https://hybalance.eu/>
- IBHYX, M. (2025). *Índice MIBGAS IBHYX*. Fecha de consulta: 23/11/2025
<https://greenenergy.mibgas.es/>
- IEA . (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. IEA (International Energy Agency). Fecha de consulta: 15/11/2025 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46caa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>
- Ilumitec. (s.f.). *Diferencial 4P 300ma*. Fecha de consulta: 03/01/2026
<https://www.ilumitec.es/interruptor-diferencial-tetrapolar-4p-300ma->

https://www.ilumitec.es/automatico-2p-ic60n-schneider?variante=1384&gad_source=1&gad_campaignid=1620262477&gbraid=0AA AAC-V1- w1hkTksx0gN3mpe5HLAyQGY&gclid=CjwKCAiA9aPKBhBhEiwAyz82J_Uj2GUDVCnBj3W wsULY5G2jQbwDRvVRYQI-BOqwUs3XxKAIXCrymhoCjh4QAvD_BwE

Ilumitec. (s.f.). *Interruptor Automático Magnetotérmico 2P iC60N 6KA SCHNEIDER de 10A a 63A*. Fecha de consulta: 03/01/2026 https://www.ilumitec.es/automatico-2p-ic60n-schneider?variante=177&gad_source=1&gad_campaignid=1620262477&gbraid=0AAA AAC-V1-y4h-25IAxluWvgMEPNEnNmo&gclid=CjwKCAiA3-3KBhBiEiwA2x7FdNcPRONeYQrtQCVG34_XSfEDGk4BnW2FRB0CI57cDhJXu097HouCsBo CB5gQAvD_BwE

IRENA. (2023). *RENEWABLE POWER COST 2023*. Fecha de consulta: 09/01/2026 https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

IRENA. (2024). *Green Hydrogen Strategy*. IRENA. Fecha de consulta: 19/09/2025 [Jones, A. \(2006\). Principios de La Química, Los Caminos del Descubrimiento. Medica Panamericana.](#)

LongiSolar. (s.f.). *LR5-72HGD*. Fecha de consulta: 29/12/2026 <https://static.longi.com/Hi MO 7 LR 5 72 HGD 560 590 M 30 30 and 15 UT V19 ES 5 1f5ad1fcc.pdf>

ManpowerGroup. (2024). *España lidera la oportunidad del hidrógeno verde en Europa y Reino Unido*. Fecha de consulta: 10/12/2025 <https://www.manpowergroup.es/estudios/las-moleculas-verdes-la-inminente-revolucion-del-mercado-del-empleo-en-europa-realizado-por-manpowergroup-y-cepsa>

Maribel Rodríguez (FRV). (2021). *Posibles Modelos de Negocio para Proyectos de Hidrógeno Verde*. Fecha de consulta: 24/06/2025 https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/Segunda sesio%CC%81n Modelos-de-Negocio_H2-verde.pdf

Márquez, J. (2025). El avión de hidrógeno de Airbus iba a llegar al mercado en 2035. Ahora se ha retrasado en medio de “grandes” desafíos. *Xataka*. Fecha de consulta: 26/09/2025 <https://www.xataka.com/transporte/avion-hidrogeno-airbus-iba-a-llegar-al-mercado-2035-ahora-se-ha-retrasado-medio-grandes-desafios>

McKinsey & Company. (2024). *Hydrogen Insights 2024*. Hydrogen Council. Fecha de consulta: 29/11/2025 <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2024/09/Hydrogen-Insights-2024.pdf>

Mendoza, I. (2024). "Es casi inutilizable". Propietarios del coche de hidrógeno de Toyota demandan a la marca: les prometieron que repostarían como con un gasolina, pero llenar el depósito es una pesadilla. *MotorPasion*. Fecha de consulta: 6/10/2025 <https://www.motorpasion.com/toyota/casi-inutilizable-proprietarios-coche-hidrogeno-toyota-demandan-a-marca-les-prometieron-que-repostarian-como-gasolina-llevar-deposito-pesadilla>

Mora González, J. F. (2021-2022). *Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW*. Valencia. Fecha de

consulta: 15/12/2025 <https://riunet.upv.es/server/api/core/bitstreams/a4f66159-de29-44cf-9b78-9240e136f725/content>

Nuevo, D. (2024). El Autobús de Hidrógeno está en toda España. *eshidrógeno.com*. Fecha de consulta: 03/12/2025 <https://eshidrogeno.com/autobus-hidrogeno-madrid/>

Palencia, A. d. (s.f.). *OF Nº202. ORDENANZA FISCAL REGULADORA DE TASAS POR OTORGAMIENTO DE LICENCIAS URBANÍSTICAS...* Palencia: Ayuntamiento de Palencia. Fecha de consulta: 26/12/2025
<https://www.aytopalencia.es/sites/default/files/OF%20N%C2%BA202%20Ordenanza%20fiscal%20reguladora%20de%20tasas%20por%20otorgamiento%20de%20licencias%20urbanisticas.pdf?>

Pascual, J. C. (2021). El Nivel de CO2 Alcanza Máximos Históricos Según el Observatorio de Mauna Loa en Hawái. Fecha de consulta: 15/11/2025
<https://es.euronews.com/green/2021/06/09/el-nivel-de-co2-alcanza-maximos-historicos-en-el-observatorio-de-mauna-loa-en-hawai>
<https://gml.noaa.gov/ccgg/data/getdata.php?gas=co2>

Plaza, D. (2022). El tren de hidrógeno está siendo un fracaso y Alemania no oculta que se arrepiente de haber apostado por él. *Motor.es*. Fecha de consulta: 19/09/2025
<https://www.motor.es/futuro/tren-hidrogeno-fracaso-alemania-arrepiente-202290939.html>

PVGIS. (s.f.). *Calculadora Solar PVGIS24 Profesional*. Fecha de consulta: 15/12/2025
<https://pvgis.com/es>

REFHYNE. (2018). *REFHYNE Project 10 MW Electrolyser Rhineland Reffinery*. Rhineland: REPHYNE. Fecha de consulta: 10/12/2025 <https://refhyne.eu/wp-content/uploads/2020/06/REFHYNE-project-overview-Sep18.pdf>

Repsol. (2023). *Descomponer para reducir las emisiones de CO2*. Fecha de consulta: 19/09/2025 <https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/retos-despliegue-tecnologias-captura-co2/index.cshtml>

Rinnovabili. (2024). *Green Hydrogen Costs Projected to Stay High Until 2050*. Rinnovabili. Fecha de consulta: 20/10/2025 <https://www.rinnovabili.net/business/energy/green-hydrogen-costs-triple-insights-from-bloombergnef/?utm.com>

Roca, R. (2024). Equinor y RWE cancelan uno de los grandes gasoductos de hidrógeno de Europa. *elperiodicodelaenergía.com*. Fecha de consulta: 19/09/2025
<https://elperiodicodelaenergia.com/equinor-y-rwe-cancelan-uno-de-los-grandes-gasoductos-de-hidrogeno-de-europa/>

Roca, R. (2025). Fertiberia tira la toalla y abandona el mayor proyecto de amoníaco limpio del mundo. *elperiodicodelaenergía.com*. Fecha de consulta: 19/09/2025
<https://elperiodicodelaenergia.com/equinor-y-rwe-cancelan-uno-de-los-grandes-gasoductos-de-hidrogeno-de-europa/>

Rocha, P. A. (2024). UK Abandons Plan to Build Hydrogen Town. *rigzone.com*. Fecha de consulta: 21/09/2025
https://www.rigzone.com/news/wire/uk_abandons_plan_to_build_hydrogen_town_11-may-2024-176701-article/

RP, G. (s.f.). *Interruptor diferencial 2P 25A 30mA clase AC Schneider A9R81225*. Fecha de consulta: 29/12/2025 <https://gruporp.es/3331-interruptor-diferencial-2p-25a-30ma-clase-ac-schneider-a9r81225.html>

Rubri. (2025). *Pila de electrolizadores alcalinos vs. pila de electrolizadores PEM: ¿cuál es más adecuado para su producción de hidrógeno?* Rubri. Fecha de consulta: 19/12/2025 <https://es.hfsinopower.com/alkaline-electrolyzer-stack-vs-pem-electrolyzer-stack-which-one-is-more-suitable-for-your-hydrogen-production>

ScheneiderElectric. (s.f.). *Interruptor automatico ComPacT NSX250R 200kA AC 4P 100A TMD*. Fecha de consulta: 29/12/2025
<https://www.se.com/es/es/product/C25R4TM200/interruptor-automatico-compact-nsx250r-200ka-ac-4p-200a-tmd/>

ScheneiderElectric. (s.f.). *Interruptor automatico ComPacT NSX250R 200kA AC 4P 200A TMD*. Fecha de consulta: 29/12/2025
<https://www.se.com/es/es/product/C25R4TM200/interruptor-automatico-compact-nsx250r-200ka-ac-4p-200a-tmd/>

ScheneiderElectric. (s.f.). *Magnetotérmico, Acti9 C120N, 2P, 125 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)*. Fecha de consulta: 29/12/2025
https://www.ilumitec.es/automatico-2p-ic60n-schneider?variante=177&gad_source=1&gad_campaignid=1620262477&gbraid=0AAA AAC-V1-y4h-25IAxluWvgMEPNEnNmo&gclid=CjwKCAiA3-3KBhBiEiwA2x7FdNcPRONeYQrtQCVG34 XSfEDGk4BnW2FRB0CI57cDhJXu097HouCsBoCB5gQAvD_BwE

SolarFacil. (s.f.). *SOLARBLOC soporte Paneles (28º,30º,34º)*. Fecha de consulta: 19/12/2025
https://solar-facil.es/estructuras/solarbloc-cubiertas-y-superficies30/?gad_source=1&gad_campaignid=19839313666&gbraid=0AAAAApZeBM HdfLyxFWSA8QFeIqIE4jZuZ&gclid=CjwKCAiA9aPKBhBhEiwAyz82Jy_7uY_iakq9Y4YmQ3FuFx-Hny6nMgsJKIM06pLbBD1Jz007uzQ-mBoCOSYQAvD_BwE

StargateHydrogen. (2024). *PEM Electrolysers vs. Alkaline Electrolysers. Choosing the best hydrogen production technology for your project.* StargateHydrogen. Fecha de consulta: 19/12/2025 <https://stargatehydrogen.com/blog/pem-electrolysers/>

Tom Smolinka, H. B. (2022). *The history of water electrolysis from its beginnings to the present*. ELSEVIER. Fecha de consulta: 19/12/2025
https://www.researchgate.net/publication/355768287_The_history_of_water_electrolysis_from_its_beginnings_to_the_present

TrafoDirect. (s.f.). *AUTFW200 Autotransformador trifásico para inversor solar 200kVA 800V 400V+N IP23*. Fecha de consulta: 05/01/2026 https://trafo-direct.es/autotransformador_para_inversor_solar_800V_400V_ip23/autfw200_200kv_a

Troncoso, F. (2025). Claves del Hidrógeno Verde. *Induambiente*. Fecha de consulta: 28/11/2025 <https://www.induambiente.com/informe-tecnico/calderas/claves-del-hidrogenoverde>

Valdivieso Mengual, J. (2024). *Diseño, dimensionado y análisis de una planta de producción y almacenamiento de hidrógeno verde a partir de fotovoltaica para una vivienda con un consumo anual medio de 4 Mwh*. Valencia: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA.
Fecha de consulta: 15/12/2025
https://titula.universidadeuropea.com/bitstream/handle/20.500.12880/10464/Ma.%20Paula%20Florez%20Bustos_DISENO%20DE%20UNA%20PLANTA%20DE%20PRODUCCION%20DE%20HIDROGENO%20VERDE%20EN%20CASTELLON%20DE%20LA%20PLANA%20%28CASTELLON%29..pdf

WSU. (s.f.). *Schneider Electric MTZ220H15X3PMD Circuit Breaker, MasterPact MTZ2 20H1 (66kA/415VAC), 3P, 2000A, Withdrawable, Manually Operated, Control Unit MicroLogic 5.0X*. Fecha de consulta: 27/12/2025 https://wsu-industrials.com/en/schneider-electric-mtz220h15x3pmd-circuit-breaker-masterpact-mtz2-20h1-66ka-415vac-3p-2000a-withdrawable-manually-operated-control-unit-micrologic-5.0x?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=22010447235&utm_term=&utm_content=190055365400-780809405674&cx_campaign_name=&cx_adgroup_name=&gad_source=1&gad_campaignid=22010447235&gbraid=0AAAAAAqd1c88zHVgEzIGWSRymffyAjroaB&gclid=CjwKC_AiA3-3KBhBiEiwA2x7FdAW99MPinb4AEfqsnyq7Olctp2UGsLje10DdrZ5M4weOYuXgxSqeCRoCPWoQAvD_BwE

Zaask. (s.f.). *Cuánto cuesta un servicio de cimentación de edificios en Zaask*. Zaask. Fecha de consulta: 20/12/2025 <https://www.zaask.es/cuanto-cuesta/cimentacion-de-edificios?>