



**Universidad
Europea**

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERIA Y DISEÑO**

MASTER UNIVERSITARIO EN TRANSICION ENERGETICA RENOVABLE

**TRABAJO FIN DE MASTER
DISEÑO DE UNA PLANTA DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE EN
CASTELLON DE LA PLANA (CASTELLÓN)**

**Alumno: MARÍA PAULA FLÓREZ BUSTOS
Director: DAVID FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ**

MADRID, 8 DE JULIO 2024

RESUMEN

En la actualidad, la búsqueda de soluciones sostenibles y la transición hacia fuentes de energía limpias se ha convertido en una prioridad global. En este contexto, el hidrógeno verde emerge como un elemento clave en la transformación del sector energético, gracias a su producción a través de electrólisis empleando energía renovable para dividir las moléculas del agua. Este proceso lo convierte en una fuente de energía limpia y sostenible, esencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La relevancia del hidrógeno verde radica en su versatilidad y capacidad para almacenar energía de manera eficiente. Puede utilizarse como combustible para diversos sectores, incluyendo transporte, industria y generación de electricidad, contribuyendo así a su descarbonización.

Además, este desempeña un papel crucial en el cumplimiento de los acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París[1], que busca limitar el calentamiento global. Al integrar el hidrógeno verde en las matrices energéticas, los países pueden avanzar hacia una economía más limpia y cumplir con los compromisos de reducción de emisiones.

El presente Trabajo Fin de Máster plantea el diseño, viabilidad económica y funcional de una planta de producción de hidrógeno verde, cuya fuente principal de energía será un parque solar fotovoltaico, para finalmente ser distribuido a clientes consumidores de hidrógeno, atendiendo principalmente a los sectores industrial y de transporte, los cuales son los principales contribuyentes a las emisiones de gases derivados de combustibles fósiles.

Como resultado final de este proyecto se ha diseñado una planta de hidrógeno verde, alimentada por una instalación fotovoltaica de 26 MWp, que cubre el 60% de su demanda energética, complementada con energía de la red. La planta está equipada con un electrolizador alcalino de 8 MW, que opera durante 12 horas diarias, produciendo 1691.8 kg de hidrógeno al día. Este hidrógeno se almacenará en cinco tanques de 620 kg a una presión de 35 bar. Además, se ha proyectado una hidrogenera para abastecer autobuses, con una capacidad de almacenamiento de 600 kg a 300 bar y 500 bar.

En cuanto a la viabilidad económica, el precio del hidrógeno debe ser de 4,76 € por kilogramo para alcanzar una TIR del 10% en la refinería, y de 10€ por kilogramo para la flota de autobuses. Se ha calculado un VAN de 13.457.300,49 € y un período de recuperación (payback) de 12 años.

Concluyendo el prometedor potencial del hidrógeno verde como alternativa a las fuentes de energía tradicionales, pero así mismo comprobando que la viabilidad económica en el corto plazo todavía no está asegurada por la madurez de la tecnología, la cual influye en su elevado coste para garantizar su rentabilidad, la cual además tarda en conseguirse más de una década bajo las condiciones planteadas en este estudio.

Palabras claves: Hidrógeno verde, electrólisis, fotovoltaica, descarbonización, transición energética

ABSTRACT

Currently, the pursuit of sustainable solutions and the transition to clean energy sources has become a global priority. In this context, green hydrogen emerges as a pivotal element in transforming the energy sector, thanks to its production through electrolysis using renewable energy to split water molecules. This process renders it a clean and sustainable energy source, crucial for mitigating greenhouse gas emissions.

The significance of green hydrogen lies in its versatility and efficient energy storage capacity. It can serve as fuel across various sectors, including transportation, industry, and electricity generation, thereby contributing significantly to their decarbonization.

Moreover, it plays a critical role in meeting international agreements such as the Paris Agreement, which seeks to curb global warming. By integrating green hydrogen into energy frameworks, countries can progress towards a cleaner economy and uphold commitments to emission reduction.

This Master's Thesis proposes the design, economic feasibility, and functionality of a green hydrogen production plant. The primary energy source for this plant will be a photovoltaic solar park, with the hydrogen ultimately distributed to consumer clients, primarily in the industrial and transportation sectors, the principal contributors to emissions from fossil fuels.

As a final result of this project, a green hydrogen plant has been designed, powered by a 26 MWp photovoltaic installation, which covers 60% of its energy demand, supplemented with energy from the grid. The plant is equipped with an 8 MW alkaline electrolyzer, which operates for 12 hours daily, producing 1691.8 kg of hydrogen per day. This hydrogen will be stored in five tanks of 620 kg each at a pressure of 35 bar. Additionally, a hydrogen refueling station has been projected to supply buses, with a storage capacity of 600 kg at 300 bar and 500 bar.

Regarding economic feasibility, the price of hydrogen must be €4.76 per kilogram to achieve an IRR of 10% for the refinery, and 10€ per kilogram for the bus fleet. A NPV of €13,457,300.49 and a payback period of 12 years have been calculated.

This project also concludes by affirming the promising potential of green hydrogen as an alternative to traditional energy sources. However, it also confirms that short-term

economic viability is still not guaranteed due to the maturity of the technology, which influences its high cost to ensure profitability. Additionally, achieving profitability takes more than a decade under the conditions outlined in this study.

KEYWORDS: Green hydrogen, electrolysis, photovoltaic, decarbonization, energy transition.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
ÍNDICE GENERAL	5
ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	8
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	13
1.1 Planteamiento del problema	13
1.2 Objetivos del proyecto.....	20
1.2.1 Objetivo general.....	20
1.2.2 Objetivos específicos.....	20
1.3 Estructura del proyecto	21
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	22
2.1 Marco teórico	22
2.1.1 Propiedades del hidrógeno.....	22
2.1.2 Métodos de producción de hidrógeno verde.....	24
2.1.3 Tipos de electrólisis	25
2.1.4 Almacenamiento de hidrógeno	26
2.1.5 Transporte	29
2.1.6 Industrias consumidoras de hidrógeno	30
CAPÍTULO 3. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÓGENO	32
3.1 Localización	32
3.2 Consumo de hidrógeno.....	36
3.2.1 Consumo de hidrógeno verde en la refinería.....	36
3.2.2 Consumo de hidrógeno verde TUCs	37

3.3 Electrolizador	40
3.3.1 Electricidad	40
3.3.2 H ₂ O	42
3.4 Dimensionamiento planta fotovoltaica	44
3.6 Dimensionamiento del electrolizador	51
3.7 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión.....	56
3.8 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada	57
3.8.1 Almacenamiento a 300 bar.....	58
3.8.2 Almacenamiento a 500 bar.....	61
3.9 Dimensionamiento del compresor.....	63
3.10 Distribución del hidrogeno producido.....	65
3.11 Esquema ilustrativo de una planta de hidrógeno verde	67
CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	68
4.1 CAPEX.....	68
4.2 Préstamos.....	69
4.3 OPEX.....	71
4.4 Análisis de viabilidad.....	74
4.5 VAN	77
4.6 TIR	77
4.7 Payback	78
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Emisiones globales por gas 2021[5]	14
Figura 2. Emisiones globales GEI 2021[5]	14
Figura 3. Emisiones GEI en la EU por sector[5]	16
Figura 4. Emisiones GEI España 2008-2022[7]	17
Figura 5. Emisiones GEI España por sector 2008-2022[7]	18
Figura 6. Principales objetivos para 2030 de la hoja de ruta del hidrógeno en España[2]	19
Figura 7. Electrolizador Alcalino[10]	25
Figura 8. Electrolizador PEM[10]	26
Figura 9. Electrolizador de óxido sólido[10]	26
Figura 10. Antes y después del Hidrógeno en la industria	30
Figura 11. Ubicación de Castellón de la Plana	33
Figura 12. Ubicación de bp Refinería en Castellón de la plana	33
Figura 13: Lineas y paradas del TUCs	34
Figura 14. Introducción de datos en PVGIS	45
Figura 15. Resultados PVGIS	46
Figura 16. Vista de la Refinería Bp Castellón	50
Figura 17. Ubicación de la planta de hidrogeno verde	51
Figura 18. Electrolizador PEM[16]	53
Figura 21. Tabla de modelos de electrolizadores de la gama McLyzer del fabricante McPhy	55
Figura 20. Tanque de almacenamiento de Hidrogeno del fabricante Lapesa[17]	57
Figura 21. Racks de botellas del fabricante Calvera Hydrogen	63
Figura 22. Compresor oil-free high-pressure	64
piston compressors[19]	64
Figura 23. Autobús hidrogeno verde Ubrino 12[20]	66
Figura 24. Planta de Hidrogeno Verde	67
Figura 25. Esquema de obtención del Hidrogeno Verde	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Físicas del Hidrógeno.....	23
Tabla 2. Kilómetros recorridos por línea de TUCs	37
Tabla 3. Frecuencia de salida líneas TUCs	38
Tabla 4. Número de buses operando en cada línea	38
Tabla 5. Kilómetros totales a la semana	39
Tabla 6. Datos de agua requerida y disponible	43
Tabla 7. Electricidad requerida para la instalación.....	44
Tabla 8. Electricidad Requerida para la instalación	45
Tabla 9. Resultados PVGIS	46
Tabla 10. Electricidad requerida y producida	47
Tabla 11. Comparativa de Electricidad Requerida y producida	47
Tabla 12. Matriz de decisión del tipo de panel	48
Tabla 13. Dimensiones del terreno	50
Tabla 14. Matriz de decisión del tipo de electrolizador.....	54
Tabla 15. Resultados del tipo de electrolizador.....	55
Tabla 16. Datos TUCs.....	58
Tabla 17. Factor de compresibilidad en función de la presión	59
Tabla 18. CAPEX	68
Tabla 19. Información Préstamo amortización francés	69
Tabla 20. Cálculos del préstamo de amortización francés	71
Tabla 21. Factores para el cálculo del mantenimiento de los equipos	71
Tabla 22. OPEX del mantenimiento de los equipos	71
Tabla 23. OPEX de los costes de operación de la planta	73
Tabla 24. OPEX de los intereses del préstamo.....	73
Tabla 25. OPEX para el año 1	73
Tabla 26. OPEX total por años.....	74
Tabla 27. Flujo de Caja para 3 años	76
Tabla 28. Resultados Indicadores financieros	78

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Electrólisis	24
Ecuación 2. Gasificación de Biomasa	25
Ecuación 3. Reformado de Biogás.....	25
Ecuación 4. Toneladas anuales de Hidrógeno verde para bp.....	37
Ecuación 5. Kilómetros anuales TUCs.....	39
Ecuación 6. Kg de H ₂ verde necesarios para los autobuses	39
Ecuación 7. Toneladas de H ₂ verde para los autobuses	39
Ecuación 8. Toneladas totales de H ₂ verde a suministrar	40
Ecuación 9. Cálculo de H ₂ verde para la flota de autobuses TUCs.....	40
Ecuación 10. Electricidad diaria para suplir el consumo de H ₂ autobuses en Nm ³ día	41
Ecuación 11. Electricidad para suplir el consumo de H ₂ autobuses en kWhdía	41
Ecuación 12. Cálculo de H ₂ verde para la refinería	41
Ecuación 13. Electricidad diaria para suplir el consumo de H ₂ refinería en Nm ³ día	41
Ecuación 14. Electricidad para suplir el consumo de H ₂ refinería en kWhdía.....	41
Ecuación 15. Total kWh de electricidad necesarios para la electrolisis	42
Ecuación 19. Cálculo de litros de agua al año para electrolisis	43
Ecuación 20. Calculo electricidad necesaria a producir por energía FV	45
Ecuación 21. Electricidad FV requerida mensual.....	47
Ecuación 22. Electricidad FV requerida anual	47
Ecuación 23. Cálculo de la superficie necesaria	49
Ecuación 24. Kg de H ₂ necesarios al día.....	52
Ecuación 25. Producción de H ₂ por electrolizador en 1 hora.....	52
Ecuación 26. Horas de funcionamiento del electrolizador al día	52
Ecuación 27. Kg necesarios de H ₂ al día TUCs	56
Ecuación 28. N. de tanques de almacenamiento a 35 bares TUCs	56
Ecuación 29. Kg necesarios de H ₂ al día Refinería Bp.....	56
Ecuación 30. N. de tanques de almacenamiento a 35 bares Refinería Bp	56
Ecuación 31. N. de tanques totales de almacenamiento a 35 bar	57

Ecuación 32. Kg de H ₂ a repostar en el caso más desfavorable.....	58
Ecuación 33. Litros de H ₂ O en el caso más desfavorable	58
Ecuación 34. Volumen de H ₂ en Nm ³	58
Ecuación 35. Volumen de H ₂ O en Nm ³	59
Ecuación 36. Volumen de H ₂ O a 300 bar.....	59
Ecuación 37. Gases ideales.....	59
Ecuación 38. Número de moles de H ₂ O para 300 bares	60
Ecuación 39. Número de moles de H ₂ O para la presión de 10 bar	60
Ecuación 40. Volumen de H ₂ O total en L.....	60
Ecuación 41. Número total de moles de H ₂ O.....	60
Ecuación 42. Presión de equilibrio	61
Ecuación 43. Volumen de H ₂ en Nm ³ para la presión de equilibrio.....	61
Ecuación 44. Kg de H ₂ finales.....	61
Ecuación 45. Kg de H ₂ por la diferencia de presión para el almacenamiento de 300 bar.....	61
Ecuación 46. Volumen de H ₂ en Nm ³	61
Ecuación 47. Ecuación Volumen de H ₂ O en Nm ³	62
Ecuación 48. Volumen de H ₂ O en Nm ³ a 500 bar	62
Ecuación 49. Volumen H ₂ en Nm ³ que hay en el tanque a 350 bar	62
Ecuación 50. Kilogramos de H ₂ que quedan en el tanque a 350 bar	62
Ecuación 51. Kilogramos H ₂ por diferencia de presión para el almacenamiento de 500 bar.....	62
Ecuación 52. Kilogramos totales de H ₂ suministrados por diferencia de presión.....	63
Ecuación 53. Kilogramos totales de H ₂ suministrados por compresor de apoyo	63
Ecuación 54. Caudal necesario para el compresor.....	64
Ecuación 55. Cálculo de la Anualidad del préstamo	69
Ecuación 56. Cálculo de Intereses del préstamo	70
Ecuación 57. Cálculo de Amortización del préstamo	70
Ecuación 58. Cálculo del capital Pendiente	70
Ecuación 59. Cálculo del coste asociado al personal	72
Ecuación 60. Cálculo del coste asociado al alquiler del terreno.....	72
Ecuación 61. Cálculo del coste asociado a la electricidad	72
Ecuación 62. Cálculo del Coste asociado al H ₂ O.....	72

Ecuación 63. Cálculo de los Ingresos	75
Ecuación 64. Cálculo de costes	75
Ecuación 65. Cálculo de depreciación	75
Ecuación 66. Cálculo de beneficio	75
Ecuación 67. Cálculos Impuestos	75
Ecuación 68. Valor préstamo	76
Ecuación 69. Cálculos flujo de caja.....	76
Ecuación 70. Calculo del VAN	77
Ecuación 71. Expresión del TIR	77
Ecuación 72. Payback.....	78

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

CO ₂	Dióxido de carbono
GEI	Gases efecto invernadero
INE	Instituto Nacional de Estadística
Ppb:	Partes por billón
Ppm:	Partes por millón
UE	Unión Europea
ha	Hectárea
SOEC	Celda de electrolizador de óxido sólido
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En este primer capítulo, se abordan temáticas fundamentales que establecen el trasfondo del diseño de la planta de hidrógeno verde. Se exploran la descarbonización y la reducción de emisiones de CO₂ a nivel global, haciendo hincapié en la relevancia del Acuerdo de París[1]. Además, se analiza la Hoja de Ruta del Hidrógeno[2] en España como guía estratégica, así mismo se detallan los objetivos específicos del proyecto. Finalmente, se presenta la estructura del proyecto, proporcionando una visión general del enfoque y desarrollo que se seguirá en los capítulos subsiguientes.

1.1 Planteamiento del problema

Desde 1750, las actividades humanas han dado origen a gases de efecto invernadero (GEI), este grupo incluye el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), ozono (O₃) y clorofluorocarbonos o halocarbonos. En la década de 1990, las concentraciones de CO₂ experimentaron un aumento significativo, alcanzando en 2016 niveles históricos de 403,3 partes por millón (ppm)[3].

Durante el mismo periodo, el metano atmosférico contribuyó en un 17% al forzamiento radiactivo, registrando 1853 partes por billón (ppb), mientras que el óxido nitroso alcanzó 328.9 ppb, contribuyendo con aproximadamente el 6% al forzamiento radiactivo según la Organización Meteorológica Mundial en 2017[4]. Estos datos revelan un notorio incremento en las concentraciones de GEI, intensificando el cambio climático y resaltando la urgencia de abordar las emisiones de origen humano para mitigar estos efectos adversos.

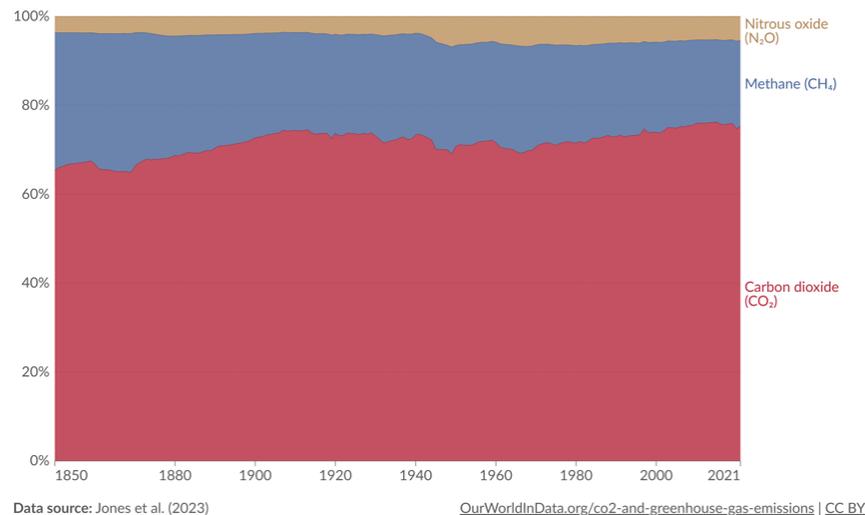


Figura 1. Emisiones globales por gas 2021[5]

En la Figura 1 se evidencia de manera clara que el dióxido de carbono (CO₂) emerge como el gas más emitido, abarcando un 74.73% del total. Esta predominancia se atribuye principalmente a actividades tales como la combustión de combustibles fósiles, como el carbón, petróleo y gas, empleados tanto en la generación de energía como en el transporte., siendo estas las principales fuentes responsables de ello.

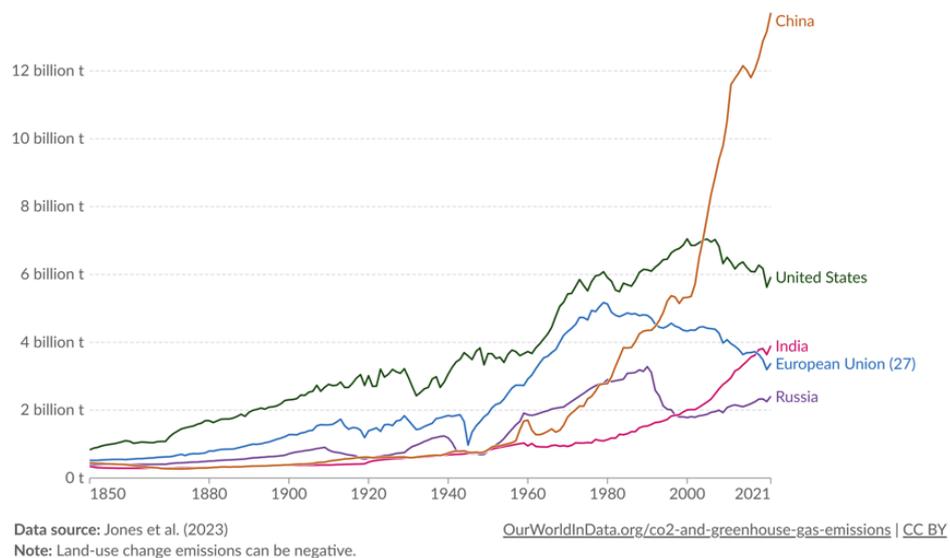


Figura 2. Emisiones globales GEI 2021[5]

A lo largo de los años los principales emisores de gases de efecto invernadero a nivel global han sido países con economías altamente desarrolladas e industrializadas. En este sentido, en la figura 2 se puede ver como China lidera el ranking debido a su intensa actividad industrial y a su fuerte dependencia del carbón. Estados Unidos,

India, Rusia y la Unión Europea también se encuentran entre los principales contribuyentes, siendo su contribución principalmente atribuible a su origen en las estructuras económicas, la intensidad industrial y la histórica dependencia de fuentes de energía no renovable.

A raíz de esto se ha generado una creciente conciencia sobre la urgencia de abordar el cambio climático, es así como se estableció el Acuerdo de París[1]. Un hito histórico adoptado en 2015 durante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21). Este acuerdo representa un esfuerzo colectivo para abordar los efectos devastadores del cambio climático, estableciendo un marco global que compromete a los países a reducir las emisiones y limitar el calentamiento global a niveles seguros. Este proporciona un camino claro hacia la sostenibilidad y la resiliencia climática a escala mundial.

UNION EUROPEA

La Unión Europea (UE) está firmemente comprometida con la descarbonización a través de iniciativas clave como el "*Green Deal*"[6] que establece metas ambiciosas, impulsa inversiones en energías renovables y promueve políticas orientadas a una economía más sostenible., no obstante, a pesar de estos esfuerzos ciertos sectores cruciales, como la generación de energía, el transporte, la industria y la agricultura, enfrentan notables desafíos, es así como en la figura 3 se observa las emisiones contaminantes de cada sector en la EU, siendo estos esenciales para el desarrollo humano pero a su vez constituyen un reto significativo en la actualidad para lograr una transición energética más sostenible y con bajas emisiones de CO₂.

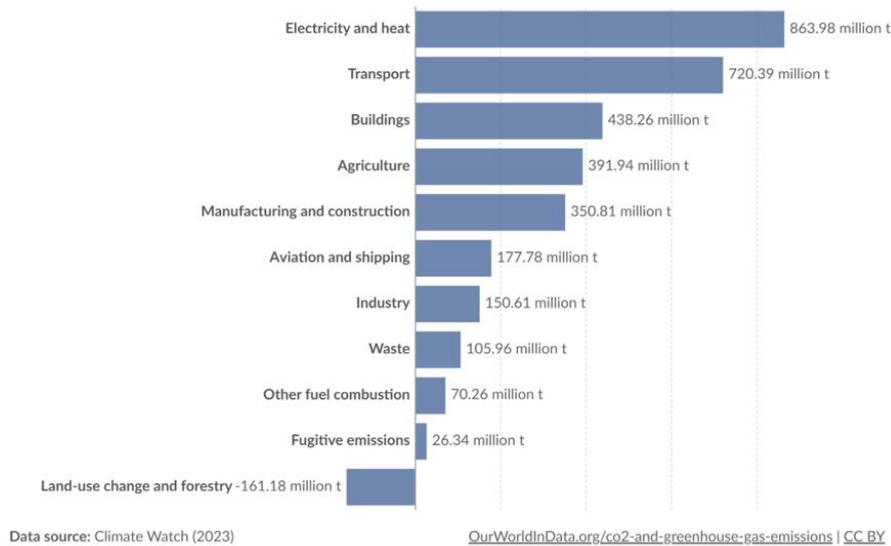


Figura 3. Emisiones GEI en la EU por sector[5]

Dentro de este marco, la UE ha reconocido la necesidad de abordar no solo las emisiones directas de GEI, sino también la transformación de sectores claves hacia fuentes de energía más limpias. Es así como nace la Estrategia Europea del Hidrógeno, una ambiciosa hoja de ruta que apunta a utilizar el hidrógeno verde como elemento esencial para lograr la neutralidad de carbono en 2050.

Esta estrategia establece tres horizontes temporales (2024, 2030 y 2050) y define una serie de hitos a alcanzar en cada uno de ellos, asegurando así un progreso constante hacia la adopción generalizada de estas tecnologías.

- **Primera fase (2020-2024):** Se busca Instalar al menos 6 GW de electrolizadores en la Unión Europea para producir 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable. El enfoque es descarbonizar la producción, especialmente en sectores químicos, y aplicar el hidrógeno renovable en procesos industriales y transporte pesado, ubicando electrolizadores cerca de centros de demanda y utilizando fuentes locales de electricidad.
- **Segunda fase (2025-2030):** Busca integrar el hidrógeno en el sistema energético con 40 GW de electrolizadores y la producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE. Se espera competitividad en precio, pero se necesitarán políticas para su aplicación en industrias como la fabricación de acero, camiones, ferrocarriles y transporte marítimo. El

hidrógeno se utilizará para equilibrar sistemas eléctricos basados en renovables, además de funciones de almacenamiento y respaldo.

- **Tercera fase (2030-2050):** Las tecnologías de hidrógeno renovable deben madurar y desplegarse a gran escala para abordar sectores difíciles de descarbonizar. La producción masiva de electricidad renovable, con hasta un cuarto destinado a la producción de hidrógeno en 2050, es esencial. Se espera la integración del hidrógeno y combustibles sintéticos en sectores diversos, como aviación, transporte marítimo, industria y construcción, especialmente donde otras alternativas son inviables o costosas.

ESPAÑA

El Gobierno español ha establecido metas ambiciosas, alineadas con los objetivos del Acuerdo de París[1], para lograr la neutralidad climática antes de 2050, lo que implica una transición hacia un sistema energético basado en fuentes renovables y la reducción sustancial de las emisiones de GEI en todos los sectores, desde la generación de energía hasta el transporte y la industria.

En el año 2022, la economía española registró la emisión de 304,4 millones de toneladas de gases de efecto invernadero, reflejando un incremento del 3,1% en comparación con el año anterior, según los datos proporcionados por la 'Cuenta de emisiones a la atmósfera' del Instituto Nacional de Estadística (INE). Figura 4

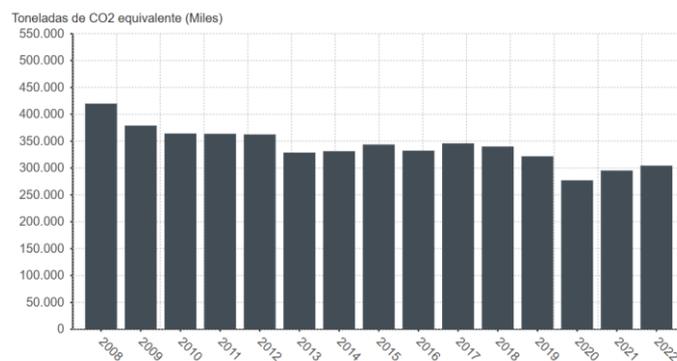


Figura 4. Emisiones GEI España 2008-2022[7]

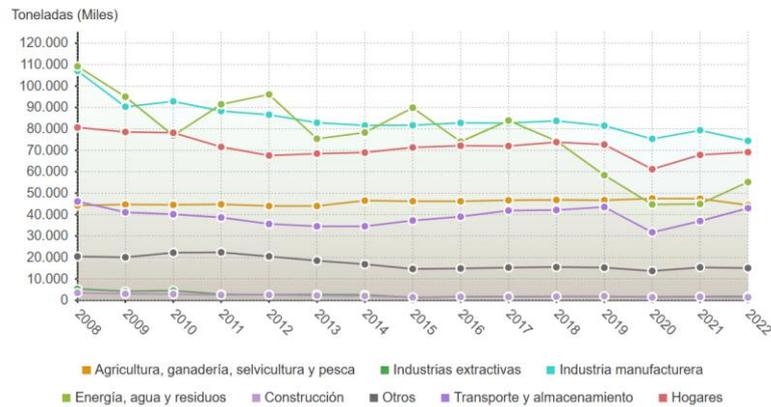


Figura 5. Emisiones GEI España por sector 2008-2022[7]

Dicho crecimiento puede deberse a diversos factores, en el marco de la recuperación económica del país tras la pandemia de COVID 19, por lo que se puede observar un desacoplamiento entre las emisiones GEI y el crecimiento del PIB, asimismo, la figura 5 muestra que sectores como la industria, la agricultura, el transporte y los hogares se destacan como los principales emisores de gases de efecto invernadero en España.

En este contexto, España ha implementado planes concretos, como la "Hoja de Ruta del Hidrógeno"[2], que apuesta por el hidrógeno renovable como una pieza clave en la descarbonización. Este paso estratégico tiene como objetivo establecer las bases para un ambicioso proyecto nacional. La implementación de este vector energético se presenta como esencial para que el país alcance la neutralidad climática, aspirando a un sistema completamente renovable antes de 2050.

Este enfoque abarca 60 medidas distribuidas en cuatro categorías: instrumentos regulativos, sectoriales, transversales, y el impulso a la investigación y desarrollo. Los objetivos claves establecidos en este documento para el año 2030 están detallados en la figura 6.



Figura 6. Principales objetivos para 2030 de la hoja de ruta del hidrógeno en España[2]

España se compromete a alcanzar el 10 % de la potencia instalada de electrolizadores, establecida por la Unión Europea para 2030, como parte de sus objetivos directos. Este impulso en la tecnología de electrolizadores también generará efectos colaterales significativos como lo son:

Desarrollo de un Mercado en Auge: Se prevé la creación de un mercado valuado en 150 billones de euros, con ventas anuales proyectadas de 55 billones de euros para el año 2030.

Generación de Empleo Sostenible: La implementación de esta tecnología tiene el potencial de generar hasta un millón de puestos de trabajo, contribuyendo significativamente al empleo sostenible en el país.

Aprovechamiento de Recursos: Está bien posicionada para la producción masiva de energía renovable. Además, ya cuenta con empresas que abarcan toda la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta el consumo, facilitando la implementación integral de esta tecnología.

1.2 Objetivos del proyecto

1.2.1 Objetivo general

Diseño y evaluación de la viabilidad económica de establecer una planta de producción de hidrógeno verde alimentada por energía eléctrica renovable obtenida a partir de un parque solar fotovoltaico en Castellón de la plana (Castellón) para uso industrial y transporte.

1.2.2 Objetivos específicos

- Revisión bibliográfica del estado del arte en cuanto a las tecnologías del hidrógeno
- Identificar una ubicación óptima con abundantes recursos renovables para la generación de hidrógeno verde, considerando factores geográficos y climáticos.
- Identificar un potencial consumidor de hidrógeno verde, centrándose especialmente en un cliente industrial y en una flota de autobuses como destinatarios principales.
- Dimensionar una planta solar fotovoltaica que pueda proporcionar la energía necesaria para la producción sostenible de la planta de hidrogeno verde.
- Diseñar la planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis, incluyendo sus fases de compresión y almacenamiento posterior.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto, considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- Finalizar el análisis integrando la información en conclusiones que destaquen los potenciales beneficios que un proyecto de esta magnitud podría aportar para alcanzar los objetivos establecidos.

1.3 Estructura del proyecto

El documento se estructura en 5 capítulos, y se desarrollara de la siguiente manera:

CAPITULO 1 INTRODUCCION:

En este capítulo se abordará el planteamiento del problema, el cual radica en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes principalmente de la actividad humana, de igual manera se expondrá el objetivo general de este proyecto, así como los objetivos específicos que delimitarán su alcance y propósito.

CAPITULO 2 ESTADO DEL ARTE:

En este capítulo, se presenta de manera detallada información acerca del hidrógeno, abordando aspectos como sus propiedades, los métodos de producción, las distintas modalidades de electrolisis, así como las técnicas de almacenamiento. Además, se exploran las industrias que consumen este elemento, brindando un análisis completo de su relevancia en diferentes sectores.

CAPÍTULO 3 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO:

En este capítulo, se detalla el diseño y la ubicación tanto del electrolizador como del parque solar fotovoltaico, abarcando de manera integral aspectos relacionados con el almacenamiento y la gestión del suministro energético.

CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA:

En este capítulo se efectúa un análisis detallado de la viabilidad económica del proyecto, explorando la rentabilidad a través de indicadores financieros esenciales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación (Payback).

CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

En este capítulo se exponen las conclusiones derivadas del desarrollo del proyecto, al tiempo que se establecen las direcciones de investigación a seguir para lograr los objetivos iniciales propuestos.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

En este segundo capítulo, se abordará el estado del arte del hidrógeno como vector energético. Se destacan sus propiedades, los métodos de producción de hidrógeno verde, los diferentes tipos de electrólisis, así como aspectos relacionados con su almacenamiento, transporte y los actuales sectores industriales que más demandan este recurso.

2.1 Marco teórico

Aunque el hidrógeno ostenta el título del elemento más prevalente en el universo, en nuestro planeta no se encuentra en estado libre. En lugar de eso, se integra en compuestos orgánicos junto al carbono o forma parte del agua en combinación con el oxígeno. Esta particularidad distingue al hidrógeno no solo como un recurso natural o fuente primaria de energía, sino también como un portador de energía, reconocido también como "vector energético". Gracias a esto el hidrógeno toma gran importancia en la transición energética, desempeñando un papel fundamental en la descarbonización de sectores críticos que otras fuentes renovables no pueden resolver de manera eficiente.

En este contexto el hidrógeno renovable surge como una prometedora alternativa ya que puede ser producido a partir de fuentes renovables, como la energía solar o eólica a través de procesos de electrólisis del agua. La utilización del hidrógeno renovable en diversos sectores energéticos presenta oportunidades significativas para abordar los desafíos ambientales y climáticos actuales.

2.1.1 Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es un elemento químico con propiedades únicas y diversas, lo que lo convierte en un componente esencial en varias aplicaciones industriales y tecnológicas. A continuación, se describen algunas de las propiedades más destacadas del hidrógeno:

Estado de Agregación: A temperatura ambiente, el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso. A temperaturas extremadamente bajas, cerca del cero absoluto, puede existir en estado líquido o sólido.

Inflamabilidad: El hidrógeno es altamente inflamable y puede arder en presencia de oxígeno en una amplia gama de concentraciones en el aire. Forma una mezcla explosiva con el oxígeno en ciertos rangos de concentración.

Conductividad térmica y eléctrica: El hidrógeno tiene una alta conductividad térmica, lo que lo hace eficiente para su uso en aplicaciones de refrigeración. Puede conducir la electricidad, especialmente en su forma iónica (protones).

Abundancia: Aunque es el elemento más abundante en el universo, en la Tierra se encuentra principalmente en forma de compuestos, como el agua (H₂O) y los hidrocarburos.

No es Tóxico: En su forma elemental, el hidrógeno no es tóxico. Sin embargo, en concentraciones elevadas, puede representar un riesgo debido a su inflamabilidad.

Producción de Energía: El hidrógeno es una fuente de energía limpia y puede ser utilizado como combustible en celdas de combustible para generar electricidad, liberando solo agua como subproducto.

Reactivo Químico: Puede reaccionar con muchos elementos y compuestos, participando en diversas reacciones químicas.

Hidrógeno	
${}^1_1\text{H}$	
Propiedades	Valor
Nombre	Hidrógeno
Símbolo	H
Serie química	No metales
Masa atómica	1,00797
configuración electrónica	1s1
Estado de oxidación	-1, 1 y 0
Estado ordinario	Gas
Densidad	0,0899 kg/Nm ³
Punto de fusión	14,025 K
Punto de ebullición	20,268 K
Isótopos más estables	1H - Hidrógeno 2H - Deuterio 3H - Tritio

Tabla 1. Propiedades Físicas del Hidrógeno

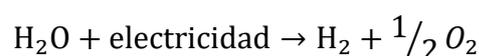
Estas propiedades hacen del hidrógeno un elemento versátil, especialmente atractivo para la transición energética. Su naturaleza altamente reactiva permite su producción a través de procesos sostenibles, como la electrólisis del agua. Además, su capacidad para combinar eficientemente con otros elementos en reacciones químicas brinda oportunidades para su uso en diversas aplicaciones, desde celdas de combustible hasta procesos industriales. La versatilidad del hidrógeno como portador de energía química lo destaca como un componente esencial en la búsqueda de soluciones energéticas más limpias y sostenibles[8].

2.1.2 Métodos de producción de hidrógeno verde

La obtención de hidrógeno se puede lograr a partir de diversas materias primas mediante una amplia gama de tecnologías de procesamiento. Estas incluyen métodos químicos, electrolíticos, biológicos, fotolíticos y termoquímicos, cada uno de los cuales puede emplear diversas fuentes de energía primaria. Cada tecnología se encuentra en diferentes etapas de desarrollo, presentando oportunidades únicas junto con beneficios y desafíos específicos. La elección de la materia prima, la técnica de producción y la fuente de energía dependerá de factores como la disponibilidad de recursos, el grado de desarrollo tecnológico, las necesidades del mercado, las políticas energéticas y los costos asociados a la obtención de hidrógeno[9].

A continuación, se describen de manera concisa las formas más frecuentes de obtener este hidrogeno verde que es de nuestro interés, con énfasis en las distintas materias primas utilizadas:

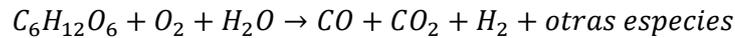
Electrólisis del agua: Se caracteriza por la descomposición de las moléculas de agua mediante una corriente eléctrica continua proveniente de una fuente de alimentación. Para llevar a cabo este proceso, se emplean electrodos, comúnmente de platino o acero inoxidable, que se conectan al agua[9].



Ecuación 1. Electrólisis

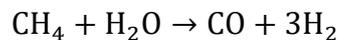
Gasificación de biomasa: Consiste en someter la biomasa a altas temperaturas en presencia de un agente gasificante, como vapor de agua, para producir gas de síntesis

(una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono). A través de reacciones químicas, se puede separar y purificar el hidrógeno del gas de síntesis resultante[9].



Ecuación 2. Gasificación de Biomasa

Reformado de biogás: El reformado de biogás es un proceso que utiliza biogás, compuesto principalmente por metano (CH₄) generado a partir de materiales orgánicos descompuestos en condiciones anaeróbicas, para producir hidrógeno (H₂) mediante la reacción de reformado. Este método aprovecha los residuos orgánicos y contribuye a la gestión sostenible de los desechos[9].



Ecuación 3. Reformado de Biogás

2.1.3 Tipos de electrólisis

La generación de hidrógeno mediante electrólisis se puede llevar a cabo de distintas maneras. A continuación, se describe brevemente los tipos de electrólisis más empleados:

Electrolisis alcalina: La característica distintiva de estos sistemas radica en que emplea una solución electrolítica alcalina, como hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), junto con agua. Dos electrodos metálicos suspendidos en la solución generan hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de electricidad. Es un método eficiente y económico, sin necesidad de metales nobles como catalizadores[10].

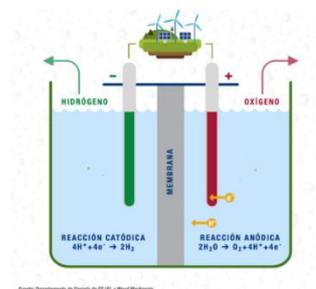


Figura 7. Electrolizador Alcalino[10]

Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM): Representan la vanguardia en la generación de hidrógeno de alta pureza a partir de fuentes de energía renovable. Utiliza una membrana polimérica para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno mediante electricidad, destaca por su eficiencia, respuesta rápida a cambios de demanda de energía y operación a temperaturas más bajas. Ampliamente usado en la producción de hidrógeno para celdas de combustible y aplicaciones industriales[10].

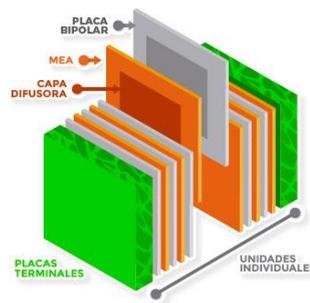


Figura 8. Electrolizador PEM[10]

Electrolizador de óxido sólido (SOEC): Este tipo de electrolizador destaca por su capacidad de funcionar a temperaturas excepcionalmente elevadas, situándose entre 500 y 850 °C, con la notable capacidad de alcanzar eficiencias que pueden llegar hasta el 95%[10].

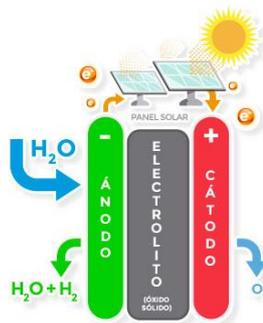


Figura 9. Electrolizador de óxido sólido[10]

2.1.4 Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento eficiente y el transporte del hidrógeno son aspectos críticos en su integración como fuente de energía renovable. Se están explorando diversas

tecnologías, incluyendo sistemas de almacenamiento de alta densidad, como la compresión y la licuefacción, así como materiales avanzados para el almacenamiento seguro[11].

En la actualidad, existen dos enfoques principales para almacenar hidrógeno. En aplicaciones de pequeña escala, se recurre a la compresión a temperatura ambiente, donde el hidrógeno se comprime en tanques especializados capaces de resistir altas presiones y el fenómeno de fragilización por hidrógeno. Estos tanques se clasifican en cuatro categorías (tipo I, II, III y IV), diferenciadas por el material, el diseño y la presión que pueden soportar. Las presiones varían desde los 20 bares en tanques de tipo I hasta los 1.000 bares en tanques de tipo II y IV.

2.1.4.1 Almacenamiento Hidrogeno gaseoso:

Actualmente, es la modalidad más sencilla y ampliamente adoptada para el almacenamiento de hidrógeno, respaldada por una extensa experiencia en su aplicación.

Almacenamiento a pequeña escala: El gas es almacenado a altas presiones en botellas fabricadas con diversos materiales diseñados para soportar presiones elevadas y las tensiones derivadas de ciclos repetidos de carga y descarga, es así como actualmente se cuenta con cuatro tipos de depósitos, cada uno con su propia arquitectura de fabricación que se describirá a continuación:

Tipo I Depósito mayoritariamente metálico, principalmente de acero. Aunque es la opción más económica, también es la más pesada. Su uso común se encuentra en entornos estacionarios, como la industria, con capacidad para almacenar hidrógeno a presiones de 150 a 200 bar[11].

Tipo II: Compuesto por acero y revestido con fibras de vidrio o carbono, puede resistir altas presiones y es más liviano que los de tipo I. Sin embargo, este diseño más ligero también conlleva un mayor costo. La presión máxima de almacenamiento se sitúa entre 250 y 300 bar[11].

Tipo III: Construido con una delgada capa de metal envuelta en un material compuesto de fibra y resina para reducir el peso. Aunque más costoso, alcanza presiones de hasta 300 bar para aluminio y fibra de vidrio, y hasta 700 bar para aluminio y fibra de carbono[11].

Tipo IV: El más costoso pero con la mejor relación peso-almacenaje. Utiliza plástico de polietileno de alta densidad y fibra de carbono/vidrio para lograr una estructura liviana. Alcanza presiones de almacenamiento máximas de aproximadamente 700 bar[11].

Tipo V: Construido completamente con materiales compuestos sin revestimiento metálico, siendo hasta un 20 % más ligero que los tanques de Tipo IV. Aún limitado a bajas presiones, requiere más investigación[11].

Almacenamiento a gran escala: El almacenamiento subterráneo estacionario de hidrógeno gaseoso aprovecha las propiedades geológicas del subsuelo para retener grandes volúmenes de manera segura y eficiente. Se beneficia de minas de sal abandonadas, otras instalaciones mineras, grutas y cuevas naturales, así como antiguos acuíferos agotados. Este enfoque ofrece ventajas notables en términos de espacio, seguridad y capacidad de almacenamiento a gran escala[12].

2.1.4.2 Almacenamiento Hidrogeno Liquido:

El proceso de almacenamiento de hidrógeno en estado líquido implica la licuefacción del gas, exponiéndolo a temperaturas extremadamente bajas, alrededor de -253 grados Celsius posibilitando su almacenamiento en forma líquida en tanques diseñados con materiales aislantes y tecnologías criogénicas. Este presenta ventajas en términos de densidad de energía y facilidad de transporte, siendo especialmente útil para almacenar mayores cantidades de hidrógeno en un espacio más reducido [12]. Sin embargo, es importante señalar que este enfoque conlleva consideraciones económicas.

2.1.4.3 Almacenamiento Hidrogeno Sólido:

- **Almacenamiento en hidruros metálicos:** En este proceso, el hidrógeno se incorpora en la estructura cristalina de materiales metálicos a través de un proceso de absorción. Los hidruros metálicos operan de manera segura y a temperaturas moderadas, lo que facilita su aplicación en diversos entornos. Por otro lado, la investigación sigue siendo activa para encontrar hidruros metálicos económicamente viables con rendimiento sostenible a largo plazo[12].

2.1.5 Transporte

Al evaluar el método más idóneo para almacenar hidrógeno renovable, es crucial analizar si su transporte sería más efectivo en estado gaseoso, líquido o a través de líquidos portadores

En función del estado del hidrogeno:

- El hidrógeno tiene la capacidad de ser convertido en líquidos portadores de energía o energy carriers, como el amoníaco (NH_3) y metanol (CH_3OH) líquidos que pueden absorber y liberar hidrógeno en ciertas condiciones, lo que facilita su almacenamiento y transporte.
- Para transportar el hidrógeno en forma gaseosa, se pueden emplear gasoductos o hidroductos, que son tuberías diseñadas para el transporte de gas natural. Sin embargo, surge un inconveniente al mezclar el hidrógeno con gas natural, ya que esto resulta en la pérdida de valor para ambas sustancias, además de presentar desafíos significativos en su separación.
- Por otro lado también el almacenamiento del hidrógeno en cilindros transportables en estado líquido es una opción, pero se enfrenta al desafío de requerir una considerable cantidad de energía para mantener el hidrógeno en dicha forma.

En función del medio de transporte:

- **Mar:** Avanzadas cisternas especializadas para el transporte de grandes cantidades de hidrógeno líquido permiten su envío a través de buques mercantes, que han llegado a transportar hasta 70 toneladas de este combustible. En España, resalta la iniciativa H2Ports, la cual se enfoca en la implementación de un proyecto piloto en el Puerto de Valencia. Este proyecto tiene como objetivo integrar el hidrógeno en las operaciones logísticas portuarias con la finalidad de disminuir su impacto ambiental.
- **Tierra:** El transporte de hidrógeno por tierra se realiza de dos maneras:

Por carretera, mediante camiones cisterna que pueden almacenar hasta 4 toneladas de hidrógeno líquido en tanques o botellas presurizadas.

Por ferrocarril, utilizando el mismo sistema que el transporte por carretera, pero con capacidad de almacenamiento de hasta 9 toneladas de hidrógeno líquido.

En España, Renfe, en colaboración con Enagás y el Centro Nacional del Hidrógeno, ha lanzado un proyecto respaldado por la Unión Europea para llevar a cabo pruebas en el túnel de ensayos de la Fundación Barredo en Anes (Siero), que está bajo la jurisdicción del Principado de Asturias.

2.1.6 Industrias consumidoras de hidrógeno

El hidrógeno está emergiendo como un vector energético esencial para industrias que buscan descarbonizar sus operaciones y mejorar su sostenibilidad. Las industrias más consumidoras de hidrógeno, como la siderurgia, la química, la refinación de petróleo y el transporte pesado, son particularmente adecuadas para la adopción de hidrógeno debido a sus altas demandas energéticas y la necesidad de procesos a altas temperaturas, donde el hidrógeno puede reemplazar eficazmente los combustibles fósiles.

La Figura 10 ofrece una visión comparativa del estado actual y el futuro proyectado de las industrias con la integración del hidrógeno como fuente de energía fundamental. En la imagen se muestra cómo el hidrógeno puede sustituir a los combustibles fósiles, mejorando la eficiencia energética y reduciendo las emisiones en sectores como el transporte, la producción de energía y la industria química. Este cambio no solo implica un avance tecnológico, sino también un paso significativo hacia la sostenibilidad y la descarbonización de procesos industriales críticos.

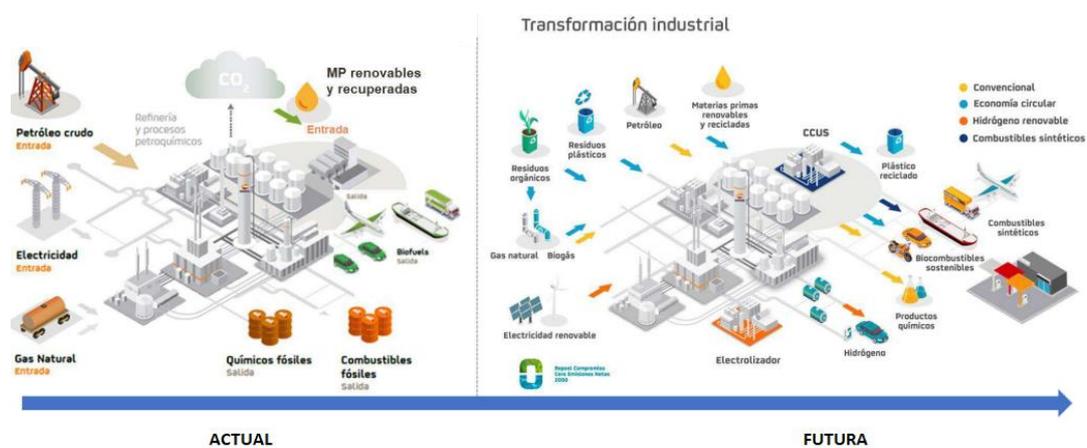


Figura 10. Antes y después del Hidrógeno en la industria

En el transporte, los vehículos de pila de combustible impulsados por hidrógeno ofrecen una alternativa a los combustibles fósiles. Además, la industria química puede utilizar el hidrógeno renovable como materia prima para la producción de amoníaco y otros productos químicos[13].

Aplicaciones Industriales: Entre las industrias que más utilizan el hidrógeno se encuentran:

- **Química:** En la producción de sustancias químicas como el amoníaco o el metanol, la industria química emerge como el principal consumidor de hidrógeno. En el contexto específico de España, esta industria constituye el 25% del consumo nacional de hidrógeno.
- **Refinería:** Se emplea para llevar a cabo la eliminación de impurezas presentes en el petróleo crudo.
- **Acerera:** En la producción de aceros y aleaciones, el hidrógeno desempeña un papel significativo. Además, este sector contribuye con un 7% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), convirtiéndose así en un área clave para implementar medidas de descarbonización.

Movilidad y transporte: Destaca como una fuente energética prometedora en sectores con un alto consumo de combustibles. Esta opción ofrece la posibilidad de enriquecer o incluso reemplazar los combustibles fósiles con hidrógeno libre de carbono. Se resalta su aplicación en transporte pesado, vehículos eléctricos con pila de combustible, ferrocarriles, transporte marítimo y aviación.

Cogeneración y electricidad en edificios: Tiene la capacidad de ser empleado tanto con propósitos térmicos como eléctricos, dado que actualmente el 60% del consumo final de energía en edificaciones a nivel global proviene de electricidad y gas, por ende su potencial a futuro es significativo. Las proyecciones indican que para el año 2040, se prevé la instalación de 2,5 millones de pilas de combustible con cogeneración en Europa.

CAPÍTULO 3. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÓGENO

En este capítulo se presentan los cálculos detallados realizados para determinar el tamaño óptimo de la planta de hidrógeno verde. Se profundiza en la explicación de la selección del emplazamiento de la planta y se identifican los consumidores del hidrógeno producido. Destacando entre ellos a BP Oil Refinería de Castellón, un actor clave en la demanda de hidrógeno, y como segundo consumidor, la red de autobuses TUCs (Transporte Urbano de Castellón).

3.1 Localización

Es esencial elegir cuidadosamente la ubicación de la planta de hidrógeno, optando por una región que ofrezca condiciones climáticas y geográficas idóneas. Esta elección estratégica busca maximizar tanto el rendimiento operativo como los beneficios económicos. Al seleccionar la zona para la instalación, se consideraron los siguientes aspectos:

- Disponibilidad de Energía Renovable: Debe ubicarse en áreas con acceso a fuentes confiables y abundantes de energía renovable, como la solar o eólica.
- Demandantes de Hidrogeno (Industria): Identificar consumidores cercanos de hidrogeno, siendo esta la más importante ya que será el mayor consumidor. La cercanía a la industria facilita la logística y reduce los costos de transporte.
- Demandantes de Hidrogeno (Transporte Urbano) ciudad a distancia inferior a 50 km: La instalación de una planta de hidrogeno en una ciudad mediana para una flota de autobuses de transporte urbano a una distancia inferior de 50 km para que no penalice el gasto del transporte.

Como punto de interés para el desarrollo de este proyecto se propone Castellón de la Plana, la cual cuenta con una superficie de alrededor de 108 Km² y cuenta con una población aproximada de 176,238 habitantes[14].



Figura 11. Ubicación de Castellón de la Plana

La radiación solar en Castellón de la Plana, como en gran parte de España, es bastante significativa debido a su clima mediterráneo, siendo la Comunidad Valenciana, región en la que se asienta esta ciudad, disfruta aproximadamente de 3.321 horas de sol cada año. Esta abundancia de luz solar sitúa a Castellón de la Plana en una posición privilegiada para el aprovechamiento de la energía solar.

Castellón cuenta con la refinería de bp, la cual cuenta con instalaciones de una superficie de 155,25 hectáreas del Polígono industrial El Serrallo, más las 2,47 hectáreas correspondientes a la concesión portuaria que BP posee en la Dársena Sur del Puerto de Castellón, lo que hace que la logística y distribución de sus productos sea mucho más fácil. Las refinerías desempeñan un papel fundamental en la transformación del crudo en productos de gran valor, como la gasolina, esencial para nuestra vida cotidiana, siendo este tipo de iniciativas importantes para reducir las emisiones de CO₂ en hasta 24.000 toneladas al año.



Figura 12. Ubicación de bp Refinería en Castellón de la plana

La refinería de BP en Castellón de la Plana, que comenzó su actividad en 1967, tiene una capacidad de procesamiento anual de 3 millones de toneladas de crudo. Se posiciona como uno de los proveedores clave de productos energéticos para la Comunidad Valenciana y las Islas Baleares. BP se distingue por su firme compromiso con la sostenibilidad y la eficiencia energética. Además, BP se encuentra a 5 km del centro de la ciudad de Castellón de la Plana, una ciudad que cuenta con una red de autobuses urbanos operados por TUCs (Transporte Urbano de Castellón) con más de 40 autobuses y 18 líneas, esta proximidad la convierte en un lugar estratégico para la instalación de una hidrogenera encargada de suministrar el hidrógeno verde a la flota de autobuses[14].

El Transporte Urbano de Castellón (TUCs) cuenta con un total de 230 paradas de autobús distribuidas en sus 18 rutas de servicio en la ciudad.



Figura 13: Líneas y paradas del TUCs

La línea más larga de TUCs es la L14. Esta ruta que va en dirección grupos sur, tiene un recorrido de aproximadamente 38,6 km y dispone de 14 paradas, mientras que la línea más corta es: L5. que comienza en Paseo Ribalta y termina en Basílica del lledó, cubriendo una distancia de 7,1 km con 8 parada y una duración de 12 minutos.

A continuación, se muestra detalladamente las líneas en las que operan el transporte urbano de Castellón (TUCs):

L1: Poliesportiu Ciutat de Castelló-Hospital General

L2: Poliesportiu Ciutat de Castelló-Hospital General

L3: Basílica del Lledó - Hospital La Magdalena

L4: Grup Grapa-Quadra Morteràs (centre universitari)

L5: Passeig Ribalta (impars)-Basílica del Lledó

L6: Passeig Ribalta (impars)-Benadressa

L7: Hospital General-Grups

L8: Hospital General (circular)

L9: Estació intermodal (circular)

L10: Tetuán-Ciutat esportiva Chencho-UJI-Grup Sant Llorenç

L11: Rafalafena-Universitat Jaume I

L12: Comissaria de Policia-Universitat Jaume I

L13: Passeig Ribalta (impars)-Nou cementeri

L14: Grupos Sur

L15: Poliesportiu Ciutat de Castelló-Universitat Jaume I

L16: Estepark-Salera-Estació intermodal-Hospital General

L17: Servici especial Mercat del dilluns

L18: Hospital General (circular)

L19: Báscula - Plaça Jutge Borrull

3.2 Consumo de hidrógeno

Para calcular el tamaño adecuado de la planta de hidrógeno verde, es crucial determinar primero la demanda de hidrógeno verde de los sectores objetivo. Identificando a los consumidores potenciales, se propone asignar aproximadamente el 60% de la producción de hidrógeno a la parte industrial, específicamente a la refinería de bp, y el 40% restante al sector del transporte, en particular a la flota de autobuses TUCs.

3.2.1 Consumo de hidrógeno verde en la refinería

El uso del hidrogeno en la industria del refino se encuentra dividido en:

- Hidrotratamiento: Proceso químico utilizado en la refinación de petróleo y gas natural para reducir el contenido de azufre y otros elementos no deseados. Esto se logra mediante la introducción de hidrógeno, que reacciona con el azufre para formar compuestos más simples y menos contaminantes[15]. El resultado es un combustible más limpio y de mayor calidad, con un menor impacto ambiental al reducir las emisiones de azufre.
- Hidrocracking: Transforma hidrocarburos pesados en productos más ligeros y valiosos, como gasolina y diésel, mediante la adición de hidrógeno a altas temperaturas y presiones[15]. Es fundamental para satisfacer la demanda de combustibles de alta calidad y bajo punto de ebullición.
- Hidrosulfuración: Es un proceso catalítico que elimina el azufre de los combustibles fósiles, transformándolo en sulfuro de hidrógeno (H_2S)[15]. Este procedimiento es vital para producir combustibles más limpios y reducir la contaminación ambiental causada por la quema de azufre.
- Hidroisomerización: La hidroisomerización es un proceso de refinación que convierte n-parafinas en isoparafinas mediante la adición de hidrógeno en presencia de un catalizador[15]. Este proceso mejora el octanaje de los combustibles y aumenta su valor agregado al transformarlos en compuestos con mejores propiedades.

Para poder iniciar la sustitución progresiva de los combustibles fósiles por hidrogeno verde, se propone una fase inicial en la que 400 toneladas anuales de hidrógeno gris

sean reemplazadas por hidrógeno verde. Esta medida se debe a que la producción actual de hidrógeno verde constituye menos del 1% del total, lo que justifica que la sustitución comience en una primera fase con esta cantidad

$$\text{Toneladas de } H_2 \text{ verde} = 400 \text{ t } H_2 / \text{año}$$

Ecuación 4. Toneladas anuales de Hidrógeno verde para bp

3.2.2 Consumo de hidrógeno verde TUCs

Para poder saber la cantidad de hidrogeno verde que ser necesaria para alimentar la flota de autobuses es necesario definir el número de kilómetros recorridos por cada ruta que forma parte de TUCs que se evidencia en la tabla 2:

	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9
KM	10,07	10,07	16,81	9,85	7,1	16,3	10,6	11	6,48

	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18
KM	13,06	6,03	9,49	13,4	38,6	8,7	8,22	8	12,05

Tabla 2. Kilómetros recorridos por línea de TUCs

Debido a que cada línea opera con una frecuencia de salida diferente, se ha seleccionado la frecuencia mínima entre todos los días de operación de cada una de éstas, tabla 3.

Días de semana	Línea	Frecuencia elegida (min)
7	L1	15
6	L2	20
7	L3	30
7	L4	20
2	L5	X
7	L6	20
7	L7	30
7	L8	30
7	L9	20
7	L10	20
7	L11	30
7	L12	20
2	L13	X

7	L14	90
5	L15	20
7	L16	20
1	L17	60
7	L18	30
7	L19	30

Tabla 3. Frecuencia de salida líneas TUCs

Para determinar el número recorridos a la semana en cada línea, se calculó dividiendo el tiempo total entre la frecuencia según cada línea para finalmente ser multiplicada por el número de días activos de la ruta a la semana, tabla 4.

Días de semana	Línea	Frecuencia elegida (min)	Tiempo total en funcionamiento (min)	Viajes por dirección (ida / vuelta)
7	L1	15	900	427
6	L2	20	810	252
7	L3	30	870	210
7	L4	20	900	322
2	L5	X	X	2
7	L6	20	860	308
7	L7	30	870	210
7	L8	30	900	217
7	L9	20	900	322
7	L10	20	920	329
7	L11	30	900	217
7	L12	20	880	315
2	L13	X	X	7
7	L14	90	690	63
5	L15	20	880	225
7	L16	20	900	322
1	L17	60	300	6
7	L18	30	900	217
7	L19	30	870	210

Tabla 4. Número de buses operando en cada línea

Para estimar los kilómetros recorridos semanalmente por cada línea durante sus días operativos, se multiplicaron los kilómetros totales de ida y vuelta de cada línea (indicados en la tabla 2) por el número de autobuses que operan semanalmente por línea (conforme a la tabla 4), obteniendo así el total de kilómetros.

Días de semana	Línea	Frecuencia elegida (min)	Tiempo total en funcionamiento (min)	Viajes por dirección (ida/vuelta)	Km totales (ida + vuelta)	Km totales
7	L1	15	900	427	10,07	4299,89
6	L2	20	810	252	10,07	2537,64
7	L3	30	870	210	16,81	3530,1
7	L4	20	900	322	9,85	3171,7
2	L5	X	X	2	7,1	14,2

7	L6	20	860	308	16,3	5020,4	
7	L7	30	870	210	10,6	2226	
7	L8	30	900	217	11	2387	
7	L9	20	900	322	6,48	2086,56	
7	L10	20	920	329	13,06	4296,74	
7	L11	30	900	217	6,03	1308,51	
7	L12	20	880	315	9,49	2989,35	
2	L13	X	X	7	13,4	93,8	
7	L14	90	690	63	38,6	2431,8	
5	L15	20	880	225	8,7	1957,5	
7	L16	20	900	322	8,22	2646,84	
1	L17	60	300	6	8	48	
7	L18	30	900	217	12,05	2614,85	
7	L19	30	870	210	22,35	4693,5	
						Total semanal (km)	48354,38

Tabla 5. Kilómetros totales a la semana

El número de autobuses ha sido aportado por la página oficial del sistema de transporte TUCs, el cual se encuentra entre 40-50 autobuses.

Para dimensionar la planta de hidrogeno será necesario considerar el consumo anual:

$$\begin{aligned}
 \text{Kilómetros totales anuales} &= km \frac{\text{Totales}}{\text{Semana}} \times 4 \frac{\text{Semanas}}{\text{Mes}} \times 12 \frac{\text{Meses}}{\text{Año}} \\
 &= 48354,38 \text{ km} \times 4 \times 12 \\
 &= 2321010,24 \text{ km}
 \end{aligned}$$

Ecuación 5. Kilómetros anuales TUCs

En relación al consumo de hidrógeno en autobuses, se requieren 32,8 kg de hidrógeno verde para cubrir una distancia de 350 kilómetros, es así como:

$$\begin{aligned}
 \text{Kilogramos de } H_2 \text{ verde para la flota de autobuses} &= km \frac{\text{totales}}{\text{año}} \times \frac{32,8}{350} \\
 &= 2321010,24 \text{ km} \times \frac{32,8}{350} \\
 &= 217511,81 \text{ } H_2 \text{ /año}
 \end{aligned}$$

Ecuación 6. Kg de H2 verde necesarios para los autobuses

$$\text{Toneladas de } H_2 \text{ verde} = 217,51 \text{ t } H_2 \text{ / año}$$

Ecuación 7. Toneladas de H2 verde para los autobuses

Para el correcto dimensionamiento de la planta de H₂, es importante determinar que pueda proveer las toneladas de hidrógeno verde necesarias, las cuales se calculan sumando el consumo anual de la refinería y la flota de autobuses:

$$\begin{aligned} \text{Toneladas de H}_2 \text{ verde} &= \text{consumo refinería} + \text{consumo de TUCs} \\ &= 400 \text{ t} + 217,51 \text{ t} = 617,51 \text{ t H}_2 / \text{año} \end{aligned}$$

Ecuación 8. Toneladas totales de H₂ verde a suministrar

3.3 Electrolizador

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico en el cual se descompone la molécula de agua (H₂O) en sus componentes elementales, oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂), mediante el uso de una corriente eléctrica continua

A continuación, se presenta la cantidad de electricidad producida por la planta de hidrógeno verde, así como el volumen de agua necesario para producir este y así satisfacer ambas demandas.

3.3.1 Electricidad

A continuación, se presentan los cálculos para ambas demandas (Flota de autobuses y refinería) esto partiendo del dato de consumo de hidrogeno verde anual.

Autobuses (TUCs)

Como punto de partida para el cálculo de la electricidad necesaria, se considera el consumo anual de hidrógeno verde en la red de autobuses TUCs, el cual asciende a 217,51 toneladas al año. Posteriormente, se realiza una conversión de unidades para expresar este dato inicial en kilogramos por día.

$$\begin{aligned} \text{Kg H}_2 \text{ Verde al día} &= 217,51 \frac{\text{t}}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ Kg}}{\text{t}} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 595,91 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} \text{ H}_2 \end{aligned}$$

Ecuación 9. Cálculo de H₂ verde para la flota de autobuses TUCs

Es importante tener en cuenta que el hidrógeno tiene una densidad de 0,0899 kg/m³. Por lo tanto, necesitaríamos aproximadamente 5 kWh de electricidad para producir 1 Nm³ de hidrógeno mediante electrólisis. Por lo tanto, para determinar la cantidad de electricidad necesaria para producir 595,91 kg/día de H₂ verde, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Electricidad} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \right) = 595,91 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} \times 11,12 \frac{\text{Nm}^3}{\text{Kg}} = 6626,52 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}$$

Ecuación 10. Electricidad diaria para suplir el consumo de H2 autobuses en $\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}$

$$\text{Electricidad} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \right) = 6626,52 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \times \frac{5 \text{ kWh}}{\text{Nm}^3} = 33132,59 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Ecuación 11. Electricidad para suplir el consumo de H2 autobuses en $\frac{\text{kWh}}{\text{día}}$

Refinería (Bp)

Para calcular la electricidad, se toma como dato inicial el consumo anual de hidrógeno verde en la refinería, que es de 400 toneladas al año. Luego, se realiza una conversión de unidades para expresar este dato inicial en kilogramos por día.

$$\begin{aligned} \text{Kg H}_2\text{Verde al día} &= 400 \frac{\text{t}}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ Kg}}{\text{t}} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 1095,89 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} \text{ H}_2 \end{aligned}$$

Ecuación 12. Cálculo de H₂ verde para la refinería

Es importante tener en cuenta que el hidrógeno tiene una densidad de 0,0899 kg/m³. Por lo tanto, necesitaríamos aproximadamente 5 kWh de electricidad para producir 1 Nm³ de hidrógeno mediante electrólisis. Por lo tanto, para determinar la cantidad de electricidad necesaria para producir 1095,89 kg/día de H₂ verde, el cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Electricidad} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \right) = 1095,89 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} \times 11,12 \frac{\text{Nm}^3}{\text{Kg}} = 12186,29 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}$$

Ecuación 13. Electricidad diaria para suplir el consumo de H2 refinería en $\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}$

$$\text{Electricidad} \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \right) = 12186,29 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \times \frac{5 \text{ kWh}}{\text{Nm}^3} = 60931,48 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Ecuación 14. Electricidad para suplir el consumo de H2 refinería en $\frac{\text{kWh}}{\text{día}}$

La cantidad total de electricidad requerida será la suma de la energía necesaria para el proceso de la refinería y la energía necesaria para abastecer la flota de autobuses.

$$kWh \text{ total de electricidad al día} = kWh \text{ autobuses} + kWh \text{ refineria}$$

$$kWh \text{ total de electricidad al día} = 33132,59 + 60931,48$$

$$kWh \text{ total de electricidad al día} = 94064,07 kWh / \text{ día}$$

$$kWh \text{ total de electricidad al año} = 34333385,55 kWh / \text{ año}$$

Ecuación 15. Total kWh de electricidad necesarios para la electrolisis

$$MWh \text{ total de electricidad al día} = 94,06 MWh / \text{ día}$$

Ecuación 16. Total MWh de electricidad necesarios para la electrolisis

3.3.2 H₂O

Para producir 1 kg de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, se requieren aproximadamente 15 litros de agua sin tratar. Esto se debe a que la electrólisis del agua implica la descomposición del agua (H₂O) en sus componentes básicos de hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂), con una proporción de 2:1 en volumen.

Por ende, para satisfacer el consumo de hidrógeno requerido se tiene que:

$$\text{Litros totales de agua al día} = \sum Kg \frac{H_2}{\text{día}} \times 15 \frac{L}{Kg}$$

$$\text{Litros totales de agua al día} = (1095,8 + 595,91) \times 15 = 25375,65 L/\text{día}$$

Ecuación 17. Cálculo de H₂O al día necesarios para el proceso

Seguidamente, se realiza un análisis de hidrología de la provincia con el objetivo de identificar los distintos acuíferos presentes en la región.

Los acuíferos son formaciones subterráneas de roca o sedimento permeable que contienen agua subterránea. Funcionan como reservas de agua esenciales para el suministro de agua potable, riego agrícola y diversos usos industriales.

Respecto a la ubicación de la refinería Bp de Castellón, es conveniente tomar el agua del acuífero Plana de Castellón siendo uno de los acuíferos más significativos en la región, compuesto por una variedad de materiales que incluyen margarcillas, conglomerados, arenas gruesas y arcillas.

La Plana de Castellón se extiende a lo largo de una franja costera desde Benicasim hasta Almenara, cubriendo 464 km². Se sitúa mayormente entre el nivel del mar y la cota 130, con las marjalerías de Chilches-Almenara al sur y Castellón al norte. Los ríos Seco, Belcaire, Mijares y la Rambla de la Viuda forman su red de drenaje, siendo el río Mijares el único con flujo permanente. Para poder abastecer la capital de la Plana se extrae el agua del acuífero mediante 15 captaciones hidrogeológicas, siendo las más relevantes Aljibes 1, Aljibes 2 y Quintana, estas captaciones tienen una capacidad de extracción que supera los 6000 m³ por día, con unas entradas para el año medio del periodo 1948-1983, ascienden a 276 hm³/ año.

$$\begin{aligned} \text{Litros totales de agua al año en el acuífero} &= \frac{\text{hm}^3}{\text{año}} \times 1000000000 \frac{\text{L}}{\text{hm}^3} \\ &= 276 \times 1.000.000.000 = 2,76 \times 10 \\ &= 276.000.000.000 \frac{\text{L}}{\text{año}} = 276.000.000 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Ecuaciones 18. Cálculo de litros de agua en el acuífero al año

$$\begin{aligned} \text{Litros totales de agua al año para electrolisis} &= 25375,65 \frac{\text{L}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{día}}{\text{año}} \\ &= 9262112,25 \frac{\text{L}}{\text{año}} = 9262.11225 \text{ m}^3/\text{año} \end{aligned}$$

Ecuaciones 19. Cálculo de litros de agua al año para electrolisis

	Para electrolisis (L/año)	Acuífero la plana de Castellón (L/año)
Agua	9262112,25	276.000.000.000

Tabla 6. Datos de agua requerida y disponible

Los resultados finales revelan que al extraer agua del acuífero la plana de Castellón, se satisfacen los requisitos hídricos necesarios para la planta de hidrógeno.

Cabe aclarar que por lo general el agua extraída del acuífero no garantiza que cumpla con la pureza necesaria para el proceso de electrólisis, que requiere agua dulce limpia. Por esta razón, además de implementar medidas preventivas para evitar la contaminación, se llevarán a cabo diversos tratamientos antes de su uso. Estos tratamientos incluyen:

- Empleo de bacterias para degradar los contaminantes orgánicos.
- Extracción de productos no miscibles de la superficie del acuífero mediante bombeo.
- Introducción de aire o vapor de agua para eliminar los contaminantes por volatilización.
- Pretratamiento del agua para reducir su conductividad y ajustarla a los niveles recomendados por los fabricantes de los equipos de electrólisis.

3.4 Dimensionamiento planta fotovoltaica

Para determinar la potencia fotovoltaica (MWp) necesaria para satisfacer la demanda de electricidad de un proceso de electrólisis, se empleará el software "PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System". Esta herramienta, desarrollada por la Unión Europea, facilita el análisis del recurso solar y el potencial fotovoltaico en diversas regiones de Europa, Asia y América.

Lo que PVGIS permite obtener son resultados como la producción mensual o anual de energía fotovoltaica. Esta información resulta crucial para evaluar las ventajas y desventajas de instalar la planta en una ubicación específica.

Es así como se utilizará en este punto PVGIS para determinar la potencia fotovoltaica requerida (en MWp) para cubrir las necesidades energéticas de la instalación. Para ello, se introducirán distintos valores de potencia fotovoltaica inicial ("Installed peak PV power (kWp)") en PVGIS y se analizarán los resultados hasta encontrar la configuración que satisfaga la demanda de electricidad anual y mensual.

Electricidad necesaria	kWh	MWh
Día	94064,07	94,06
Año	34333385,55	34333,38

Tabla 7. Electricidad requerida para la instalación

Para maximizar el uso del electrolizador y recuperar más rápido la inversión inicial en equipos, se ha decidido complementar las horas de operación con energía adquirida en el mercado eléctrico con certificación de origen renovable, además de la electricidad generada por la planta fotovoltaica. Esta combinación garantiza la producción de hidrógeno verde. En principio, se espera que el 60% de la electricidad

provenga de la planta fotovoltaica y el 40% restante sea comprada de la red eléctrica.
 De este modo:

$$\begin{aligned}
 \text{Electricidad necesaria FV} &= \frac{\text{Electricidad}}{\text{año}} \times 0,6 \\
 &= 34333385,55 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,6 = 20600031,33 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 20600,03 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

Ecuación 20. Calculo electricidad necesaria a producir por energía FV

Por lo que finalmente, los resultados de PVGIS para 26 MWp tendrán que satisfacer únicamente el 60% de la electricidad que requiere la instalación:

Electricidad necesaria	kWh
Año	20600031,33
Mes	1715728,63

Tabla 8. Electricidad Requerida para la instalación

En primer lugar, se introducen los datos iniciales tal y como se puede apreciar en la siguiente interfaz con 26 MWp:



Figura 14. Introducción de datos en PVGIS

Los resultados de la simulación se pueden apreciar en la siguiente imagen:

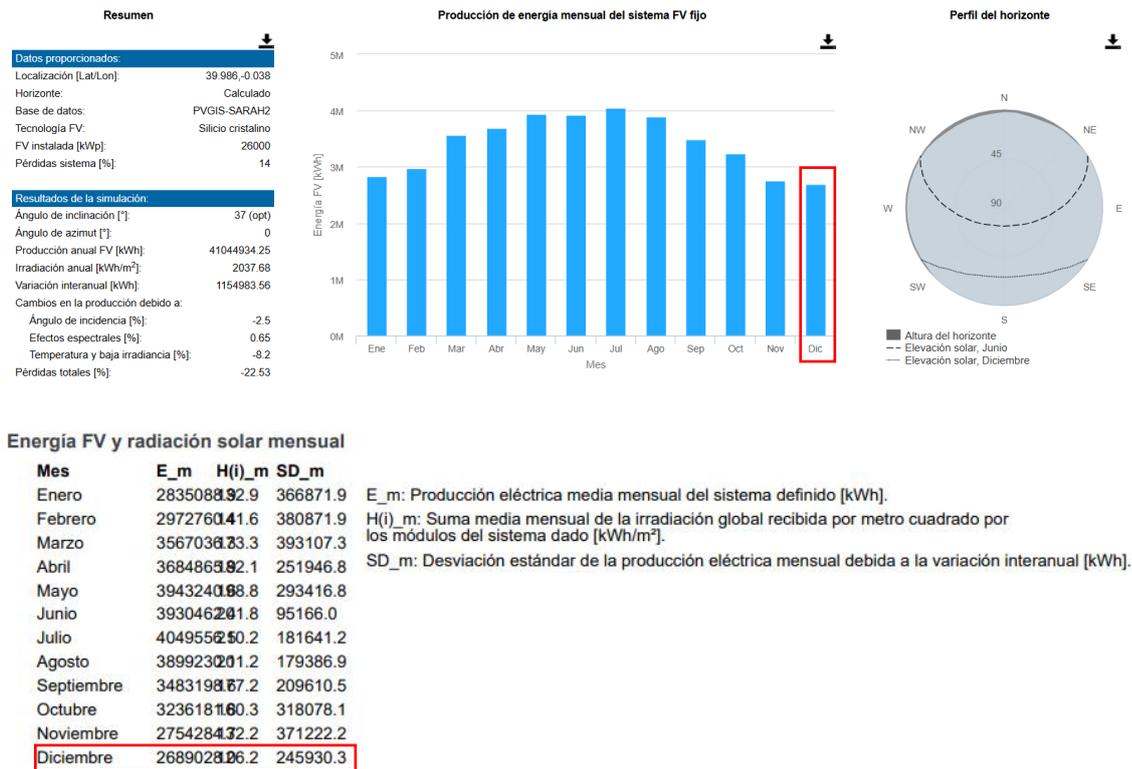


Figura 15. Resultados PVGIS

Para la información completa del cálculo de energía fotovoltaica en PVGIS ver Anexo II.

De los resultados extraídos se va a prestar atención a dos datos en concreto: la producción anual de energía fotovoltaica en kWh (“Yearly PV energy production (kWh)”) y la producción de energía fotovoltaica en el mes más desfavorable, que en el gráfico se puede identificar que se trata del mes de Diciembre.

Información	kWh
Producción anual de energía FV	41044934,25
Producción de energía FV en el mes desfavorable (Diciembre)	2689028

Tabla 9. Resultados PVGIS

A continuación, se realiza una comparativa entre los valores de electricidad de origen fotovoltaica requerida para la instalación y la electricidad que producen 26 MWp de fotovoltaica instalada para comprobar si, tras varias pruebas realizadas con valores inferiores, se satisface el dimensionamiento de la instalación:

Electricidad necesaria	Requerimiento FV kWh	PVGIS kWh
Año	20600031,33	41044934.25
Mes	1715728,63	2689028

Tabla 10. Electricidad requerida y producida

Como se puede observar en la tabla, con una capacidad instalada de 26 MWp, se logra cumplir tanto con la producción anual como con la mensual. Aunque la producción anual supera considerablemente el 60% establecido para el consumo fotovoltaico, esto se debe a que se ha aplicado el criterio de garantizar el mínimo de producción durante el mes más desfavorable, que en este caso es diciembre.

De igual manera se tuvo en cuenta el consumo para el compresor y los auxiliares de un 10%.

$$\begin{aligned} \text{Electricidad FV por Mes} &= (1715728,63 \times 0,1) + 1715728,63 \\ &= 1887301,49 \frac{\text{kWh}}{\text{Mes}} = 1887,30 \frac{\text{MWh}}{\text{Mes}} \end{aligned}$$

Ecuación 21. Electricidad FV requerida mensual

$$\begin{aligned} \text{Electricidad} \frac{\text{FV}}{\text{Año}} &= 1887301,49 \frac{\text{kWh}}{\text{Mes}} \text{Mes} \times 12 \text{ Meses} \\ &= 22647617,92 \frac{\text{kWh}}{\text{Año}} \\ &= 22647,61 \frac{\text{MWh}}{\text{Año}} \end{aligned}$$

Ecuación 22. Electricidad FV requerida anual

Por lo tanto, una instalación de 26 MWp es adecuada para cubrir los requisitos eléctricos de la planta de hidrógeno.

Dato	Comparativa
Electricidad Anual	41044934,25 > 22647617,92
Electricidad Mensual	2689028 > 1887301,49

Tabla 11. Comparativa de Electricidad Requerida y producida

Se instalará una planta fotovoltaica compuesta por paneles conectados entre sí que pueden ser silicio monocristalino o policristalino:

Criterio	Peso	Silicio Monocristalino	Silicio Policristalino
Costo de Mantenimiento	3	4 (4x3=12)	3 (3x3=9)
Costo Inicial	4	3 (3x4=12)	5 (5x4=20)
Rendimiento en Baja Iluminación	5	5 (5x5=25)	3 (3x5=15)
Durabilidad y Vida Útil	5	5 (5x5=25)	4 (4x5=20)
Puntuación Total		74	64

Tabla 12. Matriz de decisión del tipo de panel

Justificación de los criterios :

- **Costo de Mantenimiento:** Este criterio evalúa los costos recurrentes asociados con el mantenimiento de los paneles solares. Un menor costo de mantenimiento es preferible para reducir los gastos operativos a largo plazo.
- **Costo Inicial:** Este criterio evalúa el costo de adquisición inicial de los paneles solares. Un costo inicial más bajo es preferible para minimizar la inversión inicial.
- **Rendimiento en Baja Iluminación:** Este criterio considera el rendimiento de los paneles en condiciones de poca luz (por ejemplo, días nublados). Un mejor rendimiento en baja iluminación es preferible para asegurar una producción constante de energía.
- **Durabilidad y Vida Útil:** Este criterio considera la longevidad y resistencia de los paneles solares. Una mayor durabilidad y vida útil es preferible para asegurar una operación a largo plazo y reducir la necesidad de reemplazos frecuentes.

Evaluación de los tipos de paneles:

Silicio Monocristalino: Estos paneles suelen tener un costo de mantenimiento moderado, un costo inicial moderado, tienen un rendimiento superior en baja iluminación, una excelente durabilidad y vida útil.

Silicio Policristalino: Estos paneles suelen tener un costo de mantenimiento similar al de los paneles monocristalinos, tienen un costo inicial más bajo, un rendimiento inferior en baja iluminación, buena durabilidad y vida útil.

Con esta nueva matriz de decisión, se observa nuevamente que los paneles de Silicio Monocristalino son la mejor opción debido a su mejor desempeño en los criterios seleccionados, obteniendo una puntuación total de 74 frente a los 64 de los paneles de Silicio Policristalino.

3.5 Dimensionamiento de la superficie necesaria

La planta de hidrógeno verde se ubicará cerca de la Refinería de Bp de Castellón, ya que resulta ser un sitio estratégico para proporcionar suministro tanto a la refinería como a la flota de autobuses TUC's. La extensión de terreno necesaria para la instalación depende de la capacidad instalada requerida para cubrir el consumo total de hidrógeno verde.

En general, se sabe que 1 MWp de capacidad fotovoltaica requiere aproximadamente 3 hectáreas de superficie. Por lo tanto, para una planta con una capacidad de 26 MWp, la superficie necesaria es:

$$\text{Superficie necesaria (m}^2\text{)} = 26 \text{ MWp} \times \frac{3 \text{ ha}}{1 \text{ MWp}} \times \frac{10000 \text{ m}^2}{1 \text{ ha}} = 780000 \text{ m}^2$$

Ecuación 23. Cálculo de la superficie necesaria

En las cercanías de la refinería de Bp Castellón, se ha identificado una parcela grande, de la cual se destinarán m^2 para la instalación de la planta. Al comparar con la superficie mínima requerida, se confirma que el terreno seleccionado es más que suficiente:

$$780348,81 \text{ m}^2 > 780000 \text{ m}^2$$

ÁREA	PERÍMETRO
780348,81 m²	4,12 km

Tabla 13. Dimensiones del terreno

A continuación, se muestran algunas imágenes de la superficie donde se instalará la planta:



Figura 16. Vista de la Refinería Bp Castellón

En el mapa se trazan la forma y las dimensiones de la parcela para cumplir con los requisitos de superficie previamente determinados por el dimensionamiento energético y eléctrico de la planta.



Figura 17. Ubicación de la planta de hidrogeno verde

3.6 Dimensionamiento del electrolizador

Para dimensionar el electrolizador de la planta de producción de hidrógeno verde, es fundamental determinar la potencia adecuada del electrolizador y el número de horas de operación necesarias para satisfacer la demanda de hidrógeno. Un electrolizador es un dispositivo que separa las moléculas de agua en átomos de oxígeno e hidrógeno mediante el proceso de electrólisis.

Un electrolizador consta de un apilamiento de electrodos conductores separados por una membrana. Al aplicar un voltaje y una intensidad elevados, se genera una corriente eléctrica en el agua, provocando la descomposición en sus componentes: hidrógeno y oxígeno[16].

Inicialmente es necesario calcular los Kilogramos de hidrogeno verde que se necesitan para producir al día:

$$\frac{\text{Kilogramos de } H_2}{\text{Día}} = 595,91 \frac{\text{Kg}}{\text{día}} + 1095,89 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}$$

$$= 1691,8 \frac{Kg}{día} H_2$$

Ecuación 24. Kg de H₂ necesarios al día

Se llevan a cabo una serie de pruebas utilizando distintas potencias de electrolizadores con el fin de identificar la opción más adecuada para satisfacer las demandas de la planta. Luego, se determina la cantidad de hidrógeno verde que puede producir un electrolizador de 8 MW, considerando que un modelo de 1 MW genera aproximadamente 18 kilogramos de H₂ verde por hora.

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{h} \text{ por electrolizador} = 8 \text{ MW} \times \frac{18 \frac{kg}{h}}{1 \text{ MW}} = 144 \text{ kg } H_2/h$$

Ecuación 25. Producción de H₂ por electrolizador en 1 hora

Para saber si el electrolizador de 8 MW es el indicado para la planta de hidrogeno, se calcula las horas de funcionamiento:

$$\text{Horas de funcionamiento} = \frac{\text{Producción al día}}{\text{Producción a la hora}} = \frac{1691,8}{144} = 12 \text{ h}$$

Ecuación 26. Horas de funcionamiento del electrolizador al día

Anteriormente se estableció que un 60% del total de la electricidad será producida por la planta fotovoltaica, y el 40% restante será suministrada por la red. Por lo que, de las 12 horas de funcionamiento del electrolizador, 7 horas son de la planta fotovoltaica y las 5 horas restantes de la red.

Se plantea aquí el escenario más desfavorable en cuanto a dimensionamiento, considerando los meses del año con menor cantidad de horas de sol, a la par que se anticipa una mayor producción durante otros periodos gracias a la planta fotovoltaica. Al evaluar cuál tecnología de electrólisis es más adecuada, se toman en cuenta dos tipos principalmente: el electrolizador alcalino y el PEM, basándose en un análisis exhaustivo del estado actual de ambas tecnologías.

- **Electrolizador PEM:** Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) son más pequeños en comparación con los alcalinos. Utilizan una membrana polimérica como electrolito, que permite la separación de gases entre el cátodo y el ánodo. Estos electrolizadores son adecuados para

aplicaciones más específicas y suelen comercializarse en tamaños del orden de 6-10 MW. Aunque son más costosos, ofrecen ventajas en términos de eficiencia y flexibilidad[16].

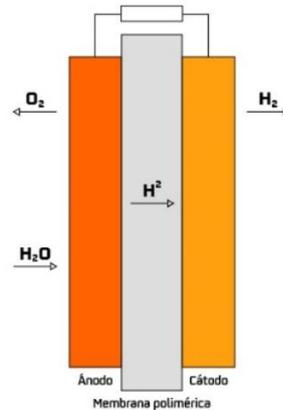


Figura 18. Electrolizador PEM[16]

- **Electrolizador Alcalino (AEC):** Electrolizador Alcalino (AEC): Los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura en la actualidad. Su característica principal es que utilizan un electrolito líquido, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH).
- **Electrolizador Alcalino (AEC):** Electrolizador Alcalino (AEC): Los electrolizadores alcalinos son una tecnología madura en la actualidad. Su característica principal es que utilizan un electrolito líquido, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH). En estos electrolizadores, se sumerge el ánodo y el cátodo en una disolución alcalina. El proceso de electrólisis separa el agua en oxígeno e hidrógeno. Estos electrolizadores suelen ser de mayor capacidad y se comercializan hasta aproximadamente 40 MW[16].

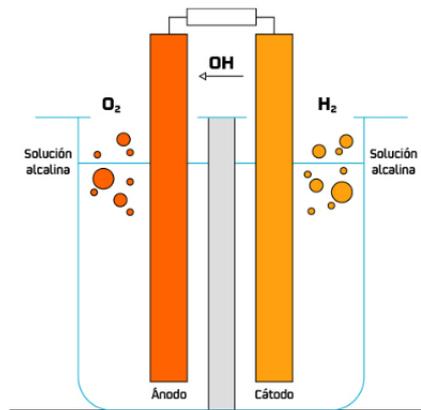


Figura 19. Electrolizador Alcalino (AEC)[16]

Selección de Tecnología de Electrolisis

La selección entre los distintos tipos de electrolizadores depende de dos aspectos clave: el coste y el tiempo de reinicio. Cuando el suministro eléctrico falla, el electrolizador debe detenerse. Un electrolizador alcalino necesita aproximadamente una hora para reiniciar desde el modo de parada, mientras que un electrolizador PEM solo requiere entre diez y quince minutos para volver a estar operativo. En el estudio realizado, se ha considerado que la electricidad generada por la planta fotovoltaica se complementa con energía de la red. Esto disminuye la frecuencia con la que el electrolizador debe parar debido a la falta de electricidad.

Factores críticos

Factor	Peso	Electrolizador Alcalino (AEC)	Electrolizador PEM
Rapidez de Reinicio	4	3(3x4 = 12)	5(5x4 = 20)
Coste Inicial	5	4(4x5 = 20)	2(2x5 = 10)
Eficiencia Operacional	3	3(3x3 = 9)	5(5x3 = 15)
Compatibilidad Tecnológica	2	5(5x2= 10)	4(4x2 = 8)
Mantenimiento	3	4(4x3 = 12)	3(3x3 = 9)
Total		63	62

Tabla 14. Matriz de decisión del tipo de electrolizador

Descripción de Factores Evaluados

- **Rapidez de Reinicio:** Velocidad con la que el sistema puede volver a estar operativo después de una parada.
- **Coste Inicial:** Inversión requerida para la adquisición e instalación del sistema.

- **Eficiencia Operacional:** Cantidad de hidrógeno producido por unidad de electricidad consumida.
- **Compatibilidad Tecnológica:** Facilidad de integración con otras tecnologías y sistemas existentes.
- **Mantenimiento:** Facilidad y coste del mantenimiento regular del sistema.

Consideraciones Energéticas

Suministro Complementario : La planta fotovoltaica se complementa con energía de la red, lo que minimiza las paradas por falta de suministro eléctrico.

Aspecto Evaluado	Preferencia
Rapidez de reinicio	Electrolizador PEM
Coste Inicial	Electrolizador Alcalino (AEC)
Eficiencia Operacional	Electrolizador PEM
Compatibilidad Tecnológica	Electrolizador Alcalino (AEC)
Mantenimiento	Electrolizador Alcalino (AEC)

Tabla 15. Resultados del tipo de electrolizador

En esta nueva evaluación, el electrolizador alcalino (AEC) obtiene una puntuación ligeramente superior gracias a su menor coste inicial y alta compatibilidad tecnológica, a pesar de que el electrolizador PEM es más rápido en reiniciar y más eficiente en la operación.

Del fabricante McPhy, se eligió la gama McLyzer 800 Nm³/h con una presión de 30 bar, 2 electrolizadores de 4 MW para de esta manera conseguir la potencia deseada.

Models	Pressure (barg)	Rated output of H2 (Nm ³ /h)	Power Class	Specific DC consumption at rated output (kWh/Nm ³)
McLyzer 200-30	30	200	1 MW	4,65
McLyzer 400-30	30	400	2 MW	4,65
McLyzer 800-30	30	800	4 MW	4,65
McLyzer 3200-30	30	3200	16 MW	4,65

Figura 21. Tabla de modelos de electrolizadores de la gama McLyzer del fabricante McPhy

3.7 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión

Se considera el empleo de tanques de 200 m³ de volumen de agua para almacenar 620 kg de hidrógeno verde a 35 bares, como una solución para el almacenamiento a baja presión, correspondiente a la presión de salida del electrolizador.

Autobuses (TUCs) :

Inicialmente debemos considerar los kilogramos necesarios de H₂ al día.

$$\frac{Kg H_2}{Día} = 595,91 Kg/día$$

Ecuación 27. Kg necesarios de H₂ al día TUCs

Se establece una reserva de almacenamiento de 2,5 días, ya que esta etapa inicial del proceso no es tan crítica. En caso de falta de hidrógeno, se recurriría al hidrógeno gris sin afectar significativamente la operación. Se procede entonces al cálculo del número de tanques requeridos a 35 bares.

$$N. de Tanques = 595,91 \frac{Kg}{día} \times 2,5 \times \frac{1 Tanque}{620 Kg} = 2,4 Tanques$$

Ecuación 28. N. de tanques de almacenamiento a 35 bares TUCs

Refinería (Bp):

Inicialmente debemos considerar los kilogramos necesarios de H₂ al día.

$$\frac{Kg H_2}{Día} = 1095,89 Kg/día$$

Ecuación 29. Kg necesarios de H₂ al día Refinería Bp

Se establece una reserva de almacenamiento de 1,5 días para la refinería, dado que es un proceso crítico; la falta de hidrógeno impediría su operación. A continuación, se realiza el cálculo del número de tanques requeridos a 35 bares.

$$N. de Tanques = 1095,89 \frac{Kg}{día} \times 1,5 \times \frac{1 Tanque}{620 Kg} = 2,6 Tanques$$

Ecuación 30. N. de tanques de almacenamiento a 35 bares Refinería Bp

$$N. \text{ Tanques Final} = 2,40 + 2,65 = 5,05 = 5 \text{ tanques}$$

Ecuación 31. N. de tanques totales de almacenamiento a 35 bar

Los tanques de almacenamiento a baja presión son estructuras diseñadas para contener grandes volúmenes de hidrógeno verde de manera segura y eficiente. Fabricados en acero carbono y con una presión de diseño de 35 bar, estos tanques están concebidos para soportar las condiciones operativas requeridas para el almacenamiento del hidrógeno. Con dimensiones de 3.500 mm de diámetro y 22.700 mm de longitud, proporcionan una capacidad total de 200.000 litros, lo que los convierte en una opción espaciosa y confiable para mantener reservas significativas de hidrógeno. Su diseño de pared simple garantiza la integridad estructural, mientras que su disposición horizontal facilita la instalación y el acceso para operaciones de llenado y vaciado. Estos tanques juegan un papel crucial en el suministro y la distribución del hidrógeno verde, asegurando un flujo constante y confiable para su utilización en diversas aplicaciones industriales y de transporte.

Se eligió el tanque de almacenamiento hidrogeno de la marca Lapesa. Su ficha técnica se encuentra en el Anexo III.



Figura 20. Tanque de almacenamiento de Hidrogeno del fabricante Lapesa[17]

3.8 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada

Parte del hidrógeno almacenado a baja presión en los tanques a 35 bares se envía directamente hacia la industria mediante una red de hidrodutos especializados. Sin embargo, para su uso en movilidad, es crucial comprimir el hidrógeno hasta alcanzar los 350 bares necesarios en los tanques de los autobuses. En lugar de optar por la

compresión directa hacia los tanques de los vehículos, se propone un sistema de almacenamiento en cascada. Este innovador enfoque contempla la utilización de almacenamientos intermedios a presiones de 300 bares y 500 bares, permitiendo que los tanques de los autobuses se llenen por diferencias de presión. Este planteamiento optimiza la eficiencia en la distribución y almacenamiento de hidrógeno, asegurando que se satisfagan los requisitos específicos de presión para la movilidad.

Para dar inicio al proceso de cálculo del almacenamiento, se recopilan los datos clave sobre el consumo de la flota de autobuses TUCs.

Km Semanales	Consumo Diario (Kg/día)	N. Autobuses
6907,76	595,91	40

Tabla 16. Datos TUCs

Con el objetivo de garantizar un suministro seguro, el diseño de la hidrogenera se basa en el escenario más desafiante, que implica que todos los autobuses necesiten recargan sus tanques por completo durante la misma noche.

$$Kg \text{ de } H_2 \text{ a cargar} = 40 \text{ autobuses} \times 32,8 \frac{Kg}{\text{autobus}} = 1312 \text{ Kg } H_2$$

Ecuación 32. Kg de H₂ a repostar en el caso más desfavorable

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} &= (1312 \times 1,236) \times \frac{350 \text{ bar}}{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}} = 6313361,513 \text{ Nm}^3 \\ &= 6313361513 \text{ L } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 33. Litros de H₂O en el caso más desfavorable

3.8.1 Almacenamiento a 300 bar

En este caso vamos a suponer el almacenamiento con una capacidad de 700 kg de H₂

$$\text{Volumen } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = 700 \text{ Kg} \times \frac{1 \text{ Kg}}{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}} = 7786,42 \text{ Nm}^3 H_2$$

Ecuación 34. Volumen de H₂ en Nm³

Seguido, es necesario calcular el volumen de H₂O necesario en Nm³:

$$\text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{V_{H_2}(\text{Nm}^3)_{xz}}{P_{H_2} \text{ (bar)}}$$

Ecuación 35. Volumen de H_2O en Nm^3

Siendo Z el factor de compresibilidad del gas, que corrige el volumen real del gas teniendo en cuenta las desviaciones del comportamiento ideal del gas. Para gases ideales, z es igual a 1. Para gases reales, z puede variar dependiendo de la presión y la temperatura.

T (K) = 298	
Presión (Bar)	Z
1	1
5	1,003
10	1,006
50	1,032
100	1,065
150	1,097
200	1,121
250	1,166
300	1,201
350	1,236
400	1,272
450	1,308
500	1,343
600	1,416
700	1,488

Tabla 17. Factor de compresibilidad en función de la presión

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} &= \frac{7786,42 \text{ Nm}^3 \times 1,201}{300 \text{ bar}} = 31,171 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2\text{O} \\ &= 31,171 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2\text{O} \times 1000 \frac{\text{L}}{\text{Nm}^3} = 31171 \text{ L H}_2\text{O} \end{aligned}$$

Ecuación 36. Volumen de H_2O a 300 bar

Por último se calcula el número de moles usando la ecuación de los gases ideales:

$$PV = nRT$$

Ecuación 37. Gases ideales

Donde:

- P es la presión del gas (en atm)
- V es el volumen del gas (en L)
- n es la cantidad de sustancia del gas (en moles)
- R es la constante de los gases ideales, que tiene un valor de aproximadamente, $0,082 \text{ L}/(\text{mol} \cdot \text{K})$
- T es la temperatura absoluta del gas en Kelvin (K).

$$n \text{ moles } H_2O = \frac{300 \text{ atm} \times 31171 \text{ L}}{0,082 (\text{atm} \cdot \text{L}/\text{mol} \cdot \text{K}) \times 298 (\text{°K})} = 382685,382 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 38. Número de moles de H_2O para 300 bares

A continuación, se procede a calcular la cantidad de moles correspondientes a una presión residual de 10 bar y se determina el volumen de agua necesario para rellenar, considerando el peor escenario desfavorable (*Ecuación 33*).

$$n \text{ moles } H_2O = \frac{10 \text{ atm} \times 6313361513 \text{ L}}{0,082 (\text{atm} \cdot \text{L}/\text{mol} \cdot \text{K}) \times 298 (\text{°K})} = 2583631328 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 39. Número de moles de H_2O para la presión de 10 bar

Para determinar la cantidad de hidrógeno verde liberado debido a la diferencia de presión, primero debemos calcular la presión de equilibrio. Esto implica considerar el volumen y el número de moles, sumando ambos a 300 bar y 10 bar respectivamente.

$$\begin{aligned} \text{Volumen total de } H_2O \text{ (L)} &= V_{H_2O \text{ a } 300 \text{ bar}} \text{ (L)} + V_{H_2O \text{ a } 10 \text{ bar}} \text{ (L)} \\ &= 31171 \text{ L} + 6313361513 \text{ L} = 631367322 \text{ L } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 40. Volumen de H_2O total en L

$$\begin{aligned} N \text{ de moles } H_2O \text{ total} &= N \text{ moles } H_2O \text{ a } 300 \text{ bar} + N \text{ moles } H_2O \text{ a } 10 \text{ bar} \\ &= 382685,382 \text{ mol} + 2583631328 \text{ mol} = 2584014013 \text{ moles de } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 41. Número total de moles de H_2O

Para determinar la presión de equilibrio, empleamos la fórmula de gases ideales, tal como se establece *Ecuación 37*.

$$\text{Presión equilibrio (bar)} = \frac{2584014013 \text{ mol} \times 0,082 (\text{atm} \cdot \text{L}/\text{mol} \cdot \text{K}) \times 298 (\text{°K})}{631367322 \text{ L}}$$

$$= 100 \text{ bar}$$

Ecuación 42. Presión de equilibrio

El volumen de H₂ en Nm³ se determina utilizando la Ecuación 35, considerando el volumen inicial de agua almacenada a 300 bar según lo obtenido en la Ecuación 36.

$$\text{Volumen } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{31,171 \text{ Nm}^3 \times 100 \text{ bar}}{1,061} = 2937,89 \text{ Nm}^3 H_2$$

Ecuación 43. Volumen de H₂ en Nm³ para la presión de equilibrio

Seguido se calculan los Kilogramos de H₂ finales:

$$\text{Kg } H_2 = 2937,89 \text{ Nm}^3 \times 0,0899 = 264,12 \text{ Kg } H_2$$

Ecuación 44. Kg de H₂ finales

Así mismo, se calculan los kilogramos de H₂ por diferencia de presión:

$$\text{Kg } H_2 \text{ por diferencia de presión} = 700 \text{ Kg} - 264,12 \text{ Kg} = 435,88 \text{ Kg } H_2$$

Ecuación 45. Kg de H₂ por la diferencia de presión para el almacenamiento de 300 bar

Es así como se evidencia que al instalar 700 Kg de almacenamiento a 300 bar, se puede alcanzar una presión de equilibrio de 100 bar y se liberarían por diferencia de presión 435, 88 Kg de H₂.

3.8.2 Almacenamiento a 500 bar

Se consideró el almacenamiento de 400 kilogramos de H₂. A partir de estos datos, procedemos a determinar su volumen en metros cúbicos estándar (Nm³).

$$\text{Volumen } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = 400 \text{ Kg} \times \frac{1 \frac{\text{Kg}}{\text{día}}}{0,0899 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}} = 4449,388 \text{ Nm}^3 H_2$$

Ecuación 46. Volumen de H₂ en Nm³

Seguido se calcula el volumen de H₂O que es necesario en Nm³:

$$\text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{V_{H_2}(\text{Nm}^3) \times z}{P_{H_2} \text{ (bar)}}$$

Ecuación 47. Ecuación Volumen de H₂O en Nm³

El valor de z se refiere al factor de compresibilidad del hidrógeno, el cual varía en función de la presión según lo establecido en la Tabla 16.

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} &= \frac{4449,388 \text{ Nm}^3 \times 1,344}{500 \text{ bar}} = 11,96 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2O \\ &= 11959,95 \text{ L H}_2O \end{aligned}$$

Ecuación 48. Volumen de H₂O en Nm³ a 500 bar

La presión de equilibrio conocida es de 350 bar. Por ende, se calculará el volumen de H₂ que permanece en el tanque cuando la presión alcanza los 350 bar, utilizando nuevamente la Ecuación 46.

$$\text{Volumen } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{350 \text{ bar} \times 11,96 \text{ Nm}^3}{1,236} = 3386,73 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$$

Ecuación 49. Volumen H₂ en Nm³ que hay en el tanque a 350 bar

Luego, se calcula la cantidad de kilogramos de H₂ que permanecen en el tanque a 350 bar:

$$\text{Kg H}_2 = 3386,73 \text{ Nm}^3 \times 0,0899 = 304,47 \text{ Kg H}_2$$

Ecuación 50. Kilogramos de H₂ que quedan en el tanque a 350 bar

Por último, se determina la cantidad de kilogramos de H₂ que se suministra desde el almacenamiento a 500 bar.

$$\text{Kg H}_2 \text{ por diferencia de presión} = 400 \text{ kg} - 304,47 \text{ Kg} = 95,53 \text{ Kg H}_2$$

Ecuación 51. Kilogramos H₂ por diferencia de presión para el almacenamiento de 500 bar

Es así, como los Kg totales suministrados, resultantes de la diferencia de presión, se obtiene sumando la cantidad liberada del almacenamiento a 300 bar y la liberada a 500 bar.

$$\begin{aligned} \text{Kg H}_2 \text{ totales por diferencia de presión} &= 435,88 \text{ Kg} + 95,53 \text{ Kg} \\ &= 340,35 \text{ Kg H}_2 \end{aligned}$$

Ecuación 52. Kilogramos totales de H₂ suministrados por diferencia de presión

Para el almacenamiento del hidrogeno verde a 300-500 bar se eligieron Racks de botellas del fabricante Calvera Hydrogen[18].



Figura 21. Racks de botellas del fabricante Calvera Hydrogen

3.9 Dimensionamiento del compresor

Para dimensionar el compresor de respaldo, se establece una presión de succión de 10 bar y una presión de descarga de 35 bar, asegurando su compatibilidad con otros equipos en la planta. Según la Ecuación 32, se calculan 1312 Kg de hidrógeno para el escenario más desafiante, donde se recargan todos los autobuses de la flota del 0 al 100% en unas 7 horas.

Ahora, si la Ecuación 52 determina que, debido a la diferencia de presión, se suministran 340,35 kg de hidrógeno, la discrepancia entre esta cantidad y la necesaria para la recarga total, obtenida del almacenamiento en cascada, señalará cuánto hidrógeno debe proporcionar el compresor:

$$Kg H_2 \text{ por compresor} = 1312 Kg - 340,35 Kg = 971,65 Kg H_2$$

Ecuación 53. Kilogramos totales de H₂ suministrados por compresor de apoyo

Durante la recarga nocturna de la flota de autobuses, el compresor debe operar durante 7 horas en el escenario más desafiante. Por lo tanto, el caudal del compresor será:

$$\text{Caudal compresor} = \frac{971,65 \text{ Kg}}{7 \text{ h}} = 138,80 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

Ecuación 54. Caudal necesario para el compresor

Por ende, se precisa un compresor de respaldo con una capacidad de 139 kg/h, diseñado para operar con una presión de succión de 10 bar para extraer hidrógeno de los tanques a 35 bar. Su presión de descarga deberá alcanzar los 525 bar para facilitar el llenado tanto de los almacenamientos a 300 bar como a 500 bar. Este compresor estará en funcionamiento durante 7 horas nocturnas para abastecer los 971,65 kg de hidrógeno necesarios, y durante 6 horas diurnas para reponer los 340,35 kg suministrados por diferencia de presión en los tanques.

Se elige un proveedor de soluciones de compresión que ofrece compresores de alta presión para hidrogeno como lo es Howden Thomassen, modelo oil-free high-pressure piston compressors, tipo BS/CS[19]. Su ficha técnica se encuentra en el Anexo IV.



*Figura 22. Compresor oil-free high-pressure
piston compressors[19]*

3.10 Distribución del hidrogeno producido

Para el hidrogeno que es destinado a la red de autobuses TUCs es necesario que se distribuya mediante hidrogeneras, las cuales son instalaciones diseñadas para el almacenamiento y distribución de hidrógeno. Estas estaciones desempeñan un papel crucial en el desarrollo de la infraestructura necesaria para el uso generalizado de vehículos de hidrógeno, en este caso para vehículos pesados se requiere una carga de hidrogeno a 350 bar.

En una primera fase, se establece un sistema de almacenamiento a baja presión de 35 bar, compuesto por siete tanques con una capacidad individual de 200 m³. Luego, el hidrógeno almacenado se somete a un proceso de compresión, elevando su presión a 300 bar. Seguidamente, se procede a almacenar el hidrógeno a esta nueva presión. Continuando con el método de almacenamiento en cascada, se realiza una segunda compresión, incrementando la presión hasta los 500 bar, para su almacenamiento definitivo.

El sistema de almacenamiento en cascada, diseñado para altas presiones, se compone de tres recipientes en serie. Inicia con el recipiente de baja presión y, una vez que la velocidad de flujo alcanza un umbral definido, se procede al cambio al recipiente de presión media. Luego, el proceso culmina en el recipiente de alta presión, donde se completa el llenado del hidrógeno.

Finalmente, se emplearán dispensadores que llevarán el hidrógeno desde el sistema de almacenamiento en cascada a alta presión, a 350 bar, hacia los autobuses.

Los auto buses Urbino 12 Hydrogen son una flota clave que demanda el repostaje de hidrogeno verde, Este sistema de transporte no solo proporciona una solución innovadora, sino que también conlleva significativos beneficios económicos y medioambientales, contribuyendo así a una sociedad cada vez más orientada hacia las cero emisiones de carbono.

Estos autobuses suelen tener capacidad para alrededor de 70 pasajeros y están equipados con características modernas para garantizar la comodidad y la seguridad de los pasajeros.

Gracias a su tecnología avanzada, el autobús puede recorrer hasta 350 km con una sola recarga, mientras mantiene todas las ventajas de la propulsión eléctrica. El Solaris Urbino 12 hydrogen se distingue por su reducido nivel de ruido y vibración. Además, el único subproducto de la reacción química en la celda de combustible es agua. La recarga completa de hidrógeno lleva solo unos pocos minutos, lo que brinda una gran flexibilidad a los operadores de transporte público.



Figura 23. Autobús hidrogeno verde Ubrino 12[20]

Las especificaciones técnicas del autobuses Urbino 12 hydrogen se encuentran en el Anexo VI.

3.11 Esquema ilustrativo de una planta de hidrógeno verde



Figura 24. Planta de Hidrogeno Verde

- 1. Energía Renovable:** Se genera energía eléctrica a partir de fuentes renovables, utilizando placas solares fotovoltaicas que aprovechan el alto potencial solar de la región.
- 2. Obtención de Agua:** El agua se recoge como materia prima esencial para llevar a cabo la reacción de electrólisis.
- 3. Electrólisis:** Con el agua y la energía eléctrica renovable, se realiza la electrólisis, que descompone las moléculas de agua para producir hidrógeno verde.
- 4. Almacenamiento:** El hidrógeno verde producido se almacena a diferentes presiones, dependiendo del tipo de uso que se le vaya a dar.
- 5. Aplicaciones del Hidrógeno:** Finalmente, el hidrógeno verde se distribuye a la industria de refinería y a la flota de autobuses, ajustando las presiones de acuerdo con sus necesidades específicas.



Figura 25. Esquema de obtención del Hidrogeno Verde

CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se conocerán los costos asociados al proyecto, abarcando tanto los gastos de capital (CAPEX) como los gastos operativos (OPEX). Además, se incorpora el análisis de un préstamo basado en el sistema de amortización francés. A partir de estos datos, se establece el precio de venta necesario del hidrógeno para la industria y la flota de autobuses, con el fin de lograr una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 10 %. Adicionalmente, se calculan el Valor Actual Neto (VAN) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback) para determinar la viabilidad económica del proyecto.

4.1 CAPEX

Inicialmente se determina el gasto total de capital (CAPEX), que corresponde a la inversión en bienes de equipo necesarios para el proyecto. Para ello, se confecciona una tabla detallada que enumera los costos de cada uno de los equipos incluidos en la instalación.

Equipo	Coste
Fotovoltaica 26 MWp	9100035 €
Electrolizador alcalino 8 MW	6244898 €
Almacenamiento a 35 bar	1638900 €
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	928710 €
Almacenamiento de 600 kg a 300 bar	196668 €
Almacenamiento de 350 kg a 500 bar	415388 €
2 dispensadores	437040 €
Costes obra civil	218520 €
Costes de Integración	273150 €
Total	19453309 €

Tabla 18. CAPEX

Se obtuvo un CAPEX total de 19453309 €

4.2 Préstamos

Para llevar a cabo este proyecto será necesario acceder a préstamos que amortice el CAPEX, en este caso de amortización Frances ya que en este tipo de préstamos, las cuotas son iguales durante todo el periodo del préstamo. En las primeras cuotas se paga más interés y menos capital, y con el tiempo, se paga menos interés y más capital.

El préstamo que se solicitará es del 70% sobre la cantidad total del CAPEX, en la siguiente tabla se muestran las características de este.

Descripción	Datos
Costes Totales CAPEX	19453309 €
Porcentaje del crédito	70%
Crédito (Co)	12967219,3€
Interés Efectivo Anual (i)	5%
Año (n)	10

Tabla 19. Información Préstamo amortización francés

A continuación, se calculará la anualidad, el interés, la amortización y el capital pendiente del préstamo.

Anualidad

$$A = \frac{Co \cdot i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

donde:

- *Co* es el monto del crédito (7283159,80€)
- *i* es la tasa de interés anual efectiva (0,05)
- *n* es el número de años (10)

$$A(\text{€}) = 13.617.316,30 \text{ €} \frac{0,05}{1 - (1 + 0,05)^{-10}} = 1.763.504,76 \text{ € €}$$

Ecuación 55. Cálculo de la Anualidad del préstamo

Intereses

El cálculo se realiza aplicando un interés efectivo anual del 5 % sobre el capital pendiente del año anterior. Por ejemplo, para el primer año.

$$\begin{aligned} \text{Interés(€) año } n &= \text{Capital pendiente(año } n - 1) \times 5\% = \\ &13.617.316,30 \text{ €} \times 0,05 = 680.865,82 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 56. Cálculo de Intereses del préstamo

Amortización

La amortización se determina restando los intereses del mismo año a la anualidad. Por lo tanto, para el primer año:

$$\begin{aligned} \text{Amortización(€)} &= \text{Anualidad(año } n) - \text{Intereses(año } n) = \\ &1.763.504,76 \text{ €} - 680.865,82 \text{ €} = 1.082.638,94 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 57. Cálculo de Amortización del préstamo

Capital Pendiente

El capital pendiente del año en curso se obtiene restando la amortización al capital pendiente del año anterior. Por ejemplo, para el primer año:

$$\begin{aligned} \text{Capital Pendiente(€)} &= \text{Capital pendiente(año } n - 1) - \text{Amortización(año } n) \\ &= 13.617.316,30 \text{ €} - 1.082.638,94 \text{ €} = 12.534.677,36 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 58. Cálculo del capital Pendiente

Así, al realizar los cálculos correspondientes para el período de 10 años definido en el préstamo, se obtiene la siguiente tabla:

Año	Capital Pendiente (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
0	13.617.316,30	0	0	1.763.620,70
1	12.534.561,42	680.865,82	1.082.754,88	1.763.620,70
2	11.397.668,79	626.728,07	1.136.892,63	1.763.620,70
3	10.203.931,53	569.883,44	1.193.737,26	1.763.620,70
4	8.950.507,41	510.196,58	1.253.424,12	1.763.620,70
5	7.634.412,08	447.525,37	1.316.095,33	1.763.620,70
6	6.252.511,98	381.720,60	1.381.900,10	1.763.620,70
7	4.801.511,88	312.625,60	1.451.000,10	1.763.620,70

8	3.277.966,77	240.075,59	1.523.545,11	1.763.620,70
9	1.678.244,41	163.898,34	1.599.722,36	1.763.620,70
10	0	83.912,22	1.679.708,48	1.763.620,70

Tabla 20. Cálculos del préstamo de amortización francés

4.3 OPEX

Se elabora la tabla correspondiente al OPEX, que abarca los gastos relacionados con la operación y mantenimiento del proyecto. Inicialmente, se han considerado diversos factores para estimar los costos de mantenimiento requeridos por los equipos.

Equipo	%
Fotovoltaica 26 MWp	0,01
Electrolizador alcalino 8 MW	0,025
Almacenamiento a 35 bar	0,01
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	0,07
Almacenamiento a 300 bar	0,01
Almacenamiento a 500 bar	0,01
2 dispensadores	0,04

Tabla 21. Factores para el cálculo del mantenimiento de los equipos

Para calcular posteriormente la tabla de costos totales del OPEX relacionados con el mantenimiento de los equipos:

Equipo	Coste €
Fotovoltaica 26 MWp	91000,35
Electrolizador alcalino 8 MW	156122,45
Almacenamiento a 35 bar	16389
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	65009,7
Almacenamiento a 300 bar	1966,68
Almacenamiento a 500 bar	4153,88
2 dispensadores	17481,6

Tabla 22. OPEX del mantenimiento de los equipos

También es necesario considerar los costos asociados al personal, alquiler del terreno, electricidad y agua.

Personal: La planta de hidrógeno necesita el trabajo de 2 operarios, con un sueldo bruto mensual de 1600 euros cada uno. Por lo tanto, el gasto anual será de:

$$\begin{aligned} \text{Costes asociados personal}(\text{€}) &= 2 \text{ operarios} \times 1600 \text{€} \times 12 \text{ meses} \times 1,3 \\ &= 49920 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 59. Cálculo del coste asociado al personal

Alquiler del terreno: La zona destinada a la planta de hidrógeno verde en El Grau de Castelló tiene un valor aproximado de 2417 € por hectárea. Por lo tanto, para las dimensiones del terreno requerido por la instalación, el costo será:

$$\text{Costo asociado al alquiler del terreno}(\text{€}) = 78 \text{ ha} \times 2417 \frac{\text{€}}{\text{ha}} = 188526 \text{ €}$$

Ecuación 60. Cálculo del coste asociado al alquiler del terreno

Electricidad: Según la definición previa, el 60 % de la electricidad proviene de fuentes fotovoltaicas y el 40 % restante se adquiere de la red eléctrica. El costo de la electricidad es de 60 euros por MW, además, se debe considerar un 10 % adicional por el consumo del compresor. Por lo tanto, este gasto resulta en:

$$\begin{aligned} \text{Costes asociados a la electricidad}(\text{€}) &= \left(\left(60 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \times 0,4 \right) + \left(0 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \times 0,6 \right) \right) \times \\ & \quad (94,06 \text{ MW} \times 365 \text{ días}) \times (94,06 \text{ MW} \times 365 \text{ días} \times 1,1) \\ &= 906309,36 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 61. Cálculo del coste asociado a la electricidad

Agua: El costo de extracción de agua del acuífero es de 2,5 euros por m³. Por lo tanto, para la cantidad de agua requerida por la instalación, el gasto será:

$$\text{Costes asociados al } H_2O = 25,37 \text{ m}^3 \times 2,5 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \times 365 = 23150,12 \text{ €}$$

Ecuación 62. Cálculo del Coste asociado al H₂O

En resumen, los gastos operativos de la planta son:

Tipo De Gasto	Coste (€)
Personal	49920 €
Alquiler del terreno	188526 €
Electricidad	906309,36€

Agua	23150,12 €
-------------	------------

Tabla 23. OPEX de los costes de operación de la planta

Es importante considerar que los intereses generados por el préstamo son un gasto operativo y, por lo tanto, deben incluirse en el cálculo del OPEX. Dado que los intereses a pagar varían cada año, disminuyendo progresivamente, el costo total del OPEX será diferente para cada año.

Año Interés	Intereses (€)
0	0
1	680.865,82 €
2	626.733,87 €
3	569.895,33 €
4	510.214,85 €
5	447.550,36 €
6	381.752,64 €
7	312.665,03 €
8	240.123,04 €
9	163.953,96 €
10	83.976,42 €

Tabla 24. OPEX de los intereses del préstamo

Para el año 1 quedaría así:

EQUIPO	COSTE €
Fotovoltaica 26 MWp	91000,35 €
Electrolizador alcalino 8 MW	156122,45 €
Almacenamiento a 35 bar	16389 €
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	65009,7 €
Almacenamiento a 300 bar	1966,68 €
Almacenamiento a 500 bar	4153,88 €
2 dispensadores	17481,6 €
Personal	49920 €
Alquiler del terreno	188526 €
Electricidad	906309,36 €
Agua	23150,12 €
Gastos financieros Año 1	680.865,82€
Total	2198928,28 €

Tabla 25. OPEX para el año 1

Año	OPEX (€)
1	2.198.928,28 €
2	2.144.796,33 €
3	2.087.957,79 €
4	2.028.277,31 €
5	1.965.612,82 €
6	1.899.815,10 €
7	1.830.727,49 €
8	1.758.185,50 €
9	1.682.016,42 €
10	1.602.038,88 €
11	1.518.062,46 €
12	1.518.062,46 €
13	1.518.062,46 €
14	1.518.062,46 €
15	1.518.062,46 €
16	1.518.062,46 €
17	1.518.062,46 €
18	1.518.062,46 €
19	1.518.062,46 €
20	1.518.062,46 €

Tabla 26. OPEX total por años

Como se puede observar en la tabla, desde el año 11 los costos se mantienen constantes, ya que el préstamo ha sido liquidado y no se deben agregar intereses adicionales.

4.4 Análisis de viabilidad

Para evaluar la viabilidad de la inversión, se busca determinar el precio de venta del hidrógeno tanto para la industria como para la flota de autobuses TUCs, de manera que se logre una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 10 %, lo cual haría rentable el proyecto.

Se lleva a cabo un análisis de flujo de caja a lo largo de un periodo de 20 años. Para el primer año, se calculan los siguientes parámetros:

Previsión de ventas: Se estima la cantidad de hidrógeno verde que se venderá a la industria y a la flota de autobuses. Esta previsión se basa en el consumo de ambos sectores, resultando en un total de 617,51 toneladas de hidrógeno verde.

Inversión inicial: Se refiere a los costos de capital (CAPEX) necesarios para la instalación de la planta de hidrógeno. Este gasto se realiza en el año 0 y asciende a

5835992,7 euros, considerando solo el 30 % del total, ya que el resto se financia mediante un préstamo.

Ingresos: Son los fondos generados anualmente por la venta del hidrógeno verde. De la producción total, el 60 % se destina a la industria y el 40 % a la flota de autobuses. Los precios estimados son de 4,76 €/kg para la industria y 10 €/kg para la flota de autobuses.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos}(\text{€}) &= \left(0,6x \frac{4,76\text{€}}{\text{Kg}} x 617510\right) + \left(0,3x \frac{10\text{€}}{\text{Kg}} x 617510\right) \\ &= 3614411,098 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 63. Cálculo de los Ingresos

Costes: Hace referencia al resultado del OPEX en donde se considera también una inflación del 7%.

$$\text{Costes}(\text{€}) = 2198928,28 \text{ €}$$

Ecuación 64. Cálculo de costes

Amortización: Se refiere a la reducción del valor de la moneda o de los activos. En este contexto, se calcula como el 15% de la diferencia entre los ingresos y los costos.

$$\begin{aligned} \text{Amortización}(\text{€}) &= (3614411,098 - 2.198.928,28 \text{ €}) x 0,15 \\ &= 212.322,42 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 65. Cálculo de depreciación

Beneficio: Hace referencia a la resta de los ingresos, costos y depreciación.

$$\begin{aligned} \text{Beneficio}(\text{€}) &= (3614411,098 - 2198928,28 - 212.322,42) \\ &= 1203160,40 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 66. Cálculo de beneficio

Impuestos: Se estipulan impuestos del 9,15 % sobre el beneficio.

$$\text{Impuestos}(\text{€}) = 1203160,40 \text{ €} x 0,0915 = 110089,18 \text{ €}$$

Ecuación 67. Cálculos Impuestos

Préstamo: Para el año 1 sería

$$\text{Préstamo (€)} = 1.082.638,95 \text{ €}$$

Ecuación 68. Valor préstamo

Flujo de caja: Hace referencia a entradas y salidas de dinero que tiene una empresa.

$$\text{Fujo de caja (€)} = (3614411,098 - 2198928,28 \text{ €} - 110089,18 \text{ €} - 1082638,95)$$

$$= 222754,69 \text{ €}$$

Ecuación 69. Cálculos flujo de caja

A continuación, se toma el interés nominal como un 9%

$$Ffi = \left(\frac{222754,69}{(1 + 0,09)^1} \right) = 204362,10$$

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Inversión inicial (€)	5.835.992,70			
Ingresos (€)		3614411,098	3614411,098	3614411,098
Costes (€)		2.198.928,28	2.144.796,33	2.087.957,79
Ingresos – Costes (€)		1.415.482,82	1.469.614,77	1.526.453,31
Amortización (€)		212.322,42	220.442,21	228.968,00
Beneficio (€)		1.203.160,40	1.249.172,55	1.297.485,31
Impuesto (9,15%) (€)		110.089,18	114.299,29	118.719,91
Préstamo (€)		1.082.638,95	1.136.770,90	1.193.609,44
Flujo de caja (€)	-5.835.992,70	222754,69 €	218544,58	214123,96
FCI (€)		204362,10	183944,60	165342,99

Tabla 27. Flujo de Caja para 3 años

Estos cálculos se han realizado para el período de estudio, que son 20 años y se encuentran en el Anexo V.

4.5 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es un método utilizado en finanzas para evaluar la rentabilidad de una inversión, calculando la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo entrantes y el valor presente de los flujos de efectivo salientes. Un VAN positivo indica que la inversión generará más dinero del que costó, reflejando una ganancia y, por lo tanto, es financieramente viable. En cambio, un VAN negativo significa que los costos superan los beneficios esperados, sugiriendo que la inversión probablemente resulte en una pérdida y podría no ser recomendable.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 70. Calculo del VAN

Donde:

- CF_t es el flujo en el tiempo t
- r es la tasa de descuento, y
- n es el número total de periodos

Considerando estos factores, el Valor Actual Neto (VAN) resulta en 13457300,49 €, que es mayor que cero.

4.6 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión, expresando el porcentaje de retorno anual que se espera obtener. Se calcula encontrando la tasa de descuento que iguala el valor actual de los flujos de caja futuros de la inversión con la inversión inicial, es decir, es la tasa que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero. La fórmula implica resolver la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t}$$

Ecuación 71. Expresión del TIR

donde CF_t representa los flujos de caja en cada periodo t y n es el número total de periodos. Basado en los datos de flujo de caja, el costo del hidrógeno para la refinería se establece en 4,76€, mientras que para la flota de autobuses es de 10€ para un TIR del 10%.

4.7 Payback

El payback es el encargado de medir cuánto tiempo tarda una inversión en recuperar su costo inicial mediante los flujos de caja generados. Es útil para evaluar la liquidez y el riesgo, pues un periodo de recuperación más corto sugiere un menor riesgo.

$$PayBack = \frac{Inversion\ inicial}{Flujo\ de\ caja\ medio} = 12\ años$$

Ecuación 72. Payback

Los siguientes son los indicadores financieros resultantes:

VAN	13457300,49 €
TIR	10%
PAYBACK	12 años

Tabla 28. Resultados Indicadores financieros

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

El hidrógeno verde se presenta como una alternativa prometedora para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo una solución crucial para sectores que actualmente emiten grandes cantidades de CO₂. A pesar de los avances en la tecnología para su producción, aún enfrenta desafíos significativos en términos de eficiencia energética y costos. Es fundamental continuar mejorando las tecnologías de electrólisis y almacenamiento de energía para hacerlo más competitivo frente a otras formas de hidrógeno.

En este estudio se ha seleccionado la refinería BP Castellón de la Plana debido a que los sectores como este son grandes consumidores de hidrógeno. Además, es la única instalación de este tipo en la Comunidad Valenciana. Esta refinería está ubicada en las afueras de Castellón de la Plana, lo que la hace estratégicamente posicionada para distintas actividades ya que a su alrededor se encuentran distintas parcelas para la ubicación de la planta de hidrogeno verde. Por otro lado, su cercanía a la ciudad permite que parte de la producción se destine al repostaje de la flota de autobuses TUCs. Por último, pero no menos importante, la zona tiene un gran potencial en recursos renovables.

Se diseñó una planta de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 26 MWp, que cubre el 60% de la demanda, complementada con energía de la red. La planta conectada a un electrolizador alcalino de 8 MW que opera durante 12 horas diarias, produciendo 1691,8 kg de hidrógeno al día. Este hidrógeno se almacenará en 5 tanques de 620 kg a 35 bar. Además, se dimensionó una hidrogenera para abastecer autobuses, con capacidad de almacenamiento de 300 bar y 500 bar.

En cuanto a la viabilidad económica, el precio del hidrógeno debe ser de 4,76 € por kilogramo para que sea rentable con una TIR del 10% para la refinería, y de 10 € por kilogramo para la flota de autobuses. Además, se obtuvo un VAN de 13,457,300.49 € y un período de recuperación (payback) de 12 años.

Aunque el precio por kWh que se obtiene mediante el uso de hidrógeno verde es más costoso que el que se obtiene mediante el uso de diésel (0,30 € por kWh versus 0,15 € por kWh, ver Anexo VII), el hidrógeno presenta un potencial significativo para la

sostenibilidad a largo plazo y la reducción de emisiones en las flotas de autobuses. Siendo cierto que el diésel es más económico a corto plazo, las ventajas ambientales y la estabilidad de precios del hidrógeno pueden justificar la inversión en infraestructura y tecnología de hidrógeno en el futuro cercano. La transición hacia el hidrógeno también alinearía mejor con los objetivos globales de reducción de emisiones y sostenibilidad energética.

A pesar de que actualmente los precios del hidrógeno verde no son tan competitivos como los de otras formas de hidrógeno, su potencial para ser una opción rentable y sostenible está aumentando. Con el tiempo y el desarrollo continuo de tecnologías y políticas de apoyo, se espera que el hidrógeno verde juegue un papel crucial en la transición hacia un sistema energético global más limpio y descentralizado.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Naciones Unidas. (2015.). El Acuerdo de París. Recuperado de:

<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

[2] MITERD. (2020). *Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. Recuperado de

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

[3] IPCC. (2018). Informe especial sobre el calentamiento global de 1.5 °C. Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. <https://www.ipcc.ch/report/sr15/>

[4] World Meteorological Organization. (2017). Greenhouse Gas Bulletin No. 16.

Recuperado de:

https://library.wmo.int/index.php?lvl=notice_display&id=22363#.YN5Qbl4zaUk

[5] Our World in Data. (2021). Greenhouse Gas Emissions. Recuperado de

<https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>

[6] European Commission (2021) Delivering the European Green Deal. Recuperado

de : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541

[7] (epdata.es). (2022). *Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en*

España. Recuperado de <https://www.epdata.es/datos/emisiones-gases-efecto-invernadero-datos-graficos/218>

[8] «Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada», Fundación

Naturgy. Recuperado de :

<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-unaeconomia-descarbonizada>

- [9] Lei, Z., Yu, J., Yang, M., & Chen, D. (2021). Hydrogen production and utilization: Trends, challenges, and future perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(25), 13341-13360.
- [10] Zeng, K., Zhang, D., & Sun, D. (2020). Electrolysis of Water: Recent Development and Future Trends. *Angewandte Chemie International Edition*, 59(51), 22934-22947.
- [11] Synerhy.(2022). Metodos de almacenamiento del hidrogeno. Recuperado de:<https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno>
- [12] McLellan, B. C., Taylor, R., & Birat, J. P. (2019). Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. *Journal of Energy Storage*, 23, 154-175.
- [13] Business Chemistry. (2023). The role of hydrogen in the process industries. Recuperado de <https://www.businesschemistry.org/article/hydrogen-process-industries>
- [14] Ayuntamiento de Castellón. (2023). Presentación de la ciudad. Recuperado de <https://www.castello.es/va/presentacio-de-la-ciutat>
- [15] TotalEnergies. (2023).Decarbonizing Refining: TotalEnergies Launches a Call for Tenders for the Supply of 500,000 tons per year of Green Hydrogen. Recuperado de <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/decarbonizing-refining-totalenergies-launches-call-tenders-supply-500000-tons-year-green-hydrogen>
- [16] IdeaGreen.(2021). *Tipos de Electrolizadores*. Recuperado de: <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>

[17] Lapesa. Storage of Hydrogen Gas. Recuperado de:

https://www.lapesa.es/sites/default/files/ficha_depositos_hidrogeno_h2_2402-00_en_0.pdf

[18] Calvera. Almacenamiento Fijo H2. Recuperado de:

<https://www.calvera.es/es/equipos/hidrogeno/>

[19] Burckhardt compression. (2024). H2 Power to x. Recuperado de:

<https://www.burckhardtcompression.com/solution/h2-power-to-x-mobility/power-to-gas/>

[20] Solaris. (2024). Solaribus Hydrogen. Recuperado de

<https://www.solaribus.com/es/vehiculos/zero-emissions/hydrogen>

[21] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Recuperado

de : <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

[22] Naciones Unidas. (2018). Objetivos de desarrollo sostenible. Recuperado de:

<https://news.un.org/es/story/2018/03/142965>

[23] Seguridad. Centro Nacional de Hidrógeno. Recuperado de :

<https://www.cnh2.es/seguridad/>

[24] McLellan, B. C., Taylor, R., & Birat, J. P. (2019). Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. *Journal of Energy Storage*, 23, 154-175.

[25] Ferroukhi, R., Frankl, P., & Adib, R. (2020). Renewable energy policies in a time of transition: heating and cooling. *Energy Harvest Systems*.

- [18] Hassan, Q., Jaszczur, M., & Abdulrahman, I. S. (2022). A review of hydrogen production from bio-energy, technologies and assessments. *Energy Harvest Systems*. <https://doi.org/10.1515/ehs-2022-0117>
- [26] Zoulias, E. I., & Lymberopoulos, N. (2007). Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renewable Energy*, 32(4), 680-696.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.03.005>
- [27] Dincer, I., & Acar, C. (2015). Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(34), 11094-11111. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.035>
- [28] Zhang, J., & Zhao, Y. (2018). Techno-economic analysis of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the 21st century. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 440-450.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.038>
- [29] Linde Industrial Gases. (2022). Aplicaciones de Hidrogeno en Refinerias. Recuperado de: http://www.linde-gas.com.ve/es/processes/petrochemical-processing-and-refining/hydrogen_applications_refineries/index.html
- [30] Kothari, R., Buddhi, D., & Sawhney, R. L. (2008). Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 553-563.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.012>
- [31] Plug Power. (2023). Green Hydrogen vs Fossil Fuels: Comparing the Future of Energy. Recuperado de <https://www.plugpower.com>

[32] Springer. (2023). Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. Environmental Chemistry Letters. Recuperado de

<https://link.springer.com>

[33] MDPI. (2023). A Life Cycle Environmental Impact Comparison between Traditional, Hybrid, and Electric Vehicles in the European Context.

Sustainability, 13(19), 10992. <https://doi.org/10.3390/su131910992>

Anexo II: Calculo de energía Fotovoltaica con PVGIS



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

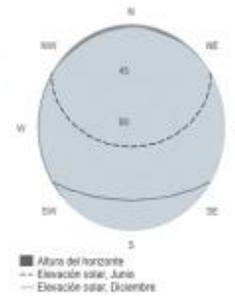
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 39.986,-0.038
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 26000 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

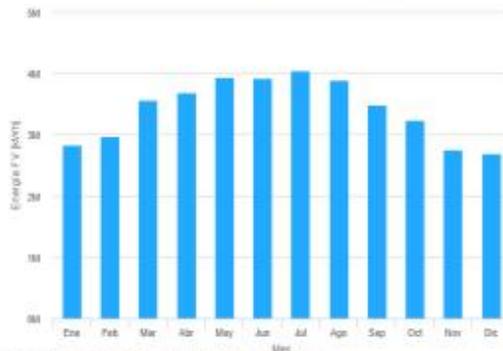
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 37 (opt) °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 41044934.25 kWh
 Irradiación anual: 2037.68 kWh/m²
 Variación interanual: 1154983.56 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.5 %
 Efectos espectrales: 0.65 %
 Temperatura y baja irradiancia: -8.2 %
 Pérdidas totales: -22.53 %

Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	2835088.92.9	366871.9	
Febrero	2972760.41.6	380871.9	
Marzo	3567038.33.3	393107.3	
Abril	3684869.82.1	251946.8	
Mayo	3943240.88.8	293416.8	
Junio	3930462.01.8	95166.0	
Julio	4049552.50.2	181641.2	
Agosto	3899230.01.2	179386.9	
Septiembre	3483198.67.2	209610.5	
Octubre	3236181.60.3	318078.1	
Noviembre	2754284.32.2	371222.2	
Diciembre	2689028.86.2	245930.3	

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].
 H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
 SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus actividades, y los resultados de la Unión Europea en general. Siempre que sea posible se facilitará la información precisa y al día. Tratamos de garantizar los datos que se nos facilitan. No obstante, la Comisión acepta toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web. Aunque tratamos de garantizar la precisión por medio de los datos que se nos facilitan, algunos datos o informaciones contenidas en nuestra web pueden haberse creado o actualizado en otro momento o forma que no se refleje en estos datos, y no podemos garantizar que ellos no cambien o se actualicen de alguna manera al ser consultados. La Comisión no acepta ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar esta web o otros servicios con enlaces al mismo. Para obtener más información por favor visite https://ec.europa.eu/info/legislation_en.

PVGIS © Unión Europea, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Informe creado el 2024/06/20



Anexo III: Ficha técnica del tanque de baja presión del fabricante Lapesa

H₂ DEPÓSITOS PARA ALMACENAMIENTO DE H₂ A PRESIÓN

lapesa | Almacenamiento de **HIDRÓGENO GAS**



*Depósitos de diseño y fabricación específica para **HIDRÓGENO GAS** comprimido, destinados a estaciones de suministro de hidrógeno o uso industrial.*

MODELOS Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

MODELOS HORIZONTALES	LH 10H	LH 25H	LH 50H	LH 100H	LH 145H	LH 200H
Volúmen nominal (m ³)	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Longitud total L (mm)	5.950	7.350	11.550	15.350	21.850	22.300
Peso en vacío (Ton)	3,5	8,9	18,2	34,7	48,3	66,8
Peso contenido de H ₂ (kg) ¹	36	90	180	360	522	720

MODELOS VERTICALES	LH 10V	LH 25V	LH 50V	LH 100V	LH 145V	LH 200V
Volúmen nominal (m ³)	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Altura total L (mm)	6.300	7.850	12.000	15.850	22.350	22.800
Peso en vacío (Ton)	3,7	10,1	19,2	36	49,6	69
Peso contenido de H ₂ (kg) ¹	36	90	180	360	522	720

⁽¹⁾ Peso del gas a 40 bar y 0°C.

Anexo IV: Ficha Compresor BS/BC

Technical Data

Type	Max. Speed rpm	Rated Power kW / hp	Max. Rod Load kN / lbs	Width mm / in	Height mm / in	Length mm / in	Cranks
BY/CY*	850	800 / 1'000	100 / 22'500	4'400 / 173	1'100 / 43	900 / 35	2
						1'500 / 59	4
BF	600	2'200 / 3'000	145 / 32'500	6'700 / 264	1'400 / 55	1'560 / 61	2
						2'300 / 91	4
BS/CS*	600	2'400 / 3'200	200 / 44'500	5'600 / 220	1'200 / 47	1'000 / 40	2
						2'150 / 84	4
						3'350 / 131	6
BX	520	5'400 / 7'200	350 / 79'000	7'750 / 305	1'390 / 54	890 / 35	2
						2'150 / 84	4
						3'390 / 133	6
BA	500	9'500 / 12'700	550 / 124'000	8'000 / 314	1'390 / 54	1'000 / 40	2
						2'800 / 110	4
						4'600 / 181	6
						6'400 / 251	8
BC**	450	16'000 / 21'700	900 / 200'000	9'500 / 374	1'600 / 63	1'500 / 59	2
						3'500 / 138	4
						5'500 / 216	6
						7'500 / 295	8
BE**	429	31'000 / 42'100	1'700 / 382'000	11'500 / 453</td> <td rowspan="4">1'900 / 75</td> <td>1'800 / 70</td> <td>2</td>	1'900 / 75	1'800 / 70	2
						4'000 / 158	4
						6'200 / 244	6
						8'800 / 347	8

* Available as vertical 1, 2, 3 and 4 crank compressors. CY 210 bar a max. pressure. ** Lubricated cylinders with oil removal system.

Anexo V: Flujo de caja para 20 años

Año	INGRESOS	COSTE	INGRESOS- COSTE	AMORTIZACION	BENEFICIOS	IMPUESTOS	PRESTAMO	FLUJO DE CAJA	Ffi	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0								5.835.992,70 €	-	5.835.992,70 €
1	3614411,098	2.198.928,28 €	1.415.482,82 €	212.372,42 €	1.203.160,40 €	110.089,18 €	1.082.638,95 €	222.754,69 €	204362,10	5.613.238,01 €
2	3614411,098	2.144.796,33 €	1.469.614,77 €	220.442,21 €	1.249.172,55 €	114.299,29 €	1.136.770,90 €	218.544,58 €	183944,60	5.394.693,49 €
3	3614411,098	2.087.957,79 €	1.526.453,31 €	228.968,00 €	1.297.485,31 €	118.719,91 €	1.193.609,44 €	214.123,96 €	165342,99	5.180.659,47 €
4	3614411,098	2.028.277,31 €	1.586.133,78 €	237.920,07 €	1.348.213,72 €	123.361,56 €	1.253.289,92 €	209.482,31 €	148402,55	4.971.087,16 €
5	3614411,098	1.965.612,82 €	1.648.798,28 €	247.319,74 €	1.401.478,54 €	128.235,29 €	1.315.954,41 €	204.608,58 €	132981,54	4.766.478,59 €
6	3614411,098	1.899.815,10 €	1.714.596,00 €	257.189,40 €	1.457.406,60 €	133.352,70 €	1.381.752,13 €	199.491,16 €	118950,06	4.566.987,41 €
7	3614411,098	1.830.727,49 €	1.783.683,61 €	267.552,54 €	1.516.131,07 €	138.725,99 €	1.450.839,74 €	194.117,87 €	106189,12	4.372.869,54 €
8	3614411,098	1.758.185,50 €	1.856.225,59 €	278.432,84 €	1.577.791,75 €	144.367,95 €	1.523.381,73 €	188.475,92 €	94589,71	4.184.393,62 €
9	3614411,098	1.682.016,42 €	1.932.394,88 €	289.859,20 €	1.642.535,48 €	150.292,00 €	1.599.550,81 €	182.551,87 €	84051,95	4.001.841,75 €
10	3614411,098	1.602.038,88 €	2.012.372,22 €	301.855,83 €	1.710.516,39 €	156.512,25 €	1.679.528,35 €	176.331,62 €	74484,38	3.825.510,13 €
11	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	749219,24	1.892.205,01 €
12	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	687357,11	41.100,12 €
13	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	630602,85	1.974.405,24 €
14	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	578534,72	3.907.710,36 €
15	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	530765,80	5.841.015,48 €
16	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	486941,10	7.774.320,61 €
17	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	446734,96	9.707.625,73 €
18	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	409948,58	11.640.930,85 €
19	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	376007,88	13.574.233,99 €
20	3614411,098	1.518.062,46 €	2.096.348,64 €	314.452,30 €	1.781.896,34 €	163.043,52 €	- €	1.933.305,12 €	344961,35	15.507.541,01 €

Anexo VI: Ficha técnica Autobuses Urbino 12

Urbino 12 hydrogen		● standard ○ option
Driveline	Motor (maximum power)	
	electric portal axle ZF AVE130 2x125 kW	●
	asynchronous motor 240 kW	○
	Hydrogen fuel cell	
	70kW	●
	Traction batteries	
	lithium-ion	●
	Hydrogen tanks	
	composite tanks 5 x 312 l	●
	Charging system	
plug-in	●	
Chassis	Front axle	
	ZF independent suspension	●
	Drive axle	
	ZF portal axle with integrated electric motors	●
	ZF portal axle	○
	Central lubrication	
	central lubrication point - solid lubricating grease	●
	central lubrication system with self-diagnostic - semi-fluid lubrication grease	○
	Steering system	
	RB Servocom	●
	Braking system	
	EBS (Electronic Braking System), ABS (Anti-Lock Braking System), ASR (Acceleration Slip Regulation)	●
	ESC (Electronic Stability Control)	○
Suspension levelling system		
ECAS air suspension with leveling and kneeling function	●	

Urbino 12 hydrogen		● standard ○ option
Bodywork	Body structure	
	stainless steel	●
	Side panels	
	removable side panels	●
	Door arrangement	1-2-0 2-2-0 1-2-2 2-2-2
	Entrance height	
	entrance height for all doors	320 mm
	Wheelchair ramp	
	wheelchair ramp at the 2nd entrance, manually operated	●
	wheelchair ramp at the 2nd entrance, electrically operated	○
Number of passenger seats (depending on door arrangement and batteries)	max. 37 + 4	
Heating, ventilation and air-conditioning	Air-conditioning in the driver's cabin	
	air-conditioning powered by passenger compartment unit	●
	Air-conditioning in the passenger compartment	
	air-conditioning with electrical drive	○
air-conditioning with CO ₂ heat pump	●	
Electrical installation	Electrical installation	
	electrical installation based on CAN-Bus system	●

› Urbino 12 hydrogen



Anexo VII: Comparativa de precio por km para hidrógeno verde y diésel

Contenido Energético	
Hidrógeno verde	33,6 kWh
Diésel	10 kWh

Precios Asumidos	
Hidrógeno verde (Kg)	10 €
Diésel (L)	1,5 €

Autobuses Hidrógeno verde		
Costo Por Kg	Energía Por Kg	€/kWh
10 €	33,6	0,30
Autobuses Diésel		
Costo Por L	Energía Por L	€/kWh
1,5 €	10	0,15