



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO HIDRÓGENO VERDE COMO FUENTE DE ENERGÍA PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR AGRÍCOLA

Autor: Ignacio Andrés Juárez Sánchez

Director: Matías Juan Sánchez Mingarro

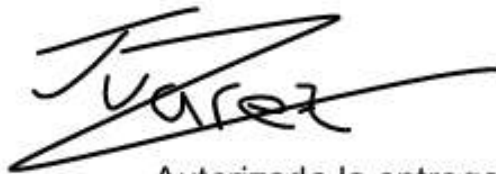
Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Hidrógeno Verde Como Fuente De Energía Para La Descarbonización
Del Sector Agrícola en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia
Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Ignacio Andrés Juárez Sánchez

Fecha: 15/ 08/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Matías Juan Sánchez Mingarro

Fecha: 15/ 08/ 2025





GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO HIDRÓGENO VERDE COMO FUENTE DE ENERGÍA PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR AGRÍCOLA

Autor: Ignacio Andrés Juárez Sánchez

Director: Matías Juan Sánchez Mingarro

Madrid

HIDRÓGENO VERDE COMO FUENTE DE ENERGÍA PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR AGRÍCOLA

Autor: Juárez Sánchez, Ignacio Andrés.

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Hidrógeno, Agricultura, Sostenibilidad

En este trabajo se realiza un análisis del hidrógeno como posible alternativa de combustible en las explotaciones agrícolas desde un punto de vista técnico y económico con el objetivo de lograr reducir las emisiones de este sector. Este estudio está envuelto en un contexto en el que se busca la transición energética y soluciones sostenibles para reducir la contaminación, especialmente en el sector en el que nos centramos, muy dependiente de los combustibles fósiles hasta la actualidad. A lo largo del trabajo se ha llevado a cabo un estudio detallado de las tecnologías asociadas a la producción, almacenamiento, y el uso de hidrógeno, poniendo el foco del uso en explotaciones agrícolas.

Desde el punto de vista técnico se ha elaborado un estudio de las tecnologías de producción de hidrógeno verde en el que se ha determinado que la forma de producción más oportuna en el entorno rural es la electrólisis alcalina alimentada por placas fotovoltaicas, tiene un coste de explotación relativamente bajo y es muy compatible con las energías renovables. El almacenamiento y uso de este combustible mediante gas comprimido es el más viable debido a su madurez tecnológica y la modularidad, gracias a la cuál logra adaptarse a cualquier explotación según su tamaño. Aunque es técnicamente factible requiere de algunas modificaciones y medidas de seguridad concretas para que funcione con normalidad y sin riesgos. Se han analizado otras formas de almacenamiento como en forma líquida o química, pero presentan limitaciones técnicas que dificultan su implantación a pequeña escala. Además, se han evaluado las posibles aplicaciones del hidrógeno en el sector, desde el uso como combustible de la maquinaria mediante pilas de combustible o motores térmicos adaptados hasta el aprovechamiento para sistemas de riego y climatización, valorando también su potencial como insumo para la producción de fertilizantes sostenibles.

Desde el punto de vista económico, se ha diseñado un modelo de instalación in situ que trabaje de forma autosuficiente. Se han tenido en cuenta todos los costes de producción de hidrógeno mediante la electrólisis alimentada por placas fotovoltaicas, teniendo en cuenta todo el equipamiento necesario como el electrolizador, compresor, tanques de almacenamiento, sistema de dispensado, batería de respaldo, infraestructura auxiliar y adaptación de la maquinaria. También se ha analizado el coste anual de operación teniendo en cuenta el mantenimiento y los consumos de materiales. Posteriormente se ha realizado la comparación con sus alternativas actuales calculando el coste unitario por kilogramo de combustible equivalente en cada caso. En los resultados se observa que, si no se tienen ayudas del gobierno, el hidrógeno queda muy lejos de ser competitivo respecto de sus principales competidores como la electricidad de la red y especialmente el gasóleo agrícola. Sin embargo, cuando se tienen en cuenta las ayudas del 30% de la inversión inicial, el escenario cambia, el hidrógeno aún se mantiene por encima en costes frente al gasóleo quedando lejos de convertirse en un competidor viable, pero se hace competitivo frente a la electricidad.

Se concluye entonces es viable técnicamente la implantación del hidrógeno verde en el sector agrícola, especialmente en aquellos lugares con alta demanda de energía y limitado acceso a la red eléctrica, mientras que la competitividad económica depende de los altos costes de inversión inicial del hidrógeno que puedan verse reducidos por los avances tecnológicos y las posibles subvenciones. Aunque se tienen limitaciones en la actualidad, el hidrógeno verde se presenta como una vía sólida para avanzar hacia un modelo de agricultura más sostenible, lo que podría ser clave para reducir de manera significativa la huella de carbono del sector primario.

Tecnología/ Aplicación	Coste estimado	Eficiencia/ Energía	Compatible con renovables	Adaptabilidad al medio rural	Viabilidad técnica	Viabilidad económica
Producción. Electrólisis alcalina	1.200- 1600€/kW	60-80%	Alta	Alta	Alta	Media
Producción. Electrólisis PEM	1500- 2.200€/kW	70-90%	Muy alta	Muy alta	Media- Alta	Media
Producción. Electrólisis SOEC	>2.500€/kW	85-90%	Baja	Baja	Baja	Media
Producción. Fotocatálisis solar	Experimental	5-10%	Alta (teoría)	Muy alta (potencial)	Nula	Media

Tabla resumen de las tecnologías de producción.

Tecnología/ Aplicación	Coste estimado	Eficiencia/ Energía	Compatible con renovables	Adaptabilidad al medio rural	Viabilidad técnica	Viabilidad económica
Almacenamiento. Gas comprimido	2-5 €/kg	4,5MJ/kg	Alta	Alta	Alta	Media
Almacenamiento. Hidrógeno líquido	5-10 €/kg	8,5MJ/kg	Muy baja	Baja	Muy baja	Media
Almacenamiento. Sólido	10-15 €/kg	1,5- 3,5MJ/kg	Media	Media	Media- Baja	Media
Almacenamiento. Químico	7-12 €/kg	1,8MJ/kg	Baja	Baja	Baja	Media
Transporte. In situ	-	-	Alta	Alta	Alta	Media
Transporte. Gas	-	-	Media	Alta	Media	Media
Transporte. Líquido	-	-	Baja	Baja	Muy baja	Media
Transporte. Químicos	-	-	Baja	Baja	Baja	Media
Transporte. Tuberías	-	-	Media	Alta	Media	Media

*Tabla resumen de las tecnologías de almacenamiento y transporte del
hidrógeno verde*

Tecnología/ Aplicación	Coste estimado	Eficiencia/ Energía	Compatible con renovables	Adaptabilidad al medio rural	Viabilidad técnica	Viabilidad económica
Aplicación. Maquinaria agrícola H2	-	-	Alta	Media	Alta	Media
Aplicación. Bombeo riego con H2	-	-	Baja	Media	Media	Media
Aplicación. Calefacción con H2	-	-	Alta	Alta	Alta	Media
Aplicación. Transporte interno/externo H2	-	-	Alta	Alta	Alta	Media
Producción de fertilizantes in situ	-	-	Baja	Muy alta	No viable	Media
Producción de fertilizantes centralizada	-	-	Alta	Baja	Alta	Media
Coste total H2 verde (20 años)	470.000 €	9,79 €/kg	-	-	Alta	Baja (sin ayudas)
Coste total gasóleo agrícola (20 años)	214.240 €	4,46 €/kg	-	-	Alta	Alta
Coste total electricidad (20 años)	372.000 €	7,75 €/kg	-	-	Media	Media

Tabla resumen de las aplicaciones agrícolas y el análisis de costes

GREEN HYDROGEN AS AN ENERGY SOURCE FOR THE DECARBONIZATION OF THE AGRICULTURAL SECTOR

Author: Juárez Sánchez, Ignacio Andrés.

Supervisor: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Hydrogen, Agriculture, Sustainability

In this project, an analysis of hydrogen as a potential alternative fuel in agricultural operations is carried out from both a technical and economic perspective, with the objective of reducing emissions in this sector. The study is framed within the broader context of the energy transition and the search for sustainable solutions to mitigate pollution, particularly in the agricultural sector, which has remained heavily dependent on fossil fuels until now. Throughout the work, a detailed study has been conducted on the technologies associated with hydrogen production, storage, and use, focusing specifically on its application in agricultural settings.

From a technical standpoint, a comprehensive assessment of green hydrogen production technologies has been performed, identifying alkaline electrolysis powered by photovoltaic panels as the most suitable option for rural environments. This method has relatively low operating costs and is highly compatible with renewable energy sources. Storage and usage through compressed gas has been found to be the most viable due to its technological maturity and modularity, which allows for adaptation to farms of various sizes. Although technically feasible, its implementation requires specific adaptations and safety measures to ensure normal and risk-free operation. Other forms of storage, such as liquid or chemical hydrogen, have also been analyzed but present technical limitations that hinder their feasibility on a small scale. Additionally, possible applications of hydrogen in the sector have been evaluated, ranging from its use as a fuel for agricultural machinery—either via fuel cells or adapted thermal engines—to its use in irrigation and climate control systems. Its potential as a raw material for sustainable fertilizer production has also been considered.

From an economic perspective, an in situ self-sufficient installation model has been designed. The analysis accounts for all the production costs associated with hydrogen generation through electrolysis powered by solar panels, including all necessary equipment such as the electrolyzer, compressor, storage tanks, dispensing system, backup battery, auxiliary infrastructure, and machinery adaptation. The annual operating costs were also examined, including maintenance and material consumption. A comparison was then made with current alternatives by calculating the unit cost per kilogram of energy-equivalent fuel in each case. The results show that without government support, hydrogen is far from being competitive with its main alternatives, particularly grid electricity and agricultural diesel. However, when a 30% subsidy on the initial investment is considered, the scenario changes: although hydrogen remains more expensive than diesel and is not yet a viable competitor in that regard, it becomes economically competitive compared to electricity.

It is concluded that the implementation of green hydrogen in the agricultural sector is technically feasible, particularly in areas with high energy demand and limited access to

the electrical grid. However, its economic competitiveness is currently limited by high initial investment costs, which could be mitigated through technological advancements and public subsidies. Despite current limitations, green hydrogen represents a promising pathway toward a more sustainable agricultural model, which could be key in significantly reducing the carbon footprint of the primary sector.

Technology/ Application	Estimated cost	Efficiency/ Energy	Renewables compatibility	Rural adaptability	Technical feasibility	Economic feasibility
Pruduction. Alkaline electrolysis	1.200- 1600€/kW	60-80%	High	High	High	Medium
Pruduction. PEM Electrolysis	1500- 2.200€/kW	70-90%	Very high	Very high	Medium- High	Medium
Pruduction. SOEC electrolysis	>2.500€/kW	85-90%	Low	Low	Low	Medium
Pruduction. Solar fotocatalysis	Experimental	5-10%	High (theoretical)	Very high (potential)	None	Medium

Summary Table of production technologies

Technology/ Application	Estimated cost	Efficiency/ Energy	Renewables compatibility	Rural adaptability	Technical feasibility	Economic feasibility
Storage. Compressed gas	2-5 €/kg	4,5MJ/kg	High	High	High	Medium
Storage. Liquid hydrogen	5-10 €/kg	8,5MJ/kg	Very low	Low	Very low	Medium
Storage. Solid	10-15 €/kg	1,5- 3,5MJ/kg	Medium	Medium	Medium - Low	Medium
Storage. Chemical	7-12 €/kg	1,8MJ/kg	Low	Low	Low	Medium
Transport. In situ	-	-	High	High	High	Medium
Transport. Gas	-	-	Medium	High	Medium	Medium
Transport. Liquid	-	-	Low	Low	Muy baja	Medium
Transport. Chemical	-	-	Low	Low	Low	Medium
Transport. Pipelines	-	-	Medium	High	Medium	Medium

*Summary table of green hydrogen storage and transportation
technologies*

Technology/ Application	Estimated cost	Efficiency/ Energy	Renewables compatibility	Rural adaptability	Technical feasibility	Economic feasibility
Application. Agricultural machinery	-	-	High	Medium	High	Medium
Application. Irrigation pumping	-	-	Low	Medium	Medium	Medium
Application. Heating	-	-	High	High	High	Medium
Application. Internal/external transport	-	-	High	High	High	Medium
Fertilizer production in situ	-	-	Low	Very high	Not viable	Medium
Fertilizer production centralized	-	-	High	Low	High	Medium
Total cost- green hydrogen (20 years)	470.000 €	9,79 €/kg	-	-	High	Low (without subsidies)
Total cost - agricultural diesel (20 years)	214.240 €	4,46 €/kg	-	-	High	High
Total cost- electricity (20 years)	372.000 €	7,75 €/kg	-	-	Medium	Medium

Summary table of agricultural applications and cost analysis

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Objetivos	8
1.2 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ods).....	9
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	10
2.1 La agricultura, sus límites	10
2.1.1 Tipos de agricultura	11
2.1.2 Maquinaria agrícola actual y alternativas.....	11
2.1.3 Sistemas de riego.....	13
2.1.4 Uso de fertilizantes	13
2.1.5 Transporte	15
2.1.6 Procesado, climatización y consumo eléctrico.....	16
2.2 Producción.....	17
2.2.1 Electrólisis del agua.....	18
2.2.2 Fotocatálisis solar	22
2.3 Almacenamiento.....	24
2.3.1 Hidrógeno gaseoso.....	24
2.3.2 Hidrógeno líquido	25
2.3.3 Materiales de almacenamiento sólido.....	25
2.3.4 Almacenamiento químico	26
2.4 Formas de conversión y usos.....	29
2.4.1 Celdas de combustible.....	29
2.4.2 Turbinas de hidrógeno	30
2.4.3 Motores de combustión interna.....	31
2.4.4 Integración con las energías renovables.....	31
Capítulo 3. Viabilidad.....	33
3.1 Viabilidad técnica.....	33
3.1.1 Tecnología aplicable al sector	34
3.1.2 Aplicaciones viables	42
3.1.3 Infraestructura general	49
3.1.4 Ventajas o limitaciones técnicas	53

3.1.5 Hidrógeno como fertilizante.....	56
3.2 Normativa aplicable a producción o consumo de hidrógeno	58
3.2.1 Ámbito europeo	58
3.2.2 Ámbito nacional.....	59
3.3 Viabilidad económica.....	61
3.3.1 Análisis de costes.....	61
3.3.2 Comparación con alternativas actuales	70
3.3.3 Retorno de inversión.....	73
3.3.4 Análisis de ayudas e incentivos	75
3.3.5 Fertilizantes a partir de hidrógeno verde.....	76
Capítulo 4. Análisis de Resultados.....	78
Capítulo 5. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	80
Capítulo 6. Bibliografía.....	83

Índice de figuras

Figura 1: Proceso de Haber-Bosch. [11]	14
Figura 2: Tren de proceso de amoniaco verde.[13]	15
Figura 3: Producción de Hidrógeno. Datos 2020. (Otros incluye: 1.9% com subproducto de proceso de producción de cloro, 0.4% SMR con CCS, 03% electrólisis EERR, 0.1% gasificación carbón con CCS) [14].....	18
Figura 4: Electrólisis alcalina con hidróxido de potasio[16]	19
Figura 5: Electrólisis de membrana de intercambio de protones [16]	20
Figura 6: Electrólisis de óxido sólido [16]	21
Figura 7: Retorno de inversión del hidrógeno según el porcentaje de ayuda sobre la inversión inicial	74
Figura 8: Comparación de los beneficios netos actuales según la tecnología utilizada	79

Índice de tablas

Tabla 1: Diferencias entre las tecnologías de electrólisis.....	22
Tabla 2: Comparativa entre las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno	28
Tabla 3: Comparación de la viabilidad de los procesos de producción de hidrógeno.	36
Tabla 4: Viabilidad de los distintos almacenamientos.	39
Tabla 5: Comparación de producción in situ vs centralizada con transporte	41
Tabla 6: Comparativa de las alternativas de bombeo	44
Tabla 7: Comparación de camiones diésel, eléctricos y de hidrógeno.....	46
Tabla 8: Comparación de fabricación de fertilizantes in situ y de forma centralizada	48
Tabla 9: Evaluación técnica del uso del hidrógeno verde en las aplicaciones agrícolas.....	56
Tabla 10: Costes de inversión inicial. CAPEX.....	66
Tabla 11: Costes de operación. OPEX	70
Tabla 12: Comparativa coste unitario hidrógeno verde y sus alternativas	72
Tabla 13: Retorno de inversión según el porcentaje de ayuda sobre la inversión inicial....	74
Tabla 14: Comparativa inversión inicial, costes y beneficios anuales	79

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El mundo está en constante cambio, en este momento avanza hacia la descarbonización y se está buscando cambiar la forma de energía utilizada para no emitir gases de efecto invernadero reduciendo así el calentamiento global. Son decisivos también los factores geopolíticos y necesidad de lograr independencia energética en muchos países como por ejemplo en España, país en el que se depende mucho del gas extranjero que se importa desde otros países como Rusia. Por eso el hidrógeno verde aparece en el panorama energético como una solución por ser una energía limpia e ilimitada.

Una de las grandes ventajas es la abundancia del hidrógeno, a diferencia de los combustibles fósiles no se agota. Por otro lado, una desventaja es que en la naturaleza no lo encontramos en estado puro, sino que siempre combinado con otros elementos químicos. Por ello en función el método de obtención se calificará el hidrógeno como gris, azul o verde.[1]

Este sector de la agricultura es el responsable del 10,8% de los gases de efecto invernadero de forma directa[2] por lo que un avance en el uso de este combustible ayudará a frenar el incremento del planeta debido a que se liberará mucho menos CO₂. Hay que tener en cuenta que además se usará en otros sectores lo que resultará en una gran reducción del impacto sobre el medio ambiente.

Este combustible tiene un muy elevado poder calorífico superior de 142,5 MJ/kg, muy superior a los poderes caloríficos del petróleo o del gas natural. Pero en cuanto a la densidad energética resulta que a temperatura ambiente es baja por lo que se necesitan métodos avanzados para cambiar el estado.[3]

Este almacenamiento puede ser en forma gaseosa como gas comprimido, líquida mediante la licuefacción del hidrógeno o en medios sólidos. En el caso del gas comprimido los tanques soportan presiones de 250 a 300 bar por lo que el almacenamiento de gas es limitado, aunque se han desarrollado materiales compuestos que lograrían que los tanques llegaran a soportar

presiones de hasta 700 bar. Por su parte mediante la licuefacción se puede aumentar la densidad del hidrógeno hasta 800 veces comparado con el estado gaseoso a presión atmosférica. Pero hay una gran desventaja que encarece mucho el precio, se consume entre un 30% y un 40% del contenido que tiene el hidrógeno solo en licuarlo, por ello se siguen investigando tecnologías que logre una mayor eficiencia.

El sector agrícola se beneficiaría del hidrógeno verde ya que es responsable del 10,8% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Lo que hace necesario un cambio como puede ser este que reduciría la huella del carbono del sector.

Además, el hidrógeno verde tiene muchas aplicaciones en diversos sectores y no solo en el de la agricultura, aunque en proyecto este centrado en la misma. Su uso en el transporte podría reducir en gran parte las emisiones, sobre todo si se implementase en los vehículos pesados y transporte marítimo. También en la industria se puede usar esta energía para procesos de producción de acero productos químicos, por ejemplo. Y en el sector energético puede utilizarse para almacenar los excedentes de electricidad generada por fuentes renovables.

Aunque esta energía tiene un amplio espectro de ventajas, como todo también tiene desventajas. Su coste de producción es aún muy elevado comparándolo con el gas o el petróleo, pero la caída de costes de las energías renovables hace que su precio sea cada vez más competitivo, y se espera que para dentro de los próximos 5 años su coste de producción haya disminuido haciendo rentable este combustible.

Desde la Unión Europea se han establecido paquetes de ayuda financiera y fondos de inversión para incentivar e impulsar de esta forma el desarrollo de la infraestructura y por tanto de la producción de hidrógeno verde. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), el hidrógeno representará hasta el 12 % del uso de energía en el mundo para 2050 y los costes de su producción se reducirán entre un 40% y un 80%.[4] La demanda de hidrógeno verde podría superar las 700 millones de toneladas.

Por otro lado, existe un sector detractor que no creen en el potencial del hidrógeno ni en su posibilidad de explotación de forma rentable y que proponen otras opciones como el biometano. Pero la ventaja que tiene el hidrógeno es que puede utilizarse en prácticamente todos los ámbitos que hoy en día dependen de los combustibles fósiles hace que siga siendo el que más interés despierta.

El hidrógeno verde se posiciona como una de las soluciones más prometedoras para frenar el cambio climático y lograr la transición energética. Su gran versatilidad para poder aplicarse en distintas industrias y sectores y la capacidad de reducción de emisiones de CO₂ convierten esta tecnología en una base sólida para la descarbonización. Aunque sigue en desarrollo con muchos desafíos técnicos y económicos, la investigación y el desarrollo podrían lograr que el hidrógeno verde sea una alternativa viable y competitiva en el futuro.

1.1 OBJETIVOS

- Reducción de las emisiones de CO_2 en las actividades agrícolas

Se evaluará el impacto potencial del hidrogeno verde en la reducción de emisiones de CO_2 en las actividades agrícolas y ver en qué cantidad pueden ser reducidas sustituyendo el diésel por este combustible

- Determinar si el Hidrógeno Verde es viable técnicamente en el sector agrícola.

Se estudiará la viabilidad técnica de producción y almacenamiento del hidrógeno verde especialmente en zonas rurales donde suele ser más difícil tener una energía limpia. Y se evaluará si es viable este combustible como sustituto de los actuales.

- Determinar si el Hidrógeno Verde es viable económicamente en el sector agrícola.

Se estudiará la viabilidad económica de producción y almacenamiento del hidrógeno verde, evaluando si es rentable una transición hacia este combustible.

- Producción de fertilizantes sostenibles a partir de hidrógeno verde

Además de como combustible el hidrógeno se usa también como fertilizante por lo que se valorará su producción de manera sostenible. Para evitar así la alta huella de carbono que tienen los fertilizantes tradiciones basados en amoníaco, se evaluará una posible producción de amoníaco verde.

1.2 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El uso del hidrógeno verde está alineado con varios de los objetivos fijados por las Naciones Unidas[5]:

ODS 7: Energía sostenible y no contaminante.

Un posible uso de hidrogeno verde hará que se deje de depender de combustibles fósiles, reduciendo en gran medida las emisiones ya que este combustible puede ser usado en una gran cantidad de sectores. Se espera que las emisiones de este combustible sean mínimas ya que se producirá mediante el uso de energías renovables.

ODS 9: Industria innovación e infraestructura.

Impulsa el desarrollo de infraestructuras y la innovación en maquinaria agrícola y almacenamiento de hidrógeno. Con unos buenos incentivos se logrará que esta tecnología mejore y se implemente, consiguiendo así una infraestructura con un largo y prometedor futuro.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Hoy en día la agricultura tiene una fuerte dependencia de los combustibles fósiles sobre todo para el uso de maquinaria. Se analizará el hidrógeno verde como sustitutivo del diésel utilizado hasta ahora.

El problema principal son las emisiones causadas por el sector agrícola que se proponen reducir mediante el uso del hidrógeno verde, que es el más limpio, se analizará entonces el impacto potencial de este combustible en la reducción de las emisiones, pero a partir de ahí surgen otros problemas para el uso de este combustible.

La generación del hidrógeno verde hoy en día es cara debido a la alta inversión inicial de infraestructuras y tecnologías, lo que hace que este combustible no sea rentable con las tecnologías que conocemos. Se investigarán los costes y beneficios de la transición al hidrógeno verde y se comparará con combustibles alternativos.

En zonas rurales es habitual que no se tenga acceso a fuentes de energía renovable, se investigará entonces la producción local de hidrógeno mediante energías renovables que puedan ser implementadas en aquellos lugares, así como el transporte del hidrogeno a los lugares donde no sea posible la generación de este.

2.1 LA AGRICULTURA, SUS LÍMITES

Para poder valorar lo que se engloba o no en este proyecto, lo primero que se debe tener claro, antes de todo, que es la agricultura y cuáles son los límites de este sector. Es decir, la maquinaria que se usa, si engloba el transporte hasta la explotación o las máquinas necesarias para su funcionamiento.

Lo esencial, que, en principio está claro es que la agricultura es la actividad que se dedica al cultivo de la tierra para la producción de alimentos o distintas materias primas de origen

vegetal. Según su tecnología y escala de producción, se pueden diferenciar cuatro tipos distintos de agricultura, en las que se tienen distintas necesidades de consumo de energía.

2.1.1 TIPOS DE AGRICULTURA

La agricultura puede ser tradicional, en ella se utilizan herramientas más rudimentarias y tiene baja productividad además de depender mucho del clima. La agricultura intensiva por su parte es aquella en la que se usa maquinaria más avanzada, más fertilizantes y pesticidas, buscando la máxima producción en el menor espacio posible, siempre está acompañada del regadío. También nos encontramos la agricultura extensiva, en la que se usa maquinaria además de fertilizantes y pesticidas, pero en menor medida que en la intensiva, tiene también menor impacto ambiental, se practica en grandes superficies. Por último, la agricultura de precisión es aquella en la que se usa tecnología muy avanzada como los drones, diferentes sensores y GPS con lo que se consigue optimizar los recursos como el agua y los fertilizantes aumentando además la eficiencia al mismo tiempo que se reduce el impacto ambiental.[6]

Asimismo, se podrían hacer distinciones según su impacto ambiental y sustentabilidad (ecológica o regenerativa), según su propósito (de subsistencia, industrial, urbana o hidropónica) o según si se usa riego o no (secano o regadío).[7]

Ahora, sabiendo lo que es la agricultura, se pueden poner los límites.

2.1.2 MAQUINARIA AGRÍCOLA ACTUAL Y ALTERNATIVAS

Empezando por lo más trivial, la agricultura necesita maquinaria. Hoy en día esta es impulsada en su amplia mayoría por motores de diésel. Aunque hace más de 60 años Allis-Chalmers ya desarrolló un tractor eléctrico de 15kW.[8] En la actualidad hay poca maquinaria eléctrica, por ejemplo, John Deere desarrolló en el 2016 un tractor eléctrico, el SESAM, este tractor monta una enorme batería de 150kWh pero que solamente lograba una autonomía de 55 kilómetros y tardaba 3 horas en cargarse. No llegó a comercializarse. Para hacerse una idea el tesla que tiene la mayor batería monta una de 100 kWh de capacidad.[9] Tras este tractor John Deere presentó en el 2022 el SESAM 2, un tractor eléctrico autónomo con unas baterías que alcanzan los 1.000kWh que aún no se ha comercializado pero que

aseguraban tendría la autonomía para aguantar un día completo de trabajo en el campo, no se puso precio pero habría sido mucho más caro que uno convencional.

Otras marcas como New Holland, Soletrac Monarch o Fendt, han logrado sacar tractores eléctricos al mercado, pero con autonomías muy bajas de 3 a 8 horas usando baterías intercambiables en algunos de los casos para lograr mayor autonomía, con motores de hasta 120 cv y precios de entre 86.000€ y 270.000€. [10]

Además de los evidentes problemas de autonomía de los tractores eléctricos se suman los problemas de contaminación de fabricación ya que la fabricación de los vehículos eléctricos conlleva altísimas emisiones indirectas. Por ejemplo, la puesta en mercado de un Tesla es comparable a las emisiones de un vehículo convencional recorriendo 70.000km, equivalente a 14 toneladas de CO₂. [8]

Ya se están desarrollando tractores impulsados por hidrógeno, aunque aún no se han comercializado. New Holland tiene a la venta un tractor de biometano y está desarrollando un tractor parecido de hidrógeno. JCB, Fendt y John Deere también están desarrollando ya tractores de hidrógeno.

En la agricultura son muy importantes también las cosechadoras. En la actualidad no existen cosechadoras completamente eléctricas, aunque si hay prototipos que se están llevando a cabo por marcas como New Holland. En cambio, las cosechadoras que se comercializan son híbridas, diésel-eléctrico, que, si bien consiguen reducir las emisiones y un ahorro económico para el agricultor, pero siguen teniendo un futuro limitado por las emisiones y los nuevos combustibles que se están desarrollando como el hidrógeno verde. También se están llevando a cabo proyectos de cosechadoras de hidrógeno pero que aún no están a la venta.

La maquinaria que si se comercializa electrificada por completo y que está más extendida son los toros elevadores y los manipuladores telescópicos utilizados en las naves de las explotaciones agrícolas o en sus proximidades en muchas ocasiones. Estas necesitan menos autonomía al no tener un uso tan intensivo y además al estar en la nave son fácilmente

recargados ya que se dispone de red de alimentación, no como en los tractores o cosechadoras que en el medio del campo no se pueden enchufar para cargarse. No se comercializan aún los toros elevadores y manipuladores telescópicos de hidrógeno, pero si se han construido prototipos que están siendo probados.

2.1.3 SISTEMAS DE RIEGO

Otra parte que incluye la agricultura es el regadío, en este caso la fuente de energía más utilizada es la energía eléctrica directamente de la red eléctrica, pero hay muchas otras explotaciones donde esto no es posible y se tienen que usar generadores de electricidad de diésel. Hay otros casos en los que se usan energías renovables como la energía solar, reduciendo costes y la dependencia de los combustibles fósiles, en zonas de vientos constantes se utilizan aerogeneradores para abastecer los sistemas de regadío.

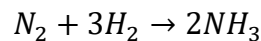
En función del tipo de riego el consumo energético cambia. Por ejemplo, en el riego por gravedad es nulo ya que se aprovecha el desnivel del terreno para llevar el agua donde se necesite. En el caso del riego por aspersión la energía requerida dependerá en función de la presión requerida y la extensión a regar. Por otro lado, el riego por goteo o el subterráneo son eficientes en el uso del agua y no necesitan mucha energía, solo aquella necesaria para que el agua fluya por las tuberías.

2.1.4 USO DE FERTILIZANTES

El uso de fertilizantes y pesticidas en la agricultura tiene un gran impacto ambiental, por lo que también se puede valorar el uso del hidrógeno verde para reducirlo. Hay muchos de estos fertilizantes que requieren de hidrógeno para su fabricación, como la urea o el amoníaco, que actualmente se obtienen habitualmente mediante hidrógeno gris, generado con gas que produce una gran cantidad de emisiones de CO₂.

Según la empresa Endress Hauser la producción de hidrógeno para crear amoníaco contribuye al 1,8% de las emisiones mundiales de dióxido de carbono, esta cantidad es similar a la generada por toda la industria de la aviación. [11]

El amoniaco se produce mediante el proceso de Haber-Bosch, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, este comienza con la obtención del hidrógeno y el nitrógeno que son purificados mediante procesos de licuefacción y destilación, con estos gases que producirá la siguiente reacción.



Esta fase en la que reaccionan ambos gases se llama síntesis del amoniaco, se mezclan los gases y pasan por un catalizador de hierro por lo general a más de 200atm y 450°C, condiciones para que se forme el amoniaco[12]. Después, se enfría la mezcla de gases provocando la condensación del amoniaco, separándolo del hidrógeno y nitrógeno que no ha reaccionado y volviendo a usar estos gases en el proceso.

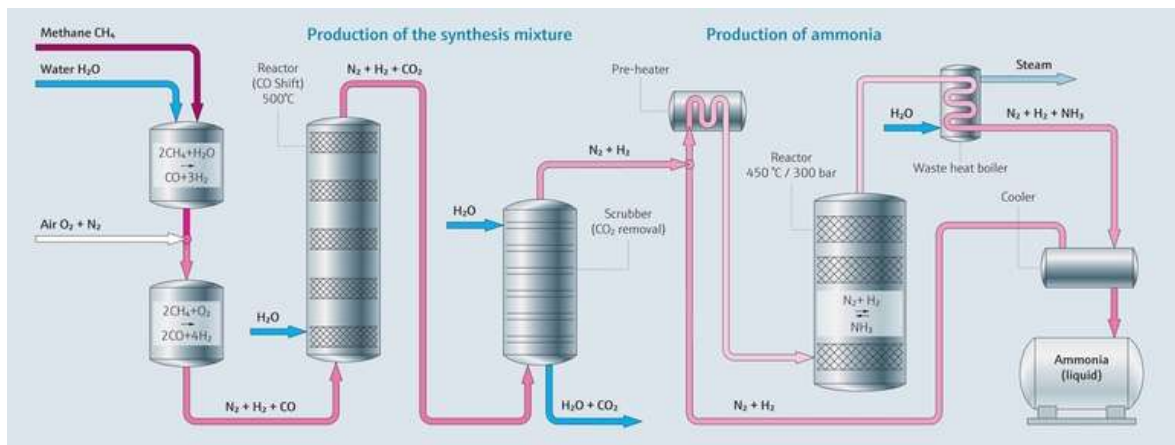


Figura 1: Proceso de Haber-Bosch. [11]

Para producir entonces amoniaco verde, se debe obtener el hidrógeno a partir de hidrógeno verde, es decir, usando energía renovable como la eólica o la solar y luego además usar energía verde en el proceso de Haber-Bosch. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar este proceso en el que la síntesis del amoniaco se refiere al proceso de Haber-Bosch.

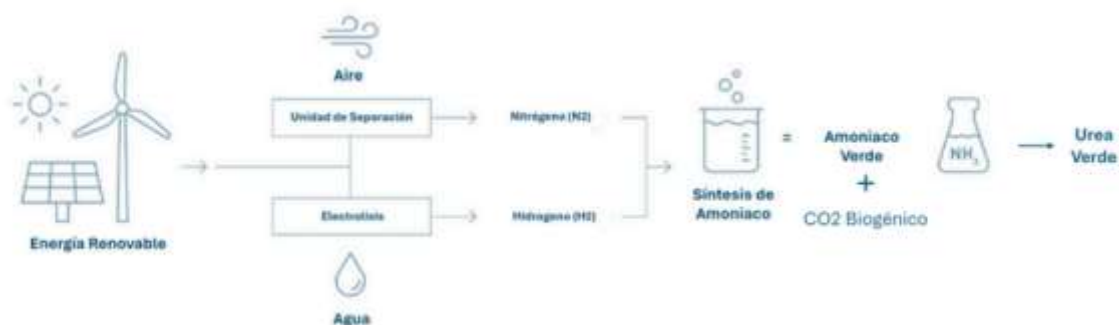


Figura 2: Tren de proceso de amoníaco verde.[13]

En el caso de los pesticidas también se requiere hidrógeno como reactivo para algunos de los procesos y otros muchos requieren de productos derivados del petróleo.

Generando hidrógeno verde por lo tanto se contribuirá a la fabricación de pesticidas con menos contaminantes. Hay también algunos ingredientes de aquellos pesticidas con derivados del petróleo que pueden derivarse del hidrógeno verde lo que reduciría el impacto ambiental. De esta forma se obtendrían pesticidas más biodegradables y se generarían menos residuos tóxicos.

2.1.5 TRANSPORTE

Se tiene que incluir en este sector de la agricultura el gasto asociado al transporte y distribución de materias primas o productos finales de estas explotaciones. Hay transporte tanto dentro de las explotaciones como fuera de las mismas.

En el interior de las explotaciones se utilizan tractores o sistemas automatizados para el transporte de los productos por lo general pero también hay pequeños vehículos eléctricos utilizados en estas funciones. Si hay que mover cosas dentro de una nave de un lado a otro se utilizan muy habitualmente los toros elevadores y los manipuladores telescópicos.

Para transportar los productos desde las explotaciones agrícolas hasta los centros de procesamiento se utilizan en general, camiones, aunque si el transporte es a un sitio cercano, como podría ser la cooperativa del pueblo, a veces se utilizan también tractores con remolques. Todos estos vehículos son en general de diésel.

Esta parte de la agricultura podría convertirse al hidrógeno, implementando tecnología similar en los camiones como la que se ha descrito en la maquinaria que se utiliza, al inicio de este apartado. Contribuyendo así a la descarbonización del sector agrícola.

2.1.6 PROCESADO, CLIMATIZACIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO

Una vez los productos agrícolas se cosechan, se requiere de energía para su procesamiento y almacenamiento en muchos de los casos.

A veces las materias primas son transportadas directamente a fábricas donde se procesan, pero también existen explotaciones donde se procesan directamente. Algunos de los procesamientos son el secado del cereal o producción de aceite. En estos procesos se utilizan máquinas y equipos eléctricos que requieren de energía para funcionar. Esta energía es producida en algunos casos por generadores de diésel, y otras muchas directamente de la red. No se suelen usar energías renovables como paneles solares porque estos procesos suelen darse solo una vez al año por lo que en muchos casos no es viable una inversión tan grande.

El almacenamiento es necesario también en muchas explotaciones agrícolas, por ejemplo, las frutas y verduras recogidas deben conservarse en lugares refrigerados para su mejor conservación hasta que se transporten a los lugares de procesado o venta, en el caso de otros productos como cereales si bien no necesitan refrigeración, los silos requieren climatización para poder conservarse mejor en un ambiente fresco y seco.

La infraestructura en las explotaciones agrícolas necesita gran cantidad de energía para funcionar. Además de todo aquello ya comentado como la maquinaria y el riego, se tienen gastos energéticos en las naves que vienen de la electricidad consumida por la iluminación, posibles gastos energéticos de herramientas que se usan para arreglar la maquinaria, y los equipos informáticos necesarios para llevar el control financiero y técnico de la explotación.

Teniendo la visión de todo aquello que la agricultura incluye, se observa la cantidad de energía que esta actividad requiere y la capacidad de mejora que se tiene medioambientalmente hablando.

Mucha energía consumida no proviene de energías limpias, se usan mucho los combustibles fósiles y la energía que viene de la red, en los casos que se usa no se sabe si es de origen renovable o no. En muchos de los vistos parece posible una conversión a hidrógeno verde que reduzca las emisiones del sector, convirtiéndolo en uno más limpio y sostenible.

El sector de la agricultura tiene por tanto tiene un gran potencial, ya que todas las emisiones actuales pueden llegar a reducirse a cero si se utiliza el hidrógeno verde, y en los casos que no sea posible energía renovable directamente.

2.2 PRODUCCIÓN

Aunque la forma más común de producir hidrógeno verde es la electrólisis del agua, hay distintas formas de producirlo.

Hoy en día, como observamos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, solo el 0,3% del total del hidrógeno producido es verde, y la mayor fuente de producción industrial es el metano, o través del reformado de vapor, este hidrógeno es gris ya que conlleva emisiones de CO₂, mientras que si el CO₂ emitido es captado, el hidrógeno producido se consideraría como azul.

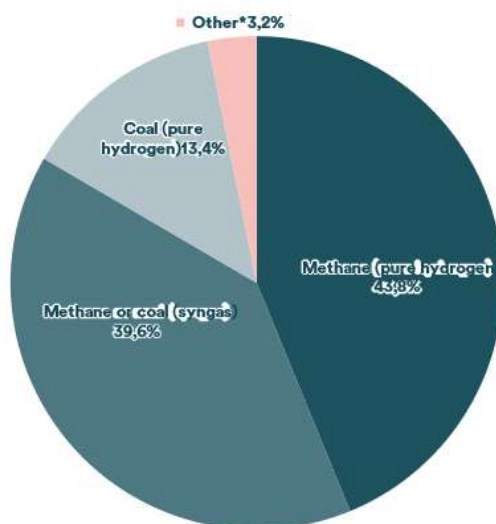


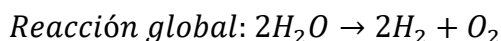
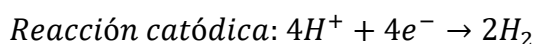
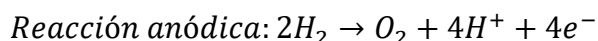
Figura 3: Producción de Hidrógeno. Datos 2020. (Otros incluye: 1.9% con subproducto de proceso de producción de cloro, 0.4% SMR con CCS, 0.3% electrólisis EERR, 0.1% gasificación carbón con CCS) [14]

2.2.1 ELECTRÓLISIS DEL AGUA.

Es el método de producción de hidrógeno verde más utilizado, consiste en descomponer el agua en hidrógeno y en oxígeno utilizando energía de proveniencia renovable. Se puede conseguir mediante distintas tecnologías.[15]

Electrólisis alcalina. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede ver que emplean dos electrodos (ánodo y cátodo), se utiliza también un electrolito líquido alcalino, por lo general se usan el hidróxido de potasio o el hidróxido de sodio. Mediante una membrana se evita que el hidrógeno y el agua se mezclen.

En el ánodo y en el cátodo se dan distintas reacciones para obtener la reacción global.



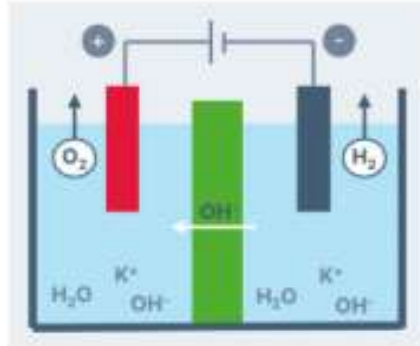


Figura 4: Electrólisis alcalina con hidróxido de potasio[16]

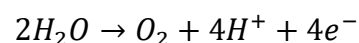
Para que el hidrógeno obtenido mediante esta tecnología sea verde, la electricidad que alimenta el proceso debe provenir de energías renovables.

El coste de esta electrólisis es bajo en comparación con otros tipos, los electrolitos son baratos y no son tóxicos. Es una tecnología madurada que consigue un rendimiento de entre el 60% y 80% a temperaturas de 50-80°C pudiendo operar durante largos periodos de forma continua. [17]

Su tiempo de respuesta es lento ante la variación de la demanda de energía y requiere mantenimiento periódico debido al desgaste de los electrodos y la degradación del electrolito.

Puede utilizarse esta tecnología para la producción de hidrógeno verde a gran escala, en plantas industriales para reducir la huella de carbono o como combustible para vehículos

Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM). El electrolito que utiliza es una membrana polimérica sólida que permite el paso de protones del ánodo al cátodo, mientras que mantiene ambos separados. El proceso es el siguiente, en el ánodo se descompone el agua en oxígeno, protones (H^+) y electrones (e^-) mediante la siguiente reacción:



Después los protones atraviesan la membrana de intercambio de protones, y, en el cátodo los protones que han llegado del ánodo se combinan con electrones, formando hidrógeno según la siguiente reacción.

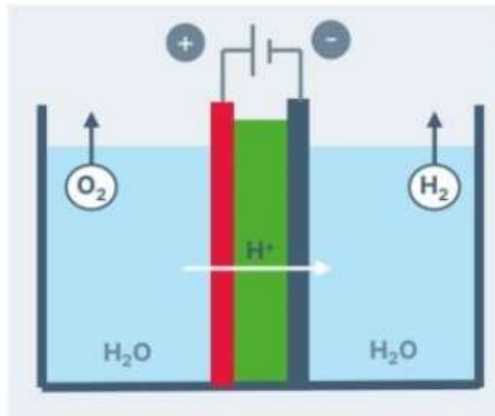
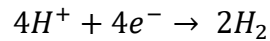


Figura 5: Electrólisis de membrana de intercambio de protones [16]

Esta tecnología logra mayor eficiencia que la electrólisis alcalina, con un 70-80% de eficiencia aproximadamente, su tiempo de respuesta es más rápido y por lo tanto es mejor para la integración con las energías renovables como la solar y la eólica. Se consigue hidrógeno de alta pureza sin necesidad de otros procesamientos posteriores y las temperaturas son bajas, entre 50 y 80°C, lo que le confiere seguridad al proceso. [18]

Sin embargo, los electrodos de esta tecnología son caros debido a que contienen metales preciosos como el platino, la durabilidad de la membrana es limitada ya que se degrada con el tiempo y consume más energía en comparación con otros tipos de electrólisis.

Electrólisis de óxido sólido (SOEC). En este caso la producción de hidrógeno se realiza a altas temperaturas, se utiliza un electrolito cerámico sólido, este permite la conducción de iones de oxígeno (O^{2-}), permitiendo la división del vapor de agua en hidrógeno y oxígeno.

En el cátodo se produce el hidrógeno (H_2), el vapor de agua llega y se disocia en hidrógeno y oxígeno, los iones de oxígeno atraviesan el electrolito cerámico hacia el ánodo, donde se oxidan los iones de oxígeno, liberando electrones y formando oxígeno molecular (O_2).

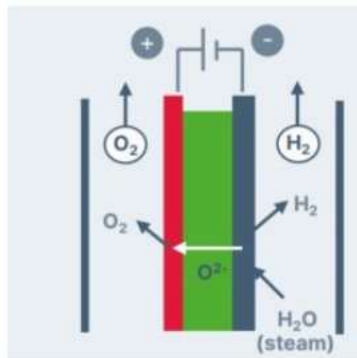
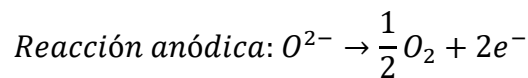
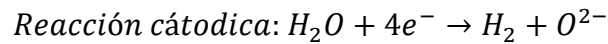


Figura 6: Electrólisis de óxido sólido [16]

Esta forma de producción de hidrógeno verde se estima que logra una eficiencia de alrededor del 90% gracias a que se produce a temperaturas de entre 600 y 800°C lo que mejora la cinética de las reacciones electroquímicas.[19] Además, se tiene la posibilidad de aprovechar el calor residual de procesos industriales para generar el vapor de agua, consiguiendo así mayor eficiencia energética y la integración con otros procesos industriales. [20]

El problema de trabajar con tan altas temperaturas es que se pueden producir tensiones térmicas en los materiales, reduciendo la vida útil de las celdas, otro problema es que los costes de producción de componentes que puedan soportar altas temperaturas y ambientes corrosivos son altos.

Esta tecnología de fabricación es especialmente interesante en industrias que generan calor residual, por eso esta tecnología es muy prometedora, aunque aún le falte desarrollo.

Tipo de electrólisis	Electrolito	Eficiencia	Temperatura de operación	Coste
Alcalina	KOH o NaOH en agua	60-80%	50-80°C	Bajo
PEM	Membrana sólida de polímero	70-90%	50-80°C	Alto
SOEC	Cerámica conductora de iones	85-90%	600-800°C	Muy alto

Tabla 1: Diferencias entre las tecnologías de electrólisis

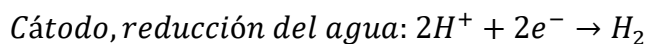
2.2.2 FOTOCATÁLISIS SOLAR

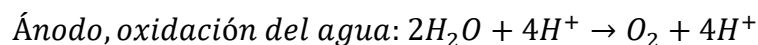
Se utiliza la luz solar para dividir directamente el agua en hidrógeno y oxígeno mediante un fotocatalizador. Esta tecnología aún se encuentra en fase experimental, promete un proceso más simple y menor dependencia de infraestructura eléctrica ya que solo necesita de agua y luz solar. Tiene un gran potencial para lograr obtener hidrógeno verde. [21]

El fotocatalizador suele ser un material semiconductor como dióxido de titanio o oxinitruro de tántalo, que absorben la radiación solar. La energía de la luz provoca la excitación de los electrones del material semiconductor, logrando un mayor estado de energía.

Cuando un fotón con suficiente energía, mayor o igual a la energía de salto de banda del semiconductor incide sobre el catalizador, generándose entonces un par electrón-hueco. El electrón (e^-) se mueve a la banda de conducción mientras que el hueco (H^+) se queda en la banda de valencia.[22]

Se dan reacciones en la superficie del fotocatalizador.





En el cátodo se produce hidrógeno mientras que en el ánodo se produce oxígeno.

Existen diferentes formas de conseguir la fotocátalisis.

Fotocatálisis homogénea. Se utilizan catalizadores disueltos en un medio líquido, no suele ser tan eficiente como otras formas debido a la rápida recombinación de electrones (e^-) y huecos (H^+).

Fotocatálisis heterogénea. Se utilizan fotocatalizadores sólidos suspendidos en el agua, estos permiten mejor eficiencia y estabilidad.

Fotoelectrocátalisis. Es un proceso que requiere de electricidad, se aplica una pequeña tensión eléctrica para mejorar la separación de cargas y por tanto aumentar la producción de hidrógeno, es la solución más prometedora dentro de la fotocátalisis.

La fotocátalisis en principio no necesita electricidad, salvo en el caso de la fotoelectrocátalisis, por lo que es un proceso sostenible que no genera emisiones ni productos contaminantes. No tiene altos costes debido a que no son necesarios los y se puede usar agua no potable, residual, por ejemplo. [23]

El mayor inconveniente es su baja eficiencia que se limita a un 5-10%, además los fotocatalizadores necesitan de metales caros y se degradan lo que limita la vida útil del sistema. Al producir el hidrógeno en un medio acuoso es complicada su recolección por su dificultad de ser separado eficientemente. [24], [25]

2.3 ALMACENAMIENTO

Un gran desafío tecnológico es el almacenamiento ya que aún requiere estudio para mejorar la eficiencia y no tener problemas en lo que a seguridad se refiere. Las fugas de este hidrógeno ya que puede llegar ser muy perjudicial incluso llegando a contaminar al mismo nivel que los combustibles fósiles. [26]

En cuanto al almacenamiento se refiere, se tienen distintas tecnologías.[27], [28]

2.3.1 HIDRÓGENO GASEOSO

El almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso es el más habitual por su sencillez. Consiste en comprimir el gas a alta presión reduciendo su volumen para así facilitar el transporte y uso.

Hay distintas formas de almacenarlo en estado gaseoso.

En primer lugar, el gas comprimido a alta presión, a unos 350-700 bares de presión, para ello se requiere de tanques de almacenamiento que aguanten dichas presiones. Se fabrican de acero, aluminio, fibra de carbono o materiales compuestos.

Puede utilizarse en vehículos de hidrógeno o almacenamiento temporal en industria.

Esta tecnología está muy desarrollada además de ser eficiente para plazos cortos de almacenamiento, su recarga es rápida algo muy importante en el sector del transporte.

Pero la densidad energética es baja comparado con el hidrógeno líquido, hay riesgo de fugas que pueden ser muy peligrosas por su inflamabilidad en caso de accidente por lo que se necesitan sistemas de seguridad avanzados.

Se puede almacenar también las cavernas subterráneas, utilizando cavernas de sal, acuíferos o antiguos depósitos de gas natural ya agotados. Son muy útiles en caso de almacenamiento a gran escala por su bajo coste y su gran seguridad debido a la contención geológica natural.[29]

El mayor problema es que la ubicación no se puede elegir ya que el depósito ya debe existir, por lo que no es una opción viable en todas las regiones. También pueden existir pérdidas de hidrógeno a largo plazo y la inversión inicial es muy elevada debido a los costes de investigación y desarrollo del proyecto.

2.3.2 HIDRÓGENO LÍQUIDO

Se almacena hidrógeno a temperaturas criogénicas, por debajo de los -253°C , permite mayor densidad de almacenamiento, pero para su licuefacción se requiere gran cantidad de energía.[30]

Los tanques en los que se almacena son contruidos con materiales de doble pared con aislamiento al vacío para reducir la pérdida de calor, se utiliza en transporte de hidrógeno a larga distancia, como combustible de cohetes espaciales o aviación. [31]

Al tener una densidad energética mucho mayor que la del hidrógeno comprimido el volumen necesario para su almacenamiento es menor y por lo tanto compatible con el transporte en grandes cantidades.

El mayor de sus problemas es su alto consumo de energía en el proceso de licuefacción, alrededor de un 30% de la energía del hidrógeno, la evaporación, conocida como “boil-off”, también supone un problema ya que puede ocurrir si no se mantiene el frío constante y por ello el almacenamiento es costoso. [32]

Se está desarrollando un tipo de almacenamiento llamado hidrógeno supercrítico, en el que el hidrógeno se almacena a temperaturas y presiones que hagan que el hidrógeno esté en un estado intermedio entre líquido y gas, reduciendo la energía de enfriamiento.

2.3.3 MATERIALES DE ALMACENAMIENTO SÓLIDO

Hay materiales como los hidruros metálicos que son capaces de absorber y liberar hidrógeno, permitiendo su almacenamiento de una manera segura y eficiente.

Los hidruros metálicos están formados por hidrógeno y metales o aleaciones. Tienen la capacidad de absorber hidrógeno a bajas presiones y temperaturas moderadas, formando compuestos estables, para conseguir liberar el hidrógeno se aplica calor, provocando la liberación de gas hidrógeno. [31]

Se consiguen altas densidades energética operando además a temperaturas moderadas y presiones bajas, consiguiendo que la seguridad de este almacenamiento sea mayor que en otros casos como los comentados.

Pero también hay inconvenientes, como el peso de los materiales que es muy elevado, además los ciclos de vida son limitados, condicionados a la degradación del material. Para liberar el hidrógeno se requiere de calor. [33]

Existen otros materiales que también nos permiten el almacenamiento de hidrógeno, los materiales de carbono.

Los nanotubos de carbono y grafeno han sido investigados ya que tienen capacidad de almacenar hidrógeno mediante la fisisorción, consiste en que las moléculas de hidrógeno se adhieren a la superficie del material debido a las fuerzas de Van der Waals. [34]

Tiene dos ventajas clave, la ligereza de los materiales y la posibilidad de altas capacidades de almacenamiento, pero a temperatura y presión ambiente la capacidad es baja. Además, la complejidad de los materiales y la síntesis de los materiales es cara.

2.3.4 ALMACENAMIENTO QUÍMICO

Consiste en almacenar el hidrógeno en compuestos químicos estables, fáciles de manejar y transportar que pueden liberar gas bajo condiciones controladas. Hay varios compuestos conocidos en la actualidad los cuales valen para realizar esta tarea.

Los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC), liberan y absorben hidrógeno a través de reacciones químicas reversibles.

La absorción se produce mediante el proceso de hidrogenación, en el que el hidrógeno se une al compuesto orgánico insaturado, convirtiéndose este en su forma saturada. Para liberar después el hidrógeno cuando se desea, se debe producir la deshidrogenación, en el que el compuesto orgánico vuelve a su forma insaturada. Para lograr que las reacciones tengan lugar, se requiere de catalizadores y condiciones determinadas de presión y temperatura.

La hidrogenación necesita temperaturas de entre 100°C y 250°C y presiones de entre 10 y 50 bares y catalizadores del grupo del platino, mientras que la deshidrogenación se da a temperaturas de 100-400°C y a presión atmosférica con los mismos catalizadores que la hidrogenación. [35]

El amoníaco (NH_3) también es considerado un portador de hidrógeno por su alta densidad de hidrógeno y su facilidad de almacenamiento y transporte en comparación con el hidrógeno puro. Para liberar el hidrógeno de este compuesto se hace mediante un proceso conocido como “cracking”, que además de liberar hidrógeno libera nitrógeno.

El amoníaco se usa en muchas industrias por lo que la infraestructura de almacenamiento ya está establecida, además, la licuefacción del amoníaco es más fácil en comparación con el hidrógeno puro, y, su almacenamiento es viable a 11,72 bar y -33°C mucho menos extremas que en el caso del hidrógeno puro. Pero, el amoníaco es tóxico y corrosivo por lo que la seguridad debe ser alta para evitar posibles problemas.[36]

	Hidrógeno gaseoso	Hidrógeno líquido	Materiales sólidos	Almacenamiento químico
Presión	350-700 bar	1 bar	Menor de 10 bar	Depende, en general baja
Temperatura	Ambiente	-253°C	Ambiente o moderada	Ambiente o moderada
Densidad volumétrica	Baja	Alta	Alta	Alta
Eficiencia energética	Alta, excepto por la compresión	Menor, pérdidas en la licuefacción	Media, ciclos de carga	Depende del sistema
Pérdidas de almacenamiento	Posibles fugas	Evaporación	Baja	Posibles reacciones secundarias
Tiempo de almacenamiento	Medio	Corto	Largo	Largo
Seguridad	Riesgo de fugas y explosión	Riesgo de evaporación	Menor riesgo	Depende, en general menor riesgo
Infraestructura	Tanques de alta presión	Tanques criogénicos	Sistemas de absorción	Procesos de síntesis y liberación

Tabla 2: Comparativa entre las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno

2.4 FORMAS DE CONVERSIÓN Y USOS

Por último, hay que tener en cuenta las posibles formas de conversión y los usos de hidrógeno en energía.

2.4.1 CELDAS DE COMBUSTIBLE

Son dispositivos electroquímicos que convierten el hidrógeno la energía química de un combustible, que en este caso será hidrógeno verde, y un oxidante, como el oxígeno, en electricidad directamente. [37]

Su funcionamiento es el opuesto a la electrólisis, mientras que la electrólisis necesita de electricidad para la separación del agua en hidrógeno y el oxígeno, la celda de combustible usa hidrógeno y oxígeno para generar electricidad y agua.

Hay distintos tipos de celdas de combustible.

En primer lugar, se tienen las celdas de membrana de intercambio protónico PEMFC, usadas en movilidad y sistemas estacionarios, tienen una respuesta rápida y alta densidad. Tienen la ventaja de tener temperatura de operación razonable, 80°C.

También existen las celdas de óxido sólido SOFC, estas operan a altas temperaturas, entre 500°C y 1000°C), son muy buenas para generación estacionaria debido a su alta eficiencia

Las celdas alcalinas AFC por su parte tienen temperaturas de operación bajas o medias y alta eficiencia pudiendo usarse en sistemas de respaldo de energía.

Asimismo, las celdas de ácido fosfórico PAFC, operan a 200°C y tienen la capacidad de usar distintos combustibles, además del hidrógeno pudiendo producir al mismo tiempo electricidad y calor, lo que las convierte en sistemas muy útiles de cogeneración.

Por último, las celdas de carbonato fundido MCFC, tienen una temperatura de operación alta, 650°C, su eficiencia es alta, pueden utilizarse en plantas de energía eléctrica y aplicaciones industriales.

Las celdas de combustible son muy útiles en el caso de los vehículos eléctricos, también para generación estacionaria ya que proporcionan electricidad y calor para edificios, logrando mejorar la eficiencia a través de la cogeneración.

Logran eficiencias de entre el 40% y el 60%, pero pueden alcanzar el 85% en el caso de la cogeneración, y, además su contaminación acústica es prácticamente nula.[38], [39]

2.4.2 TURBINAS DE HIDRÓGENO

Las turbinas de hidrógeno son turbinas de gas adaptadas para quemar hidrógeno puro, convirtiendo esa energía química en energía mecánica y después en electricidad, se produce la combustión del hidrógeno con oxígeno, así se produce vapor de agua a alta presión y temperatura que impulsa las palas de la turbina, generando electricidad. [40]

Este proceso se logra inyectando el hidrógeno en la cámara de combustión de la turbina, mezclándose entonces con el oxígeno, esta mezcla genera una reacción exotérmica que produce los gases de combustión a alta temperatura, estos se expanden dirigiéndose hacia la turbina, haciendo girar las palas y generando entonces electricidad a través de un alternador.[41]

Las turbinas pueden utilizarse como generación de electricidad en centrales eléctricas, contribuyendo así a la descarbonización del sector eléctrico. También como sistemas de cogeneración ya que se produce calor y electricidad, el calor puede ser utilizado para otros procesos industriales o para aumentar la eficiencia energética de edificios.

Tienen gran utilidad como respaldo de las energías renovables, aportando estabilidad a la red eléctrica.

Estas turbinas alcanzan alta eficiencia, especialmente integrándose en sistemas de cogeneración, ayudan a reducir la huella de carbono y son muy versátiles ya que pueden funcionar con otros combustibles al hidrógeno puro. Aunque todavía falta desarrollo de la infraestructura, para poder almacenar el hidrógeno y distribuirlo a gran escala, e incluso falta desarrollo de la propia forma de producción de hidrógeno que aun tiene costes altos.

2.4.3 MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

Se utilizan motores tradicionales con modificaciones para poder usar el hidrógeno como combustible. Mientras que las pilas de combustible generan electricidad mediante una reacción química para así alimentar un motor eléctrico, estos motores funcionan de una forma parecida a los de gasolina.[42]

Su funcionamiento comienza con la admisión, en este punto se introduce el hidrógeno gaseoso en la cámara de combustión del cilindro, después se produce la compresión, el pistón sube comprimiendo el aire y el hidrógeno, a continuación, se produce la combustión, una bujía enciende la mezcla lo que provoca la explosión que hace que el pistón baje, generando rotación del eje, por último, se da el proceso de escape en el que los gases de combustión son expulsados, en este caso la mayoría es agua. [43]

Estos motores ayudarán a reducir las emisiones ya que no emiten ningún gas nocivo, solo vapor de agua, además son compatibles con mucha de la tecnología actual lo que facilita la implantación y es muy importante que su repostaje es rápido como el de la gasolina.

Estos motores son menos eficientes que las pilas de combustible ya que se pierde más energía en forma de calor. Tiene los problemas añadidos en todos los casos, la producción, el almacenamiento y la infraestructura actual.

2.4.4 INTEGRACIÓN CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La integración del hidrógeno con las energías renovables ofrece una forma de almacenar la energía limpia excedente para contribuir a la descarbonización y mejorar mejor la potencia instalada.

Al producir el hidrógeno con los excedentes de energía renovable, el producto obtenido será hidrógeno verde.

El hidrógeno generado podría convertirse de nuevo en electricidad si fuera necesario contribuir para darle estabilidad al sector eléctrico o bien podría usarse en la industria directamente en los momentos que la renovable de la que se nutre este produciendo poco.

Además, podría utilizarse en el sector del transporte, en vehículos que usen pilas de combustible o motores de hidrógeno.

Esta integración con las energías renovables contribuirá a reducir la dependencia energética de algunos países, como en el caso de España que le compra gas a Argelia y Rusia principalmente.[44]

Capítulo 3. VIABILIDAD

3.1 VIABILIDAD TÉCNICA

Se va a estudiar si la implantación de este combustible es técnicamente viable en la agricultura analizando todos aquellos aspectos de los que depende. Las tecnologías de producción, almacenamiento y transporte que se pueden aplicar en este caso, las formas en las que se pueden aplicar estas y la infraestructura necesaria para poder utilizar el combustible. Se analizarán casos reales y por último se verán las diferentes ventajas o limitaciones técnicas para poder llegar así a la conclusión de si es viable o, por el contrario, no lo es.

Se ha de tener en cuenta que las tecnologías cuanto menos complejas mejor se adaptarán al sector agrícola debido a varios factores. Es un sector que carece en muchas ocasiones de personal técnico cualificado, no hay personal especializado en sistemas de alta presión o en reactores. Por ejemplo, si una instalación requiere supervisión continua no es realista pensar que el agricultor pueda gestionarlo por él solo.

Las tecnologías complejas suelen necesitar mantenimiento especializado, herramientas específicas y recambios difíciles de conseguir que pueden tener largos tiempos de espera. Además, es clave tener un sistema fiable (a más simple, más fiable) porque si falla en plena campaña sumado a los tiempos de espera la pérdida económica es alta e inmediata.

Asimismo, la complejidad técnica incrementa la inversión inicial lo que conlleva que el retorno de la inversión inicial sea más largo. En entornos agrícolas los márgenes de las explotaciones son muy ajustados y por lo tanto es difícil justificar la inversión de una tecnología con amortizaciones de más de 15 o 20 años sin garantías.

Por último, en las explotaciones agrícolas los equipos están muy expuestos al polvo, la humedad y temperaturas extremas lo que puede causar el fallo de las tecnologías sensibles

como los sensores o los electrolizadores de muy alta pureza. Debido a estas condiciones es preferible elegir antes la robustez que la sofisticación.

3.1.1 TECNOLOGÍA APLICABLE AL SECTOR

3.1.1.1 Producción

En primer lugar, se van a valorar las distintas formas de producción de hidrógeno.

Se puede conseguir hidrógeno mediante electrólisis (alcalina, PEM o SOEC) o mediante catálisis solar. Se analiza la electrólisis alcalina y se compara el resto con esta ya que a priori parece la más viable.

La electrólisis alcalina sería una opción, en este caso la tecnología es madura y robusta, se lleva utilizando décadas en la industria por lo que se tienen amplios conocimientos sobre la misma y la fiabilidad está contrastada. Por ser una tecnología probada, se puede considerar que está lista para implementarse en un sector como el agrícola, es decir, no industrial.

Es además compatible con las energías renovables por lo que éstas pueden utilizarse en el proceso para la obtención del hidrógeno para lograr que sea verde y no depender de energía externa. Se puede conseguir un régimen estable utilizando baterías ya que además se puede de esta forma tener un sistema autónomo sin requerir conexión a la red eléctrica evitando así quedar sin electricidad por apagones como el que se vivió en España el día 28 de abril del 2025.

El coste estimado por kW de capacidad instalada es un indicador clave, en la electrólisis alcalina, se encuentra entre 1.200 y 1.600€/kW, sumando el coste de las celdas y de instalación y obra civil [45]. Asimismo la eficiencia de los electrolizadores de electrolisis alcalina se encuentra entre el 60 y el 80% [17]. Es importante la adaptabilidad al medio rural, que en este caso es alta ya que es sencilla de operar debido a su tecnología consolidada, sus componentes son duraderos y bajo coste de mantenimiento.

Las diferencias entre la electrólisis alcalina y las otras formas de producción se ven a continuación.

Las diferencias en el caso de la electrólisis PEM son que se tiene una electrólisis más limpia y segura al no utilizar electrolito líquido, pero requiere de agua ultrapura, es más compacta y flexible y requiere de metales preciosos que son caros y escasos.

Entre las ventajas se encuentran que la respuesta a la energía renovable intermitente es mejor que la alcalina, pero esto se soluciona mediante el uso de baterías y requiere menos espacio. También tiene mayor eficiencia energética, llegando a alcanzar hasta el 90% en algunos casos. [18]

Los inconvenientes son que es una tecnología más cara y necesita materiales preciosos como el platino, lo que encarece el coste hasta los 1.500-2.200€/kW. [45]

Por todo ello, es una tecnología viable en explotaciones agrícolas, pero es más costosa y es una tecnología menos probada por lo que sería mejor utilizar la alcalina en vez de la PEM.

Por su parte las diferencias de la electrólisis SOEC son la temperatura de operación, que, en este caso opera a altas temperaturas, lo que permite que se pueda utilizar el calor residual y tiene una eficiencia más alta que en los casos anteriores sobre todo al combinar este proceso con la cogeneración.

Tiene la ventaja de la alta eficiencia respecto de la electrólisis alcalina, gracias a la cogeneración llegando a rendimientos del 85-90%.

En contra se tiene la necesidad de materiales cerámicos complejos, la mala respuesta a la intermitencia de la energía renovable como la solar debido a su arranque lento (solucionable mediante baterías) y se encuentra aún en fase inicial de desarrollo [20]. Sus costes se encuentran alrededor de los 2.500€ debido a los materiales necesarios para operar a las altas temperaturas del proceso.

A parte de la limitación de viabilidad por el alto coste, la complejidad limita la viabilidad técnica en un sector en el que se busca la sencillez para que pueda ser operado por una persona sin conocimientos técnicos avanzados, como puede ser el encargado de la explotación agrícola.

En el caso de la fotocátalisis solar el cambio principal es que no se utiliza electricidad, utilizando la luz del sol para dividir el agua directamente, pero esta tecnología esta apenas en fase de laboratorio, no se conocen los costes por no haber aplicaciones industriales existentes, pero se intuye que va a tener bajo coste al no requerir de electrolizador.

Esta tecnología tiene grandes ventajas: la simplicidad y el no necesitar electricidad además de tener una adaptación muy buena adaptabilidad a las renovables ya que utiliza la radiación solar directamente.

Las desventajas son la bajísima eficiencia y alta degradación de los catalizadores.

Por lo tanto, no es una forma de producción viable para el sector agrícola hoy en día, aunque si tiene un futuro muy prometedor por lo que en unos años podría cambiar y considerarse viable. [24]

Tecnología	TRL	Coste estimado (€/kW)	Eficiencia	Compatibilidad con renovables	Adaptabilidad rural	Viabilidad técnica
Electrólisis alcalina	9	1.200-1.600	60-80%	Alta	Alta	Alta
Electrólisis PEM	8	1.500-2.200	70-90%	Muy alta	Muy alta	Media-alta
Electrólisis SOEC	6	>2.500	85-90%	Baja	Baja	Baja
Fotocatálisis solar	3	Experimental	5-10%	Alta (en teoría)	Muy alta (potencial)	Nula

Tabla 3: Comparación de la viabilidad de los procesos de producción de hidrógeno.

3.1.1.2 Almacenamiento

A continuación, se valorarán las formas de almacenamiento.

El almacenamiento a presión es una tecnología muy madura que a su vez es fácil de integrar con los electrolizadores o las pilas de combustible. El posible modularidad es una excelente virtud ya que permite añadir los tanques necesarios según la demanda y estos pueden ser transportados a las distintas explotaciones.

Pero el almacenamiento gaseoso requiere de compresores y su mantenimiento asociado, además a mayores presiones los riesgos son mayores, aunque se pueden gestionar.

Su modularidad, madurez y relativa sencillez la convierten en una tecnología viable en el aspecto técnico para entornos rurales.

La densidad gravimétrica del hidrógeno comprimido a 700bar se sitúa en torno a los 4,5MJ/kg en sistemas comerciales, aunque en teoría es de 120MJ/kg la realidad no es así debido a la masa de los tanques y la energía consumida para comprimir el gas. Según el tipo de tanque y la energía que requiere la compresión, la densidad volumétrica es de entre 5 y 8MJ/L. Se estima que el coste puede rondar los 2-5€ por kilogramo de hidrógeno almacenado. [46]

El almacenamiento en estado líquido es ideal si se tiene poco espacio ya que se tiene alta densidad volumétrica de almacenamiento, entre 8 y 10MJ/L, el transporte es más eficiente a larga distancia y requiere menos volumen que el gaseoso.

Pero licuar el hidrógeno requiere de mucha energía, luego una vez en estado líquido se tiene riesgo de evaporación (boil-off). En el aspecto técnico es una tecnología muy compleja que complica mucho la viabilidad técnica en entornos rurales como es el caso de la agricultura. La inversión inicial es además muy costosa y tiene mucho mantenimiento. Tiene un coste aproximado de 5 a 10€ por kilogramo. [47]

No es viable en explotaciones agrícolas, solo podría considerarse en cooperativas grandes, por ejemplo, pero es demasiado complejo para una explotación agrícola normal debido a la falta de personal tan especializado.

El almacenamiento en estado sólido por su parte goza de una mayor seguridad y densidad volumétrica que, en el caso del estado gaseoso, entre 12 y 18MJ/L, se puede integrar con las pilas de combustible para vehículos o generadores. Este almacenamiento con baja densidad gravimétrica, es decir, logra almacenar poca energía por kilogramo (entre 1,5 y 3,5 MJ/kg), por lo que el almacenamiento es pesado, además los materiales son costosos y escasos, no es flexible a la hora de necesitar un mayor almacenamiento. Esto quiere decir que, aunque se tiene mucha energía por volumen, la energía almacenada por masa es poca comparada con el gas comprimido, ser negativo si se requiere de almacenamiento ligero como en los medios de transporte.

Aunque el almacenamiento opera a bajas presiones y temperaturas moderadas, algo muy positivo por el incremento en seguridad frente a las anteriores opciones, los materiales que actúan como medio absorbiendo el hidrógeno son caros y pesados llegando a incrementar el precio hasta los 10-15€ por kilogramo de hidrógeno almacenado.[46] Su proceso de carga y descarga es térmico y poco eficiente energéticamente.

Por todo ello puede ser viable en algunas aplicaciones muy específicas, pero no en general para una explotación agrícola. En un futuro si se consigue mayor densidad y bajan los costes puede ser más interesante.

Por último, el almacenamiento en forma química es fácil de manejar ya que son líquidos a temperatura y presión ambiente, a su vez son compatibles con la infraestructura existente, su seguridad es alta al igual que su densidad. Su densidad gravimétrica es de 1,8MJ/kg mientras que la volumétrica se encuentra entre 6 y 8MJ/L, aunque según el portador varía considerablemente.

Pero los procesos para la liberación del hidrógeno requieren temperaturas mayores a los 200°C, son complejos, la eficiencia es baja y aún es una tecnología poco desarrollada a

pequeña escala. El coste estimado de almacenamiento se estima entre 7 y 12€ por kg de hidrógeno almacenado, dependiendo en gran parte de los catalizadores necesarios. [48]

A nivel industrial puede tener un gran potencial, pero para una instalación agrícola asilada no es viable debido a su complejidad.

Tipo de almacenamiento	Densidad gravimétrica (MJ/kg)	Densidad volumétrica (MJ/L)	Condiciones	TRL	Coste estimado (€/kg)	Viabilidad técnica
Gas	4,5	5-8	350-700 bar, 15-20°C	9	2-5	Alta
Líquido	8,5	8-10	-253°C	8	5-10	Muy baja
Sólido	1,5-3,5	12-18	<100°C	6	10-15	Media-baja
Químico	1,8	6-8	>200°C, para liberar el hidrógeno	5-6	7-12	Baja

Tabla 4: Viabilidad de los distintos almacenamientos.

3.1.1.3 Transporte

Por último, se valorarán las formas de transporte.

Antes de analizar el transporte propiamente dicho, se va a analizar si la producción in situ es viable técnicamente.

Esto nos ahorraría el transporte, desprendiéndonos de pérdidas de compresión, evaporación o fugas, podemos integrar la producción directamente con renovables en la propia instalación

mediante una pequeña instalación de placas solares y su diseño modular permitiría adaptarse al tamaño y al posible crecimiento de la explotación. También simplifica la logística y habrá menos normativa que cumplir.

Por otro lado, se necesita espacio físico que es una pega, pero en explotaciones agrícolas no suele ser un problema. Lo que sí es una contra es que mientras que una planta centralizada puede aumentar la capacidad y reducir el coste de hidrógeno, las instalaciones in situ tienen un tamaño pequeño y por ello los costes por unidad serán más altos.

Veamos ahora el escenario en el que se tiene una cooperativa en la que se produce el hidrógeno para luego ser transportado a las distintas explotaciones.

Transporte por carretera en estado gaseoso, mediante camiones.

Es una tecnología madura que ya se utiliza para suministro industrial que no requiere una infraestructura fija por lo que su implantación a pequeña y media escala es fácil.

Por otro lado debido a la poca densidad se tendrían que realizar muchos viajes, se tienen pérdidas por compresión y por las posibles fugas, este transporte requiere de personal capacitado y la logística no es muy buena.

Puede ser viable a cortas distancias, por ejemplo, un pueblo con una cooperativa que suministre a las fincas de este.

Transporte por carretera en estado líquido, mediante camiones.

Con esta forma de transportar el hidrógeno se arregla el problema de la densidad de transporte al tener una densidad más alta con lo que se consigue reducir el número de viajes que habría que realizar para transportar la misma cantidad de energía.

La alta complejidad técnica de este transporte debido a los tanques criogénicos y la seguridad necesaria y el riesgo de evaporación hace que sea un transporte demasiado complejo para el entorno de la agricultura haciendo que no sea viable en pequeños volúmenes.

Transporte por carretera en forma de químicos líquidos.

Si bien se puede transportar mediante infraestructuras convencionales como cisternas y es una forma muy segura de transportarlo, requiere de reactores en las explotaciones de destino para poder liberar el hidrógeno, esta tecnología aún sigue en desarrollo por lo que en la actualidad no es viable.

Transporte por tuberías, red fija.

El hidrógeno se transportaría por una red de tuberías fijas desde un punto central hasta las diferentes fincas. De esta manera se consigue un suministro continuo sin necesidad de utilizar camiones y el mantenimiento es muy bajo. El problema es que la inversión inicial es muy grande, se necesitan permisos, hay que hacer obra civil y es poco flexible si las necesidades cambian.

Por todo lo anterior, el transporte por tuberías es viable en zonas muy concentradas, como regadíos intensivos y zonas agrícolas colindantes.

	In situ	Centralizada + transporte
Sencillez técnica	Alta	Baja-media
Seguridad	Alta	Variable según el transporte
Mantenimiento	Medio	Medio-alto
Flexibilidad/escalabilidad	Alta	Media, hace falta planificación a largo plazo
Compatibilidad con renovables	Directa	Indirecta
Infraestructura	Sencilla	Compleja

Tabla 5: Comparación de producción in situ vs centralizada con transporte

3.1.2 APLICACIONES VIABLES

Se asumirá que el suministro y el almacenamiento del hidrógeno ya está solucionado y que no suponen un problema, para analizar las aplicaciones de forma independiente.

3.1.2.1 *Maquinaria agrícola impulsada por hidrógeno*

Se deben realizar ciertas adaptaciones de la maquinaria agrícola para que esta pueda ser impulsada por hidrógeno. Deben integrarse tanques de hidrógeno bien protegidos e integrados estructuralmente de forma que no supongan un estorbo y en el caso de usar celdas de combustible se debe dotar de control térmico y electrónico.

En la actualidad, la madurez tecnológica es media (TRL 7 aproximadamente, es una escala que mide la madurez y va de 1 a 9 [49]), la fiabilidad es aceptable pero aún está en procesos de pruebas. Una pega es la autonomía que es menor que los tractores diésel, pero es mayor que los eléctricos, aunque si la explotación no es muy extensa no debería suponer un problema porque la carga de hidrógeno es rápida. Al tratarse de trabajos a temperaturas extremas en muchos casos y de terrenos abruptos se requiere de protecciones especiales, la seguridad del sistema si se cumple con la normativa, con la ventilación necesaria y los depósitos requeridos, es muy viable.

Contextualicemos económicamente como sería el escenario que se tendría con la conversión a hidrógeno. Considerando un tractor cuya potencia media es de 80-100kW y trabajando durante 5 horas al día, el consumo rondaría los 8-10kg de hidrógeno diarios. Estimando un coste de 9,8€ el kilogramo de hidrógeno se tendría un coste de 78-98€ diarios frente al del gasóleo que se encontraría sobre los 40€ aproximadamente. Supone un sobre coste diario de más del 100%, debido en gran medida a la inversión inicial como se analizará más en profundidad en la parte de viabilidad económica, también se analizará como las subvenciones contribuyen a paliar esta brecha.

Basando la conclusión de todo lo anterior, es técnicamente viable el uso de hidrógeno para impulsar la maquinaria agrícola con la salvedad de que aún queda camino por recorrer en el desarrollo de estos tractores. Pero no se tienen limitaciones físicas que impidan su uso, por

lo que la transición de la maquinaria al hidrógeno dependerá de la disponibilidad de esta maquinaria desarrollada en los años venideros.

3.1.2.2 Bombeo de agua para los sistemas de riego

En este caso la tecnología podría ser la misma que en la maquinaria, tanto celdas de combustible como motores térmicos que estén conectados de forma mecánica a la bomba.

Se requiere adaptar los motores térmicos existentes o reemplazarlos por aquellos que ya sean de combustión de hidrógeno. Modificar los motores es viable, aunque es complejo a nivel técnico por lo que en ese caso es más sencillo sustituir los motores.

Por su parte si se van a utilizar celdas de combustible con un motor eléctrico, la adaptación necesaria es reemplazar los motores térmicos por eléctricos e integrar la celda de combustible con el sistema de control. Es viable técnicamente.

En resumen, hay que modificar o reemplazar los motores que accionan las bombas e integrarlos con el sistema de generación basado en hidrógeno.

La madurez tecnológica se encuentra en un TRL 8 aproximadamente y tiene alta fiabilidad. Asimismo, es fácil de integrar y se tiene una eficiencia energética media o alta en el caso de las celdas de combustible.

Es viable técnicamente. Es muy útil cuando se busca un uso flexible o no se quiere regar en las horas de mayor calor para así mejorar la eficiencia del regadío, aunque para ello se podría valorar instalar una batería y evitar así la conversión a hidrógeno. Si se va a regar solo en horas de sol esta transformación no tendría sentido ya que sería más lógico utilizar la energía directamente de las placas solares para evitar pérdidas de energía.

Tecnología	Complejidad	Coste estimado	Autonomía energética	Mantenimiento	Viabilidad
Solar directa	Baja	Bajo	Limitada a las horas de sol	Muy bajo	Muy alta
Solar + batería	Media	Medio	Media	Bajo	Alta
Solar + hidrógeno	Alta	Alto	Alta	Medio-Alto	Baja

Tabla 6: Comparativa de las alternativas de bombeo

Teniendo en cuenta la tabla anterior, se llega a la conclusión de que el bombeo es más rentable si se realiza mediante placas solares directamente. Aunque hay casos en los que el uso de una batería está muy justificado en aquellos casos en los que el riego deba hacerse en horarios más nocturnos para evitar las altas temperaturas diurnas y conseguir un riego mucho más eficiente. Podría llegar a justificarse el uso de hidrógeno en aquellos lugares en los que se requiera de riego y no se tengan suficientes horas de sol cuando se requiere del riego.

Aunque es viable el uso de hidrógeno no es lo más adecuado en términos generales, ya se tiene una tecnología más simple y eficiente que además es sostenible.

3.1.2.3 Uso térmico: calefacción, secado y agua caliente

Para generar calor útil se necesitan quemadores de hidrógeno, estos realizan la combustión de hidrógeno, es una combustión limpia que solo emite vapor de agua. Produce temperaturas muy altas por lo que hay que controlar la mezcla y las condiciones para evitar que se formen óxidos de nitrógeno.

El calor se podría usar para el secado de grano recogido, calefacción de los invernaderos e instalaciones de la explotación y agua caliente para higiene de los trabajadores.

Para que esto sea viable se necesita un diseño especial de estos quemadores de hidrógeno, así como control de flujo mediante válvulas y sensores de presión, temperatura y caudal. Se debe tener una buena ventilación, si hace falta se deberá realizar mediante extracción forzada para tener la seguridad necesaria y se deberá integrar a los sistemas de secado, radiadores y demás sistemas donde se utilizaría el calor.

La madurez de esta tecnología se encuentra en un TRL 9, es decir muy alta, existen ya quemadores industriales adaptados al hidrógeno y la adaptabilidad es alta especialmente si la tecnología por la que se sustituye es propano o gasóleo. Se puede adaptar tanto a explotaciones pequeñas como a grandes, la seguridad es alta siempre y cuando se garantice la ventilación. La eficiencia energética de esta forma de generar calor es muy alta y las emisiones nulas.

El uso del hidrógeno es entonces técnicamente viable para la producción de calor, se aprovecha su alto poder calorífico (142MJ/kg), es sencilla la adaptación y ya existen equipos comerciales disponibles.

3.1.2.4 Transporte de productos agrícolas

Como ya se ha explicado en el estado de la cuestión, hay distintos tipos de transporte en este sector, se tiene el transporte interno (dentro de la explotación) en el que se utilizan tractores, carretillas, pickups y vehículos todoterreno que remolcan carros y luego existe el transporte por el exterior de la finca en el que se transportan los productos a las fábricas para ser procesados y lugares de venta si no necesitan procesado.

Las tecnologías que deben ser utilizadas para poder utilizar hidrógeno son las mismas que se han descrito en el apartado 3.1.2.1 en el que se aplica a la maquinaria agrícola.

Se centra más en la pila de combustible que ofrece mayor eficiencia y menor mantenimiento que los motores térmicos.

La viabilidad de transporte interno es técnicamente viable ya que se usa la propia maquinaria agrícola ya analizada o coches principalmente cuya viabilidad es incluso mayor que los

tractores por tratarse de vehículos más livianos con menos consumo. Hay que analizar el transporte externo ya que los camiones tienen mayores consumos y pueden no ser viables.

La autonomía de los camiones impulsados por hidrógeno para el transporte se encuentra entre los 300 y los 600 km, más que los eléctricos, y su repostaje es rápido, de entre 5 y 10 minutos, por lo que en ese sentido es completamente viable su uso. La carga útil puede ser igual, incluso superior a los actuales camiones diésel, no como en los eléctricos que debido a las pesadas baterías la máxima carga útil se ve muy mermada. Y las emisiones son nulas.

Tecnología del camión	Autonomía	Repostaje	Adaptabilidad al medio rural	Cero emisiones
Diésel	Alta	Rápido	Alta	No
Eléctrico	Limitada	Lento	Baja, problemas potencia-peso	Si (según la procedencia de la energía con la que se ha cargado)
Hidrógeno (pila de combustible)	Media-Alta	Rápido	Alta	Si

Tabla 7: Comparación de camiones diésel, eléctricos y de hidrógeno.

Como se puede ver en la tabla, hecha a partir de lo comentado anteriormente, los camiones que son viables son los de diésel y los de hidrógeno que son muy similares pero los de hidrógeno tiene dos ventajas muy diferenciadoras, no tienen emisiones por un lado y además no utilizan un combustible que se pueda agotar como si hacen los camiones a diésel,

El posible problema actual es la falta de infraestructura, pero el transporte impulsado por hidrógeno propiamente dicho es viable.

3.1.2.5 Producción de fertilizantes

Vamos a estudiar la viabilidad de la producción de fertilizantes a partir de hidrógeno verde, tanto in situ como la producción centralizada con su posterior distribución.

Al ser los fertilizantes nitrogenados los más dependientes del hidrógeno, nos centraremos en su producción para ver si es viable la producción de los fertilizantes.

Por una parte, la producción en las propias instalaciones de las explotaciones agrícolas necesita un electrolizador para producir el hidrógeno, también hace falta una unidad de separación de nitrógeno, el siguiente proceso implica un reactor Haber-Bosch de pequeña escala y un sistema de síntesis de fertilizante (nitrato amónico, urea, etc.).

Tiene una serie de ventajas como la autosuficiencia, reduciendo la dependencia de productos del exterior, también se adapta a las necesidades de la explotación ya que se puede producir bajo la demanda de esta y es un proceso sin emisiones. Pero también tiene algunas limitaciones. La tecnología del proceso Haber-Bosch para mini-reactores aún no es madura a nivel comercial, siguen en desarrollo. Son procesos que requieren altas temperaturas y presiones por lo que los equipos necesarios son complejos y caros. El consumo energético es muy elevado por lo que puede haber problemas de disponibilidad de energía en el caso de las explotaciones pequeñas.

Hay alternativas como la electrocatálisis directa de amoníaco, procesos a baja presión y temperatura y con reactores de tipo container, pero aún están todas ellas bajo desarrollo.

Visto todo lo anterior, la producción de fertilizantes in situ no es viable en este momento, podría llegar a serlo en explotaciones muy grandes, pero no a nivel general en el sector agrícola.

Por otra parte, la producción centralizada con distribución posterior a las explotaciones implica que las plantas para la producción de fertilizantes serán de tamaño mediano o grande según las necesidades de la zona, facilitando la viabilidad de esta forma de producción.

El proceso implica tecnología madura y suficientemente probada, con alta eficiencia ya que se puede operar de forma continua con control técnico centralizado y la logística ya está desarrollada ya que ahora ya se distribuyen de la misma forma que se distribuirían los fertilizantes actuales. Este proceso podría seguir teniendo ciertas emisiones según como se transporte hacia las explotaciones, aunque lo ideal sería con hidrógeno ya que hemos visto que es viable, pero, aunque se utilizaran camiones de diésel las emisiones se verían claramente reducidas debido a que la mayor parte de las emisiones de los fertilizantes provienen del proceso Haber-Bosch.

La limitación a la que habría que hacer frente es el almacenamiento del hidrógeno, pero se ha visto que el almacenamiento es viable técnicamente.

Analizada la producción de fertilizantes con hidrógeno verde se llega a la conclusión de que técnicamente es viable su producción, siendo este modelo más factible a corto y medio plazo.

	In situ	Centralizada
Madurez tecnológica	Baja	Alta
Requisitos de seguridad	Muy altos	Estándar
Autonomía de la explotación agrícola	Alta	Baja
Escalabilidad	Muy limitada	Alta
Mano de obra	Elevada	Moderada
Viabilidad actual	No viable	Viable

Tabla 8: Comparación de fabricación de fertilizantes in situ y de forma centralizada

La producción centralizada si es viable mientras que la producción in situ en este momento no lo es, aunque se están llevando a cabo investigaciones prometedoras que podrían cambiar este panorama.

3.1.3 INFRAESTRUCTURA GENERAL

3.1.3.1 *Generación de energía renovable*

Para la producción de hidrógeno verde es necesaria la energía renovable. En el caso de la producción de hidrógeno para las explotaciones agrícolas, al ser pequeñas plantas in situ o fabricas centralizadas, pero no muy grandes ya que cuando menos se transporte y menos tiempo se almacene es mejor para la viabilidad, la energía que se debería utilizar es la solar por que se adapta a lo que necesitamos mejor que la eólica, por ejemplo.

En la gran mayoría de las explotaciones agrícolas no se tiene limitación alguna de espacio para la instalación de placas solares fotovoltaicas, se pueden aprovechar los techos de las naves de trabajo o incluso directamente sobre el terreno. Todas las provincias superan las 1500h de sol al año, incluidas aquellas con menor radiación, Vizcaya y Cantabria [50]. Es imprescindible asegurar una correcta instalación estructural y mantenimiento optimo, limpieza de placas y revisión de cableado, para garantizar un rendimiento óptimo.

Esta tecnología está muy probada lo que le confiere una gran fiabilidad. Debido a la intermitencia de generación de energía con esta tecnología se necesita sobredimensionar la instalación de placas o añadir baterías para poder almacenar energía excedente en horas de sol y poder tener producción continua de hidrógeno. Sería adecuado cuando se requiere de energía eléctrica de forma inmediata y durante periodos cortos. Pero se puede también utilizar ese excedente para generar hidrógeno mediante la electrólisis, almacenándolo para darle uso posterior. La combinación de ambas opciones permite adaptar el sistema a las necesidades específicas de cada explotación.

La generación de energía a partir de renovables, en este caso la solar, es completamente viable en el entorno de las explotaciones agrícolas.

3.1.3.2 *Repostaje*

Para poder utilizar el hidrógeno en la maquinaria agrícola, camiones y coches, debe haber hidrogeneras que permitan el repostaje, si la producción es in situ como parece que es más

viable a nivel técnico debe haber pequeñas estaciones de repostaje en las explotaciones, también serán necesarias en ciertos puntos para la recarga de hidrógeno de los camiones de transporte al exterior de las explotaciones.

Para las estaciones de repostaje de hidrógeno hace falta un compresor que se encargue de presurizar el hidrógeno tanto para almacenarlo como para dispensarlo en los vehículos, hasta 700 bares de presión son necesarios.

También se hace necesario tener un tanque para el almacenamiento del combustible hasta su posterior dispensación. Debe tener ciertas especificaciones para cumplir con la normativa de seguridad, marcada por la norma UNE-ISO 19880-1:2022 principalmente.

Como dispositivo de dispensado se necesita una pistola de recarga con seguridad, como las de las gasolineras convencionales, pero adaptada al hidrógeno y a la maquinaria rural y camiones.

En caso de las estaciones de recarga fuera de las explotaciones donde se requiere más velocidad de recarga por haber más afluencia de camiones y tractores se puede incluir un sistema de refrigeración que mejora la velocidad de recarga a altas presiones.

Por último, se necesitan dispositivos de medición y control para vigilar las fugas, medir el caudal y controlar las presiones.

Todo ello es tecnología madura que técnicamente es completamente viable ya que no se presenta ningún tipo de limitación física.

La norma UNE-ISO 19880-1:2022 establece los requisitos para el diseño de la instalación, y se debe cumplir el protocolo SAE J2601/J2799 que engloba el dispensado del combustible. Además, se deberá contar con la homologación según el Real Decreto 639/2016 que regula la infraestructura para combustibles alternativos, incluyendo el repostaje de hidrógeno y se tiene que cumplir con el reglamento UE 2024/1788 en el caso de vender hidrógeno, aceptando los medios de pago estándar y publicando los precios por kilogramo de hidrógeno.[51], [52], [53]

3.1.3.3 Mantenimiento

Toda la infraestructura conlleva mantenimiento.

Los paneles solares fotovoltaicos necesitan limpieza mensual para asegurar una producción de electricidad máxima, para ello no se necesita personal muy especializado así que puede ser llevado a cabo por los trabajadores de la propia explotación agrícola sin necesidad de depender de personal especializado. Aunque los inversores de los paneles si necesitan ser revisados anualmente por personal especializado ya que se debe comprobar la temperatura los ventiladores, las conexiones y actualizaciones de firmware.

Por otro lado, el electrolizador puede ser mantenido trimestral o incluso semestralmente, se debe revisar la pureza del agua, reemplazar el electrolito en caso necesario y revisar temperaturas y presiones, es por ello por lo que se necesita personal especializado para esta tarea.

El sistema de compresión necesita revisarse mensualmente, centrándose en la lubricación, comprobación de la estanqueidad, presión de salida, ruidos que puedan aparecer o vibraciones. Aunque se debe realizar por personal especializado al no ser una tarea especialmente compleja se le puede enseñar al personal de la explotación y evitar así la frecuencia las visitas del técnico especializado. Ocurre esto mismo con el sistema de dispensado su revisión consiste en verificar el caudal, las mangueras y boquillas que al no ser especialmente complicado puede seguirse la misma pauta que con el sistema de compresión. Al menos en los casos de los sistemas de dispensado dentro de las explotaciones agrícolas en las que posiblemente no es tan crucial que este perfectamente calibrado. En las hidrogeneras exteriores si se hace necesaria la inspección mensual de un técnico especializado para la calibración del sistema de medición.

Los tanques de almacenamiento necesitan poco mantenimiento, anualmente se deberán verificar las fugas, la corrosión, las válvulas y la regulación de presión por personal especializado, mensualmente con una inspección visual por parte de los operarios de la explotación es suficiente.

Los sistemas de seguridad como son los sensores de fuga, el sistema de parada de emergencia, las alarmas y las actualizaciones del sistema necesitan mantenimiento al menos trimestral por personal especializado al igual que las baterías si se instalaran.

Por último, las estructuras físicas simplemente necesitan inspección visual semestralmente para asegurar que esta todo en orden y no hay que arreglar nada, se puede realizar por los trabajadores de la finca.

Al no necesitar un mantenimiento diario especializado, sino que aquellos en los que se requiere personal especializado, tienen que ser revisados con frecuencia trimestral o mayor lo que facilita la viabilidad por no necesitar contratar a uno permanentemente, sino que con subcontratar una empresa que lleve un técnico cuando sea necesario es suficiente.

Se pueden observar los costes de mantenimiento en la Tabla 11.

3.1.3.4 Adaptación al entorno rural

Para que todo lo anterior sea posible, se deben considerar varios factores básicos.

Los accesos y los caminos deben ser suficientemente anchos, compactos y lisos para permitir la entrada de aquellos vehículos que vayan a realizar la obra necesaria para la instalación de los equipos, tanto las placas solares como aquellos encargados directamente de la generación de hidrógeno verde.

Se debería, además, tener red eléctrica auxiliar para así poder cubrir los picos o para posibles emergencias si las placas solares fallan. No es obligatorio, pero si se quiere seguir produciendo hidrógeno para poder mantener la explotación en marcha en caso de fallo es indispensable, ya sea un sistema auxiliar con un grupo electrógeno o conexión a la red porque hay explotaciones que si surge cualquier problema necesitan seguir disponiendo de riego para no perder la cosecha, sobre todo en meses muy calurosos.

La instalación debe intentar minimizar la distancia entre la generación, el almacenamiento y el uso del hidrógeno.

Se debe proteger la instalación con vallas, cámaras y techos para evitar el posible vandalismo o los robos.

En principio, salvo contadas excepciones, ninguno de los requisitos descritos anteriormente tiene limitaciones físicas que hagan inviable un proyecto como este técnicamente hablando.

3.1.4 VENTAJAS O LIMITACIONES TÉCNICAS

Hay muchas y muy importantes ventajas en lo que al uso del hidrógeno verde en la agricultura se refiere y en el sentido técnico.

La alta densidad energética por unidad de masa, que es en el caso del hidrógeno de 120MJ/kg, para tener una referencia el diésel tiene una densidad energética de aproximadamente 45MJ/kg. Esta característica lo convierte en un combustible muy interesante especialmente para aquellos vehículos agrícolas que recorren largas distancias y para los equipos que necesitan alta potencia durante las largas jornadas de labores agrícolas, como los trabajos de arado, o la recogida de la aceituna.

Es muy interesante también el uso de las pilas de combustible de alta eficiencia, que son capaces de lograr rendimientos del 60% al convertir el hidrógeno en electricidad, rendimiento superior a los motores térmicos convencionales, que no superan rendimientos del 40%. Además, las pilas de hidrógeno son muy polivalentes, son útiles tanto para alimentar la maquinaria agrícola como los tractores hasta para hacer funcionar los sistemas fijos como el riego o las climatizaciones de invernaderos.

La producción puede ser descentralizada in situ, es técnicamente viable instalar electrolizadores en las mismas explotaciones agrícolas alimentados por energía renovable, lo más viable es la solar fotovoltaica. Es muy positivo ya que se consigue producción y consumo local, evitando depender así de las redes de transporte.

Otra gran ventaja es la posibilidad de almacenar energía en forma de hidrógeno. La energía solar es intermitente lo que complica el uso directo de esta fuente ya que no se tiene porque tener cubierta la demanda en los momentos requeridos y por ello la posibilidad de almacenamiento para así tener la demanda de energía cubierta siempre es crucial, almacenando los excedentes de energía renovable se puede luego satisfacer los picos de demanda de la explotación en momentos de escasez solar.

Los sistemas de hidrógeno como los electrolizadores, pilas de combustible o los compresores son modulares, gracias a ello la tecnología se adapta de forma muy fácil a las diferentes escalas de producción.

Por otro lado, hay algunas limitaciones, muchas de ellas fruto de la falta de investigación y que es muy probable que vayan solucionándose con la madurez de la tecnología.

Si bien la densidad energética por masa es muy alta, en condiciones normales la densidad volumétrica es muy baja lo que resulta en una necesidad clara de comprimirlo o licuarlo. Estos dos procesos requieren equipamiento técnico complejo, voluminoso y costoso.

Se necesita infraestructura especializada. En el caso de la producción son necesarios los electrolizadores, el almacenamiento precisa de tanques de alta presión, para la distribución se necesitan tuberías específicas o camiones cisterna presurizados y los repostajes demandan protocolos de seguridad especiales.

El hidrógeno es una molécula muy pequeña por lo que es fácil que se produzcan fugas a través de los materiales convencionales, por este motivo se hace necesario el uso de materiales especiales que puedan frenar la fuga debido al tamaño de las moléculas.

Los procesos para el uso del hidrógeno requieren de ciclos térmicos, humedad y presión por lo que la vida útil de los componentes se ve mermada ya que son procesos que degradan mucho los materiales. El polvo y las vibraciones debido al uso normal agrícola también acorta la vida de los componentes.

El ciclo completo, teniendo en cuenta la electrólisis, compresión, almacenamiento y conversión en electricidad o en potencia útil a través de motores de hidrógeno tiene una eficiencia considerablemente baja, alrededor del 30-40%, mientras que la electrificación directa puede llegar a superar rendimientos del 80%.

Para la electrólisis se necesita agua purificada, no vale el agua corriente, por ello surge la necesidad de instalar sistemas adicionales de purificación, en algunas zonas agrícolas es común la escasez hídrica puede ser un factor técnico limitante.

También hay que tener en cuenta que las pilas de combustible exigen hidrógeno de alta pureza, >99,99%. En el caso de presencia de impurezas se puede degradar la membrana de intercambio de protones y en consecuencia la vida útil de la misma se verá mermada.

Aspecto técnico	Ventaja	Limitación
Densidad energética	Alta por masa (120MJ/kg frente a los 45 MJ/kg del diésel)	Baja por volumen, requiere de compresión o licuefacción
Producción in situ	Posible con fotovoltaica local reduciendo la dependencia externa	Precisa de agua pura y equipos para ello
Almacenamiento	Flexible, a largo plazo buena integración en zonas rurales	Equipos caros, materiales especiales, posibles fugas y normativa específica
Eficiencia	Pilas de combustible con 45-60% de rendimiento	Ciclo energético poco eficiente (30-40%) frente a la electrificación directa (>75%)
Uso en maquinaria	Emisiones cero, bajo mantenimiento y menos ruido	Escasa oferta y rediseño necesario, TRL 7-8

Modularidad	Escalable a distintas capacidades, adaptable a cada explotación	Mayor complejidad operativa
Requisitos del hidrógeno	Permite almacenamiento de excedentes renovables	Se requiere de hidrógeno de alta pureza, alto riesgo de alta pureza sino degrada las membranas
Entorno agrícola	Adaptable a sistemas aislados con alta demanda energética	Temperaturas extremas, polvo y vibraciones que disminuyen la vida útil

Tabla 9: Evaluación técnica del uso del hidrógeno verde en las aplicaciones agrícolas.

3.1.5 HIDRÓGENO COMO FERTILIZANTE

Desde el punto de vista químico no hay diferencia alguna entre producir fertilizantes con hidrógeno gris o con hidrógeno verde. Sin embargo, si hay algunos desafíos técnicos que superar.

Las impurezas pueden desactivar el catalizador, por ello se necesita un sistema de purificación si se utiliza la electrolisis alcalina, que es la más viable en las condiciones del entorno agrícola.

El proceso para la obtención de Haber-Bosch opera de forma continua por lo que se hace imprescindible la integración de una batería para así poder garantizar la operación estable.

El proceso desprende calor que puede ser aprovechado para climatización, logrando así un proceso más eficiente.

A escala industrial ya está demostrada la viabilidad técnica por empresas como Fertiberia y Yara, mientras que a nivel descentralizado aún se están desarrollando reactores modulares de amoníaco con el que producir entre 100 y 500 kilogramos de amoníaco. Aunque siguen en fases de TRL 7 ya se han validado sistemas como estos en entornos rurales.

Para producir 1 tonelada de amoníaco se necesitarían 176kg de hidrógeno, esto equivale a unos 8.500kWh eléctricos si se obtiene el hidrógeno con un 65% de eficiencia, además se necesitan unos 350 metros cúbicos de agua purificada para poder producir ese hidrógeno, y una fuente estable de nitrógeno que suele ser el aire mediante la separación por membranas o PSA.

Teniendo en cuenta que el coste del hidrógeno puede rondar entre los 4 y los 10€ por kilo, producir los 176kg de hidrógeno costaría entre 700 y 1.700€ solo en materia prima. Se deben sumar costes de electrolizador, sistema de almacenamiento, unidades de síntesis de amoníaco e infraestructura auxiliar para purificar el agua o comprimir el gas.

En la actualidad, la producción de amoníaco gris se encuentra en precios entre 300 y 400€ por tonelada de hidrógeno, mientras que la producción de amoníaco verde se sitúa entre los 800 y los 1.200€ por tonelada. [54]

Es por todo ello que la producción de fertilizantes sostenibles como el amoníaco verde son técnicamente viables y pueden realizarse con el mismo principio químico, pero requiere de más desarrollo para poder realizarse de forma descentralizada y para optar a costes más bajos que den lugar a un precio competitivo frente al fertilizante convencional.

3.2 NORMATIVA APLICABLE A PRODUCCIÓN O CONSUMO DE HIDRÓGENO

3.2.1 ÁMBITO EUROPEO

Legislación general sobre renovables y seguridad

Directiva UE 2018/2001 (RED II) [55]. Es el marco para el hidrógeno verde, marca los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones. En esta se define el hidrógeno como RFNBO, se refiere a combustibles renovables de origen no biológico. Se establecen objetivos obligatorios, >1%RFNBO en transporte, >42% en consumo industrial, para el año 2030.

Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185 [56]. Se detallan tanto la metodología como los criterios mínimos de reducción de emisiones de efecto invernadero para considerar así el hidrógeno como energía renovable.

Directiva 2014/34/UE ATEX [57]. Reúne los requisitos para los aparatos en atmósferas explosivas, algo clave en las instalaciones de hidrógeno.

Reglamento (UE) 2023/1804 (AFIR) [58]. Se obliga a desplegar hidrogeneras cada menos de 200km con capacidad mínima y en cumplimiento de todos los estándares mínimos de presión y seguridad.

Reglamentos (UE) 2024/1788 y 1789 [59]. En estos reglamentos se detallan los marcos legales para el transporte, suministro y almacenamiento

Reglamento (UE) 2024/1735 (NZIA) [60]. Se establece en él un marco legal obligatorio cuyo objetivo es el fortalecimiento y aceleración de la investigación, desarrollo y fabricación de aquellas tecnologías cuyas emisiones netas son cero, entre estas tecnologías se encuentran los electrolizadores y las pilas de combustible, entre otros.

Normas técnicas y certificación [61]

Comité Técnico ISO/TC 197 sobre tecnologías del hidrógeno, desarrolla normas que incluye electrolizadores, calidad de hidrógeno para aplicaciones de movilidad, seguridad en estaciones de repostaje y transporte y almacenamiento.

ISO 14687: aborda la calidad del hidrógeno, actualmente vigente.

ISO 19880-1: marca los límites de las estaciones de repostaje, ya está en uso.

ISO 22734: establece la normativa para electrolizadores, aún en desarrollo.

IEC 62282: establece la normativa para pilas de combustible, en proceso de adopción por países emergentes.

CertifHy es el primer sistema de certificación, seguimiento y huella de carbono del hidrógeno verde en Europa. Establece los criterios de sostenibilidad, trazabilidad y origen renovable.

3.2.2 ÁMBITO NACIONAL

Leyes marco

Ley 7/2021 (20 mayo) [62], es una ley centrada en el cambio climático, así como en la transición energética, que impulsa distintos gases renovables como el biogás o el hidrógeno, crea obligaciones de uso industrial y en transporte.

La Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos [63], ha sido modificada por el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre. Estas modificaciones afectan al marco legal del hidrógeno, en estos decretos se adaptan medidas para las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Ucrania, medidas de ahorro, eficiencia energética y reducción de la dependencia del gas natural importado, así como medidas en materia de protección de las personas trabajadoras agrarias afectadas por la sequía.

Reglamentos y desarrollos normativos

Real Decreto 376/2022 [64], este decreto establece que para que el hidrógeno sea considerado renovable, el productor del mismo deberá estar inscrito en el registro de instalaciones de producción de gas proveniente de fuentes renovables. Exige garantías de origen, conforme a la Orden TED/1026/2022.

Real Decreto-ley 6/2022 (29 mar) [65], es uno de los ya comentados Reales Decretos que modifican la ley 34/1998, en este caso establece medidas urgentes frente a la crisis energética, afectando con ello al hidrógeno.

Orden TED/801/2024 (26 jul), establece las condiciones para las ayudas a los proyectos tanto de producción como de consumo de hidrógeno bajo el plan de recuperación, transformación y resiliencia, que establece que casi un 40% de las inversiones serán destinadas a la transición ecológica.

Real Decreto 663/2024 (9 jul) [66], por él se regula la concesión de subvenciones a los proyectos españoles por participar en un proyecto de interés común europeo.

Permisos para plantas de hidrógeno

Autorización Ambiental Integrada (AAI) [67], para ello hay que presentar un estudio del impacto ambiental del proyecto así como un plan para mitigar los efectos adversos en el ámbito medioambiental. Es un permiso obligatorio para aquellos proyectos que puedan tener impacto significativo en el medio ambiente.

Real Decreto 840/2015 [68], regula aquellas instalaciones que manejan sustancias peligrosas y que pueda haber riesgo de accidentes graves. Este Real Decreto se obliga a tener planes de prevención y formación del personal.

No existe normativa específica aplicable al sector agrícola, pero todas estas leyes, normas y decretos se deben tener en cuenta, aunque depende del caso específico se deberán tener o no en cuenta.

3.3 VIABILIDAD ECONÓMICA

3.3.1 ANÁLISIS DE COSTES

Para poder analizar los costes y por tanto la viabilidad económica se va a tener en cuenta una explotación determinada.

La explotación, ubicada en el centro/sur de España, será de 50 hectáreas, con olivar intensivo y regadío estacional, el consumo energético estará cubierto con hidrógeno verde y se tendrá un tractor agrícola y alguna otra maquinaria (2.500h de uso al año), una bomba de riego funcionando durante 6 meses aproximadamente y se tendrá consumo térmico para climatización de invernadero y otras instalaciones.

La producción del hidrógeno se realizará in situ, alimentando el electrolizador alcalino con placas solares fotovoltaicas, almacenamiento de hidrógeno mediante gas comprimido a alta presión y batería de respaldo.

3.3.1.1 Análisis de la inversión inicial. CAPEX

Los costes de inversión inicial son los siguientes.

Electrolizador alcalino

Se tienen en cuenta varios componentes necesarios a la hora de hacerse con un electrolizador alcalino. Las celdas que rosan los 250-400€/kW, el Balance of Plant, que es la instalación, ingeniería, transporte y obra civil directamente asociado al electrolizador cuyos precios son de unos 1200€/kW. El coste total que tomará una postura conservadora estará en 1600€ por kilovatio. [45]

Se hará ahora un cálculo de la potencia necesaria para una explotación.

El uso de un tractor, bomba de riego y uso térmico puede llevar a un gasto de 6-8kg al día, multiplicado por 300 días nos queda un gasto de 2.400kg/año.

La electrólisis consume unos 50kWh/kg de H₂.

Multiplicándolo por los kilogramos necesarios al año no sale 120.000kWh/año y teniendo en cuenta que se opera durante unas 2.500 horas al año.

La potencia que obtenemos dividiendo la energía entre el tiempo es de 48kW.

Es por tanto que el electrolizador necesario será de aproximadamente 50kW, multiplicando la potencia por el precio por kW estimado anteriormente, se obtiene un precio de aproximadamente 80.000€.

Paneles fotovoltaicos

Según los cálculos anteriores la demanda eléctrica anual estimada es de 120-000kWh/año.

Como ya se comentó la media de horas equivalentes solares en España es de 1600h/año, es decir 1kwp de paneles genera 1600kWh al año. Se calcula así la potencia dividiendo la energía necesaria entre la que genera cada placa, obteniéndose una potencia pico de 75kWp. En la actualidad se puede considerar una eficiencia de las placas solares de un 20% lo que haciendo un cálculo de la potencia pico por la eficiencia y entre la irradiancia solar nos sale una superficie de unos 400 metros cuadrados para obtener esa potencia.

Los paneles solares cuestan entre 600€ y 1200€ por kilovatio, el inversor entre 1000€ y 2000€ según el tamaño del sistema y la instalación depende de la complejidad y la localización, pero alrededor de 1000€-3000€, a estos costes se le tiene que añadir algún otro coste que no suele superior a los 500€-1000€. Todo ello conduce a un total de entre 1000€ y 2500€ por kilovatio instalado. [69] Pero todos estos datos de precios son a nivel doméstico, si se quiere hacer una instalación como la que se plantea bajan considerablemente, logrando precios de 850€/kW. [70]

Multiplicamos ahora los precios por la potencia necesaria y se obtiene un total de 64.000€ aproximadamente.

Inversores y sistemas eléctricos

El inversor se puede encontrar entre los 5.000€ y los 8.000€ según la marca elegida, también se necesitan otros sistemas eléctricos como el cuadro general de protección, cableado seccionadores y demás, todo ello puede llegar a unos 2.500€ según los catálogos de ABB o SFE Solar. [71]

Tanques de almacenamiento

Con un tanque de 15kg almacenados a 500 bar se tendría suficiente energía para que la explotación funcione dos días, un tanque suele costar 1000€/kg [72] aproximadamente lo que nos llevaría a un precio de 15.000€ el tanque.

Sistema de compresión

El compresor es necesario para así poder comprimir el hidrógeno gas producido por el electrolizador para su posterior almacenamiento en los tanques, su precio puede estar alrededor de los 12.000-15.000€, McPhy y HyET son empresas que venden este tipo de compresores.

Sistema de dispensado

Es necesario para suministrar el hidrógeno almacenado a los vehículos mediante una manguera presurizada con válvulas automáticas que detecten cuando está lleno el tanque del vehículo para cortar el suministro, en función de la presión, caudal y si se necesita o no refrigeración.

Un dispensador simple sin refrigeración, a 350 bar puede estar en torno a los 8.000€-15.000€. Por otro lado, un dispensador con un dispensador completo y más avanzado cuesta entre 12.000€ y 20.000€. [73]

En principio se opta por un dispensador sencillo ya que es para una explotación agrícola, con un precio de 12.000€.

Adaptación de la maquinaria hidrógeno

Se tendrían que adaptar los motores necesarios para poder funcionar con el nuevo combustible, cambiar los depósitos de la maquinaria para almacenar el hidrógeno a alta presión, cambiar válvulas y pagar la mano de obra especializada, se estima en 30.000€.

Sistemas de control y seguridad

El sistema de seguridad es una parte muy importante y por ello hay que invertir lo necesario tanto para cumplir la normativa como para que no ocurran accidentes que puedan causar daños personales y materiales.

Asimismo, este sistema se encarga de detectar fugas, prevenir sobrepresiones o incendios y actuar automáticamente ante fallos.

Se necesitan detectores de hidrógeno, se considera que se instalan dos de ellos para cubrir mejor el espacio, estos cuestan entre 400 y 600€, podemos tomar los de pce-instruments como referencia [74].

Hace falta un panel de control con display, para controlar los sensores y alarmas, cuyo precio está alrededor de los 1200€ [75].

También un sistema de corte automático consiste en una electroválvula con un relé disparador que se activa al superar el umbral fijado, su precio es de 300€.

Para los casos en los que se detecte un fallo se requieren alarmas tanto sonoras como visuales para que el personal se dé cuenta de este y pueda actuar de la forma necesaria, estos sensores tienen un precio aproximado de 150€.

Igualmente se requiere de protecciones eléctricas como diferenciales, magnetotérmicos y demás, cuyo coste total se estima en 200€.

Por último, se necesita documentación y certificados como el de instalación conforme con la normativa ATEX, cuyo coste total es de 500€ aproximadamente.

El coste de todo el sistema de seguridad, sumando todo resulta ser de en torno a los 3.500€

Infraestructura civil y montaje

La infraestructura civil es necesaria para la instalación de los equipos y permite protegerlos.

Se tiene que mover la tierra para obtener un terreno nivelado y compacto, depende de la ubicación varía mucho, se asume que es un terreno medianamente llano y con una orografía no muy complicada y se estima entonces que, si el terreno a utilizar es de 150 metros cuadrados, el precio puede ser el 10-15€ el metro cuadrado por lo que aproximadamente tendría un coste total de 2.000€.

Son necesarias las cimentaciones hormigonadas para la correcta instalación de los equipos, necesarios unos 20 metros cúbicos de cimentaciones, con un precio de 125€ el metro cúbico, se estima un coste de 2.500€.

Para cables y tuberías de hidrógeno se necesitan 60 metros de canalizaciones y zanjas que tendrán un coste de 25€ el metro si no hay rocas, sumando un coste total de alrededor de 1.500€.

La instalación aérea del cableado necesita de bandejas metálicas y soportes los cuales costarán 500€ aproximadamente si son unos 30 o 40 metros lineales.

El electrolizador necesita una estructura similar a un contenedor metálico o caseta prefabricada que tenga un IP55 de aislamiento contra el polvo y agua. Su precio es de 2.000€ aproximadamente.

Se necesitará para realizar todo el montaje y obra el alquiler de maquinaria pesada como una grúa, su precio es de unos 500€ teniendo en cuenta que solo hará falta un día de uso.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el coste total de la infraestructura civil y el montaje se estima entonces en 10.000€.

Batería de respaldo

Se elige una batería de 50kWh que es suficiente para cubrir una o dos horas de trabajo parcial del electrolizador lo que sobre todo ayuda a evitar sobredimensionar el sistema fotovoltaico, además de poder cubrir la demanda en caso de falta de sol por nubosidad.

La batería se elige de litio por su alta durabilidad y seguridad, estas baterías tienen un coste estimado de entre 300 y 450€ por kWh, lo que lleva a un precio de unos 17.500€. [76], [77]

Concepto	Coste
Electrolizador alcalino	80.000€
Paneles fotovoltaicos	64.000€
Inversores y sistemas eléctricos	9.000€
Tanques de almacenamiento	15.000€
Sistema de compresión	13.500€
Sistema de dispensado	12.000€
Adaptación de maquinaria	30.000€
Sistemas de control y seguridad	3.500€
Infraestructura civil y montaje	10.000€
Batería de respaldo	17.500€
Total	284.500€

Tabla 10: Costes de inversión inicial. CAPEX

3.3.1.2 Análisis del coste de operación. OPEX

Los costes operativos anuales son los siguientes:

Mantenimiento del electrolizador, el compresor y maquinaria

El electrolizador necesita mantenimiento periódico, en él se deben limpiar los electrodos, inspeccionar las juntas para cambiar aquellas que estén en mal estado, los diafragmas se tienen que cambiar cada 3-5 años y se deben verificar los niveles de hidróxido de potasio que es lo que se suele usar.

Se estima que el mantenimiento general del electrolizador tiene un coste del 2-3% del equipo tomando un 2,5% de los 80.000€ que se estimó que costaría el electrolizador, ronda los 2000€.

La revisión y mantenimiento del compresor incluye la sustitución de lubricantes, válvulas y distintas juntas. El coste será de 1.000€ anuales

La maquinaria requiere mantenimiento parecido al mantenimiento de un tractor convencional, aunque hay que revisar el tanque de alta presión que es un punto muy importante, estos gastos se estiman alrededor de los 1.500€ anuales.

Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico

Los paneles han de ser limpiados para que su rendimiento sea el óptimo y no baje la producción de electricidad, asimismo las estructuras deben ser revisadas para asegurar que no se han visto dañadas por posibles adversidades meteorológicas. Los inversores se deben sustituir cada 10-12 años.

El coste estimado del mantenimiento del sistema solar fotovoltaico es de alrededor de un 1% del valor total de esta instalación lo que resulta en 640€ anuales.

Reposición de electrolito

El hidróxido de potasio se degrada por las impurezas que puede haber y por reacciones secundarias que suceden debido a ello. Se estima que en un año se necesitarán unos 20kg de KOH, lo que hace es un coste anual de unos 130€. El hidróxido de potasio puede tener muchos precios según las cantidades compradas, lo más lógico sería comprar sacos de 25kg para este caso de estudio, su precio es de 160€ lo que significa que el kg son 6,4€. [78]

Revisión de los elementos de seguridad

Se tienen que verificar los sensores ATEX, realizar pruebas de fugas y de presión para asegurar que a todo funciona correctamente y en caso de fallo actúan correctamente para evitar accidentes. Los sensores se deben reemplazar cada 2-3 años.

El coste anual estimado será de 300€ al año.

Seguros e inspecciones legales

El seguro cubre los daños a los equipos tanto por fallos eléctricos, incendios o robos, se estima en 650€ anuales, teniendo en cuenta que es una instalación industrial de menos de 250MW.

Por normativa, se debe cumplir con algunas inspecciones legales periódicas.

La inspección de la instalación de baja tensión que será cada 5 años y son realizadas por la OCA autorizada cuesta 300€, es decir 60€ anuales.

Se inspeccionan también los tanques a presión de hidrógeno, cada 3 o 6 años según el volumen y el tipo. En este caso al ser tanques que almacenan hidrógeno a 500 bar usados en producción in situ se deben inspeccionar cada 3 años, con un coste de 600€, 200€ anuales.

Por último, los compresores también son inspeccionados, cada 5 años con un coste de 500€, siendo el coste anual de 100€.

Personal técnico

Aun tratándose de una instalación automatizada se necesita asistencia técnica puntual para realizar revisiones preventivas, gestionar el mantenimiento y vigilar la producción. Se estima que se necesita un trabajador a tiempo parcial cuya jornada sea 0,1 veces una jornada normal, es decir 200 horas al año, debe estar especializado como técnico de mantenimiento industrial.

El salario bruto de un operador es de a partir de 30.000€ al año por lo que estaría cobrando a partir de 15€ por hora. Para tener un cálculo más conservador se estima un sueldo de 18€ a lo hora, con lo que se obtiene un coste de 3.600€ al año.

Costes electricidad

Aunque las placas solares fotovoltaicas se dimensionan para cubrir la demanda de electricidad del electrolizador, se debe tener en cuenta que, aun teniendo la batería, puede haber momentos de nubosidad prolongada que tenga como resultado no producir energía y necesitar energía de la red. Por ello se estima que hay un gasto anual de electricidad de la red, se estima que puede ser de un 2,5% de la electricidad total necesaria a lo largo del año es decir 2.500kWh, según los datos de CNMC, la electricidad tiene un precio de 0,13€/kWh [79], lo que se convierte en un coste total anual de 325€ al año.

Costes indirectos

En esta sección se tienen en cuenta todos aquellos gastos administrativos o logísticos que están relacionados con la planta de hidrógeno. Se incluyen gastos de software, repuestos de los equipos y gastos de comunicación entre otros. Estimando aproximadamente un 3% del coste OPEX directo anual se encontraría en aproximadamente 270€ anuales.

Concepto	Coste anual
Mantenimiento del electrolizador	2.000€
Mantenimiento del compresor	1.000€

Mantenimiento de la maquinaria	1.500
Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico	640€
Reposición del electrolito	130€
Revisión de elementos de seguridad	300€
Seguro e inspecciones legales	1.010€
Personal técnico especializado	3.600€
Energía comprada a la red	325€
Costes indirectos	270€
Total	10.775€

Tabla 11: Costes de operación. OPEX

3.3.2 COMPARACIÓN CON ALTERNATIVAS ACTUALES

Para hacer esta comparativa debemos marcar unos supuestos generales.

Demanda de energía 120.000kWh/año, la misma que usaría el electrolizador de nuestro estudio.

Vida útil del sistema 20 años.

Precio de la electricidad 0,13€/kWh.

Precio del diésel agrícola 1,1€/L.

Precio hidrógeno comercial 10-12€.

Equivalencia energética del hidrógeno-diésel, 1kg hidrógeno = 3,3 L diésel.

Producción anual de hidrógeno 2.400kg/año.

En primer lugar, se tiene en cuenta el coste total del hidrógeno en 20 años, calculado anteriormente. El coste de inversión inicial es de 284.500€, y el coste de operación es de 10.775€ anuales que multiplicado por 20 años se obtiene un coste de 185.500€, todo ello hace un total de 470.000€ que habrá que dividir entre los kilogramos de hidrógeno producidos para así ver el coste por kilogramo. En 20 años la producción de hidrógeno sería de 48.000kg ya que al año se producen 2.400kg, por lo tanto, dividiendo los 470.000€ entre los 48.000kg se obtiene un coste unitario de 9,79€/kg de hidrógeno.

Ahora se analizará la alternativa más utilizada en explotaciones agrícolas, el gasóleo agrícola.

El diésel necesario equivalente se calcula multiplicando los kilos de hidrógeno por la equivalencia asumida anteriormente, es decir por cada kilo de hidrógeno se requiere de 3,3 litros de gasóleo agrícola. Por lo tanto, se necesitarán 7.920 litros de diésel anuales, en los 20 años se necesitarían 158.400 litros. Multiplicando los litros por su precio estimado se obtiene un coste de 174.240€ a lo que se añadirán 2.000€ al año de otros posibles costes. Llegando a una cifra total de 214.240€ durante los 20 años. Se calcula el coste equivalente que tendría el hidrógeno dividiendo entre los 48.000kg de hidrógeno equivalente, obteniendo un precio de 4,46€/kg de hidrógeno equivalente.

Por último, se tendrá en cuenta la posible alternativa de usar electricidad, sin conversión a hidrógeno. Aunque ya se analizó y la viabilidad técnica es escasa se tendrá en cuenta la viabilidad económica para tener una mejor visión global de cada alternativa.

La demanda anual es de 120.000kWh, que multiplicando por 0,13€/kWh se tendría un coste anual de 15.600€ a lo que se añaden 1.000€ de mantenimiento, es menor que en el caso del gasóleo porque el desgaste de esta maquinaria es menor. Para calcular el coste total en los 20 años establecidos se multiplican los 16.600€ de gastos anuales por 20 años, obteniendo un gasto total de 332.000€, hay que añadir un coste de inversión inicial de la adaptación de la maquinaria a electricidad que se estima en 40.000€, llegando a un total de 372.000€. Como

esos 120.000kWh anuales son equivalentes a los kilogramos de hidrógeno se puede hacer una equivalencia, dividiendo entre los 48.000kg de hidrógeno equivalente que serían equivalentes y se obtiene un precio por unidad de 7,75€/kg de hidrógeno equivalente.

	Hidrógeno verde	Gasóleo agrícola	Electricidad de la red
Coste total	470.000€	214.240€	372.000€
€/kg hidrógeno equivalente	9,79€/kg	4,46€/kg	7,75€/kg

Tabla 12: Comparativa coste unitario hidrógeno verde y sus alternativas

El hidrógeno tiene una altísima inversión inicial que limita mucho la viabilidad económica, lo que hace que el coste por kilogramo de energía útil sea mayor que sus alternativas. Así mismo, tiene el problema de la mayor complejidad técnica y necesidad de mantenimiento llevado a cabo por personal especializado.

El hidrógeno gana en la gran dependencia energética que le otorga a la explotación, no se depende de variabilidad de precios ni de los combustibles fósiles. Las emisiones son nulas, muy decisivo contra los combustibles fósiles, la energía de la red no tiene por qué ser limpia tampoco en la actualidad, puede venir de la quema de gas en los ciclos combinados, por ejemplo. El hidrógeno tiene posibilidad de recibir subvenciones y ayudas que analizaremos más adelante pero que puede reducir un 30-40% su inversión inicial (CAPEX). En zonas remotas es muy positivo que se puede aprovechar el excedente de solar e incluso en un futuro puede llegar a plantearse vender el excedente de hidrógeno.

Hoy en día el hidrógeno es mucho más caro que sus alternativas, especialmente comparado con el diésel, pero con subvenciones se acercaría a la posibilidad de ser viable económicamente.

3.3.3 RETORNO DE INVERSIÓN

$$ROI = \frac{\text{Beneficio neto}}{\text{Inversión inicial}} = \frac{\text{Ingresos} - \text{Gastos}}{\text{Inversión inicial}}$$

Para calcular el ROI se necesitan conocer los ingresos de la explotación. Los ingresos medios según la Junta de Andalucía por cada hectárea de olivar intensivo se encuentran entre los 1.000€/ha y los 1.800€/ha y en el caso de las hectáreas de cultivo de regadío la media se encuentra entre 1.200€/a y 2.500€/ha. Haciendo una media y teniendo la mitad de las hectáreas de cada tipo de cultivo se aproxima a 1.600€/ha. Nos llevan a tener unos ingresos de 80.000€ anuales.

$$ROI = \frac{80.000 - 10.775}{284.500} \cdot 100 = 24,32\%$$

$$Payback = \frac{284.500}{80.000 - 10.775} = 4,1 \text{ años}$$

En el caso del gasóleo agrícola no tiene sentido valorar el retorno de la inversión en un principio ya que es la tecnología existente que se usa hoy en día por lo que la inversión ya está hecha, solo hay costes de operación.

En el caso de la electricidad se puede realizar, teniendo en cuenta los datos planteados en el apartado anterior el retorno de la inversión es el siguiente.

$$ROI = \frac{80.000 - 16.600}{30.000} \cdot 100 = 211\%$$

$$Payback = \frac{30.000}{80.000 - 16.600} = 0,47 \text{ años}$$

Subvención	Inversión neta	Beneficio neto anual	ROI	Payback
0%	284.500€	69.225€	24,3%	4,1 años
10%	256.050€	69.225€	27,0%	3,7 años
20%	227.600€	69.225€	30,4%	3,3 años
30%	199.150€	69.225€	34,8%	2,9 años
40%	170.700€	69.225€	40,5%	2,5 años
50%	142.250€	69.225€	48,7%	2,1 años
60%	113.800€	69.225€	60,8%	1,6 años

Tabla 13: Retorno de inversión según el porcentaje de ayuda sobre la inversión inicial

Se observa en la tabla como con ayudas del 30-40% se vuelve muy competitivo con retornos superiores al 30% y retornos inferiores a los 3 años.

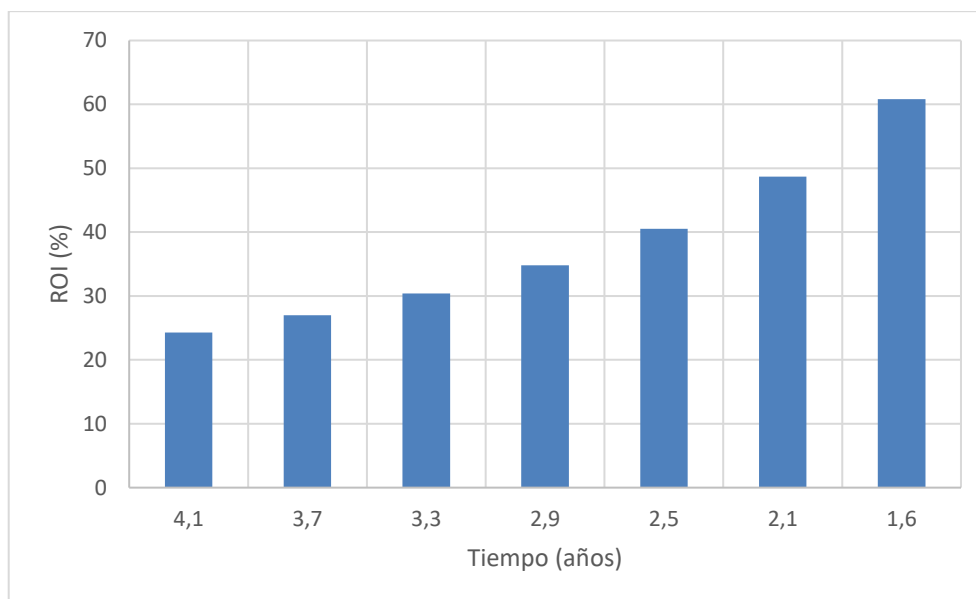


Figura 7: Retorno de inversión del hidrógeno según el porcentaje de ayuda sobre la inversión inicial

3.3.4 ANÁLISIS DE AYUDAS E INCENTIVOS

Ayudas nacionales para producción de hidrógeno verde

Se van a llevar a cabo subastas “como servicio” AaaS. Estas ayudas son una forma innovadora de dar subvención pública. Las empresas presentan sus proyectos de generación de hidrógeno y dicen la cantidad de dinero que necesitan por kilogramo de hidrógeno producido, es entonces cuando la comisión encargada valora las propuestas y subvenciona aquellos proyectos más competitivos. En España se han destinado 400M€ del fondo PRTR para apoyar proyectos nacionales que quedaron fuera de las subastas europeas que se llevaron a cabo tiempo atrás mediante este estilo de subvención. Son subvenciones de hasta 10 años, no solo por inversión sino por hidrógeno producido. [80]

Se destinaron también 1.200 millones de euros a 7 proyectos de producción de hidrógeno verde. Son ayudas a fondo perdido se supera el 30% de la inversión de los proyectos y entre las principales beneficiarias se encuentran Repsol, Cepsa, Naturgy y Enagas. [81]

Iniciativas regionales y locales

También se están destinando ayudas a niveles autonómicos, en Andalucía, por ejemplo. Se ha anunciado este año un paquete de ayudas de 400M€ para mejorar el sector industrial andaluz. En concreto al hidrógeno verde se destinarán 50 millones de euros para reforzar la transición energética hacia las energías limpias. [82]

Instrumentos estratégicos de largo plazo

España participa en distintos proyectos importantes de interés común europea, IPCEIs. El Hy2Move destinará 16.300 millones de euros en subvenciones para el hidrógeno, su uso y tecnología. [83]

El IPCEI Hy2Use, es una parte concreta del anterior dispone de 794 millones de euros para subvenciones de uso de hidrógeno. Estas ayudas están destinadas a proyectos de electrolizadores y transporte. [84]

Ayudas al almacenamiento y la energía solar

En marzo de este año, 2025, la comisión europea aprobó un nuevo paquete de ayudas de 700 millones de euros destinado al almacenamiento de energía en España. Se puede ver beneficiado en hidrógeno como posible vector de almacenamiento de energía, también a la energía solar con batería o como fuente de energía para la producción de hidrógeno por lo que es una subvención que puede ser muy adaptada al proyecto de hidrógeno en una explotación agrícola. [85]

Innovación en el sector agrícola

Las ayudas para la innovación AEI-Agri destina 83,75M€ para subvenciones destinadas a proyectos de innovación que se lleven a cabo por grupos operativos, consorcio de hasta 8 miembros. Para este año 2025 quedan 46,5M€, el resto se repartió en la convocatoria del año 2023. Un requisito mínimo es que la subvención está destinada a grupos autonómicos supra-autonómicos, tiene que haber un mínimo de dos miembros de distintas comunidades autónomas. Se subvenciona hasta un 65% de la inversión como pueden ser los equipos y la maquinaria y hasta un 100% de los costes operativos como el personal. Algunos de los proyectos que se contemplan como innovación es el sistema de electrólisis para producción de hidrógeno para riego y adaptación de maquinaria a hidrógeno. [86]

3.3.5 FERTILIZANTES A PARTIR DE HIDRÓGENO VERDE

Visto lo anterior podemos entender que el hidrógeno verde para fertilizantes es posiblemente poco viable en la actualidad.

El precio del hidrógeno verde es entre 3 y 5 veces más caro que el gris, lo que implica una subid directa del precio del amoniaco y en consecuencia del fertilizante a utilizar.

Al igual que para la producción del hidrógeno verde, también se están ofertando paquetes de ayudas para los fertilizantes sostenibles.

Hay fondos europeos como NextGen, IPCEI u Horizonte Europa que colaboran para la reconversión de las plantas químicas, para convertirlas en plantas más sostenibles.

En España además se están financiando proyectos de amoniaco verde.

Por otro lado, las penalizaciones al hidrógeno gris para la síntesis de los fertilizantes cada día son más inminentes lo que está haciendo que los precios suban, con las mejoras de tecnología para obtención del hidrógeno verde se espera que para el año 2030 sea competitivo y por tanto se utilice hidrógeno verde en su mayoría.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir del estudio realizado durante el trabajo, se analizarán en este apartado los resultados obtenidos, relacionando los aspectos técnicos y económicos y extrayendo formas prácticas en las que el hidrógeno verde puede aplicarse en la agricultura.

Los resultados nos indican que muchas de las formas de producción de hidrógeno aun no son viables a gran escala en la actualidad, pero se sigue investigando para que, si lo sean, mientras que la electrólisis si lo es.

Este combustible al tener baja energía por densidad en condiciones normales no se almacena así, sino que hay que comprimirlo hasta tener un gas comprimido con la energía mucho más concentrada, o sino también puede licuarse a temperaturas criogénicas. Es mucho más viable el hidrógeno comprimido porque la tecnología es menos compleja y al tratarse del sector agrícola es mejor cuanto menos complejo, asimismo el gasto de energía para licuar el hidrógeno es mayor que para comprimirlo.

El almacenamiento, por su parte, es un reto ya que es muy difícil por la pequeñez de las partículas que requiere de materiales muy específicos y sistemas de seguridad para detectar las posibles fugas y evitar los accidentes que se podrían provocar, pero es perfectamente factible almacenar el hidrógeno.

Para terminar con el ciclo el hidrógeno acaba utilizándose en maquinaria y equipos como tractores y bombas para riego. La maquinaria adaptada al hidrógeno es aún costosa debido a la poca oferta, los motores y bombas pueden adaptarse, pero es complejo y también es caro, aunque técnicamente no hay límites físicos que impidan el cambio.

Aunque el uso del hidrógeno verde si es viable técnicamente la electrólisis requiere de equipo caro, que hace que el coste de inversión inicial sea muy elevado y por tanto en un primer lugar no sea competitivo con las principales alternativas, la electricidad y el diésel agrícola.

Tecnología	Inversión inicial	Coste de explotación anual	Beneficio neto anual
Hidrógeno verde	284.500€	10.775€	69.225€
Gasóleo agrícola	0€	14.000€	66.000€
Electricidad	30.000€	16.600€	63.400€

Tabla 14: Comparativa inversión inicial, costes y beneficios anuales

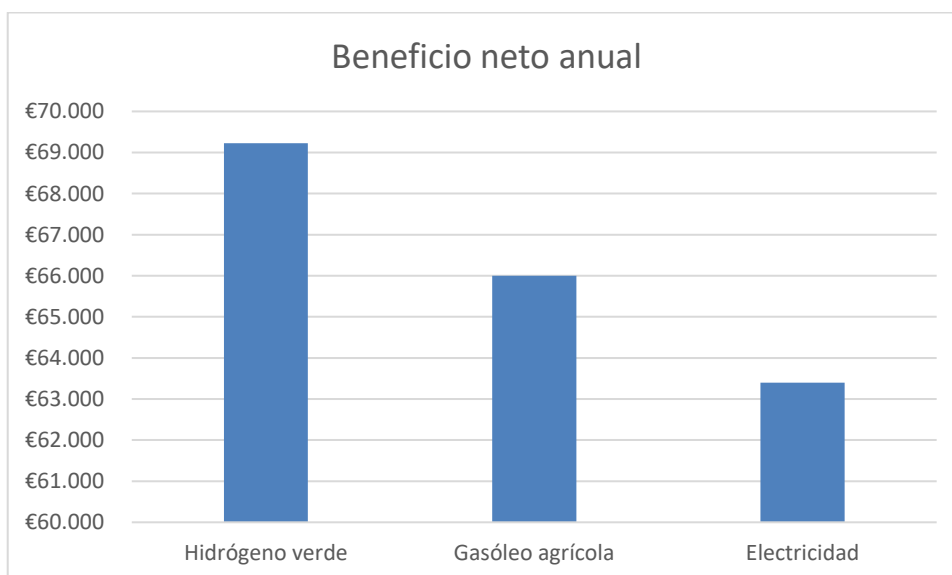


Figura 8: Comparación de los beneficios netos actuales según la tecnología utilizada

Se necesita mucho equipo nuevo, maquinaria aun no suficientemente desarrollada y por lo tanto con precios muy altos. Aunque una vez en marcha el coste de operación está en valores muy cercanos al gasóleo, incluso por debajo.

En el caso de no haber subvenciones el retorno de la inversión es de 4 años, lo que significa que a partir del quinto año se lograría ganar más dinero teniendo un sistema de hidrógeno como el estudiado. Si se introducen subvenciones se puede reducir a menos de 3 años este tiempo, si las subvenciones son de al menos un 30% de la inversión inicial.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este trabajo se ha centrado en el estudio de la viabilidad del hidrógeno verde como combustible, aunque también como producto para los fertilizantes. Para ello se han tenido en cuenta la viabilidad técnica y la económica esta última ha sido analizada a partir de un caso más concreto teniendo el estudio técnico.

La integración del hidrógeno verde en una explotación agrícola de tamaño medio es técnica y económicamente viable en el contexto actual en España, especialmente si se dan subvenciones y ayudas públicas.

La producción mediante electrólisis alcalina alimentada con energía fotovoltaica es la opción más adecuada en el entorno estudiado, por su madurez tecnológica y fiabilidad. Las electrolisis PEM y SOEC, aunque tienen mejores rendimientos se hacen menos viables debido a los mayores costes y los requerimientos técnicos más complejos.

Por otro lado, el almacenamiento más viable es como gas comprimido a alta presión debido a la modularidad y disponibilidad comercial, otras opciones como el hidrógeno líquido o mediante químicos requieren de tecnología más avanzada y compleja.

Un modelo de producción in situ es mejor que uno centralizado ya que permite gozar de independencia energética además de reducir las pérdidas en el transporte mejorando la eficiencia. Asimismo, un sistema basado en el hidrógeno verde permite operar la maquinaria, el riego, la climatización, gozando de independencia energética además de reducir las emisiones netas, por lo que esta solución quedaría alineada con los objetivos de desarrollo sostenible.

Aunque hoy en día sigue habiendo un desafío importante, la inversión inicial. La competitividad frente a los principales competidores, como son el gasóleo y la electricidad, estará marcada en los años futuros por la evolución de precios de la tecnología, subvenciones y penalizaciones por contaminación. Será determinante para reducir los precios del

hidrógeno, la investigación y desarrollo que le den madurez. En la actualidad el hidrógeno tiene un coste de 9,79 € por kilogramo producido in situ en las condiciones analizadas por lo que no puede competir con el gasóleo que se encuentra en un equivalente de 4,46 € el kilogramo. Con subvenciones de un 30-40% de la inversión inicial cambia la situación, el coste del hidrógeno se iguala al de la electricidad y se aproxima al del gasóleo, reduciéndose fuertemente el tiempo de retorno de inversión hasta situarse por debajo de los 3 años. Tras el análisis realizado se observa claramente que el factor limitante es la inversión inicial ya que el coste de operación es competitivo con las otras alternativas.

Hay otros factores limitantes hoy en día, entre los que se encuentran la falta de oferta comercial de maquinaria agrícola y vehículos pesados con esta tecnología, la baja eficiencia energética que es de un 40% aproximadamente frente al 75% de la electrificación directa. Además, se requiere de agua purificada para poder llevar a cabo la electrólisis, puede ser complicado en zonas agrícolas donde la demanda de agua es alta y muchas veces no es de buena calidad.

La mayor ventaja es que el hidrógeno verde tiene un impacto ambiental muy positivo si se consigue sustituir el gasóleo agrícola por el hidrógeno y si se logra sustituir los fertilizantes por aquellos a fertilizantes verdes hechos a base de hidrógeno verde. En un mundo que necesita reducir las emisiones para así combatir el calentamiento global, esto es muy importante y le da prioridad a esta tecnología frente a otras. Mientras que otras tecnologías tienen y tendrán penalizaciones por la contaminación esta será bonificada y así logrará imponerse.

Esta tecnología podría aplicarse a una amplia cantidad de sectores cuando sea más madura, al transporte, con camiones de hidrógeno o incluso a los turismos, de hecho, ya hay marcas que están probando coches con esta tecnología, pero en España no se tiene todavía la infraestructura necesaria.

También se podría aplicar en los sistemas insulares en los que se almacena energía actualmente en baterías para los casos en los que puedan quedarse aisladas de la red eléctrica nacional para almacenar energía en forma de hidrógeno.

Poder realizar proyectos piloto reales en explotaciones sería muy ventajoso para poder localizar mejor tanto los inconvenientes que puedan surgir como las cosas que funcionan bien para potenciarlas si se puede.

Este estudio demuestra que el hidrógeno verde tiene un altísimo potencial para transformar el sector agrícola hacia la descarbonización del sector, alienándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. La implantación de este dependerá de la reducción de costes y ayudas concedidas a su desarrollo.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] «¿Qué es el hidrógeno verde?» Accedido: 29 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sostenibilidad.com/desarrollo-sostenible/que-es-el-hidrogeno-verde/>
- [2] «Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía)», Temas | Parlamento Europeo. Accedido: 29 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [3] R. B. C. Silva, R. F. González, L. V. Díaz, y W. C. Muñoz, «PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE».
- [4] A. Dabi, «La economía del hidrógeno apunta a una nueva dinámica de poder mundial».
- [5] M. J. Gamez, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 29 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [6] F. Lama, «Tipos de agricultura ¿Cuáles son?», Blog Lamastore. Accedido: 20 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.lamastore.es/blog/tipos-de-agricultura/>
- [7] «Agricultura - Qué es, tipos y etapas del ciclo agrícola», <https://concepto.de/>. Accedido: 20 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://concepto.de/agricultura/>
- [8] «PONENCIA-2-Fuentes-de-energia-en-las-maquinas-agricolas.-Futuro-Luis-Marquez-Delgado.pdf». Accedido: 20 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://acefer.com/wp-content/uploads/2019/09/PONENCIA-2-Fuentes-de-energia-en-las-maquinas-agricolas.-Futuro-Luis-Marquez-Delgado.pdf>
- [9] admin, «John Deere presenta a “SESAM” el tractor eléctrico», [ipesamaquinarias.com.pe](https://www.ipesamaquinarias.com.pe). Accedido: 20 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipesamaquinarias.com.pe/john-deere-presenta-a-sesam-el-tractor-electrico/>
- [10] «¿Cómo son los tractores eléctricos y agrícolas? -Blogs MAPFRE». Accedido: 20 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.motor.mapfre.es/coches/noticias-coches/tractores-electrico/>
- [11] «Impulsando la sostenibilidad mediante la producción de amoníaco ecológico | Endress+Hauser». Accedido: 24 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.lasc.endress.com/es/sostenibilidad-soluciones/produccion-de-hidrogeno/impulsando-la-sostenibilidad-a-traves-del-amoniaco-verde>
- [12] TECPA, «Las etapas del proceso de Haber Bosch | Formación de ingenieros». Accedido: 24 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.tecpa.es/proceso-haber-bosch/>
- [13] «Uso-y-beneficios-de-los-fertilizantes-producidos-a-partir-de-hidrogeno-verde-en-UruguayV2.pdf». Accedido: 23 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en:

- <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/07/Uso-y-beneficios-de-los-fertilizantes-producidos-a-partir-de-hidrogeno-verde-en-UruguayV2.pdf>
- [14] «La actualidad del hidrógeno - Norvento - Norvento». Accedido: 25 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.norvento.com/blog/la-actualidad-del-hidrogeno/>
- [15] AdminB, «Conoce los tipos de electrolizadores que existen actualmente.», IDEAGREEN. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>
- [16] «(22) Publicación | LinkedIn». Accedido: 25 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.linkedin.com/posts/heroseiberica_mayor-eficiencia-y-fiabilidad-en-la-electr%C3%B3lisis-activity-7122892030170533888-lkBk/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAC9BQ9wBxCTfmlxpfWNRJHEPRr0BXDq8c7w
- [17] «Todo lo anterior», Bienvenido a Revista RD Energía. Accedido: 25 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://revistardenergia.com/todo-lo-anterior/>
- [18] M. J. M. Ayora, «Electrolizadores: Análisis, Perspectivas de Mercado y Comparación».
- [19] «Snapshot». Accedido: 25 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://revistardenergia.com/todo-lo-anterior/?utm_source=chatgpt.com
- [20] M. J. M. Ayora, «Estado del arte de electrolizadores de óxido sólido».
- [21] David, «Fotocatálisis para generar de hidrógeno», eshidrogeno. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eshidrogeno.com/fotocatalisis/>
- [22] «13_GAINA - Fotocatálisis TiO2.pdf». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.fluidmecanicasur.es/content/uploads/13_GAINA%20-%20Fotocatálisis%20TiO2.pdf
- [23] R. Brimblecombe *et al.*, «Photocatalytic oxygen evolution from non-potable water by a bioinspired molecular water oxidation catalyst», *J. Mol. Catal. Chem.*, vol. 338, n.º 1, pp. 1-6, mar. 2011, doi: 10.1016/j.molcata.2011.02.006.
- [24] D. Gunawan *et al.*, «Materials Advances in Photocatalytic Solar Hydrogen Production: Integrating Systems and Economics for a Sustainable Future», *Adv. Mater.*, vol. 36, n.º 42, p. 2404618, 2024, doi: 10.1002/adma.202404618.
- [25] H. Fu *et al.*, «A scalable solar-driven photocatalytic system for separated H₂ and O₂ production from water», *Nat. Commun.*, vol. 16, n.º 1, p. 990, ene. 2025, doi: 10.1038/s41467-025-56314-x.
- [26] O. Kardoudi, «El gran problema del hidrógeno que preocupa a los científicos», *elconfidencial.com*. Accedido: 29 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.elconfidencial.com/tecnologia/novaceno/2022-12-22/problema-hidrogeno-energia-cientificos_3546647/
- [27] «Almacenamiento y distribución del hidrógeno de forma segura», TÜV SÜD. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.tuvsud.com/es-es/temas/hidrogeno/cadena-valor-hidrogeno/almacenaje-y-distribucion-hidrogeno>
- [28] TresCantos, «Almacenamiento de Hidrógeno», ARIEMA. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>
- [29] TresCantos, «Almacenamiento de Hidrógeno», ARIEMA. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>

- [30] T. Rheinland, «Depósitos de hidrógeno a presión y otros métodos de almacena | TÜV Rheinland». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.tuv.com/landingpage/es/hydrogen-technology/main-navigation/storage/>
- [31] C. F.-B. Badía, «3.2 Almacenamiento del Hidrógeno».
- [32] J. D. Hunt *et al.*, «Solid air hydrogen liquefaction, the missing link of the hydrogen economy», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 48, n.º 75, pp. 29198-29208, sep. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.03.405.
- [33] K. S. Alcántara, «Almacenamiento de hidrógeno en materiales sólidos», *Mater. Av.*, n.º 5, Art. n.º 5, ago. 2024, doi: 10.22201/iim.rma.2024.41.101.
- [34] C. A. C. Cauich, M. I. I. R. M. Medina, y M. I. G. R. Gutiérrez, «Mecanismos de almacenamiento de hidrógeno en materiales nanoestructurados para aplicaciones en vehículos de transporte», *Ingeniería*, vol. 23, n.º 3, pp. 15-27, 2019.
- [35] J. Tang, R. Xie, P. Pishva, X. Shen, Y. Zhu, y Z. Peng, «Recent progress and perspectives of liquid organic hydrogen carrier electrochemistry for energy applications», *J. Mater. Chem. A*, vol. 12, n.º 26, pp. 15580-15591, 2024, doi: 10.1039/D4TA01893A.
- [36] Cryospain, «Amoniac verde, la solución al transporte y almacenamiento de hidrógeno renovable», Cryospain. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://cryospain.com/es/amoniaco-verde>
- [37] «Hidrógeno: tecnologías de generación y usos», Energylab. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://energylab.es/hidrogeno-tecnologias-de-generacion-y-usos/>
- [38] U. C. Castillo, «Las celdas de combustible: verdades sobre la generation de electricidad limpia y eficiente via electroquunica», 1999.
- [39] «Pila de combustible», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 21 de septiembre de 2024. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Pila_de_combustible&oldid=162573939
- [40] «Turbinas de hidrógeno: qué son, para qué sirven y por qué son clave para el medio ambiente», Muy Interesante. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.muyinteresante.com/tecnologia/63831.html>
- [41] «Turbina de hidrógeno: qué es, cómo funciona y por qué es tan importante en la transición energética». Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ecoinventos.com/turbina-de-hidrogeno/>
- [42] D. Nuevo, «El motor de hidrógeno en coches: qué es y cómo funciona», eshidrogeno. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eshidrogeno.com/motor-hidrogeno/>
- [43] D. Nuevo, «El motor de hidrógeno en coches: qué es y cómo funciona», eshidrogeno. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eshidrogeno.com/motor-hidrogeno/>
- [44] Redacción11/01/2025, «Argelia cierra 2024 como principal suministrador de gas a España, por delante de Rusia», *El Periódico de la Energía*. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/argelia-cierra-2024-como-principal-suministrador-de-gas-a-espana-por-delante-de-rusia-que-mantiene-niveles/>

- [45] S. Krishnan *et al.*, «Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 48, n.º 83, pp. 32313-32330, oct. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.031.
- [46] *Green hydrogen: a guide to policy making*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- [47] «The Future of Hydrogen».
- [48] «FCH_CAAR_2020.pdf». Accedido: 11 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/cmsdata/237843/FCH_CAAR_2020.pdf
- [49] «NIVELES DE MADUREZ DE LA TECNOLOGÍA. TECHNOLOGY READINESS LEVELS. TRLS».
- [50] Gestor, «¿Cuántas horas solares tenemos en España por provincia?», Greening Solutions. Accedido: 23 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://greening-e.com/cuantas-horas-de-sol-tenemos-en-espana-por-provincias/>
- [51] TEMA, «La Evaluación de Riesgos de las hidrogeneras: normativa y metodología», Tema. Accedido: 12 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://blog.tema.es/2023/04/18/la-evaluacion-de-riesgos-de-las-hidrogeneras-normativa-y-metodologia/>
- [52] «Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.».
- [53] «Repostaje de hidrógeno». Accedido: 12 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.hyfindr.com/es/conocimiento-del-hidrogeno/repostaje-de-hidrogeno>
- [54] «The role of hydrogen and ammonia in meeting the net zero challenge».
- [55] *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*, vol. 157. 2023. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng
- [56] *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*, vol. 157. 2023. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng
- [57] «Seguridad y salud laboral en la emergente economía del hidrógeno verde», Interempresas. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.interempresas.net/Quimica/Articulos/561389-Seguridad-y-salud-laboral-en-la-emergente-economia-del-hidrogeno-verde.html>
- [58] *Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE (Texto pertinente a efectos del EEE)*, vol. 234. 2023. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj/spa>

- [59] «Regulation - EU - 2024/1789 - EN - EUR-Lex». Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj/eng>
- [60] *Reglamento (UE) 2024/1735 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1724 (Texto pertinente a efectos del EEE)*. 2024. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj/spa>
- [61] E. ESGEP, «Noticia - Hidrogeno verde y su marco normativo internacional en ascenso - Escuela esgep». Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://esgep.com/publicacion/articulo/hidrogeno-verde-y-su-marco-normativo-internacional-en-ascenso?utm_source=chatgpt.com
- [62] Jefatura del Estado, *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética*, vol. BOE-A-2021-8447. 2021, pp. 62009-62052. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>
- [63] «Políticas y legislación», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/fr/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>
- [64] A. G. del hidrógeno, «Ejaso: “La UE, punta de lanza en normativa del H2 verde”», AGH2. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://agh2.org/ejaso-normativa/?utm_source=chatgpt.com
- [65] «Políticas y legislación», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/fr/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>
- [66] admin, «AYUDAS A LA INDUSTRIA DEL HIDROGENO», Normativa de la Construcción. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://normativaconstruccion.es/energia/ayudas-a-la-industria-del-hidrogeno/>
- [67] B. M. Ambiente, «Tramitación Proyectos de Hidrógeno : Autorizaciones Ambientales y de Patrimonio», Sfera Proyecto Ambiental | Impactos Ambientales, Energías Renovables y Biodiversidad. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://sferaproyectoambiental.org/tramitacion-proyectos-de-hidrogeno/>
- [68] «Accidentes Graves (RD 840/2015 - SEVESO III)». Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.solingesa.com/soluciones/ingenieria-seguridad-preventiva/ingenieria-reglamentaria/consultoria-accidentes-graves-rd-840-2015-seveso.html?utm_source=chatgpt.com
- [69] P. Ruiz, «How Much Are Solar Panels in Spain? Pricing and Insights», Evergreen Eléctrica. Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://evergreen-electrica.com/how-much-are-solar-panels-spain?lang=en>
- [70] «4 – ¿Cuánto cuesta una instalación fotovoltaica? – Fesolar». Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.fesolar.es/4-cuanto-cuesta-una-instalacion-fotovoltaica/>
- [71] «Inversor fotovoltaico», Inversor fotovoltaico. Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en:

- https://generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Solar_fotovoltaiica/Inversor_fotovoltaiico_0_0_0_1_0_0_0.html
- [72] «Hydrogen Storage», Energy.gov. Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [73] «Hydrogen Dispenser». Accedido: 26 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.fuelcellstore.com/hydrogen-dispenser>
- [74] «Detector de hidrógeno | PCE Instruments». Accedido: 29 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.pce-instruments.com/espanol/instrumento-medida/medidor/detector-de-hidr_geno-kat_163243.htm
- [75] «6AV21232GA030AX0 Siemens | Control y automatización de la industria | DigiKey». Accedido: 29 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.digikey.es/es/products/detail/siemens/6AV21232GA030AX0/14636182?gad_source=1&gad_campaignid=20199916455&gbraid=0AAAAADrbLlh64dJ26hjDjB3czdDjI7VI_&gclid=Cj0KCQjwyIPDBhDBARIsAHJyyViIN3n4Zo4XAVjXO9QFiuFsRzfSwglJedZTQTVICGH8JgmVe6CoN9caAn2sEALw_wcB&gclsrc=aw.ds
- [76] «Batería Soluna 50kWh Power Cell», Efecto Solar. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://efectosolar.es/tienda/baterias/litio/bateria-soluna-50kwh-power-cell/>
- [77] «Batería de litio de alto voltaje HINAESS C14 - 57,36 a 215kWh», Suministros del Sol. Accedido: 27 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://suministrosdelsol.com/es/componentes-para-instalaciones-fotovoltaiicas/2640-hinaess-powerstack-c14-5736-a-215kwh.html?gad_source=1&gad_campaignid=17176506174&gbraid=0AAAAADkrC6pfw14DQ8vCODZWY9jxxo2Rm&gclid=Cj0KCQjwgvnCBhCqARIsADBLZoJ221w2uwD9THX03RvaFDRKBMPUS-b0Srtj1TYJdlmGRYyqRL17MaAgNuEALw_wcB
- [78] «Hidroxido de Potasio Escamas 25 Kg | Drogueria El Barco», Drogueria El Barco Xativa. Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.drogueriaelbarco.com/hidroxido-de-potasio-escamas-25-kg.html?utm_source=chatgpt.com
- [79] «Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia | CNMC». Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/>
- [80] Viaintermedia.com, «Luz verde a los 400 millones de la UE para construir hasta 345 megavatios en electrolizadores», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/luz-verde-a-los-400-millones-de-20250415>
- [81] Viaintermedia.com, «Transición Ecológica subvenciona con 1.223 millones de euros siete proyectos de hidrógeno verde», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/transici-n-ecol-gica-subvenciona-con-1-20250613>
- [82] Á. Gallardo, «Ayudas de más de 15 millones para proyectos de hidrógeno verde en el Campo de Gibraltar», Cadena SER. Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://cadenaser.com/andalucia/2025/03/07/ayudas-de-mas-de-15->

- millones-para-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-el-campo-de-gibraltar-radio-algeciras/
- [83] «Programa IPCEI Hy2 | Idae». Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-ipcei-hy2?utm_source=chatgpt.com
- [84] «Programa IPCEI Hy2Use | Idae». Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-ipcei-hy2/programa-piice-hy2use?utm_source=chatgpt.com
- [85] «La Comisión Europea aprueba un nuevo esquema de ayudas de 700 millones para reforzar el almacenamiento de energía en España». Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/paginas/2025/170325-ayudas-fondos-feder-almacenamiento-energia.aspx>
- [86] «Ayudas para la innovación AEI-Agri». Accedido: 30 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.mapa.gob.es/es/desarrollo-rural/temas/innovacion-medio-rural/eip-agricultura-productiva-sostenible?utm_source=chatgpt.com