

TRABAJO FIN DE MASTER

LOGÍSTICA PARA EL SUMINISTRO DE HIDRÓGENO VERDE A LOS HORNOS DE LA FUNDICIÓN DE ALUMINIO DE BAJA PRESIÓN DE FAGOR EDERLAN EN BERGARA, GUIPÚZCOA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
PARA LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE MÁSTER EN
INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

JUNIO 2025

Jorge Cerezuela Peiró

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE MÁSTER:
Enrique Querol Aragón



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Especialidad: **Gestión y Mercados Energéticos**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**LOGÍSTICA PARA EL SUMINISTRO DE HIDRÓGENO VERDE
A LOS HORNOS DE LA FUNDICIÓN DE ALUMINIO DE BAJA
PRESIÓN DE FAGOR EDERLAN EN BERGARA,
GUIPÚZCOA**

Autor: Jorge Cerezuela Peiró

Tutor: Enrique Querol Aragón

Junio 2025

RESUMEN

El hidrógeno es un vector energético estratégico para lograr la descarbonización. Si bien puede tener limitaciones para ciertas aplicaciones, como la generación de energía eléctrica, en otros sectores puede ser crucial para alcanzar la meta de las cero emisiones. Una de las industrias que más se puede beneficiar es la industria metalúrgica, que requiere de altas temperaturas para muchos de sus procesos, tradicionalmente obtenidas a partir de los combustibles fósiles, y el hidrógeno verde ofrece una opción limpia para reemplazarlos.

Bajo esta premisa, un consorcio de liderado por Fagor Ederlan está estudiando la viabilidad de introducir hidrógeno verde como combustible en sus hornos de fundición de aluminio para fabricación de piezas de seguridad para vehículos, mediante el proyecto de investigación llamado "H₂EAT". Este hidrógeno se mezclará progresivamente con gas natural con el fin de alcanzar la proporción máxima que pueda tolerar el proceso sin comprometer la calidad de aluminio.

El objetivo de este estudio es diseñar el mejor sistema de suministro de hidrógeno verde para la planta de fundición de aluminio de baja presión que posee esta empresa en Bergara, Guipúzcoa. Para ello, este diseño debe tener en cuenta tanto las necesidades específicas de la planta como las propiedades singulares del hidrógeno para su producción, transporte y almacenamiento.

ABSTRACT

Hydrogen is a strategic energy vector for achieving decarbonization. While it may have limitations in some applications, such as energy generation, it could play a crucial role in reaching net-zero emissions in other sectors. One of the industries that could benefit significantly is the metal industry, which requires high temperatures for many of its processes, traditionally powered by fossil fuels, but green hydrogen presents a clean alternative to replace these fuels.

With this in mind, a consortium led by Fagor Ederlan is exploring the potential of integrating green hydrogen as a fuel in their aluminium casting furnaces for the manufacturing of vehicle safety parts, through a research project called "H₂EAT". Hydrogen will be progressively blended with natural gas with the aim of reaching the maximum hydrogen proportion that can be used without compromising the quality of the aluminium.

The objective of this study is to design the optimal green hydrogen supply system for the low-pressure aluminium casting plant owned by the company in Bergara, Gipuzkoa. This design must consider both the specific needs of the plant and the unique characteristics of hydrogen for its production, transportation and storage.

ÍNDICE

RESUMEN	IV
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Otras tecnologías de descarbonización en la fundición	12
1.1.1. Oxidación	12
1.1.2. Horno de Arco Eléctrico.....	13
1.2. Planta de fundición de Bergara	14
1.2.1. Terreno disponible.	18
2. EL HIDRÓGENO Y EL ALUMINIO.....	19
2.1. Impacto del hidrógeno en el aluminio	19
2.1.1. Oxidación.....	19
2.1.2. Porosidad.....	20
2.2. Demanda y características del hidrógeno a suministrar	22
2.2.1. <i>Skid</i> de mezcla.....	22
2.2.2. Cálculos de demanda.....	25
3. TECNOLOGÍAS DE SUMINISTRO DISPONIBLES	27
3.1. Comprimido.....	27
3.1.1. Botellas y bloques	27
3.1.2. Tanques	30
3.1.3. Almacenamiento geológico	30
3.2. Líquido.....	31
3.3. Portadores	33
3.3.1. Amoníaco verde.....	33
3.3.2. Metanol verde	34
3.3.3. LOHC	35
3.3.4. Hidruros metálicos	36
3.4. Producción	36
3.5. Instalación previa al <i>skid</i>	37
4. SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN	40
4.1. Estudio de volumen de almacenamiento por tecnología.....	40
4.1.1 Relación con la demanda.....	41

4.2. Estudio de generación.....	42
4.3. Conclusiones	43
5. ESTUDIO ECONÓMICO	45
5.1. CAPEX	45
5.1.1. Electrolizador.....	45
5.1.2. <i>Tube trailers</i>	47
5.2. OPEX.....	48
5.2.1. Electrolizador.....	48
5.2.2. <i>Tube trailers</i>	49
5.3. Solución escogida	51
5.4. Ahorro de emisiones	55
BIBLIOGRAFÍA	57
PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO	59
Planificación temporal.....	59
Presupuesto.....	61
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y PROFESIONAL	63
Impacto social.....	63
Impacto económico	63
Impacto ambiental	64
Desarrollo sostenible	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Esquema de los efectos de la oxidación [3] – Pg.13

Figura 1-2: Esquema de un horno de arco eléctrico [4] – Pg.14

Figura 1-3: Vista satélite del municipio de Bergara [5] – Pg.15

Figura 1-4: Vista satélite de la planta de aluminio de baja presión de Bergara [5] – Pg.15

Figura 1-5: Horno crisol de la planta de Bergara [6] – Pg.16

Figura 1-6: Ejemplo de piezas que se producen en la Bergara [6] – Pg.16

Figura 1-7: Zona de moldeo de la planta de Bergara [6] – Pg.17

Figura 1-8: Esquema de la línea automatizada de la planta de Bergara [6] – Pg.17

Figura 1-9: Plano de la planta de Bergara – Pg.18

Figura 2-1: Impacto de las inclusiones no metálicas en el límite de fatiga del AlSi7Mg0.3 [2] – Pg.20

Figura 2-2: Ejemplo de pieza de aluminio con porosidad [7] – Pg.21

Figura 2-3: Rotor y flecha de grafito para desgasificación [8] – Pg.21

Figura 2-4: Esquema de skid de mezcla de H₂ con GN – Pg.23

Figura 2-5: Simulación de los distintos escenarios de mezcla de H₂ con GN – Pg.24

Figura 3-1: Tipos de botellas de gas comprimido [10] – Pg.28

Figura 3-2: Bloque de hidrógeno comprimido [12] – Pg.29

Figura 3-3: Tube trailer de hidrógeno de Calvera Hydrogen [13] – Pg.29

Figura 3-4: Tanques de hidrógeno de la planta de Iberdrola en Puertollano [15] – Pg.30

Figura 3-5: Representación de almacenamiento geológico de hidrógeno [16] – Pg.31

Figura 3-6: Depósito esférico de hidrógeno líquido [16] – Pg.32

Figura 3-7: Cisterna de hidrógeno líquido [17] – Pg.33

Figura 3-8: Diagrama del proceso Haber-Bosch [20] – Pg.34

Figura 3-9: Ciclo de uso de los LOHC [22] – Pg.36

Figura 3-10: Esquema de un electrolizador [23] – Pg.37

Figura 3-11: Evaporador ambiental [25] – Pg.38

Figura 5-1: CAPEX [€/kW] de electrolizadores PEM y alcalinos [28] – Pg.45

Figura 5-2: Estimación de coste [\$/kg] del hidrógeno verde [31] – Pg.50

Figura 5-3: Proyección de costes a 10 años para el escenario del 20 %_v – Pg.53

Figura 5-4: Proyección de costes a 10 años para el escenario del 100 % – Pg.54

Figura 5-5: Proyección de costes a 10 años para el escenario del 100 % en un caso hipotético donde desciende el precio del H₂ verde – Pg.55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Consumo de GN en el año 2024 – Pg.22

Tabla 2-2: Demanda estimada de H₂ para los escenarios 20 %_v y 100 % – Pg.26

Tabla 4-1: Factores de equivalencia de H₂ – Pg.40

Tabla 4-2: Equivalencia entre H₂ almacenado e H₂ a 1 atm – Pg.41

Tabla 4-3: Número de renovaciones por tecnología – Pg.42

Tabla 5-1: Coste de la instalación previa al skid – Electrolizador – Pg.46

Tabla 5-2: Coste de la instalación previa al skid – Tube trailers – Pg.48

Tabla 5-3: Demanda y coste mensual de la electricidad – Pg.49

Tabla 5-4: Consumo mensual de agua – Pg.49

Tabla 5-5: Coste mensual de H₂ – Pg.50

Tabla 5-6: Costes asociados al consumo de los camiones – Pg.51

Tabla 5-7: Costes asociados al transporte – Pg.51

Tabla 5-8: Resumen de costes de ambas tecnologías – Pg.52

Tabla 5-9: Coste de cada tecnología en €/kg – Pg.53

Tabla P-1: Diagrama de Gantt del TFM – Pg. 60

Tabla P-2: Presupuesto de elaboración del TFM – Pg. 62

1. INTRODUCCIÓN

El proyecto de investigación H₂EAT está liderado por un consorcio de cuatro empresas: Fagor Ederlan, Nortegas, Insertec y 360 Gases. Se presentó en 2024 y tendrá una duración de tres años, acabando en 2026.

El proyecto nace con la intención de buscar alternativas que reduzcan la huella de carbono en el proceso de fundición del aluminio en las fábricas para piezas de seguridad para vehículos de Fagor Ederlan, líder del consorcio.

Las emisiones totales provenientes de la industria del aluminio son 100 Mt/año. Los combustibles fósiles, en concreto el gas natural (GN), son los combustibles más empleados para los hornos de fundición en todo el sector. Introducir hidrógeno (H₂) verde en la alimentación de combustible implica una reducción en el consumo de gas natural y con ello una reducción en las emisiones de la planta.

Puede parecer un proceso sencillo, pero el hidrógeno es un gas que presenta ciertos retos si se introduce en el proceso de fundición del aluminio, actualmente no existe ninguna tecnología que permita utilizarlo en fundiciones de aluminio y garantice su calidad metalúrgica. Esto queda reflejado en los objetivos establecidos en el proyecto H₂EAT:

- ✓ Fabricar componentes para automoción con aluminio fundido *net-zero* gracias al hidrógeno verde.
- ✓ Eliminar las emisiones de alcance 1 [1] asociadas a la fundición de aluminio mediante el empleo de hidrógeno verde; así como las de alcance 3 [1], utilizando materia prima reciclada.
- ✓ Maximizar la proporción de hidrógeno verde en el proceso de fusión de aluminio sin que esto pueda causar daños en el proceso o a cualquiera de los equipos involucrados en él, identificando así la proporción máxima viable.
- ✓ Garantizar que la calidad metalúrgica y funcionalidad del aluminio son las mismas que si hubiera sido fundido utilizando exclusivamente gas natural.
- ✓ Minimizar la absorción de hidrógeno por el aluminio con el fin de evitar el fenómeno de porosidad asociado a esta.
- ✓ Eliminar las inclusiones no metálicas y óxidos de aluminio asociadas al uso de hidrógeno.
- ✓ Controlar la generación de vapor de agua excedente de realizar el proceso de combustión con hidrógeno, pues es tremendamente perjudicial para el aluminio.

- ✓ Disponer de un modelo de fusión de aluminio sin impacto medioambiental y sin disminuir el rendimiento metálico actual (rendimiento metálico para las fuentes secundarias >96 %).
- ✓ Disponer de métodos basados en simulación numérica del proceso que faciliten a las industrias la toma de decisiones óptimas en materia de descarbonización, basándose en argumentos fundamentados.
- ✓ Contar con una tecnología versátil, con la que poder variar el porcentaje de hidrógeno en función de la disponibilidad de este.

1.1. Otras tecnologías de descarbonización en la fundición

La tecnología de descarbonización seleccionada para el proyecto es el uso de hidrógeno verde como combustible, debido a que se trata de una solución que permite conservar gran parte de la infraestructura existente y tiene potencial para ser una solución que permita la eliminación total de las emisiones.

Sin embargo, se han estudiado otras tecnologías las cuales fueron descartadas por diferentes factores:

1.1.1. Oxidación.

La oxidación es un proceso de combustión donde se emplea oxígeno puro en vez de aire. Aumentar la concentración de oxígeno en un horno permite incrementar la temperatura y mejorar el rendimiento del horno, necesitando así menos cantidad de combustible y reduciendo los gases de emisión; además, se reducen la cantidad de impurezas producidas, principalmente los óxidos de nitrógeno (NO_x) ante la carencia de nitrógeno. La *Figura 1-1* representa gráficamente los efectos de este proceso.

Esta tecnología es común en la industria metalúrgica y sigue ganando relevancia por los beneficios que ofrece a los sistemas de captura de carbono. Los gases de emisión carecen casi por completo de otros gases de combustión distintos al dióxido de carbono (CO_2) o vapor de agua, por lo que la captura de carbono es más sencilla que en otros procesos de combustión.

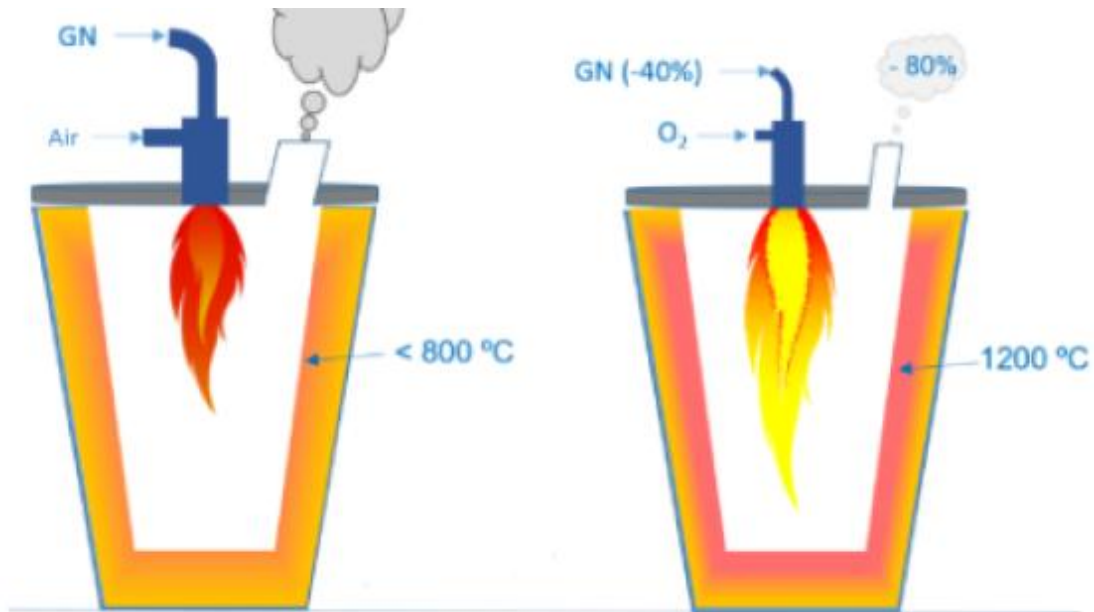


Figura 1-1: Esquema de los efectos de la oxicomcombustión [3]

Esta opción se descartó en el proyecto H₂EAT al tratarse de una solución intermedia que sigue dependiendo del gas natural. Adicionalmente, las temperaturas de llama pueden ser superiores a los 2.800 °C, lo cual puede ser perjudicial para los equipos de los procesos productivos que trabajen a temperaturas más bajas durante un tiempo prolongado.

1.1.2. Horno de Arco Eléctrico.

El horno de arco eléctrico emplea energía eléctrica para fundir chatarra metálica. Entre la materia prima y los electrodos se genera un arco eléctrico cuyo calor desprendido se emplea para fundir la chatarra. El horno está compuesto por solera, cuba y bóveda revestidas de material refractario. Junto a este debe haber un transformador especial de potencia que alimente al horno de energía eléctrica. La *Figura 1-2* presenta los distintos elementos de este tipo de hornos.

Este tipo de hornos se emplean principalmente en metalurgia para fundir chatarra de hierro en la producción de acero, siendo una solución muy eficiente que alcanza temperaturas superiores a los 3.800 °C. Sin embargo, debido a estas altas temperaturas, esta tecnología no es eficiente para procesos de aluminio el cual tiene un punto de fusión, 660° C, bastante inferior al hierro o al acero, con un valor por encima de los 1.500 °C.

Sin embargo, el condicionante principal de esta tecnología son sus elevados costes. Por un lado, está el gran coste inicial de tener que sustituir la instalación completa de los hornos actuales por la de los hornos de arco eléctrico, mientras el hidrógeno o la oxicomcombustión

permiten aprovechar la tecnología existente. En cuanto al coste de operación, este también es elevado al ser una tecnología con una alta demanda de electricidad renovable, pero las otras tecnologías también cuentan con este mismo problema al necesitar un suministro constante de gases.

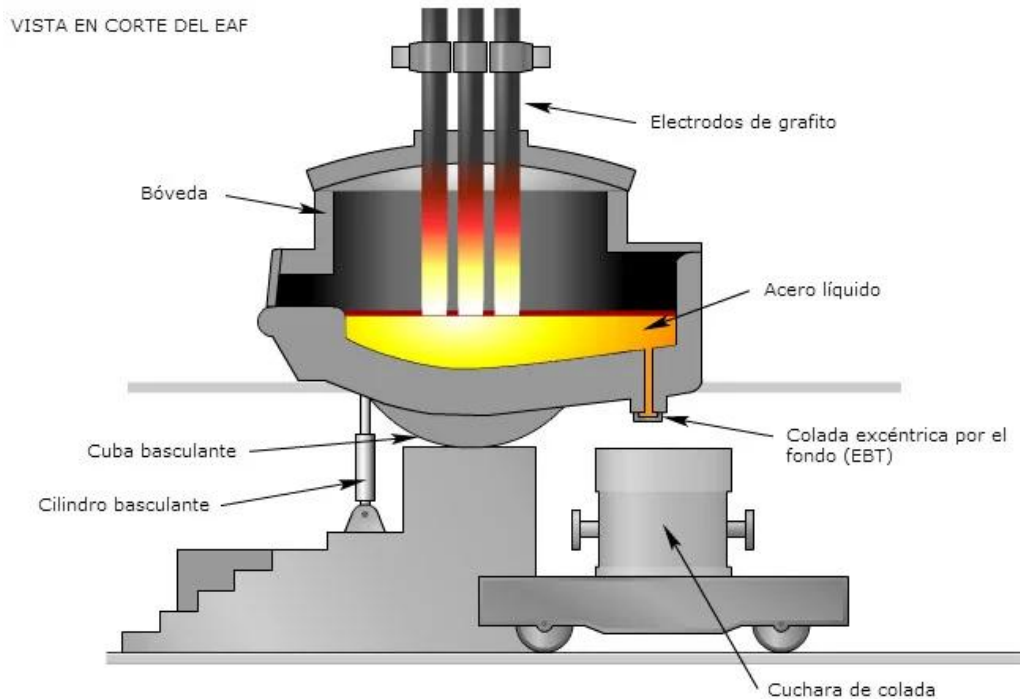


Figura 1-2: Esquema de un horno de arco eléctrico [4]

1.2. Planta de fundición de Bergara

La planta de fundición de aluminio a baja presión de Bergara se encuentra en este municipio en la dirección: San Juan Auzoa, 30. 20570 Bergara (Gipuzkoa). País Vasco, España.

Las Figuras 1-3 y 1-4 muestran una vista satélite de la planta y su localización en el municipio de Bergara.

La planta de Bergara cuenta con una plantilla de unos 200 trabajadores y ocupa una superficie de 27.000 m², de los cuales 14.500 m² corresponden a la planta de producción. La capacidad de la torre fusora es de 3 t/h, que con una inactividad del 20 % y trabajando 240 días, resulta en más de 13.000 t/año.



Figura 1-3: Vista satélite del municipio de Bergara [5]



Figura 1-4: Vista satélite de la planta de aluminio de baja presión de Bergara [5]

El proceso se divide en:

- **Fundición:** se funde el aluminio primario (aleación AlSi7Mg0,3) o secundario (aluminio reciclado) en una torre fusora con capacidad de 8 t. Una vez fundido, se pasa el contenido a uno de los hornos de crisol (*Figura 1-5*) con capacidad de 2,7 t donde se llevan a cabo los procesos de limpieza y degasificado. Una vez se ha tratado el metal fundido, el horno crisol se mueve por debajo del suelo de las instalaciones hasta la zona de moldeo (*Figura 1-7*).



Figura 1-5: Horno crisol de la planta de Bergara [6]

- **Moldeo:** se introduce el aluminio fundido con un sistema que controla su velocidad y presión, para evitar turbulencias o una solidificación rápida, en los moldes. En el molde se enfría con un sistema de refrigeración con agua, que distribuye el agua de forma específica para evitar defectos de solidificación. La *Figura 1-6* muestra algunas de las piezas de suspensión que producen en la planta.



Figura 1-6: Ejemplo de piezas que se producen en la Bergara [6]



Figura 1-7: Zona de moldeo de la planta de Bergara [6]

- Línea de acabado: una vez se han solidificado, las piezas pasan por una línea automatizada (Figura 1-8) donde se le hacen los siguientes acabados:
 - **Enfriado**: se enfrían las piezas para poder ser manipuladas manualmente.
 - **Marcado láser DMB**: se marcan las piezas usando láser DMB con los parámetros de fundición.
 - **Recorte**: se cortan los bordes sobrantes con una herramienta especializada.
 - **Serrado**: se corta la puerta de colada con una sierra.

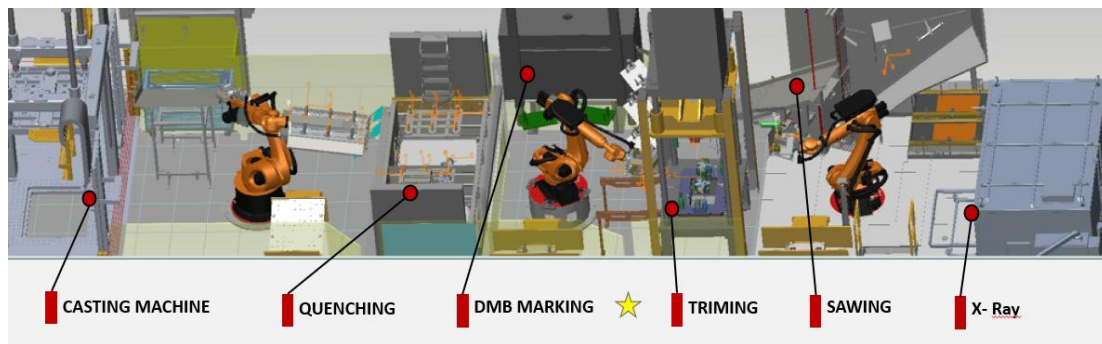


Figura 1-8: Esquema de la línea automatizada de la planta de Bergara [6]

- Inspección: después de la línea de acabado las piezas se someten a una inspección visual y de rayos x donde se retiran las piezas defectuosas.
- Tratamiento térmico: las piezas que superan la inspección pasan por unos hornos de tratamiento térmico y posteriormente se someten a una prueba de dureza.
- Pruebas finales: por último, se someten las piezas a varias pruebas de laboratorio para comprobar su microestructura y su resistencia a la tensión; y a una prueba de grietas según la norma EN ISO 9712.

1.2.1. Terreno disponible.

La planta cuenta con terreno disponible de unos 3.000 m² para realizar nuevas instalaciones, este es el sombreado en color naranja del plano de la *Figura 1-9*.



Figura 1-9: Plano de la planta de Bergara

En caso de necesitarse más superficie, se podría disponer del terreno sin edificar contiguo ubicado al oeste de las instalaciones.

2. EL HIDRÓGENO Y EL ALUMINIO

El hidrógeno tiene un gran potencial en procesos con demanda de gas natural, ya que es un sustituto renovable que puede aprovechar la infraestructura existente. Este es el caso en la industria del aluminio; principalmente en la fusión de aluminio, aunque también en el precalentamiento o recocido y en la fase de semifabricación.

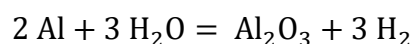
Si en Europa se reemplazara completamente el gas natural de todos los procesos de la cadena de producción del aluminio por hidrógeno verde se necesitaría aproximadamente 1 Mt al año.

2.1. Impacto del hidrógeno en el aluminio

Como ya se ha mencionado, el hidrógeno verde presenta ciertas complicaciones si se emplea como combustible en el proceso de fundición de aluminio. En el ámbito general, se trata de un combustible con elevados costes de producción y con dificultades para el transporte y almacenamiento, pero en el caso concreto de la fundición de aluminio presenta ciertas complicaciones técnicas adicionales.

2.1.1. Oxidación.

El aluminio fundido es altamente reactivo con el agua dándose la siguiente reacción de oxidación:



En la combustión con gas natural se genera vapor de agua, pero debido a la atmósfera reductora creada por el CO₂ también generado, la reacción no compromete la calidad del aluminio. Emplear hidrógeno implica una mayor cantidad de vapor de agua producido y, a su vez, desaparece la atmósfera reductora de CO₂ que previamente disminuía la reactividad, por lo que la oxidación pasa a tener un efecto más notable.

El óxido se concentra en forma de capa superficial a la que se llama escoria. Además de implicar un coste por pérdida de materia prima, favorece la formación de óxidos e inclusiones no metálicas que fomentan la aparición de grietas, perjudicando así a la ductilidad del metal.

La *Figura 2-1* muestra la reducción del límite de fatiga por inclusiones no metálicas en la aleación AISi7Mg0,3, una de las más empleadas en las fundiciones de baja presión para piezas estructurales.

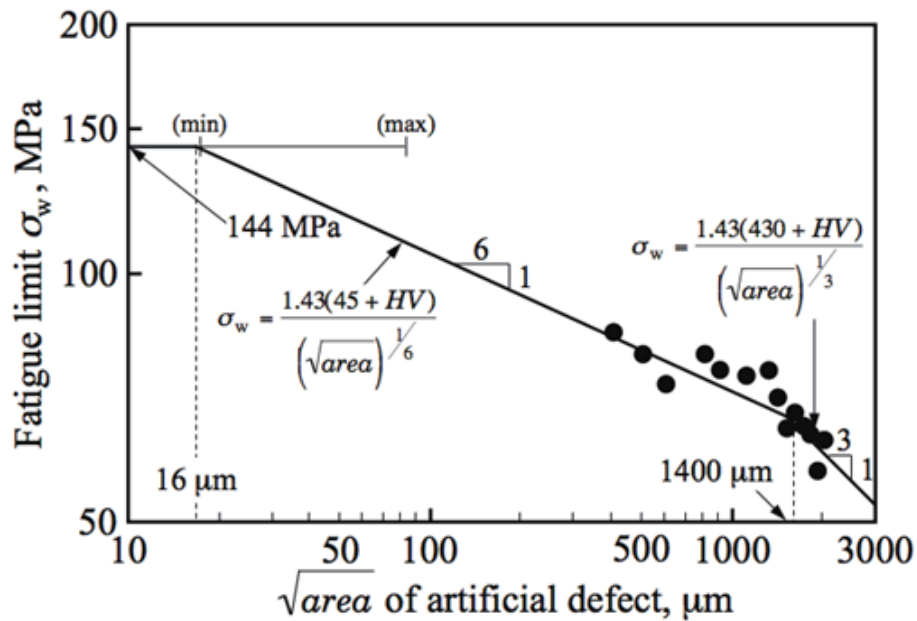


Figura 2-1: Impacto de las inclusiones no metálicas en el límite de fatiga del AISi7Mg0.3 [2]

Como muestra el gráfico, hay una relación inversamente proporcional entre la raíz cuadrada del área afectada por el defecto [μm] y el límite de fatiga que tolera la pieza [MPa], el cual tiene un valor máximo alcanzable de 144 MPa. Antes de los 16 μm el límite no sufre alteraciones, pasado este punto la pieza pierde una unidad de resistencia a la fatiga por cada 6 μm , y cuando se superan los 1400 μm esta pérdida pasa a ser cada 3 μm .

2.1.2. Porosidad

También a raíz de la presencia de vapor de agua se produce el fenómeno de la porosidad. El hidrógeno generado por la reacción de oxidación es absorbido por el metal fundido cuando la concentración de este supera los 0,10 $\text{cm}^3/100 \text{ g Al}$ a 0,18 $\text{cm}^3/100 \text{ g Al}$, generando así burbujas de este gas que empeoran la ductilidad del producto. La *Figura 2-2* muestra una pieza de aluminio con porosidad.

Este problema puede condicionar considerablemente la funcionalidad del metal, por lo que es un fenómeno que siempre se busca minimizar. Para ello se realiza el proceso de degasificado posterior a la fundición.



Figura 2-2: Ejemplo de pieza de aluminio con porosidad [7]

El degasificado consiste en inyectar un gas inerte, como nitrógeno o argón, en el aluminio fundido para que arrastren al hidrógeno a la superficie. Los gases inertes se introducen con un rotor y flecha de grafito que se encargan, a su vez, de agitar el metal fundido para garantizar la eliminación de los gases contenidos; la *Figura 2-3* muestra estas piezas.



Figura 2-3: Rotor y flecha de grafito para degasificación [8]

2.2. Demanda y características del hidrógeno a suministrar

El consumo de gas natural de la planta de Bergara en 2024 fue el descrito en la *Tabla 2-1*.

Tabla 2-1: Consumo de GN en el año 2024

2024	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	
Consumo [m³(n)]	128.955	130.930	122.662	126.872	104.216	107.177	
Días trabajados	21	21	19	21	21	19	
Consumo/día [m³(n)]	6.141	6.235	6.456	6.042	4.963	5.641	
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	total
	121.573	85.723	116.134	116.530	105.147	97.286	1.363.205
	23	17	21	23	20	14	240
	5.286	5.043	5.530	5.067	5.257	6.949	5.680

Para este estudio se consideran dos escenarios, un consumo 100 % de hidrógeno y un consumo de *blending* (mezcla) del 20 %_v hidrógeno (H₂) con 80 %_v gas natural (GN). Se hará de esta forma pues, en los primeros años de operación, la cantidad máxima de hidrógeno que se podrá suministrar es del 20 %_v, ya que este es el límite por el que la mezcla se sigue considerando gas natural; y no se alcanzará el 100 % hasta que se adapten para ello las instalaciones actuales.

2.2.1. Skid de mezcla

El suministro del combustible se hará a través de un *skid* de mezcla que se encargue de mezclar el H₂ y el GN suministrado a través de la red, según la demanda. Se entiende por *skid* a una agrupación de equipos diseñado de forma modular y compacta sobre una estructura metálica para realizar una función específica, en este caso la mezcla y regulación de gases de alimentación de un horno de fundición de aluminio.

Los elementos que se estudian para el *skid* son los descritos en la *Figura 2-4*.

H₂EAT

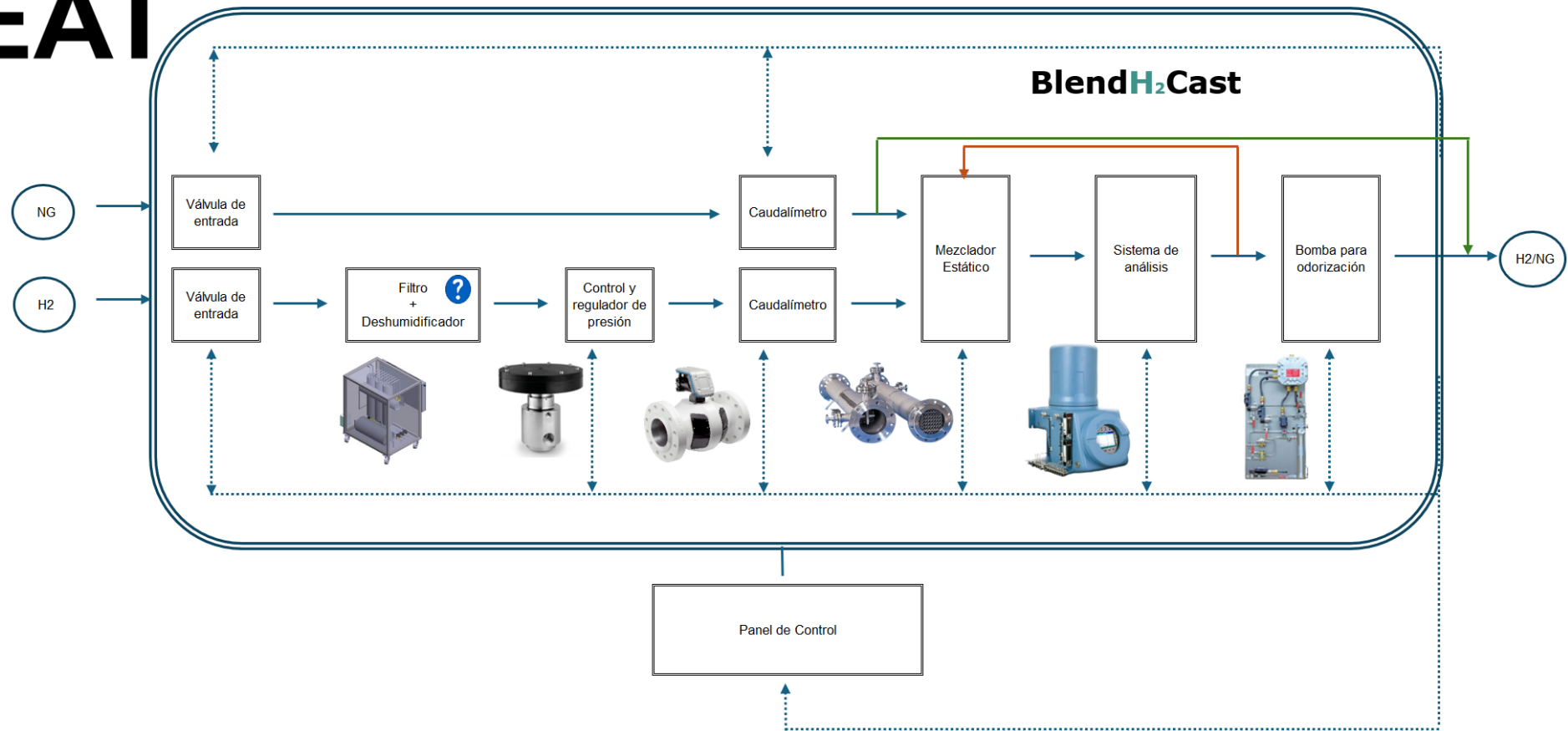


Figura 2-4: Esquema de skid de mezcla de H₂ con GN

Los equipos representados son:

- Filtro + deshumidificador: Sistema que incrementa la pureza de H_2 hasta el valor requerido. Está marcado con una interrogación pues según el contenido de impurezas del H_2 que se suministre podría ser, o no, necesario.
- Regulador de presión: Sistema que reduce y controla la presión de H_2 previo a la entrada en el mezclador, dado que las presiones de suministro de H_2 tienden a ser muy elevadas.
- Mezclador estático: Donde se mezcla H_2 y GN según las especificaciones establecidas y en la proporción requerida en dicho instante.
- Equipo de análisis: Que mide mediante cromatografía (u otra tecnología que cumpla con los requerimientos de precisión) las impurezas relevantes y el poder calorífico de la mezcla, para el control de la calidad del combustible obtenido.
- Bomba de odorización: Que proporciona a la mezcla un olor distinguible en el caso de que la concentración de H_2 (sin odorizante) sea superior a la de GN (con odorizante).
- Caudalímetros: Que miden los caudales de gas en los distintos tramos del sistema.
- Válvulas y conexionado: Que controlan el flujo de gases del sistema.

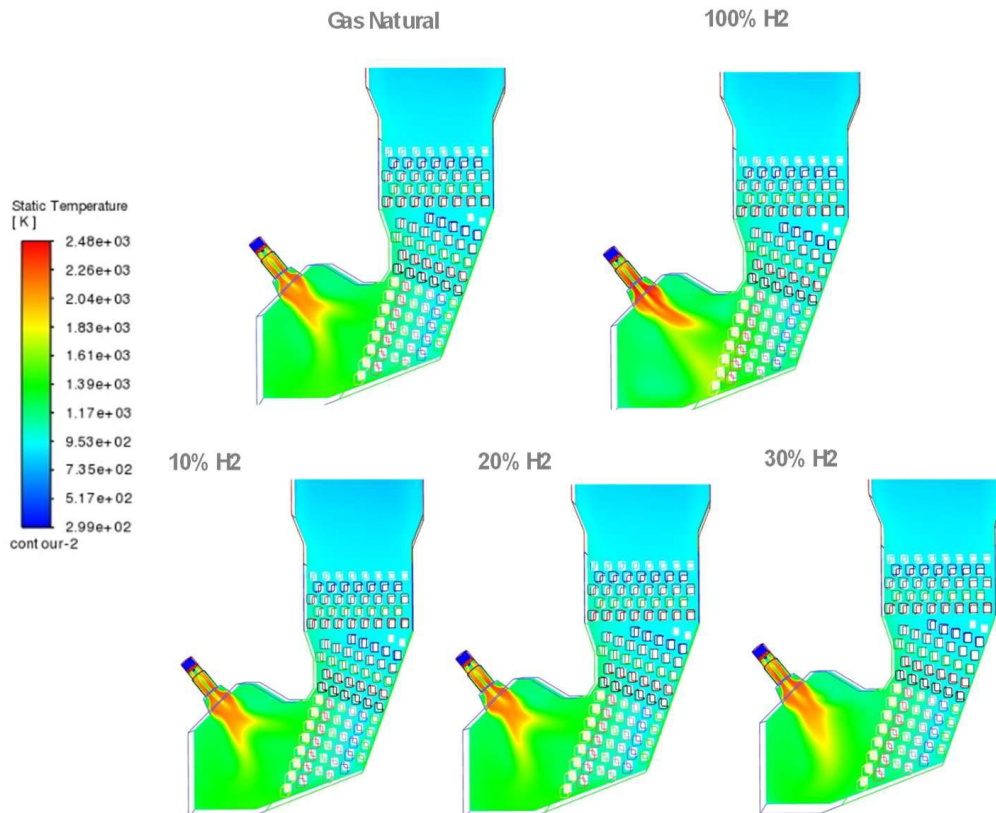


Figura 2-5: Simulación de los distintos escenarios de mezcla de H_2 con GN

Una vez se obtiene la mezcla, se reduce su presión a 150 mbar y se dirige a las torres fusoras. La *Figura 2-5* muestra una simulación con los distintos escenarios considerados; se muestra un escenario del 30 %_v que se contempló inicialmente, pero para el estudio final fue descartado ya que al ser superior a 20 %_v la mezcla deja de considerarse gas natural y sería necesario llevar a cabo varios trámites y modificaciones adicionales a las instalaciones existentes.

2.2.2. Cálculos de demanda

Para calcular la demanda de hidrógeno en los dos escenarios contemplados hay que considerar los poderes caloríficos de ambos combustibles:

- PCI GN = 10,30 kWh/m³(n)
- PCI H₂ = 2,988 kWh/m³(n)

Como indican estos valores, el poder calorífico respecto al volumen es menor en el H₂ que en el GN, por lo que a mayor proporción de hidrógeno menor PCI de la mezcla.

En la planta hay tres fuentes principales de consumo, dos quemadores de fusión, con una potencia de 300 kW, cada uno y un quemador de mantenimiento con una potencia de 450 kW, por lo que la demanda máxima de energía es 1.050 kWh. Esto se traduce en un consumo nominal de GN de 29,1 m³(n)/h en cada quemador de fusión y 43,7 m³(n)/h en el quemador de mantenimiento, es decir, **101,94 m³(n)/h**.

Para calcular la demanda de H₂ se seguirá el procedimiento siguiente:

1. Se calculará el PCI de la mezcla según el porcentaje que le corresponda a cada combustible.
2. Se calculará el caudal de mezcla correspondiente para satisfacer la demanda de energía.
3. Se calculará el caudal individual de H₂ dentro de la mezcla.

En el escenario de blending al 20 %_v de H₂, el PCI de la mezcla es de 8,8 kWh/m³(n). Para cubrir la demanda se necesitan 123,40 m³(n)/h, de los cuales **24,68 m³(n)/h** son de H₂.

En el escenario con 100 % de H₂, no hay mezcla por lo que se puede obtener directamente el caudal de demanda con valor de **351,36 m³(n)/h**.

Si se hace la relación proporcional de estos resultados con los consumos mensuales de la *Tabla 2-1*, se obtienen las demandas estimadas de la *Tabla 2-2*.

Tabla 2-2: Demanda estimada de H₂ para los escenarios 20 %_v y 100 %

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	
Consumo 20 %_v [m³(n)]	31.220	31.699	29.697	30.716	25.231	25.948	
Consumo 100 % [m³(n)]	444.476	451.284	422.787	437.297	359.207	369.411	
	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Total
	29.433	20.754	28.116	28.212	25.456	23.553	330.036
	419.032	295.465	400.285	401.651	362.416	355.321	4.698.630

3. TECNOLOGÍAS DE SUMINISTRO DISPONIBLES

Hay tres soluciones posibles para suministrar instalaciones con un alto consumo de hidrógeno verde: el transporte y almacenamiento en grandes cantidades, la canalización por tubería y la generación in situ. Dentro de estas tres posibilidades existen varias tecnologías:

3.1. Comprimido

Una de las propiedades del hidrógeno molecular es su muy baja densidad, con un valor cercano a los $0,09 \text{ kg/m}^3$, a $0 \text{ }^\circ\text{C}$ y presión atmosférica. Esta propiedad hace que su almacenamiento sea muy complicado en estado gaseoso y siempre sea necesaria una fase de compresión previa.

Además de estos inconvenientes, el hidrógeno es un compuesto altamente explosivo y su manipulación debe ser estrictamente controlada.

La presión y volumen del recipiente de almacenamiento varía drásticamente en función del consumidor final del producto.

3.1.1. Botellas y bloques

Para las demandas más pequeñas se emplean botellas de gas comprimido. Existen cinco tipos de botellas según los materiales que las componen (*Figura 3-1*):

- Tipo 1: Fabricadas completamente en metal (aluminio o acero). Son el tipo más empleado en el sector de los gases industriales y cuentan con presiones de trabajo de 200 bar a 300 bar.
- Tipo 2: Tienen cuerpo metálico, generalmente de aluminio, y están recubiertas en la sección intermedia (*hoop-wrapped*) por un material sintético, que puede ser fibra de carbono, fibra de vidrio o Kevlar. Estas botellas son más ligeras que las de tipo 1 y aguantan presiones de trabajo superiores llegando hasta 500 bar.
- Tipo 3: Son una evolución de las botellas tipo 2, estando recubiertas completamente por el material sintético, lo que las hace más ligeras e incrementa su resistencia a la presión, superando los 700 bar de presión de trabajo si se emplea fibra de carbono.

- Tipo 4: Son similares a las de tipo 3, pero se sustituye el cuerpo de aluminio por uno de polímero. Son igual de resistentes que las de tipo 3 y más ligeras, pero son la opción más cara.
- Tipo 5: Son botellas hechas completamente por material sintético, pero aún se encuentran en estado de desarrollo y no se comercializan en el mercado.

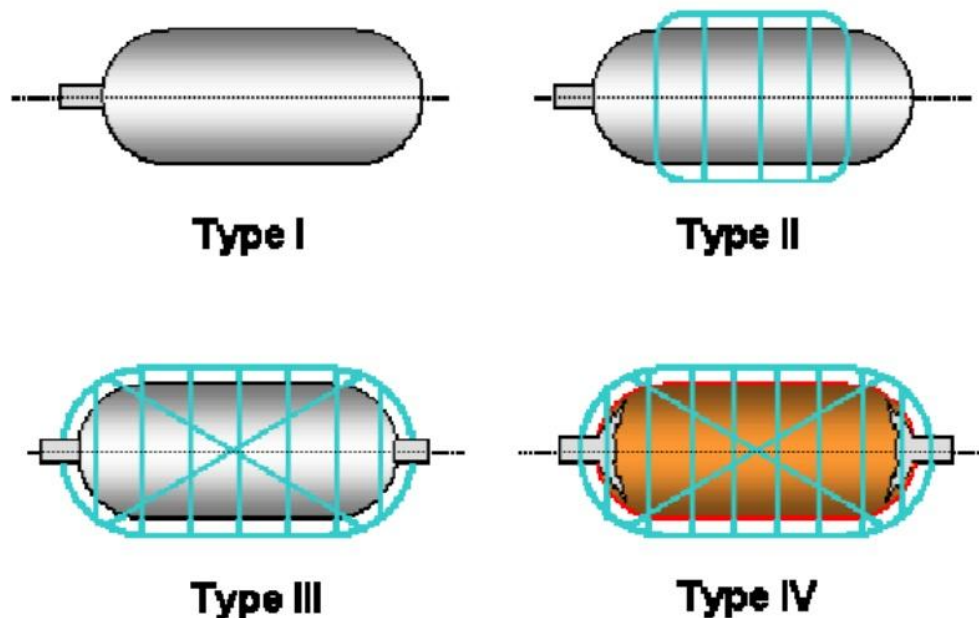


Figura 3-1: Tipos de botellas de gas comprimido [10]

Aunque todos los tipos son compatibles con hidrógeno, los que más se emplean son los tipos 3 y 4 al ser los que mayor presión de trabajo pueden tolerar, permitiendo así una mayor capacidad de producto por botella.

Las botellas se pueden usar de forma individual o agrupar en bloques si se quiere aumentar la capacidad de producto. Los bloques son estructuras que contienen varias botellas interconectadas entre sí funcionando en la práctica como un recipiente único. De esta forma, la capacidad de los bloques dependerá del número de botellas que lo formen y de la capacidad y presión de las mismas; por lo que se pueden diseñar soluciones a medida según las necesidades del cliente. Existen desde soluciones fácilmente transportables con base paletizada para el transporte con carretilla elevadora, hasta soluciones de mayor tamaño dentro de contenedores de 20 pies. La *Figura 3-2* muestra un bloque con doce cilindros tipo 1 de hidrógeno.



Figura 3-2: Bloque de hidrógeno comprimido [12]

Para los consumos más grandes, como es el caso del proyecto H₂EAT, es necesario emplear un tipo de bloques denominado *tube trailer* (Figura 3-3), que cuentan con botellas tipo 4 y están diseñados en forma de remolque para camiones. Este tipo de recipientes pueden llegar a trabajar con presiones por encima de los 500 bar y almacenar más de una tonelada de producto.



Figura 3-3: Tube trailer de hidrógeno de Calvera Hydrogen [13]

3.1.2. Tanques

Es una tecnología de almacenamiento de escala similar a la del apartado anterior con la desventaja de no ser transportable. Los depósitos de gas se comprimen a mucha menos presión, de 40 bar a 80 bar, pero gracias a su mayor volumen pueden almacenar más de media tonelada de producto por tanque.

Como se puede apreciar en la *Figura 3-4*, estos tanques son cilindros, generalmente verticales, lo que permite instalar varios de ellos próximos entre sí para tener una reserva de producto mayor y fácilmente escalable con la instalación de tanques adicionales.



Figura 3-4: Tanques de hidrógeno de la planta de Iberdrola en Puertollano [15]

3.1.3. Almacenamiento geológico

De entre todas las tecnologías disponibles actualmente, se trata de la solución que mayor capacidad de almacenaje ofrece. Como muestra la *Figura 3-5*, consiste en inyectar el hidrógeno comprimido al subsuelo en cavernas de sal o cavidades porosas, como yacimientos de hidrocarburos o acuíferos agotados, aunque estos últimos no son comunes en la práctica, pues su flexibilidad es incierta [11].

Este tipo de cavidades subterráneas cuentan con paredes interiores cuyas características favorecen la retención del hidrógeno durante periodos prolongados de tiempo, ya que otro inconveniente del almacenamiento de hidrógeno gaseoso es que se trata de la molécula más pequeña de la naturaleza. Por lo que, a largo plazo, las pérdidas de producto por fugas pueden ser considerables ante la presencia de cualquier grieta o ranura presente en el recipiente de almacenamiento.

Es el método de almacenamiento de hidrógeno a gran escala más rentable económicamente, pero tiene un condicionante geográfico evidente que limita las posibles ubicaciones de los emplazamientos de este tipo de almacenes naturales.

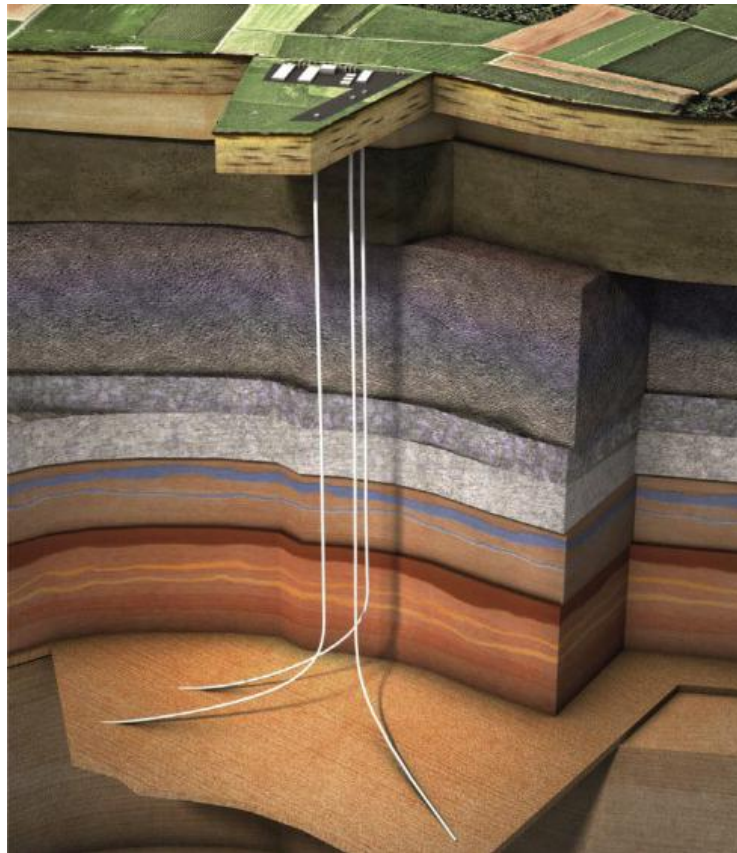


Figura 3-5: Representación de almacenamiento geológico de hidrógeno [16]

3.2. Líquido

Otra forma de solucionar el problema de la densidad es mediante la licuación del hidrógeno para después transportarlo y almacenarlo en cisternas y tanques similares a los del gas natural licuado (GNL).

Licuar hidrógeno, sin embargo, es un proceso mucho más complejo y costoso que la compresión debido a que el hidrógeno pasa a fase líquida a -253 °C a presión atmosférica. Para obtener hidrógeno líquido el proceso más empleado es el ciclo Linde-Hampson que funciona gracias al efecto Joule-Thomson, el cual relaciona proporcionalmente los incrementos de presión y temperatura.

El ciclo Linde-Hampson comienza con una fase de compresión del gas que se quiere licuar. Una vez comprimido, el gas se enfría mediante intercambiadores de calor, en el caso del hidrógeno generalmente se emplea nitrógeno líquido como refrigerante con temperatura de ebullición de $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$. Finalmente, el gas frío se expande lo que reduce su temperatura aún más hasta poder alcanzar la fase líquida. En aplicaciones reales este ciclo puede necesitar de varias fases de compresión y expansión para poder alcanzar la temperatura de licuefacción.

Una vez se tiene el producto líquido, este se almacena en depósitos refrigerados. Los depósitos refrigerados cuentan con una capa aislante entre la pared interior y la exterior para minimizar el intercambio de calor. Para generar la capa aislante se genera el vacío entre las dos paredes y se rellena de un aislante térmico, como puede ser la perlita.

La forma de los depósitos puede ser cilíndrica o esférica, como en la *Figura 3-6*. Los esféricos tienen un coste superior, pero gracias a su geometría se minimiza la superficie de contacto con el producto y así se reduce la transferencia de calor que provoca que este se evapore, a la cantidad de producto gaseoso que se pierde se le conoce como *boil-off*.

El *boil-off* debe ser liberado con válvulas de alivio para evitar que aumente la presión del depósito y provoque riesgo de explosión. Para evitar que el producto liberado se acumule formando atmósferas explosivas, el proceso de venteo debe contar con una antorcha que quemee el combustible al salir del tanque.

Escalar los tanques en tamaño es otra forma de reducir la relación superficie-volumen y así reducir la tasa de pérdidas por evaporación.



Figura 3-6: Depósito esférico de hidrógeno líquido [16]

Para el transporte de producto líquido se emplean cisternas criogénicas similares a las de GNL, como se comentó con anterioridad. Debido al bajo punto de ebullición del H_2 , estas cisternas tienen una complejidad de diseño mayor que las cisternas criogénicas de cualquier otro gas criogénico. Se trata de una tecnología en fase de desarrollo y pocas empresas especializadas, como CIMC o Plug Power, cuya cisterna se muestra en la *Figura 3-7*, las fabrican. Estas cisternas tienen una capacidad de 40 m^3 y pueden llegar a transportar más de 2 t de producto.



Figura 3-7: Cisterna de hidrógeno líquido [17]

3.3. Portadores

No es necesario transportar y/o almacenar el hidrógeno en su forma molecular H_2 , si no que existen otros compuestos que lo contienen y pueden usarse como portadores al tener propiedades menos exigentes para realizar estas funciones. Una vez el portador ha cumplido su función, se disocia y se obtiene el hidrógeno que contiene.

3.3.1. Amoniaco verde

Se trata del portador más estudiado al tratarse de un compuesto de uso común en varias industrias, principalmente la química y la de producción de fertilizantes, por lo que tiene valor en sí mismo y no únicamente como portador.

Su fórmula es NH_3 , tiene un punto de ebullición de $-33\text{ }^\circ\text{C}$ y su densidad en estado líquido a presión atmosférica es de 609 kg/m^3 ; cuyo contenido de hidrógeno es del $17,6\text{ \%}_m$. Sin embargo, cuenta con un factor de riesgo adicional al tratarse de un compuesto altamente tóxico y cualquier fuga de este puede provocar la formación de vapores peligrosos.

El amoníaco empleado comúnmente en la actualidad se le conoce como amoníaco “gris”, debido a que se produce a partir de H_2 generado mediante el proceso de reformado de metano, el cual tiene unas emisiones asociadas de dos toneladas de CO_2 por cada tonelada de NH_3 .

El nitrógeno empleado para la síntesis de amoníaco se obtiene directamente del aire mediante sistemas como Air Separation Unit (ASU) o Pressure Swing Adsorption (PSA), los cuales son sistemas que únicamente emplean energía eléctrica en procesos de compresión y no cuentan con emisiones directas.

El amoníaco verde, por lo tanto, es aquel libre de emisiones al emplear H_2 verde y energía renovable en su síntesis mediante el proceso Haber-Bosch, representado en la *Figura 3-8*.

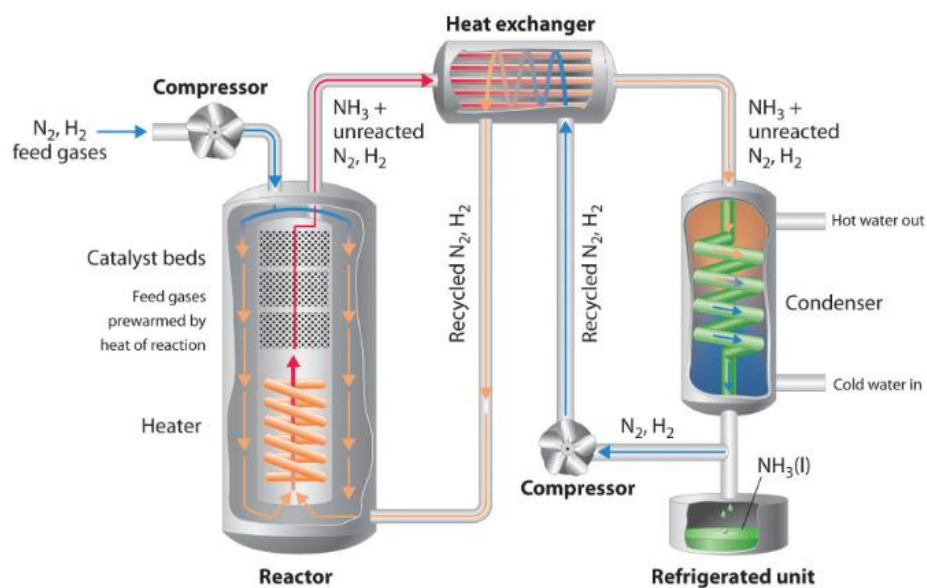
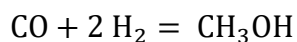


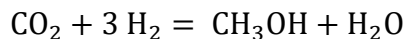
Figura 3-8: Diagrama del proceso Haber-Bosch [20]

3.3.2. Metanol verde

El metanol, con fórmula CH_3OH , es un combustible sintético que se produce generalmente mediante la síntesis de H_2 con CO en el proceso del reformado de metano con vapor (SMR) según la fórmula:



Para que el metanol sea considerado verde, además de emplearse hidrógeno verde, se debe utilizar CO₂ capturado. La fórmula de síntesis a partir de CO₂ es la siguiente:



El metanol tiene un punto de ebullición de 65 °C y una densidad de 791,8 kg/m³ a presión atmosférica, cuyo contenido de hidrógeno es de aproximadamente 12,5 %_m. Se trata de un compuesto tóxico e inflamable, por lo que las medidas de seguridad para su manipulación deben ser más restrictivas que las del amoníaco.

Igual que el amoníaco, el metanol verde es un compuesto con valor en sí mismo, con diversas aplicaciones industriales como disolvente o anticongelante. Particularmente tiene potencial de mercado en el sector automovilístico como combustible, debido a su alto índice de octanaje, la carencia de azufre y las bajas emisiones de NO_x debido a su baja temperatura de llama.

3.3.3. LOHC

Los líquidos orgánicos portadores de hidrogeno, conocidos como LOHC por sus siglas en inglés, son un grupo de compuestos orgánicos líquidos a presión atmosférica con alto contenido de hidrógeno, en torno al 8 %_m, y propiedades que permiten que su manipulación sea sencilla, siendo generalmente ni tóxicos ni inflamables. Los principales LOHC son compuestos cíclicos como el N-etilcarbalzol (NEC), tolueno, metilciclohexano (MCH) o el dibenciltolueno (DBT).

La forma en la que se trabaja con estos compuestos es mediante un proceso de hidrogenación/deshidrogenación, estos compuestos sometidos a ciertas condiciones termoquímicas pueden absorber hidrógeno o liberar el que tengan contenido. De esta forma, se puede hacer un ciclo de carga y descarga de hidrógeno con el LOHC como puente, este concepto se puede ver explicado en la *Figura 3-9*.

El principal inconveniente de los LOHC es su alto coste, ya que son compuestos que no tienen valor en sí mismos más allá de su función de portadores, lo que complica el desarrollo de esta tecnología. De todas formas, con el creciente mercado del hidrógeno, se empiezan a desarrollar nuevos proyectos en los que este tipo de compuestos presentan la mejor solución para el transporte de hidrógeno en ciertos escenarios específicos.

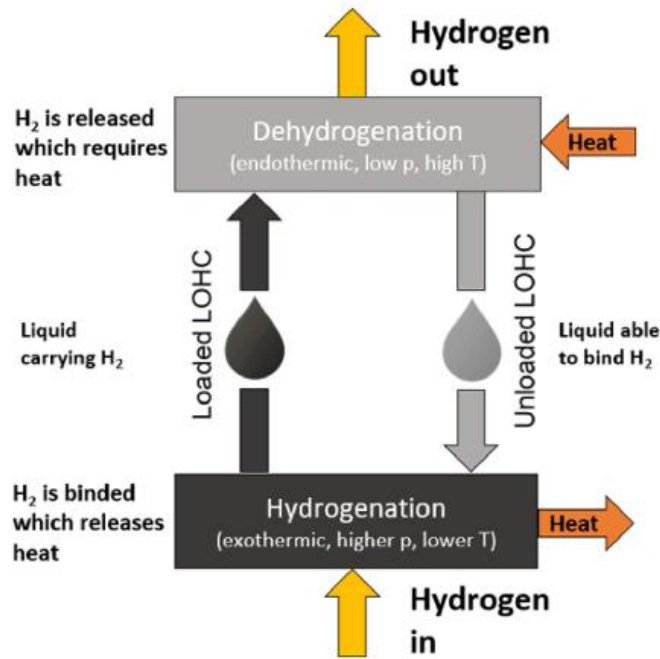


Figura 3-9: Ciclo de uso de los LOHC [22]

3.3.4. Hidruros metálicos

Los hidruros metálicos son compuestos capaces de contener hidrógeno a baja presión, quedando las moléculas de hidrógeno disociado atrapadas en la estructura metálica molecular del metal. Los principales metales y aleaciones que se estudian son de magnesio (Mg), titanio (Ti), níquel (Ni) y hierro (Fe). En la práctica funcionan como un sistema de carga y descarga similar al de los LOHC.

Esta forma de almacenamiento tiene mucho potencial debido a sus altas densidades volumétricas, pero están limitadas por su bajo contenido en masa de hidrógeno, en torno al 1,5 %_m. Otros inconvenientes son la susceptibilidad ante compuestos oxidantes y la gran demanda de energía requerida para liberar el hidrógeno debido a gran fuerza que une los enlaces que lo contienen.

3.4. Producción

Como última alternativa de suministro posible está la propia generación del hidrógeno verde mediante un sistema de electrolizadores. La electrólisis es una reacción electroquímica donde

se disocia el agua en oxígeno e hidrógeno al pasar por esta una corriente eléctrica. Existen varias tecnologías de electrólisis:

- Alcalina: celda electrolítica con disolución básica por su contenido en hidróxido sódico (NaOH) o potásico (KOH). El ion de transporte empleado es el OH^- .
- Membrana de intercambio de protones (PEM): Emplea una membrana electrolítica hecha a partir de polímeros sintéticos. La celda, a su vez, está confinada por placas dipolares de titanio. El ion de transporte empleado es el H^+ .
- Óxido sólido: Es la tecnología más reciente y prometedora. Funciona a altas temperaturas (superiores a $800\text{ }^\circ\text{C}$) y la membrana electrolítica está hecha de un sólido cerámico. El ion de transporte empleado es el O^{2-} .

Cada tecnología tiene unos rangos de rendimientos, escalabilidad y costes propios, por lo que será necesario elegir el tipo de electrolizador que se va a emplear teniendo en cuenta las necesidades del proyecto. La *Figura 3-10* muestra de forma esquemática el funcionamiento de un electrolizador.

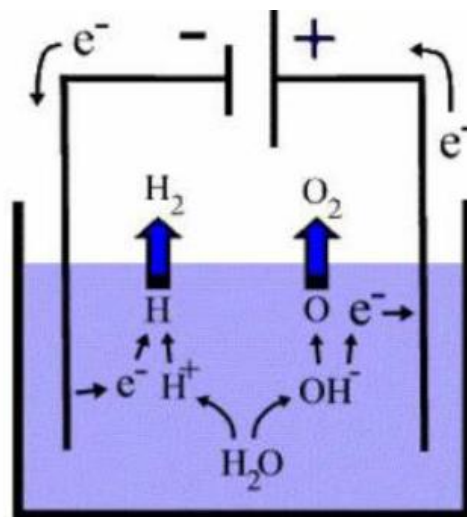


Figura 3-10: Esquema de un electrolizador [23]

En caso de haber una producción de hidrógeno verde próxima, la canalización es en muchos casos una solución más económica que la generación propia.

3.5. Instalación previa al *skid*

Todas las tecnologías deberán contar con la valvulería e instrumentación necesaria, como reductores presión o válvulas reguladoras de caudal, que permitan ajustar las características

del flujo de H₂ que se suministre al *skid* de mezcla, según las especificaciones de diseño del mismo. Según la tecnología que se seleccione, será necesario realizar ciertas instalaciones adicionales previas al suministro de H₂:

- Hidrógeno comprimido: Tendrá un sistema de reducción de presión específico para grandes diferencias de presión, las cuales pueden llegar a ser cercanas a los 700 bar.
- Hidrógeno líquido: Previo a la regulación de caudal y presión deberán instalarse evaporadores ambientales, como el de la *Figura 3-11*, que faciliten el cambio de estado de líquido a gas. Estos equipos son intercambiadores de calor que proporcionan el calor necesario para que el líquido criogénico que lo atraviese pase de estado de líquido a gaseoso. El aire del ambiente, notoriamente más cálido que el líquido criogénico, transfiere calor al perfil con aletas del equipo por convección y lo cede al fluido que lo atraviesa gasificándolo y aumentando la temperatura del gas resultante.



Figura 3-11: Evaporador ambiental [25]

- Portadores: Para obtener el H₂ de los portadores es necesario revertir el proceso de síntesis explicado en los apartados previos, dicho proceso se conoce como *cracking*. Cada portador requiere de un reactor con catalizadores específicos y rangos de temperatura y presión concretos para que se produzca la reacción química que permita disociar al portador en H₂ y los demás productos que lo componen. Algunos de los catalizadores son Platino (Pt), Rutenio (Ru), Paladio (Pd) o Níquel (Ni), y los rangos de temperatura parten de los 200 °C y pueden llegar hasta los 1.000 °C en el caso de amoníaco [26].

- Generación: Necesita de la instalación de tanques pulmón o *buffer*. Estos son tanques de H₂ comprimido que funcionan como almacenamiento intermedio entre el consumo y la fuente de suministro, lo que garantiza un flujo continuo y estable de producto. Aunque para el resto de las tecnologías pueda no ser necesaria su instalación, la presencia de tanques pulmón facilita la operatividad ofreciendo mayor flexibilidad frente a variaciones en la demanda; especialmente en el caso de suministro con producto líquido para poder contrarrestar cambios bruscos de demanda, la instalación de los tanques en este caso se debe hacer a continuación de los evaporadores.

4. SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN

Para seleccionar la solución que mejor cubra las necesidades de suministro, hay que dimensionar las capacidades de almacenamiento o producción de cada una de las tecnologías y relacionarlas con la demanda para los dos escenarios que se plantean.

4.1. Estudio de volumen de almacenamiento por tecnología

Para estudiar la capacidad de almacenamiento de las diferentes tecnologías hay que hacer la equivalencia en volumen entre la capacidad máxima de cada tecnología y el volumen correspondiente de hidrógeno en fase gas y presión atmosférica.

La densidad del H₂ a 1 atm y 0 °C es 0,083 kg/m³, con este valor se relacionarán las distintas densidades de almacenamiento de hidrógeno según la tecnología para obtener el factor de equivalencia de almacenamiento [m³(n)/m³]. Los factores se muestran en la *Tabla 4-1*.

Una vez obtenidos los factores de equivalencia, se aplicarán a la capacidad máxima de almacenamiento de cada tecnología, según su volumen geométrico en m³, para saber cuál es la capacidad de gas a 1 atm y 0 °C. Los resultados se reflejan en la *Tabla 4-2*.

Tabla 4-1: Factores de equivalencia de H₂

Tipo de almacenamiento	Densidad de almacenamiento [kg/m ³]	Factor de equivalencia [m ³ (n)/m ³]
Comprimido a 40 bar	3,23	39,08
Comprimido a 300 bar	20,84	252,12
Comprimido a 500 bar	31,22	377,70
Líquido	70,80	856,54
Amoniaco	609,00 x 17,6%	1.296,72
Metanol	791,80 x 12,5%	1.197,40
MCH (LOHC)	770,00 x 6,2%	577,56
LiH (Hidruro metálico)	100,00	1.209,80

Tabla 4-2: Equivalencia entre H₂ almacenado e H₂ a 1 atm

Tecnología	Capacidad [m ³]	Factor de equivalencia [m ³ (n)/m ³]	Capacidad equivalente de H ₂ [m ³ (n)]
Bloque de botellas tipo 1 (300 bar)	0,8	252,13	201,70
Tube trailer (500 bar)	60	377,70	22.662,05
Tanque (H ₂ comprimido 40 bar)	200	39,08	7.815,34
Cisterna (H ₂ líquido)	40	856,54	34.261,66
Depósito (H ₂ líquido)	4.000	856,54	3.426.165,65
Amoniaco	40	1.296,72	51.868,66
Metanol	40	1.197,40	47.896,15
LOHC	40	577,56	23.102,42
Hidruros metálicos	40	1.209,80	48.392,17

4.1.1 Relación con la demanda

Tomando de referencia los resultados de la *Tabla 4-2* se puede calcular cuantas veces hay que renovar la carga de cada tecnología al mes para satisfacer la demanda.

Para el cálculo de las renovaciones, se realizó la media de las demandas mensuales de la *Tabla 2-2* para los escenarios de 20 %_v y 100 %; resultando en **27.503 m³/mes** para el escenario de 20 %_v y **391.553 m³/mes** para el escenario del 100%. Dividiendo estos promedios entre las capacidades equivalentes de cada tecnología se obtienen las renovaciones de la *Tabla 4-3*.

Tabla 4-3: Número de renovaciones por tecnología

Tecnología	Capacidad equivalente de H ₂ [m ³ (n)]	Renovaciones mensuales 20 % _v	Renovaciones mensuales 100 %
Bloque de botellas tipo 1	201,70	136,36	1.941,28
Tube trailer	22.662,05	1,21	17,28
Tanque (H ₂ comprimido)	7.815,34	3,52	50,10
Cisterna (H ₂ líquido)	34.261,66	0,80	11,43
Depósito (H ₂ líquido)	3.426.165,65	0,01	0,11
Amoniaco	51.868,66	0,53	7,55
Metanol	47.896,15	0,57	8,18
LOHC	23.102,42	1,19	16,95
Hidruros metálicos	48.392,17	0,57	8,09

4.2. Estudio de generación

Como alternativa al transporte de H₂ desde una planta de generación para su almacenamiento en las instalaciones de la planta de fundición, se contempla la posibilidad de realizar la generación del H₂ in-situ. Al no existir plantas de producción cercanas, se descarta la posibilidad de suministrar el H₂ por conducto.

Los caudales volumétricos de demanda son 24,68 m³(n)/h para el escenario con mezcla del 20 %_v y 351,36 m³(n)/h para el de 100 %, que en caudal másico se traducen a **2,05 kg/h** y **29,16 kg/h** respectivamente.

Si para producir 1 kg de hidrógeno se necesitan entre 55 y 60 kWh de energía eléctrica, según la eficiencia del electrolizador [27], por cada MW de potencia instalada se generan aproximadamente 18 kg/h de H₂. Dividiendo los caudales másicos de demanda de cada escenario entre este valor de producción específica, se obtienen las potencias de electrólisis necesarias para satisfacer la demanda. De esta forma, para cubrir la demanda del primer escenario se requiere un sistema de electrolizadores de **0,11 MW**, mientras que para el segundo escenario se necesita uno de **1,62 MW**.

4.3. Conclusiones

Con este estudio se pueden descartar las siguientes tecnologías de suministro:

- Botellas o bloques de botellas, por ser de una escala de suministro muy inferior a la requerida para este proyecto.
- Tanques de H₂ comprimido, por ofrecer menor capacidad de almacenamiento que otras tecnologías transportables.
- Depósitos de H₂ líquido, por ser de una escala de suministro superior a la requerida para este proyecto.
- Portadores, amoniaco, metanol, LOHC e hidruros metálicos, pues requieren la instalación de una planta de *crackeo* para la obtención del hidrógeno contenido por ellos. Esto añade un grado mayor de complejidad y coste al suministro del H₂ del que pueden ofrecer otras soluciones.

Las dos alternativas más viables para el suministro por transporte y almacenamiento son las siguientes:

- Tube trailer: suministra por cada descarga una cantidad de hidrógeno suficiente para proporcionar un resultado de renovaciones realista en ambos escenarios. Además, se le suma la ventaja de ser una forma de almacenamiento móvil, lo que facilita el proceso de renovación.
- Cisterna: Tiene las mismas ventajas que los *tube trailers*, con dos excepciones: tiene una mayor capacidad de producto, por lo que el número de renovaciones será menor; y la instalación que se haga en la planta para el suministro será más compleja, pues requiere de un sistema con evaporadores ambientales para pasar a estado gaseoso el producto líquido.

Dentro de estas dos opciones, se considera como mejor modo de suministro al *tube trailer* por varias razones:

- No requiere una etapa de licuefacción previa, lo cual acota mucho los posibles puntos de recarga de remolques.
- Se trata de una tecnología más madura que las cisternas de H₂ líquido. Como se mencionó previamente, las cisternas criogénicas para H₂ aún se encuentran en fase de desarrollo y pocas empresas las fabrican a nivel mundial.
- La licuefacción es un proceso mucho más complejo y costoso que la compresión, lo que implica mayores costes de producto.

- El hidrógeno líquido requiere de condiciones muy estrictas de almacenamiento, pues se trata del segundo compuesto con menor punto de ebullición de la naturaleza (por detrás del helio), lo que implica mayores costes ligados a equipos que puedan tolerar las bajas temperaturas.
- El hidrógeno líquido también supone un incremento en el riesgo de explosión al tratarse de un gas licuado debido a la posibilidad de BLEVE (*Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion*, por sus siglas en inglés), es altamente inflamable y cuenta con una densidad calorífica mucho mayor que en fase gaseosa.

Como conclusión, las alternativas más viables técnicamente para el suministro de H₂ verde a la planta de fundición son los **tube trailers** y la **generación in-situ** a partir de un sistema de electrólisis.

5. ESTUDIO ECONÓMICO

Partiendo de las conclusiones del apartado anterior, el último paso para seleccionar la tecnología es la comparativa económica entre generación y la opción de transporte y almacenamiento seleccionada, los *tube trailers*.

5.1. CAPEX

El primer punto de estudio es el coste inicial o CAPEX (Capital Expenditure) para las alternativas de generación por electrólisis y *tube trailers*.

5.1.1. Electrolizador

Sistema de electrólisis

La *Figura 5-1* muestra el coste en €/kW de las tecnologías polimérica (PEM) y alcalina (AE).

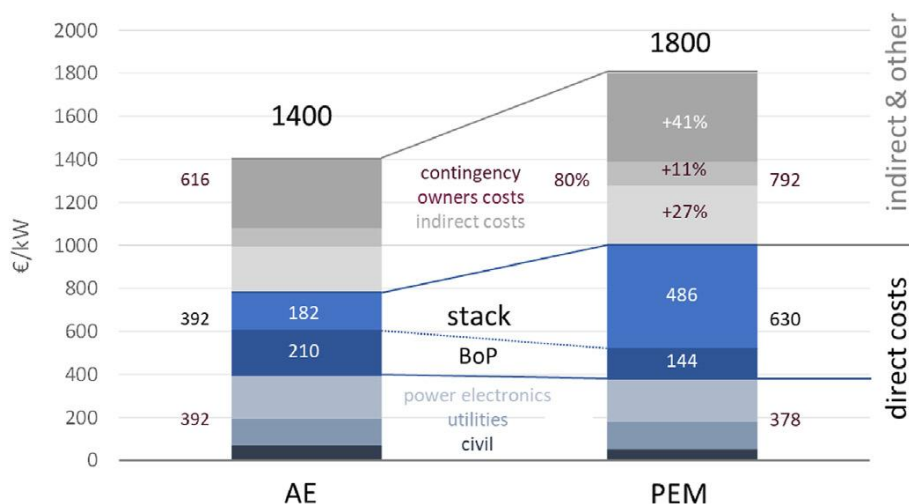


Figura 5-1: CAPEX [€/kW] de electrolizadores PEM y alcalinos [28]

Para el proyecto se tomará de referencia la tecnología alcalina al ser la más desarrollada y extendida comercialmente. Como está reflejado en la figura, el valor de 1.400,00 €/kW recoge el resto de los costes e instalaciones necesarias, y no únicamente el sistema de celdas electrolíticas.

En el caso del 20 %_v en contenido de hidrógeno, se necesitan 110 kW, como se estimó en el apartado 4.3., por lo que el coste inicial asociado es de **154.000,00 €**.

Para el caso hipotético del 100 % de hidrógeno, se necesitan 1,62 MW, lo que se traduce en un coste inicial de **2.268.000,00 €**. De todas formas, en este escenario hay que tener en cuenta que se trata de una tecnología modular escalable, por lo que realmente se partiría de la instalación inicial, lo que supondría un cierto ahorro.

Instalaciones previas al skid

Como se explicó en el apartado 3.5., es necesario llevar a cabo ciertas instalaciones adicionales que permitan conectar la tecnología de suministro al *skid* de mezcla. En el caso del sistema de electrolizadores, los equipos necesarios son los siguientes:

- Válvulas: con diversas funciones como: antirretorno, reguladora de caudal, manual de bola, manual de purga o de alivio.
- Tuberías: que conecten los distintos equipos por los que circula el hidrógeno.
- Reguladores de presión: la presión de salida de los electrolizadores alcalinos suele estar en torno a los 30 bar, por lo que se instalarán reguladores de presión que reduzcan la presión hasta el rango de los 500 mbar requeridos para realizar la mezcla.
- Caudalímetros y manómetros: con los que medir presión y caudal del fluido que circula por las tuberías.
- Tanques *buffer*: que almacenen el producto generado y garanticen un suministro constante y homogéneo.
- Conexión al sistema de control: que conecte los equipos al sistema PLC (Controlador Lógico Programable, por sus siglas en inglés) existente en la planta para poder controlar todo el proceso de manera remota y automática.
- Costes de instalación: es necesario contratar a una instaladora autorizada que legalice la instalación una vez la haya llevado a cabo.

La siguiente *Tabla 5-1* desglosa el coste de los equipos y servicios requeridos:

Tabla 5-1: Coste de la instalación previa al skid - Electrolizador

	Coste [€]
Válvulas	9.000,00 €
Tuberías	7.000,00 €
Reguladores de presión	6.000,00 €
Caudalímetros y manómetros	1.000,00 €
Tanque buffer	90.0000,00 €
Conexión al PLC	8.000,00 €
Costes de instalación	25.000,00 €
Total	146.000,00 €

Para el escenario del 20 %_v basta con un tanque *buffer*, por lo que se considera el coste de **146.000,00 €**, mientras que para el escenario del 100 % es necesaria la instalación de algún tanque adicional. Si se consideran 4 tanques *buffer* para este escenario, el coste asciende hasta los **416.000,00 €**.

5.1.2. Tube trailers

Tube trailers

Pese a que en el estudio se consideró el modelo de *tube trailer* de mayor capacidad con almacenamiento de 60 m³ a 500 bar, para el estudio se va a considerar un modelo comercial estandarizado de unos 22 m³ a 300 bar, con un valor unitario en torno a los 300.000,00 €.

Para este modelo la capacidad equivalente de almacenamiento es de 5.575 m³(n), o 465 kg. Si se comparan con los 22.662 m³(n) del otro modelo, el número de renovaciones mensuales se multiplica aproximadamente por cuatro.

La capacidad de descarga de estos equipos suele rondar los 500 m³(n)/h, cubriendo las demandas instantáneas de ambos escenarios: 24,68 m³(n)/h y 351,36 m³(n)/h. La instalación contará con dos tomas de hidrógeno, de esta forma, cuando sea necesario hacer el relevo de *tube trailers* se podrá hacer sin interrumpir el suministro. Las tomas que se conecten a los camiones para la descarga serán mangueras compatibles con la conexión de salida de estos a 300 bar y ½" MTP, es decir, rosca macho.

Para el caso base del 20 %_v, se necesitan 4,93 renovaciones mensuales. En este escenario son necesarias dos unidades, por un valor de **600.000,00 €**, a las que le corresponden 2,47 renovaciones mensuales a cada una.

Al escenario del 100 % le corresponden 70,23 renovaciones, lo que se traduce en 3,51 camiones completos al día. Para este escenario es necesaria la compra de otras tres unidades para contar con *stock* en planta y poder compaginar correctamente los viajes al centro de recarga de H₂. En este caso hay que sumarle 900.000,00 € a los 600.000,00 € del escenario anterior, lo que resulta en una inversión de **1.500.000,00 €**.

Instalaciones previas al skid

Igual que en el caso de electrólisis, además de la compra de los *tube trailers* es necesario realizar la instalación de los equipos de descarga y conexionado entre los camiones y el *skid*, a estos les corresponde el desglose de costes descrito en la *Tabla 5-2*.

A excepción de los tanques *buffer*, que en este escenario no son necesarios, el resto de los equipos son los mismos que para la tecnología de electrólisis. Sin embargo, hay variaciones en los precios al ser la configuración diferente, principalmente se verán afectados los reductores de presión pues la diferencia de presión es mucho mayor al partir de 300 bar.

Tabla 5-2: Coste de la instalación previa al skid – Tube trailers

	Coste [€]
Válvulas	10.000,00 €
Tuberías	9.000,00 €
Reguladores de presión	14.000,00 €
Caudalímetros y manómetros	1.500,00 €
Conexión al PLC	8.000,00 €
Costes de instalación	25.000,00 €
Total	67.500,00 €

En este caso, **67.500,00 €** será el coste de instalación para ambos escenarios, ya que no es necesario modificar la instalación frente al escenario del 100 %.

5.2. OPEX

El siguiente de estudio es el coste de operación u OPEX (Operating Expenses) de ambas tecnologías. Para el caso del electrolizador, el principal factor a considerar es el consumo eléctrico, mientras que para los *tube trailers* será el coste del hidrógeno.

5.2.1. Electrolizador

Coste de la electricidad

Como se ha indicado previamente, el coste principal del electrolizador será el consumo eléctrico. Para estimar el coste de la energía, se ha obtenido a través del Informe Anual 2024 del portal de OMIE [29] el valor de 63,24 €/MWh como precio medio aritmético del mercado diario en dicho año.

La *Tabla 5-3* estima el coste mensual de consumo energético para ambos escenarios si se genera H₂ durante 19,2 h por cada uno de los 240 días operativos de la planta, se pueden

estimar unas 384 h de generación al mes. Para calcular el coste mensual se multiplica la potencia instalada por las horas de funcionamiento al mes y por el coste de la energía.

Tabla 5-3: Demanda y coste mensual de la electricidad

Escenario	Potencia instalada [MW]	Coste mensual [€]
20 % _v	0,11	2.671,26 €
100 %	1,62	39.340,34 €

Coste del agua

Otro coste operacional a tener en cuenta es el consumo de agua de la planta para la generación del hidrógeno. Estequiométricamente necesitan unos 9 L de agua pura por cada kg de H₂ producido, contando con que el agua suministrada debe pasar por un sistema de purificación en el cual hay pérdidas, el suministro de agua debe ser de en torno a 18 L de agua de red por kg de H₂ producido [30]. Para el coste del agua de red se toma de referencia el valor de 0,002 €/L.

Como se indicó en apartados anteriores, se pueden considerar como consumos promedios de H₂ 27.503 m³/mes para el escenario del 20 %_v y 391.553 m³/mes para el del 100 %; que en masa se corresponden a **2.283 kg/mes** y **32.499 kg/mes**. En la *Tabla 5-4* se estiman los consumos de agua para ambos escenarios, multiplicando las demandas por los 18 L necesarios por cada kg de H₂ producido y por el coste por litro del agua.

Tabla 5-4: Consumo mensual de agua

Escenario	Demanda mensual H ₂ [kg]	Coste mensual [€]
20 % _v	2.283	82,18 €
100 %	32.499	1.169,96 €

Los costes mensuales de operación para la tecnología de electrólisis alcalina suman un total de **2.753,44 €** para el escenario del 20 %_v y **40.510,30 €** para el escenario del 100 %.

5.2.2. Tube trailers

Coste del hidrógeno

La *Figura 5-2* muestra el coste del hidrógeno verde para las tecnologías PEM y alcalina. El rango de precio de color azul oscuro muestra el LCOH (Levelized Cost of Hydrogen); el azul claro muestra el precio después de haber sido subvencionado, pero no se tendrá en cuenta este valor para este estudio.

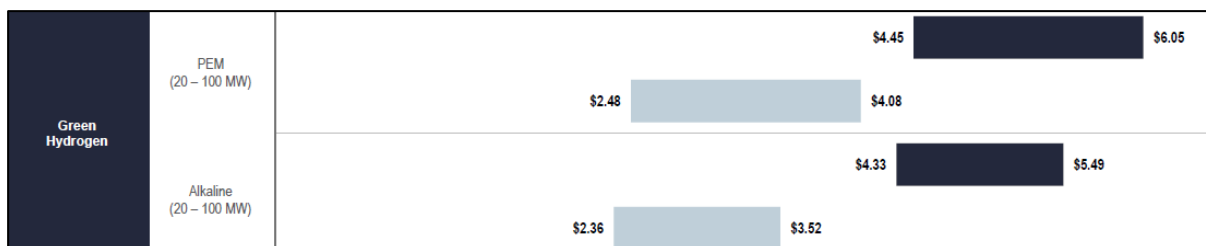


Figura 5-2: Estimación de coste [\$/kg] del hidrógeno verde [31]

Dado que no se conoce la planta de generación específica a la que se le compraría el hidrógeno verde, se ha considerado como referencia el valor intermedio del LCOH para la tecnología más extendida, la electrólisis alcalina, lo que resulta en un coste de 4,91 \$/kg. Aplicando un cambio de divisas de 0,88 €/€ (a fecha 21/05/2025) equivale a 4,32 €/kg, este se toma como valor de referencia para el precio de mercado del hidrógeno verde.

Multiplicando el coste de mercado del H₂ por las demandas mensuales en masa se obtienen los costes mensuales reflejados en la *Tabla 5-5*.

Tabla 5-5: Coste mensual de H₂

Escenario	Demanda mensual H ₂ [kg]	Coste mensual [€]
20 % _v	2.283	9.861,49 €
100 %	32.499	140.395,07 €

Costes del transporte

Otros costes operacionales de los *tube trailers* son el sueldo de los transportistas, el mantenimiento de los vehículos, y el combustible y la urea de las cabezas tractoras.

El coste medio de mantenimiento de un camión (neumáticos, revisiones y reparaciones) es de 13.478,00 € anualmente [32], por lo que se puede repartir entre los doce meses del año como **1.123,17 €/mes**. Cada transportista, con un sueldo en torno a los 1.800,00 €/mes, le cuesta unos **2.400,00 €/mes** a la empresa. Ambos costes mensuales van asociados a cada unidad de camión.

Para realizar los cálculos de consumo, se estima una distancia de 50 km hasta el centro de recarga de H₂ más cercano, a lo que le corresponden 100 km de trayecto por cada recarga de camión. Se estiman 34 L de diésel cada 100 km para camiones pesados [33] y 2 L de urea (AdBlue) cada 100 km, estimándose como el 6 % del consumo del diésel [34], con sus respectivos costes de 1,40 €/L y 0,50 €/L. La *Tabla 5-6* muestra los costes de consumo mensuales, para calcularlos hay que multiplicar los consumos en L/100 km por la distancia considerada de 100 km, por el número de renovaciones al mes y por los costes en €/L.

Tabla 5-6: Costes asociados al consumo de los camiones

Escenario	Renovaciones	Consumo mensual de diésel/AdBlue [L]	Coste consumos mensuales [€]
20 % _v	4,93	167,62 / 10,06	239,70 €
100 %	70,23	2.387,82 / 143,27	3.414,58 €

Si a estos costes se le suman el resto de los costes asociados al transporte se obtienen los valores de costes mensuales reflejados en la *Tabla 5-7*.

Tabla 5-7: Costes asociados al transporte

Escenario	Coste transportistas	Coste mantenimiento	Coste consumos	Coste total [€/mes]
20 % _v	4.800,00 €	2.246,33 €	239,70 €	7.286,03 €
100 %	12.000,00 €	5.615,73 €	3.414,58 €	21.030,42 €

Los costes mensuales de operación para la tecnología de los *tube trailers* suman un total de **17.147,52 €** para el escenario del 20 %_v y **161.425,49 €** para el escenario del 100 %.

5.3. Solución escogida

Como resumen de los costes de cada tecnología, se ha realizado la *Tabla 5-8* donde se reflejan todos los costes calculados previamente.

La *Tabla 5-9* refleja la comparativa de coste unitario para cada tecnología en €/kg. Para calcularlo, se divide la demanda mensual en masa para ambos escenarios, 2.283 kg/mes y 32.499 kg/mes, por los costes operacionales de ambas tecnologías. Al valor de coste operacional es necesario sumarle la amortización mensual de la inversión inicial, se considerado para ambas tecnologías una amortización lineal a 10 años.

Como se puede ver en el resultado de los costes en €/kg, la opción de electrólisis es claramente la mejor para ambos escenarios.

Tabla 5-8: Resumen de costes de ambas tecnologías

Partidas	Electrólisis		Partidas	Tube trailers	
	20% _v	100%		20% _v	100%
Sistema de electrólisis	154.000,00 €	2.268.000,00 €	<i>Tube trailers</i>	600.000,00 €	1.500.000,00 €
Válvulas	9.000,00 €	9.000,00 €	Válvulas	10.000,00 €	10.000,00 €
Tuberías	7.000,00 €	7.000,00 €	Tuberías	9.000,00 €	9.000,00 €
Reguladores de presión	6.000,00 €	6.000,00 €	Reguladores de presión	14.000,00 €	14.000,00 €
Caudalímetros y manómetros	1.000,00 €	1.000,00 €	Caudalímetros y manómetros	1.500,00 €	1.500,00 €
Conexión al PLC	8.000,00 €	8.000,00 €	Conexión al PLC	8.000,00 €	8.000,00 €
Costes de instalación	25.000,00 €	25.000,00 €	Costes de instalación	25.000,00 €	25.000,00 €
Tanques <i>buffer</i>	90.000,00 €	360.000,00 €			
CAPEX [€]	300.000,00 €	2.684.000,00 €		667.500,00 €	1.567.500,00 €
Coste electricidad	2.671,26 €	39.340,34 €	Coste hidrógeno	9.861,49 €	140.395,07 €
Coste agua	82,18 €	1.169,96 €	Coste transportistas	4.800,00 €	12.000,00 €
			Coste mantenimiento	2.246,33 €	5.615,83 €
			Coste consumo diésel	234,67 €	3.342,95 €
			Coste consumo AdBlue	5,03 €	71,63 €
OPEX [€/mes]	2.753,44 €	40.510,30 €		17.147,52 €	161.425,49 €

Tabla 5-9: Coste de cada tecnología en €/kg

	20% _v		100%	
	Electrólisis	Tube trailers	Electrólisis	Tube trailers
Amortización	2.500,00 €	5.562,50 €	22.366,67 €	13.062,50 €
OPEX	2.753,44 €	17.147,52 €	40.510,30 €	161.425,49 €
Coste [€/mes]	5.253,44 €	22.710,02 €	62.876,96 €	174.487,99 €
Demanda [kg/mes]	2.283		32.499	
Coste unitario [€/kg]	2,30 €	9,95 €	1,93 €	5,37 €

Para entender mejor la comparativa, se han hecho las proyecciones de costes acumulados para los primeros 10 años de operación para ambas tecnologías suponiendo que los costes operacionales son constantes, se reflejan en la *Figura 5-3* y *Figura 5-4*.

De cara a la inversión inicial o CAPEX, la solución de los *tube trailers* es la más rentable, pues, aunque es más cara para el escenario del 20 %_v, es una solución con mejor escala que la solución de los electrolizadores, ya que solo requiere de la compra de camiones adicionales, lo que acaba resultando en una inversión total menor para el escenario del 100 %.

Sin embargo, el coste operacional u OPEX es muy superior en el caso de los *tube trailers* debido al alto coste del hidrógeno verde, haciendo de esta una solución poco viable para la situación actual del mercado.

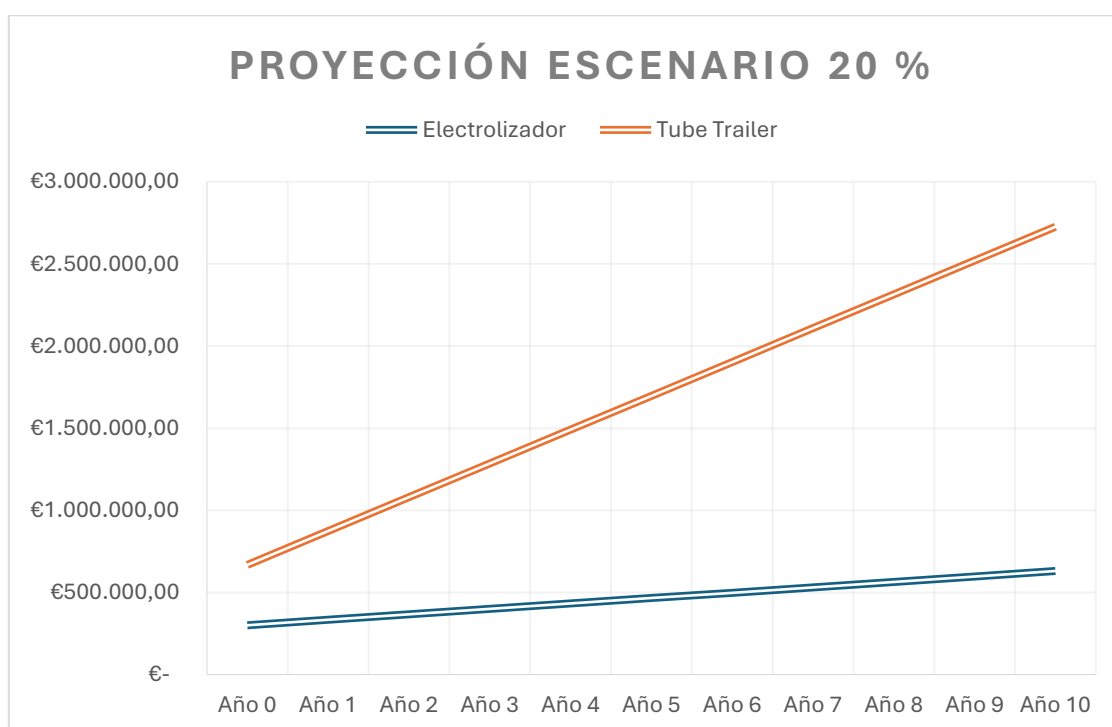


Figura 5-3: Proyección de costes a 10 años para el escenario del 20 %_v

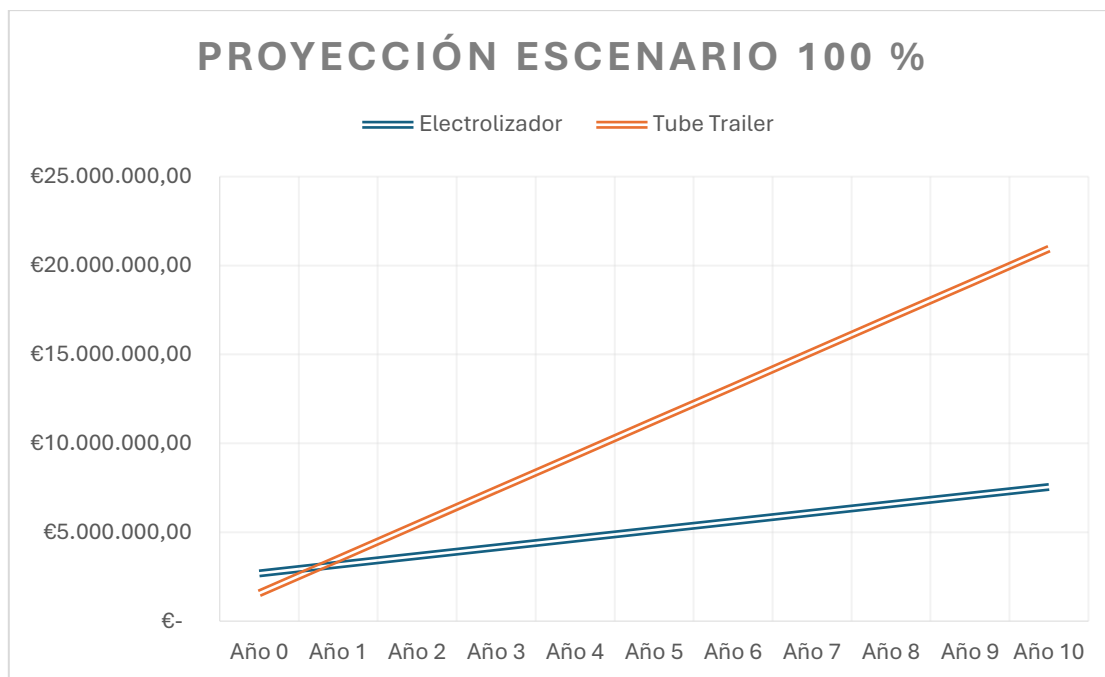


Figura 5-4: Proyección de costes a 10 años para el escenario del 100 %

Para el escenario del 20 %_v, no existe la posibilidad de que se igualen los costes operacionales entre ambas tecnologías, ya que solo con los costes asociados al transporte de los *tube trailers* se supera al coste operacional total de los electrolizadores.

En el escenario del 100 % se podrían igualar los costes operacionales si el precio de mercado del hidrógeno verde se redujese hasta los 0,60 €/kg. Como queda reflejado en la *Figura 5-5*, si se supone un descenso constante del precio de mercado del hidrógeno, este alcanzaría el valor objetivo en el año 6 de este escenario hipotético. Como resultado, la diferencia entre el coste acumulado de ambas tecnologías en el año 6 ya sería de casi tres millones de euros, los cuales solo se reducirían en el improbable caso de que el precio del hidrógeno siguiera descendiendo.

Según los argumentos expuestos previamente, la mejor solución, desde el punto de vista tanto económico como técnico, es la **generación in-situ de hidrógeno verde mediante un sistema de electrolizadores alcalino**.

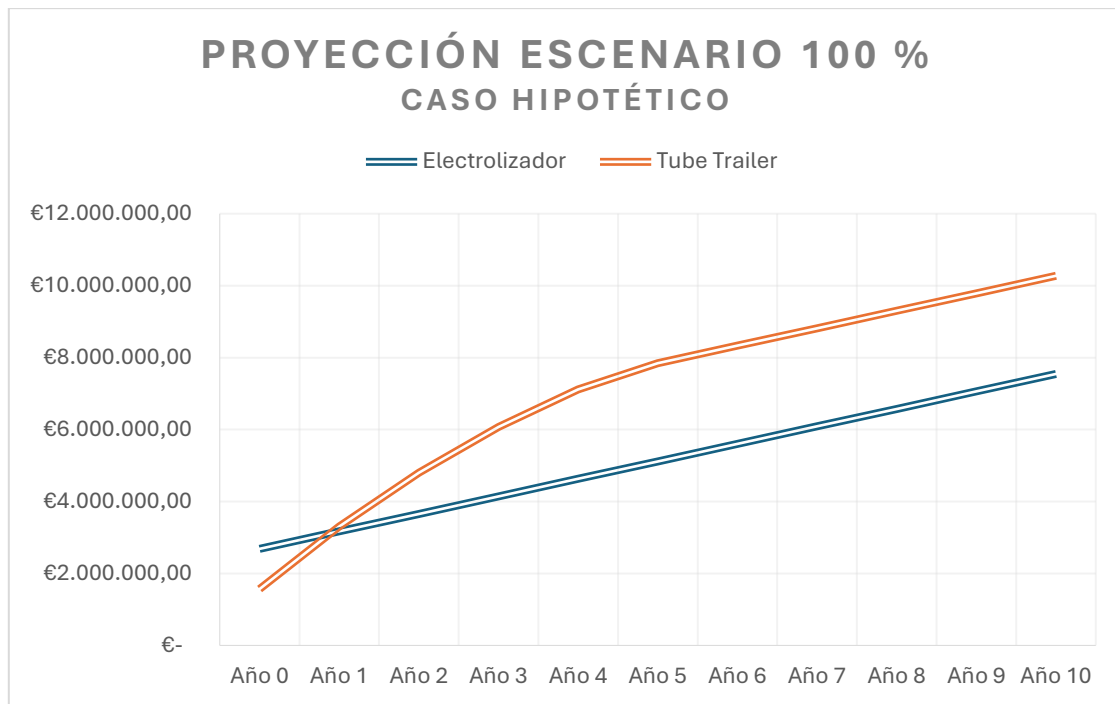


Figura 5-5: Proyección de coste a 10 años para el escenario del 100 % en un caso hipotético donde desciende el precio del H₂ verde

5.4. Ahorro de emisiones

Las empresas emisoras deben disponer de un número de derechos equivalente a sus toneladas de CO₂ emitidas, por lo que, si las emisiones superan a los derechos, será necesaria la compra de derechos adicionales en el mercado. Los precios de derechos se establecen por oferta, pero su emisión está regulada por la Unión Europea, de esta forma se pretende forzar su escasez lo que resulta en un incremento de los precios. Así, se incentiva a las empresas a descarbonizarse para ser rentables.

Tomando de referencia los valores de la *Tabla 2-1*, la demanda anual de gas natural para la operativa normal de la planta es de 1.363.205 m³(n). Por cada m³ quemado de GN se estiman unas emisiones de 1,9 kg CO₂eq [35], por lo que para la demanda anual planteada se emiten 2.590.089,50 kg CO₂eq.

Para el escenario del 100 % de hidrógeno no hay emisiones equivalentes de CO₂, al no emplearse hidrocarburos en la combustión, pero para el escenario del 20 %, hay que calcular las emisiones correspondientes. Si en este escenario se necesitan 123,40 m³(n)/h de combustible, de los cuales 24,68 m³(n)/h son de H₂, los 98,72 m³(n)/h restantes son de GN.

En total se necesitan 1.320.145 m³(n) de GN al año para este escenario, que corresponden a 2.508.276 kg CO₂eq.

Si se consideran 70,97 € [36] como el coste de derecho de emisión se obtienen los siguientes resultados:

- Caso base: $70,97 \times 2.590,09 = \mathbf{183.818,69 \text{ €/año}}$
- Escenario 20 %_v: $70,97 \times 2.508,28 = \mathbf{178.012,37 \text{ €/año}}$

El ahorro se corresponde a **5.806,32 €/año**, en torno al 3 % del valor total. Esto es debido a que, aunque 20 %_v del caudal suministrado sea hidrógeno, la demanda de caudal es mayor al ser un combustible con menor PCI que el GN. El caudal de demanda de combustible es de 123,40 m³(n)/h en el caso del 20 %_v, frente a los 101,94 m³(n)/h del caso base.

En el caso de 100 % hidrógeno, sin embargo, el ahorro corresponde al total de las emisiones equivalentes de CO₂, es decir, de **183.818,69 €/año**.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Read, S. (2022) ¿Cuál es la diferencia entre las emisiones de alcance 1, 2 y 3, y qué hacen las empresas para reducirlas?
- [2] (2024) HAZITEK H₂HEAT Memoria Técnica.
- [3] Air Liquide. Oxidación para el precalentamiento de cucharas de colada. (<https://es.airliquide.com/soluciones/oxidacion/oxidacion-para-el-precalentamiento-de-cucharas-de-colada>)
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Hornos eléctricos de las acerías.
- [5] Google Earth.
- [6] Fafor Ederlan. Aluminum Suspension Components.
- [7] EMP Tech. 6 formas de resolver la porosidad de fundición a presión de aluminio. (<https://es.empcasting.com/6-ways-to-solve-aluminum-die-casting-porosity.html>)
- [8] Soluciones Totales para la Fundición. Degasificado de Aluminio. (<https://www.stfsoluciones.com/degasificado-de-aluminio>)
- [9] De Troya, J., Carral, L., Álvarez, C., Rodríguez, M.J. Estudio comparativo del uso de hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques.
- [10] Apilados. Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques. (<https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>)
- [11] Minsait. (2024) Informe de mercado de la economía del hidrógeno #5, Almacenamiento de Hidrógeno.
- [12] PWENT. Gas cylinder bundle. (<https://pwent.eu/en/gas-cylinder-bundle/>)
- [13] Calvera. (<https://www.calvera.es/es/equipos/hidrogeno/>)
- [14] Iberdrola. (2021) Los primeros cinco tanques de almacenamiento de Hidrógeno Verde llegan a Puertollano.
- [15] Carcar, S. (2024) España sube su órden sobre el hidrógeno verde.
- [16] Pérez, L. (2022) Métodos de almacenamiento del hidrógeno.
- [17] López de Benito, J. (2024) Plug Power completa la carga de su primer camión cisterna con hidrógeno líquido.
- [18] Boom, S. (2020) Comparison of Power-to-X-to-Power technologies for energy storage in 2030.
- [19] Iberdrola. Amoníaco verde: la revolución sostenible en la industria química. (<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/amoniacoverde>)

- [20] LibreTexts. La reacción Haber-Bosch puede ser catalizada en superficie.
- [21] Toraman, H. Combustibles alternativos a partir de fuentes de biomasa.
- [22] Hurskainen, M., Ihonen, J. (2020) Techno-economic feasibility of road transport of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers.
- [23] Pino, A. (2009) Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de Hidrógeno.
- [24] National Institute of standards and Technology. Propiedades termofísicas de sistemas fluidos. (<https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>)
- [25] Houpu Clean Energy Group. (<http://es.hqhp-en.com/liquid-hydrogen-ambient-vaporizer-product/>)
- [26] Maldonado, G. (2023) Cracking de Amoniaco.
- [27] Troncoso, F. (2021) Claves del hidrógeno verde.
- [28] Krishnan, S., Koning, V., de Groot, M.T. (2023) Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks.
- [29] OMIE. (<https://www.omie.es/es>)
- [30] Sánchez, J.I. (2023) Requerimientos de agua para producción de hidrógeno verde.
- [31] Lazard. (2024) Levelized Cost of Energy +.
- [32] Top Truck. (2024) ¿Cuánto gastan los camiones en talleres? Así son los costes de mantenimiento y reparación en el transporte.
- [33] Ecolow (2023) Consumo de camiones: ¡problemas e impacto!
- [34] Santamaría, S. (2024) Cómo calcular el consumo de AdBlue o urea automotriz para tu flota: guía rápida y beneficios.
- [35] EEA Grants. Conversion guidelines – Greenhouse gas emissions.
- [36] SENDECO₂. (<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>)
- [37] Corredor Vasco del Hidrógeno. (<https://www.bh2c.org/es>)
- [38] Naciones Unidas. (<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>)

PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO

Planificación temporal

A finales de septiembre de 2024 se formalizó el tema y tutor del Trabajo Fin de Máster (TFM). El progreso del proyecto se puede desglosar cronológicamente según las entregas de las revisiones y se estima el trabajo en horas que llevó cada avance.

En la *Tabla P-1* se plantea el diagrama de Gantt correspondiente a la planificación del trabajo.

- **Revisión 1** (06/11/2024): Se plantearon portada, índices, resumen/abstract y estructura del trabajo. Se estudió del proyecto H₂EAT y se comenzó con la explicación del mismo en el trabajo, en este periodo se hicieron visitas a la planta de Bergara y a las instalaciones de Edertek, centro tecnológico de Fagor Ederlan, para la familiarización con las instalaciones. Se redactaron de los apartados correspondientes a la investigación sobre estado del arte de las distintas tecnologías planteadas, en concreto, los subapartados 1.1. Otras tecnologías de descarbonización en la fundición, 2.1. Impacto del hidrógeno en el aluminio, 3.1. Comprimido y 3.2. Líquido.
 - Estimación de horas empleadas: 74 h
- **Revisión 2** (24/01/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se buscó información y se redactó el subapartado 3.3. Portadores.
 - Estimación de horas empleadas: 28 h
- **Revisión 3** (14/02/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se consultó con Fagor Ederlan y se introdujo la información pertinente a los subapartados 1.2. Planta de fundición de Bergara y 2.2. Demanda y características del hidrógeno a suministrar, en este último también se realizaron los cálculos de demanda de hidrógeno. Se buscó información y se redactó el apartado 3.4. Producción.
 - Estimación de horas empleadas: 36 h
- **Revisión 4** (15/03/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se redactó y realizaron los cálculos de los subapartados 4.1 Estudio de volumen de almacenamiento por tecnología, 4.2. Generación y 4.3. Conclusiones.
 - Estimación de horas empleadas: 32 h

- **Revisión 5** (19/04/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se redactó el subapartado 3.5. Instalación previa al suministro, y se comenzó a plantear el apartado 5. ESTUDIO ECONÓMICO.
 - Estimación de horas empleadas: 28 h
- **Revisión 6** (17/05/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se realizó el estudio económico reflejado en los apartados 5.1. CAPEX, 5.2. OPEX y 5.3. Solución escogida.
 - Estimación de horas empleadas: 38 h
- **Revisión 7** (23/05/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión.
 - Estimación de horas empleadas: 18 h
- **Revisión 8** (1/06/2025): Se aplicaron correcciones según criterio propio y los comentarios del tutor para la última revisión. Se redactaron los apartados 5.4 Ahorro de emisiones, Planificación temporal y presupuesto, y Responsabilidad social y profesional.
 - Estimación de horas empleadas: 26 h

Tabla P-1: Diagrama de Gantt del TFM

Revisión	Duración	Fechas								
		oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25
Rev. 1	74	■								
Rev. 2	28		■							
Rev. 3	36				■					
Rev. 4	32					■				
Rev. 5	28						■			
Rev. 6	38							■		
Rev. 7	18								■	
Rev. 8	26									■

Como se puede deducir a partir del diagrama de Gantt, hubo un tiempo de menor actividad entre la primera y la segunda revisión, esto se debe a que coincidió con un periodo de gran carga laboral y con las vacaciones de Navidad.

A lo largo de todo el periodo de elaboración del TFM se ha participado en las llamadas mensuales de seguimiento entre las distintas partes involucradas en el proyecto H₂EAT como representante de 360 Gases, empresa responsable del de suministro del hidrógeno verde dentro del consorcio.

Presupuesto

En este apartado se estiman los costes y recursos necesarios para elaborar el TFM.

En cuanto a costes materiales, se puede considerar el ordenador portátil utilizado para realizar el TFM. Se trata de un HP 15s-eq2xxx que se compró por 600 €, si se amortiza a 5 años y se empleado durante 9 meses para elaborar el trabajo, el coste resultante es de **90,00 €**.

También se tiene en cuenta la licencia de Microsoft 365 utilizada, la cual tiene un coste de licencia anual personal de **69,00 €**. De esta herramienta se han usado Microsoft Word para la redacción del proyecto, Microsoft Excel para la realización de cálculos y tablas, Microsoft Teams para participar las llamadas de seguimiento y Microsoft PowerPoint para la elaboración de la presentación para la defensa.

Del viaje a Guipúzcoa en septiembre para visitar las instalaciones de Fagor Ederlan se consideran los siguientes gastos:

- Vuelos de ida y vuelta a Bilbao: 144,80 €
- Parking del Aeropuerto Adolfo Suárez Madrid-Barajas: 20,90 €
- Una noche de hotel en Bilbao: 96,80 €
- Alquiler de coche en País Vasco: 84,30 €
- Comidas: 60,00 €

En total, los gastos del viaje suman **406,80 €**.

Los costes relativos a las horas de trabajo se estiman de las horas de la planificación temporal. Si se consideran 10 €/h como sueldo de ingeniero junior, el coste total para 280 h de trabajo es de **2.800,00 €**. Hay que tener en cuenta también las horas dedicadas por el tutor, si se estiman 3 h por cada revisión, 24 h en total, y otras 10 h de gestión a un coste de 30 €/h, el resultado es de **1.020,00 €**.

Si se suman todos los costes calculados, se obtiene un presupuesto total de trabajo de **4.385,80 €**, desglosado en la *Tabla P-2*.

Tabla P-2: Presupuesto de elaboración del TFM

	Coste [€]
Ordenador portátil	90,00 €
Licencia Microsoft 365	69,00 €
Viaje a Guipúzcoa	406,80 €
Cómputo de horas del alumno	2.800,00 €
Cómputo de horas del tutor	1.020,00 €
Total	4.385,80 €

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y PROFESIONAL

Los impactos considerados están relacionados con la sustitución de los combustibles fósiles tradicionales por hidrógeno, concretamente en el sector de la metalurgia.

Impacto social

La sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno verde tiene un impacto positivo en la salud de la población, ya que implica la eliminación de las emisiones de partículas nocivas para la salud humana que contaminan el aire y que, según la Organización de las Naciones Unidas, son la causa de más de 8 millones de muertes al año a nivel mundial.

A nivel local, se fomentaría la creación de empleo, tanto en las plantas consumidoras como en las generadoras, ya que habría que acarrear nuevas instalaciones. Esta creación de empleo sería directa en forma de trabajadores de planta, o indirecta para realizar los trabajos de obra civil e instalación necesarios.

Impacto económico

El mercado del hidrógeno se trata de un mercado nuevo en el cual se está realizando una gran inversión a nivel europeo, siendo España el país líder en Europa en lo que a proyectos de hidrógeno verde se refiere.

A raíz de esto, existen muchas vías de financiación y ayudas, tanto privadas como públicas, para fomentar este tipo de proyectos. En el caso concreto del proyecto H₂EAT, se le ha otorgado una ayuda por parte de la Agencia Vasca de Desarrollo Empresarial, SPRI.

Fagor Ederlan, junto con Nortegas, forman parte del Corredor Vasco del Hidrógeno (BH₂C). Este es una iniciativa impulsada por Repsol y Petronor para crear un ecosistema del hidrógeno en País Vasco con el objetivo de llegar a las cero emisiones netas en 2050 [37].

Como se ha desarrollado con mayor detalle en el apartado 5.4., otro factor económico influyente son los derechos de emisión de CO₂, por lo que a medida que se vaya aumentando la cantidad de hidrógeno en la mezcla mayor será el ahorro en derechos de emisión

Impacto ambiental

Como se mencionó en el apartado de impacto social, la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno verde reduciría las emisiones de partículas contaminantes del aire, lo que sería beneficioso para el medio ambiente.

Otras partículas que se dejarían de emitir son las de efecto invernadero, como CO₂ o CH₄, las cuales contribuyen al cambio climático.

Desarrollo sostenible

En relación a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y la Agenda 2030, este proyecto contribuirá a los siguientes objetivos según las metas que lo justifiquen [38]:

ODS 3 – Salud y bienestar

3.9 Para 2030, reducir sustancialmente el número de muertes y enfermedades producidas por productos químicos peligrosos y la contaminación del aire, el agua y el suelo



ODS 7 – Energías asequible y no contaminante

7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas



ODS 8 – Trabajo decente y crecimiento económico

8.4 Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados



ODS 9 – Industria, Innovación e infraestructura

9.4 De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas



ODS 12 – Producción y consumo responsables



2.2 De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales

12.4 De aquí a 2020, lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida, de conformidad con los marcos internacionales convenidos, y reducir significativamente su liberación a la atmósfera, el agua y el suelo a fin de minimizar sus efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente



POLITÉCNICA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid
Tel.: 91 336 3060
info.industriales@upm.es

www.industriales.upm.es