



Análisis Energético y Económico de una Estación de Servicio de Hidrógeno

PROYECTO

presentado para optar

al Título de Máster en Ingeniería Industrial por

Guillermo Gabriel Griñán Ciria

bajo la supervisión de

Tomás Gómez-Acebo Temes

Donostia-San Sebastián, mayo 2022



tecnun
Universidad
de Navarra



tecnun Universidad de Navarra

Proyecto Fin de Máster

INGENIERIA INDUSTRIAL

**ANÁLISIS ENERGÉTICO Y ECONÓMICO DE UNA
ESTACIÓN DE SERVICIO DE HIDRÓGENO**

Guillermo Gabriel Griñán Ciria
San Sebastián, junio de 2022

Pº Manuel Lardizabal, 13. 20018 Donostia-San Sebastián, Gipuzkoa

Tel. 943 219 877 · Fax 943 311 442 · www.tecnun.es

AGRADECIMIENTOS

Primero de todo, quiero aprovechar para agradecer a todas las personas que me han ayudado y apoyado a lo largo de mi etapa universitaria.

En primer lugar, quería agradecer a mi familia por recomendarme y darme la posibilidad de poder haber estudiado en la Universidad de Navarra. Además, quiero agradecerles el esfuerzo y apoyo recibido estos años que tanto me ha ayudado para superar las dificultades de mi etapa universitaria. También a mis amigos que durante esta nos hemos preocupado y apoyado en todo momento.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi asesor, Xabier Insausti, por su dedicación, preocupación y disponibilidad que he recibido durante toda mi etapa desde el primer día. Ha sido un gran apoyo ya que siempre ha estado disponible para escucharme y ayudarme con cualquier dificultad.

Por otro lado, quiero agradecer a mi director de proyecto, Tomás Gómez-Acebo, así como a la Fundación Repsol, por el tiempo, el esfuerzo y la amabilidad dedicada durante todo el desarrollo del proyecto.

Por último, quiero agradecer a la Universidad de Navarra por la atención, la amabilidad y la formación multidisciplinar recibida durante todos estos años.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	RESUMEN	11
2.	ABSTRACT	13
3.	INTRODUCCIÓN	15
4.	OBJETIVOS	17
5.	PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL HIDRÓGENO	19
6.	ESTADO DEL ARTE DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO	21
7.	DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO.....	27
7.1	Suministro del hidrógeno	27
7.2	Dispensación de hidrógeno	28
7.3	Proceso de abastecimiento de hidrógeno	29
7.3.1	Compresión directa	29
7.3.2	Compresión directa con acumulador	31
7.3.3	Compresión en cascada	32
7.4	Medidas de seguridad.....	36
7.4.1	Sistemas de ventilación	36
7.4.2	Protección contra incendios y peligro de explosión.....	37
7.4.3	Principios y operaciones de emergencia	37
7.5	Elementos de una estación de servicio	37
7.5.1	Compresores de hidrógeno	37
7.5.2	Almacenamiento de hidrógeno	46
7.5.3	Sistema de refrigeración.....	53
8.	MODELO TERMODINÁMICO DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO	55
8.1	Modelo propuesto	55
8.1.1	Modelo de compresión	56
8.1.2	Modelo de refrigeración.....	56
8.1.3	Modelo de llenado de un depósito	56
8.2	Modelo HRSAM y HDRSAM	58
9.	ANÁLISIS ENERGÉTICO DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO	61
9.1	Escenario G_T_350	61
9.2	Escenario G_T_700	63

9.3	Escenario G_20_350	64
9.4	Escenario G_20_700	66
9.5	Escenario L_P-V_350.....	67
9.6	Escenario L_P-V_700.....	69
9.7	Análisis de los resultados	71
10.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA ESTACIÓN SERVICIO	73
10.1	Coste del desarrollo de infraestructura de hidrógeno	73
10.2	Coste de los componentes de una HRS	74
10.2.1	Coste del compresor.....	74
10.2.2	Coste del tanque de almacenamiento	75
10.2.3	Coste del dispensador	76
10.2.4	Coste del sistema de refrigeración	78
10.3	Coste de la producción de hidrógeno	79
11.	CONCLUSIÓN	83
12.	PRESUPUESTO	85
13.	REFERENCIAS	87
14.	ANEXOS	94
14.1	Código modelo propuesto en EES.....	94
14.1.1	Escenario G_T_350 y G_T_700	94
14.1.2	Escenario G_20_350 y G_20_700.....	95
14.1.3	Escenario L_P-V_350 y L_P-V_700	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución temporal del número de hidrogeneras públicas y privadas por regiones [11].	22
Figura 2: Evolución temporal del número de hidrogeneras por países de Europa [11].	23
Figura 3: Previsión de la evolución de las hidrogeneras en España [12].	24
Figura 4: Ciclo de vida del hidrógeno.	27
Figura 5: Modelo de producción centralizado.	28
Figura 6: Modelo de producción descentralizada.	28
Figura 7: Esquema del sistema de compresión directa [17].	30
Figura 8: Esquema del sistema de compresión directa con buffer [17].	31
Figura 9: Esquema del sistema de compresión en cascada [17].	33
Figura 10: Presión en función del tiempo de repostaje [18].	35
Figura 11: Llenado en forma de cascada [19].	36
Figura 12: Compresor de diafragma [20].	39
Figura 13: Compresor de pistón de Andreas Hofer [20].	40
Figura 14: Compresor iónico de Linde 90 MPa – IC90.	41
Figura 15: Compresor criogénico de Linde.	42
Figura 16: Proceso de compresión en un diagrama T-s.	43
Figura 17: Compresión por adsorción [25].	44
Figura 18: Compresor de hidruro metálico [26].	45
Figura 19: Compresor electroquímico [27].	46
Figura 20: Densidad del hidrógeno en función de la presión.	47
Figura 21: Energía mínima necesaria para comprimir hidrógeno en función de la presión.	48
Figura 22: Tanque tipo I [20].	49
Figura 23: Tanque tipo II [20].	49
Figura 24: Tanque tipo III [20].	50
Figura 25: Tanque tipo IV [20].	50
Figura 26: Tanque de hidrógeno líquido [20].	51
Figura 27: Pérdidas por evaporación [20].	52
Figura 28: Intercambiador de calor de microcanales (MCHE) unidos por difusión [31].	54
Figura 29: Esquema del depósito de un vehículo.	57
Figura 30: Diagrama T-s del proceso G_T_350.	62
Figura 31: Diagrama T-s del proceso G_T_700.	63
Figura 32: Diagrama T-s del proceso G_20_350.	65
Figura 33: Diagrama T-s del proceso G_20_700.	66
Figura 34: Diagrama T-s del proceso L_P-V_350.	68
Figura 35: Diagrama T-s del proceso L_P-V_700.	70
Figura 36: Consumo energético de los diferentes escenarios.	72

Figura 37: Evolución del coste medio de las HRS en función de diferentes previsiones [37].	74
Figura 38: Coste de fabricación del compresor en función del volumen de producción anual [38].	75
Figura 39: Coste de fabricación del tanque de acero 34CrMo4 [38].	76
Figura 40: Desglose de costes para un dispensador de manguera doble de 35 MPa y 70 MPa [38].	77
Figura 41: Coste de fabricación del dispensador de manguera doble de 35MPa y 70 MPa [38].	78
Figura 42: Curvas de coste del sistema de refrigeración [38].	79
Figura 43: Desglose del coste nivelado en función de los componentes de una HRS [39].	80
Figura 44: Impacto del volumen de producción en el coste nivelado de un HRS [39].	81
Figura 45: Evolución de las ventas de nuevos vehículos por tecnología [40].	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno [4].....	19
Tabla 2: Densidades volumétricas y gravimétricas de energía de combustibles comunes [4].	20
Tabla 3: Previsión de la evolución de las hidrogeneras en España [12].....	23
Tabla 4: Valores de las propiedades en cada etapa.	42
Tabla 5: Escenarios analizados.	61
Tabla 6: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_T_350.	62
Tabla 7: Energía consumida en el proceso G_T_350.....	63
Tabla 8: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_T_700.	64
Tabla 9: Energía consumida en el proceso G_T_700.....	64
Tabla 10: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_20_350.	65
Tabla 11: Energía consumida en el proceso G_20_350.	66
Tabla 12: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_20_700.	67
Tabla 13: Energía consumida en el proceso G_20_700.	67
Tabla 14: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para L_P-V_350.	68
Tabla 15: Relación de masa en la dispensación.	69
Tabla 16: Energía consumida en el proceso L_P-V_350.....	69
Tabla 17: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para L_P-V_700.	70
Tabla 18: Relación de masa en la dispensación para L_P-V_700.....	71
Tabla 19: Energía consumida en el proceso L_P-V_700.....	71
Tabla 20: Coste de capital de HRS por tipo y capacidad [31].....	73
Tabla 21: Presupuesto de inmovilizado.....	85
Tabla 22: Presupuesto de equipamiento.	85
Tabla 23: Presupuesto de software.....	85
Tabla 24: Presupuesto de mano de obra.	86
Tabla 25: Resumen del presupuesto.	86

ACRÓNIMOS

ANL	Argonne National Laboratory	Laboratorio Nacional Argonne
APRR	Average Pressure Ramp Ratio	Grado de Pendiente de Presión Promedio
CGH₂	Compressed Gaseous Hydrogen	Hidrógeno Gaseoso Comprimido
CL	Catalyst Layers	Capas de Catalizador
CNG	Compressed Natural Gas	Gas Natural Comprimido
EHC	Electrochemical Hydrogen Compressor	Compresor Electroquímico de Hidrógeno
EIA	Energy Information Administration	Administración de Información Energética
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle	Vehículo Eléctrico de Pila de Combustible
GDL	Gas Diffusion Layers	Capas de Difusión de Gas
GH₂	Gaseous Hydrogen	Hidrógeno Gaseoso
GHG	Greenhouse Gases	Gases de Efecto Invernadero
H₂A	Hydrogen Analysis	Análisis de Hidrógeno
HDFCEV	Heavy-Duty Fuel Cell Electric Vehicle	Vehículo Eléctrico Pesado de Pila de Combustible
HDRSAM	Heavy-Duty Refueling Station Analysis Model	Modelo de Análisis de Estación de Servicio Pesado
HDSAM	Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model	Modelo de Análisis de Escenarios de Entrega de Hidrógeno
HRS	Hydrogen Refueling Station	Estación de Servicio de Hidrógeno
HRSAM	Hydrogen Refueling Station Analysis Model	Modelo de Análisis de Estación de Servicio de Hidrógeno
LH₂	Liquid Hydrogen	Hidrógeno Líquido

LNG	Liquefied Natural Gas	Gas Natural Licuado
LPG	Liquid Petroleum Gas	Gas Licuado de Petróleo
MAWP	Maximum Allowable Working Pressure	Presión de Funcionamiento
MCHE	Microchannel Heat Exchangers	Intercambiadores de Calor de Microcanales
MHC	Metal Hydride Compressor	Compresor de Hidruro Metálico
NFPA	National Fire Protection Association	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego
PEM	Proton Exchange Membrane	Membrana de Intercambio de Protones
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	Celda de Combustible de Membrana de intercambio de Protones

1. RESUMEN

El proyecto se desarrolla en Tecnun, Escuela de Ingeniería de la Universidad de Navarra, dentro de la Cátedra de Transición Energética en colaboración con la Fundación Repsol. La Cátedra se centra en el hidrógeno como nuevo combustible para la movilidad sostenible como alternativa al uso de combustibles fósiles.

El objetivo principal del proyecto es analizar el consumo energético y económico del proceso de abastecimiento de combustible del depósito de un vehículo en una estación de servicio de hidrógeno. Para ello, en primer lugar, se han estudiado las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno. Seguidamente, se presenta hasta la actualidad el desarrollo de las estaciones de servicio de hidrógeno en España, Europa y en el resto del mundo.

A continuación, se ha analizado el funcionamiento de las diferentes configuraciones actuales de hidrogeneras (compresión directa, compresión con acumulador y compresión en cascada), distinguiendo según el tipo de suministro (gasoductos, hidrógeno comprimido o hidrógeno criogénico) y la presión de dispensación (35 o 70 MPa). Posteriormente, se exponen las principales medidas de seguridad en las HRS. Para finalizar con la explicación de las HRS, se detallan los principales elementos de una hidrogenera (compresores, sistemas de almacenamiento y sistemas de refrigeración).

Posteriormente, se ha realizado un modelo termodinámico en EES que obtiene el consumo energético de una estación de servicio de hidrógeno basado en el modelo HRSAM y HDRSAM realizados por ANL. Acto seguido, se plantean los escenarios más habituales en las HRS con unas condiciones de partida determinadas. Por último, se evalúan y comparan los resultados obtenidos por el modelo propuesto y el modelo HDRSAM.

Finalmente, se realiza una estimación de costes de una HRS a grandes rasgos dependiendo del tipo de hidrogenera y su capacidad. Asimismo, se estima el coste de los principales elementos (compresor, tanque de almacenamiento, dispensador y sistema de refrigeración) en función del volumen de producción. Por último, se realiza una estimación del precio final del hidrógeno, teniendo en cuenta todos los costes de una HRS, en función de las economías de escala logradas con una mayor capacidad/utilización.

2. ABSTRACT

The project is developed at Tecnun, School of Engineering of the University of Navarra, within the Chair of Energy Transition in collaboration with Fundación Repsol. The Chair focuses on hydrogen as a new fuel for sustainable mobility as an alternative to the use of fossil fuels.

The main objective of the project is to analyze the energy consumption of the fuel supply process of a vehicle tank at a hydrogen service station. To do this, firstly, the physicochemical properties of hydrogen have been studied. Next, the development of hydrogen service stations in Spain, Europe and the rest of the world is presented to date.

Then, the operation of the different current configurations of hydrogen generators (direct compression, compression with accumulator and cascade compression) has been analyzed, distinguishing according to the type of supply (gas pipelines, compressed hydrogen or cryogenic hydrogen) and the dispensing pressure (35 or 70 MPa). Subsequently, the main security measures in the HRS are exposed. To finish with the explanation of the HRS, the main elements of a HRS (compressors, storage systems and refrigeration systems) are detailed.

Subsequently, a thermodynamic model has been made in EES that obtains the energy consumption of a hydrogen service station based on the HRSAM and HDRSAM model carried out by ANL. Then, the most common scenarios in the HRS with certain starting conditions are considered. Finally, the results obtained by the proposed model and the HDRSAM model are evaluated.

Finally, an estimation of the costs of an HRS is carried out in broad strokes depending on the type of hydro generator and its capacity. Likewise, the cost of the main elements (compressor, storage tank, dispenser and refrigeration system) is estimated based on the production volume. Finally, an estimate of the final price of hydrogen is made, considering all the costs of an HRS, based on the economies of scale achieved with greater capacity/use.

3. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la electricidad es el portador de energía más eficiente y sostenible por su rendimiento en la conversión, sus emisiones en origen y uso si es renovable. La descarbonización de la economía en su conjunto no solo se limita a la electricidad, sino a un conjunto de tecnologías que tienen el potencial de ser vectores energéticos sostenibles, permitiendo, a través de su uso, descarbonizar todos los procesos económicos que consumen energía [1].

El almacenamiento de electricidad en baterías plantea limitaciones de peso/capacidad, por lo que es necesario desarrollar alternativas interesantes para abordar estas limitaciones. Este es el caso del hidrógeno, su potencial uso en el transporte terrestre, aéreo y marítimo, donde se requiere un combustible con una alta densidad energética, que permita transportar más energía a nivel mundial por unidad de volumen. Como resultado, puede aumentar la autonomía y cubrir largas distancias, así como satisfacer las necesidades de la industria que la electricidad no puede abordar.

El hidrógeno es un vector energético porque se debe proporcionar energía para obtenerlo. Como vector energético y no como fuente de energía primaria, requiere de una transformación que conlleva un factor de conversión bajo entre energía primaria utilizada y energía útil, es decir un proceso poco eficiente, aunque su capacidad exergética sea muy alta. Como se trata de un recurso limitado se debe considerar su uso, la escala y la progresión de su capacidad de suministro para planificar su impulso y desarrollo [1].

Además, el H₂ es uno de los vectores imprescindibles para la descarbonización de la economía en el medio y largo plazo, tal y como reflejan las estrategias y los análisis de diferentes actores e instituciones regionales, nacionales y supranacionales [2].

La principal ventaja del hidrógeno, como la electricidad, es que su uso como combustible no genera emisiones de gases de efecto invernadero adicionales (p. ej., en celdas de combustibles o en procesos de producción industriales), por lo que puede contribuir decisivamente a descarbonizar sectores como la industria o el transporte, siempre que en su producción no se liberen emisiones de GHG.

Además, los múltiples usos potenciales del hidrógeno (como combustible en transporte o en el sector residencial, como insumo en procesos de producción, como fuente de almacenamiento de energía) podrían convertir al hidrógeno en un combustible clave para la integración de los distintos sectores energéticos en las próximas décadas.

Las características del H₂ como vector energético y el desarrollo potencial de la oferta y la demanda de hidrógeno, por sus potenciales usos y con la perspectiva de mejoras tecnológicas y reducción de costes en su producción, inducen a pensar que podría desarrollarse un mercado global de hidrógeno en el futuro, similar al del gas natural licuado [2].

El ritmo de desarrollo de los mercados de hidrógeno nacionales, regionales y global es uno de los factores que tendrá impacto sobre el valor añadido que puede generar la consolidación de una cadena de valor del hidrógeno puntera y competitiva.

4. OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto es analizar el consumo energético del proceso de abastecimiento de combustible del depósito de un vehículo en una estación de servicio de hidrógeno. Para ello, se ha definido una serie de objetivos con el fin de cumplir el propósito principal. Evidentemente estos han de estar interrelacionados, para que la coordinación y rendimiento del proyecto sean óptimos.

La consecución final del objetivo principal del proyecto se llevará a cabo a través de los siguientes objetivos particulares:

1. Análisis de las propiedades físico-químicas del hidrógeno.
2. Estudio de la situación actual de las hidrogeneras.
3. Descripción del funcionamiento de una HRS.
4. Explicación de los principales elementos de una HRS.
5. Explicación del modelo termodinámico propuesto, HDRSAM y HRSAM.
6. Análisis energético de las diferentes configuraciones de HRS.
7. Evaluación y comparación de los resultados.
8. Análisis económico de las HRS y sus elementos.

5. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno es la sustancia más simple y abundante del planeta. Es un elemento inodoro, incoloro e insípido. A diferencia de los combustibles convencionales a base derivados del gas natural y del petróleo, tiene una estructura molecular muy pequeña y ligera. Además, el hidrógeno no se encuentra como una sustancia independiente de forma natural, sino que normalmente se encuentra unido al oxígeno o al carbono.

El contenido de energía por masa del hidrógeno es de 141,8 MJ/kg, hasta tres veces más que los combustibles líquidos basados en hidrocarburos. Por otro lado, el hidrógeno tiene una densidad muy baja en estado gaseoso, lo que obliga a ser comprimido a alta presión o licuarlo, procesos de muy alto consumo energético [3]. En la Tabla 1, se muestran las principales propiedades del hidrógeno.

Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno [4].

Propiedad	Valor
Nombre, símbolo, número	Hidrógeno, H, 1
Categoría	No metal
Peso atómico	1,008
Electrones, protones, neutrones	1, 1, 0
Color, olor	Incoloro, inodoro
Toxicidad	Ninguno, asfixiante simple
Fase	Gas
Densidad	Gas: 0,089 g/l, líquido: 0,07 g/cm ³
Energía de ionización	13,5989 eV
Ratio de expansión de líquido a gas	1:848 (condiciones atmosféricas)
Punto de fusión y ebullición	-259,14 °C, -252,87 °C
Poder calorífico inferior (PCI)	118,8 MJ/kg
Poder calorífico superior (PCS)	141,8 MJ/kg
Temperatura de llama adiabática	2107 °C
Rango de inflamabilidad en el aire	4-75%
Velocidad de llama laminar	3,06 m/s
Punto de inflamabilidad	-253 °C
Temperatura de autoignición	585 °C
Número de octano de investigación (RON)	>130

Comparándolo con respecto a la energía por unidad de masa y volumen, como se puede apreciar en la Tabla 2, tiene el valor más alto por kilogramo de combustible, pero valores muy bajos por volumen en comparación con los hidrocarburos. Como se observa en la Tabla 1, en estado gaseoso, se encuentra alrededor de 0,089 g/l y en el caso de estado líquido, de 0,07 g/cm³. La única manera de mejorar sus prestaciones es someter al depósito a altos valores de presión para un volumen determinado.

Análisis Energético y Económico de una Estación de Servicio de Hidrógeno

Tabla 2: Densidades volumétricas y gravimétricas de energía de combustibles comunes [4].

Material	Energía por kilogramo (MJ/kg)	Energía por litro (MJ/l)
Hidrógeno (líquido)	143	10,1
Hidrógeno (comprimido, 70 MPa)	143	5,6
Hidrógeno (presión ambiental)	143	0,0107
Metano (presión ambiental)	55,6	0,0378
Gas natural (líquido)	53,6	22,2
Gas natural (comprimido, 25 MPa)	53,6	9
Gas natural	53,6	0,0364
Propano GLP	49,6	25,3
Butano GLP	49,1	27,7
Gasolina	46,4	34,2
Aceite de biodiésel	42,2	33
Diesel	45,4	34,6

6. ESTADO DEL ARTE DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO

El cambio climático y la degradación ambiental son una amenaza existencial para Europa y el resto del mundo. Para hacer frente a estos desafíos, el Pacto Verde Europeo transformará la UE en una economía moderna, libre de carbono, eficiente en el uso de los recursos y competitiva para 2050.

Con este fin, se han adoptado una serie de propuestas para ajustar las políticas de la UE en materia de clima, energía, transporte y fiscalidad con el objetivo de reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030 [5].

Las emisiones del transporte representan actualmente alrededor del 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de la UE, y estas emisiones han aumentado en los últimos años. El objetivo de convertirse en el primer continente climáticamente neutro para 2050 requiere un cambio ambicioso en el sector del transporte. Se necesita un camino claro para lograr una reducción del 90% en las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el transporte para 2050 [6].

La industria del automóvil continúa esforzándose por lograr una movilidad sostenible y sin emisiones. El cambio de paradigma se ha convertido ahora en una realidad, y el Pacto Verde adoptado por la Comisión Europea está acelerando el proceso. El acuerdo estipula que para 2035 todos los vehículos nuevos registrados serán vehículos de cero emisiones. En general, la decisión de los eurodiputados es eliminar gradualmente los vehículos de gasolina, diésel y gas, aunque sean híbridos, y reemplazarlos por versiones eléctricas más ecológicas [7].

Los vehículos impulsados mediante pila de combustible de hidrógeno se presentan como una gran alternativa hacia la movilidad sostenible [8]. Son vehículos con cero emisiones, tiempos de repostaje similares a combustibles tradicionales, con mayor nivel de autonomía y menor dependencia de la batería. La principal dificultad del desarrollo de los vehículos de hidrógeno es la necesidad de una red de estaciones de servicio (hidrogeneras) suficiente para que la movilidad sostenible sea una realidad. Para ello, uno de los objetivos que tiene la Comisión es garantizar que los ciudadanos dispongan de la infraestructura necesaria para repostar los vehículos, tanto para trayectos cortos como para trayectos largos [9].

A finales de 2021 se contabilizaron en el mundo 685 estaciones de servicio de hidrógeno operativas para vehículos. En la Figura 1, se puede observar la evolución histórica del número total de estaciones de repostaje de hidrógeno públicas y privadas, donde Asia ha tomado la delantera en estos últimos años, seguida de Europa y Estados Unidos. Actualmente, hay proyectos elaborados para 252 ubicaciones de estaciones de servicio de hidrógeno de nueva construcción [10].

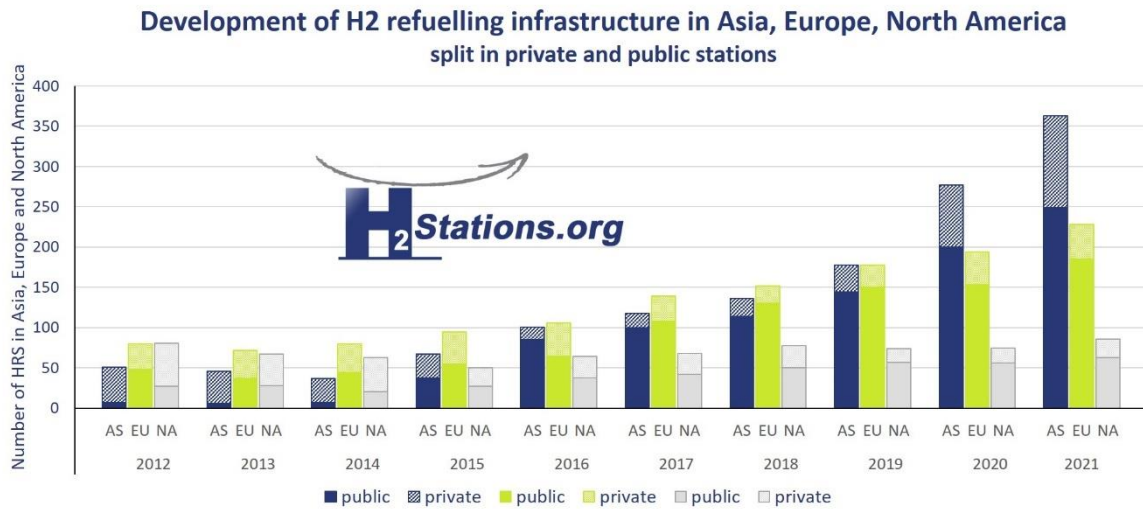


Figura 1: Evolución temporal del número de hidrogeneras públicas y privadas por regiones [11].

Hay 363 estaciones de hidrógeno en Asia, 159 en Japón y 95 en Corea del Sur. A diferencia de la mayoría de los demás países, las 105 estaciones de hidrógeno de China en la base de datos LBST se utilizan casi exclusivamente para repostar autobuses o camiones. Corea del Sur tiene la mayor cantidad de hidrogeneras puestas en marcha en 2021 con 36 nuevas estaciones de servicio y está ampliando cada vez más su infraestructura para todo tipo de vehículos eléctricos de celda de combustible [8].

En Estados Unidos hay 86 estaciones de hidrógeno de las cuales 60 están en California. En 2021, el innovador estado americano puso en funcionamiento 11 nuevas estaciones de servicio de hidrógeno [8].

Europa cuenta con 228 hidrogeneras, de las cuales 101 están en Alemania. Francia sigue ocupando el segundo lugar en Europa con 41 estaciones operativas, seguida del Reino Unido con 19, Suiza con 12 y los Países Bajos con 11 estaciones [8]. En la Figura 2, se puede observar el número de estaciones de servicio por países en los últimos años.

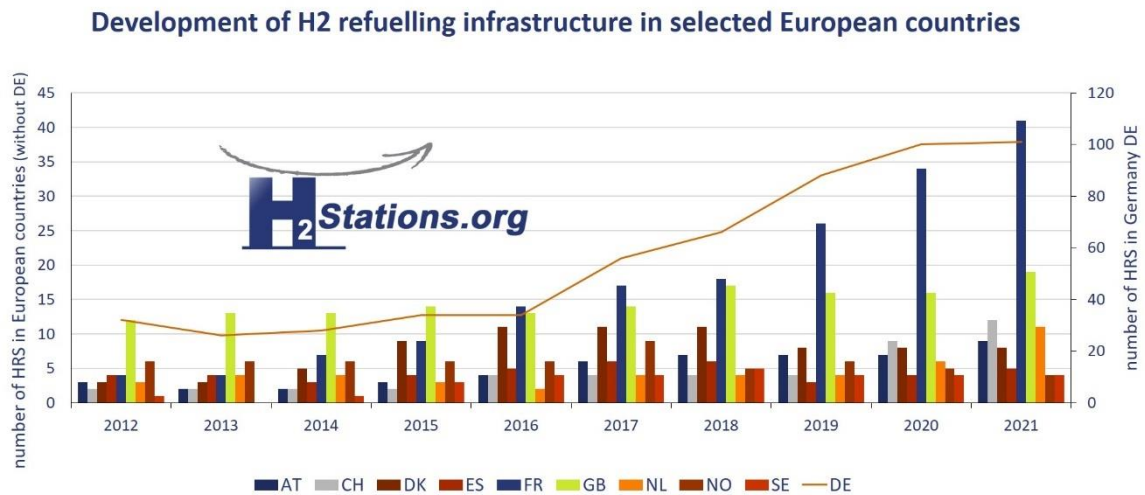


Figura 2: Evolución temporal del número de hidrogeneras por países de Europa [11].

A nivel mundial existen planes específicos para construir al menos 252 estaciones de repostaje de hidrógeno más, algunas de ellas en España [8]. Actualmente, esta cuenta con 4 estaciones de servicio privadas de relevancia operativas en Madrid, Albacete, Huesca y Ciudad Real. Sin embargo, según Gasnam, hay un proyecto de desarrollo de esta tecnología, como se muestra en la Tabla 3, que se ha comenzado la construcción de 4 estaciones de repostaje de hidrógeno privadas en 2021 [12].

Además, este 2022 se iniciará la obra de 5 hidrogeneras públicas con la idea de crear una red de puntos de repostaje de hidrógeno cada año. La evolución anual proyectada al 2024 se puede observar en la Figura 3. Teniendo en cuenta la previsión hasta 2024 se crearán puntos concretos en la red de estaciones de repostaje de hidrógeno siendo el País Vasco y Madrid los principales, seguidos de Barcelona, Zaragoza y la costa del levante, al igual que en Alemania.

Tabla 3: Previsión de la evolución de las hidrogeneras en España [12].

	a) 2021	b) 2022	c) 2023	d) 2024
Acceso privado	5	10	12	14
Acceso público	-	1	8	18
Acceso privado - obras	4	5	2	-
Acceso público - obras	-	7	10	7

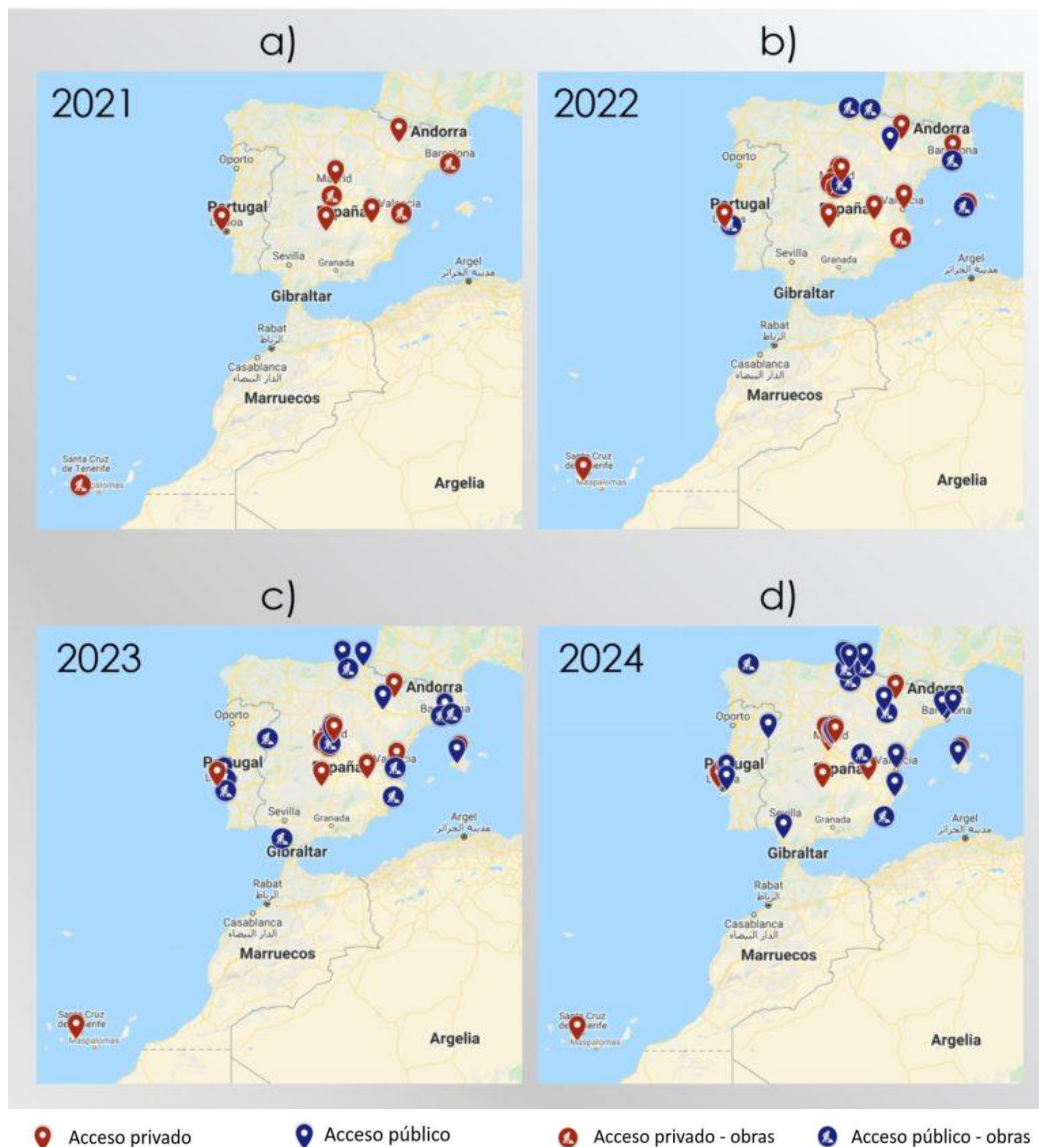


Figura 3: Previsión de la evolución de las hidrogeneras en España [12].

En Madrid se encuentra la primera hidrogenera con un suministro a 70 MPa en España. El uso de la estación está limitada a las empresas que se han involucrado en el proyecto. En esta se repostará una flota de 12 unidades del Toyota Mirai con una capacidad de suministro de hasta 10 kg/día [13]. En Albacete se sitúa la hidrogenera Don Quixote H2 Station, ubicada en el parque empresarial Ajusa. Se trata de la primera estación de hidrógeno que abastece a un autobús de hidrógeno en España. Esta cuenta con un suministro a 35 MPa y un almacenamiento de 90 kg de hidrógeno [14].

La hidrogenera de Puertollano, Ciudad Real, puede suministrar a una presión de repostaje de hasta 100 MPa con una capacidad de suministro de 260 kg de hidrógeno al día que alcanza para más de 100 vehículos ligeros durante las 24 horas. El modelo elaborado por la multinacional española, Hiperbaric, incluye el sistema de refrigeración, capaz de comprimir

hidrógeno y rellenar tanques de 50 a 100 MPa. Este desarrollo tecnológico industrial proporciona a Hiperbaric la capacidad de hacer frente a la alta demanda de suministro de similares especificaciones para su instalación en España y otros países con una extensa red de estaciones de hidrógeno que permitan la circulación de vehículos de hidrógeno [14].

La estación de Huesca, inaugurada en junio de 2010, cuenta con un compresor de dos etapas capaz de dispensar hidrógeno a 20 o 35 MPa con un llenado del vehículo rápido con la tecnología en cascada de 3 etapas [15].

7. DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO

Las estaciones de servicio de hidrógeno, comúnmente denominadas hidrogeneras, suponen la etapa intermedia entre la distribución de hidrógeno y el vehículo de pila de combustible. En la Figura 4, se observa un esquema del ciclo de vida del hidrógeno como combustible para el transporte.

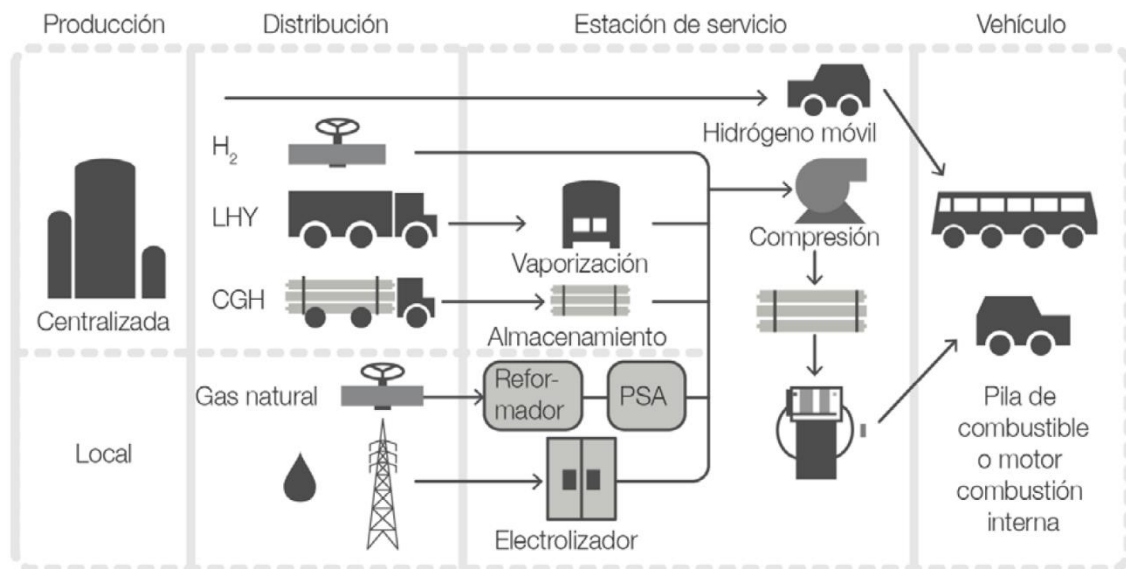


Figura 4: Ciclo de vida del hidrógeno.

En este apartado se va a analizar el funcionamiento de una hidrogenera. Esa se puede dividir en tres etapas principalmente, suministro, proceso y dispensación. Además, se citarán los aspectos de seguridad generales y por último se desarrollarán los principales componentes de una HRS.

7.1 Suministro del hidrógeno

El suministro de hidrógeno es un aspecto fundamental que va a definir la HRS. Este depende fundamentalmente del origen y las condiciones del hidrógeno. Del origen del hidrógeno se distinguen la producción centralizada (*off-site*), Figura 5, y la producción descentralizada (*on-site*), Figura 6. En el primero de ellos el hidrógeno se produce a gran escala en instalaciones industriales y a continuación, este es distribuido hasta las estaciones de servicio, ya sea a través de una red de tuberías a 2 MPa, o mediante camiones con tubos con gas comprimido a 10-20 MPa o bien mediante camiones con hidrógeno criogénico a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Actualmente, la producción de la gran mayoría de estaciones de servicio activas es centralizada.

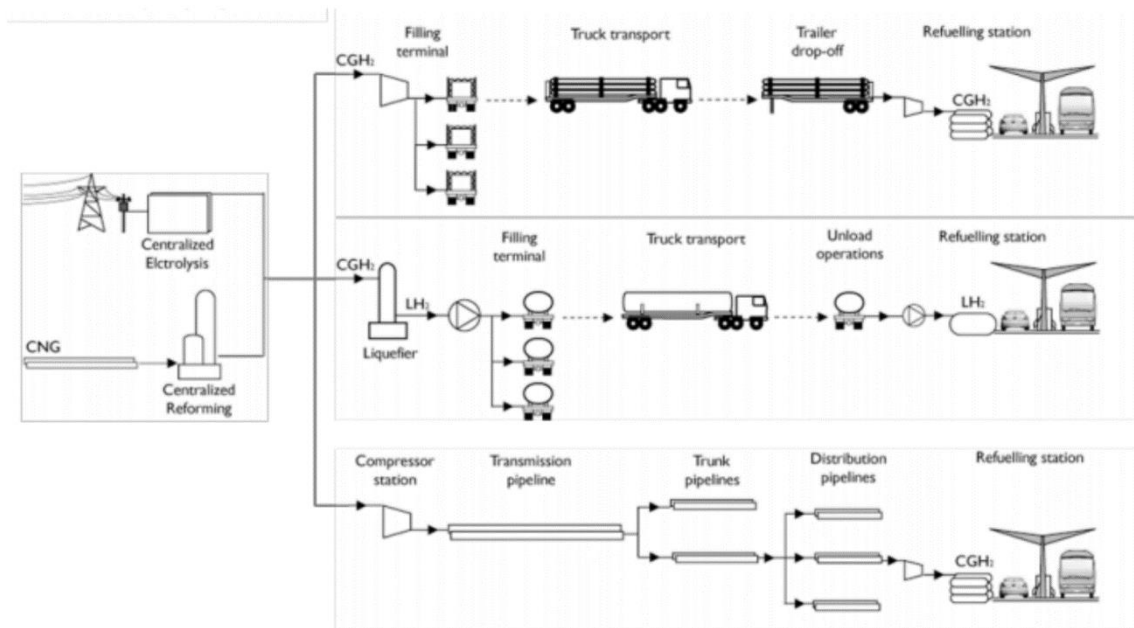


Figura 5: Modelo de producción centralizado.

Por otro lado, en el caso segundo caso el hidrógeno es producido en las propias instalaciones por lo que se ahorra la necesidad de tener que transportar el hidrógeno a otra ubicación. Principalmente, se obtiene el hidrógeno mediante electrólisis o reformado con vapor.

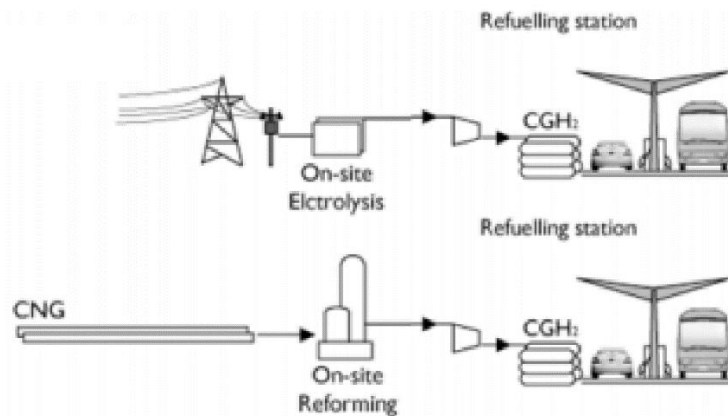


Figura 6: Modelo de producción descentralizada.

7.2 Dispensación de hidrógeno

Actualmente, las HRS disponen de una presión de repostaje de 35 MPa y/o 70 MPa. Principalmente la dispensación a 35 MPa está prevista para vehículos pesados con una capacidad alrededor de 35 kg de H₂ y a 70 MPa para vehículos ligeros con una capacidad en torno a 5 kg de H₂. De hecho, el nuevo modelo de Toyota Mirai puede almacenar hasta 5,6 kg de H₂ y dispone de una autonomía teórica de 650 km, un consumo de 0,86 kg por cada 100 km.

Otro aspecto fundamental que van a definir los parámetros de la HRS es la demanda prevista de H₂ en toda su vida útil. El rango de capacidad de las HRS ronda los 20-1000 kg/día lo que son alrededor de 4 a 200 vehículos ligeros repostados.

El tiempo de dispensación para llenar un depósito de un vehículo ligero es en torno a 5 min y para un vehículo pesado es entre 10-15 min, dependiendo de la velocidad de dispensación y el tamaño del depósito. Además, las hidrogenaras pueden disponer de varias mangueras para dispensar hidrógeno. Las cuales se establecerán las convenientes para cubrir la demanda.

La velocidad, el tiempo, la presión y la temperatura de dispensación vienen relacionadas en la norma J2601_202005 para vehículos ligeros [16].

7.3 Proceso de abastecimiento de hidrógeno

En una HRS, el llenado del depósito de un vehículo de hidrógeno de pila de combustible se puede realizar mediante tres diseños principalmente: compresión directa, compresión directa con acumulador y compresión en cascada. Las estaciones de repostaje de hidrógeno cuentan con:

- Unidad de producción (si tiene producción).
- Unidad de purificación (si tiene producción).
- Sistema de compresión.
- Sistema de almacenamiento.
- Sistema de refrigeración.
- Sistema de válvulas, tuberías, panel de control, etc.
- Sistema de seguridad.
- Sistema de dispensación.

Antes de comenzar a desarrollar los diseños de HRS con producción *off-site* hay que destacar que, en las figuras, el tanque de almacenamiento (*bank*) representa el almacenamiento en estado gaseoso comprimido o el suministro por gasoductos o el almacenamiento en estado líquido con un refrigerador. En el caso de que la HRS disponga de un compresor criogénico, las figuras se modifican sutilmente sustituyendo el *bank* y el compresor por un almacenamiento líquido y un compresor criogénico.

7.3.1 Compresión directa

En la compresión directa, Figura 7, la HRS consta principalmente de un tanque de almacenamiento, un compresor y dos intercambiadores de calor. El proceso comienza cuando el vehículo se conecta a la estación, seguidamente, el sistema detecta el tamaño del tanque y la presión, midiendo el aumento de presión enviando un caudal másico al tanque [17].

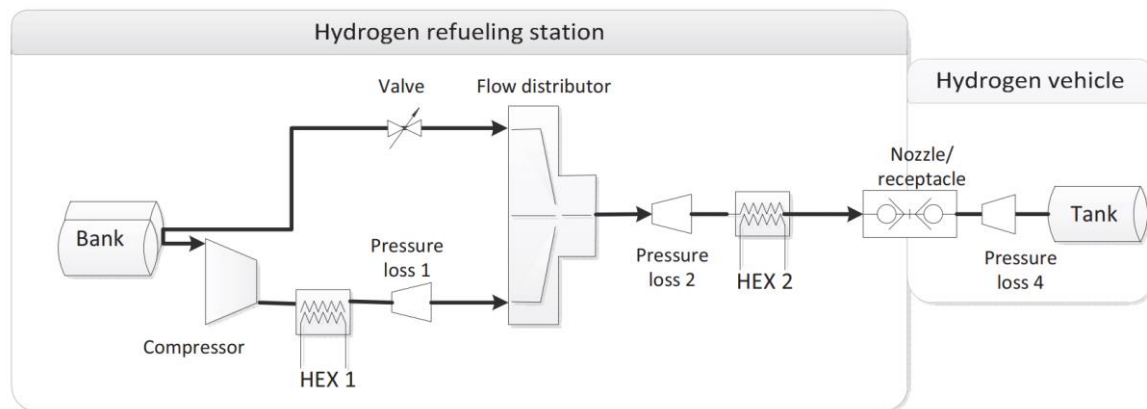


Figura 7: Esquema del sistema de compresión directa [17].

Acto seguido, se comienza dispensando hidrógeno del *bank* al tanque del vehículo a través de una válvula. Cuando la caída de presión a través de la válvula alcanza un nivel más bajo, el compresor arranca. Conociendo la presión y el volumen del depósito, el compresor se regula para entregar un caudal másico medio correspondiente al grado de pendiente de presión promedio (APRR). El compresor entonces llena el depósito del vehículo hasta la presión final deseada. Una vez finalizado el repostaje, la estación está listo para comenzar a repostar un nuevo vehículo de inmediato.

Como se observa en la Figura 7, la HRS cuentan con dos sistemas de refrigeración, el primer proceso de refrigeración se realiza entre cada etapa de compresión o al finalizarla, ya que debido a la compresión aumenta la temperatura del fluido. El segundo proceso de refrigeración se realiza justo antes de dispensar el fluido al depósito del vehículo, ya que en el proceso de llenado aumenta la temperatura del hidrógeno.

Las ventajas de utilizar un sistema de compresión directa son [17]:

- No hay tiempo de recuperación de la estación entre repostajes.
- No requiere de un sistema de almacenamiento a alta presión.
- Menos complejidad en comparación con el sistema en cascada.
- El trabajo realizado por el compresor es el necesario para alcanzar la presión requerida, no se desperdicia como en el caso del repostaje en cascada.
- Almacenamiento de hidrógeno en tanques tipo I y tipo II.

Las desventajas de utilizar un sistema de compresión directa son [17]:

- Compresores demasiado grandes, para abastecer un tanque de 7 kg, se requiere un caudal de 40 g/s; cuando el caudal de los compresores comerciales es del orden de 20 g/s.
- Se requiere un sistema de control complejo para el compresor porque el flujo de hidrógeno debe equilibrarse con el tamaño del vehículo.
- No es posible repostar vehículos si se produce un corte en el suministro eléctrico.

7.3.2 Compresión directa con acumulador

Esta tecnología se basa en el sistema de compresión directa, pero añade una variante, tras el paso por el compresor por parte del caudal de hidrógeno, se coloca un tanque de almacenamiento de alta presión, también llamado *buffer*, como se muestra en la Figura 8.

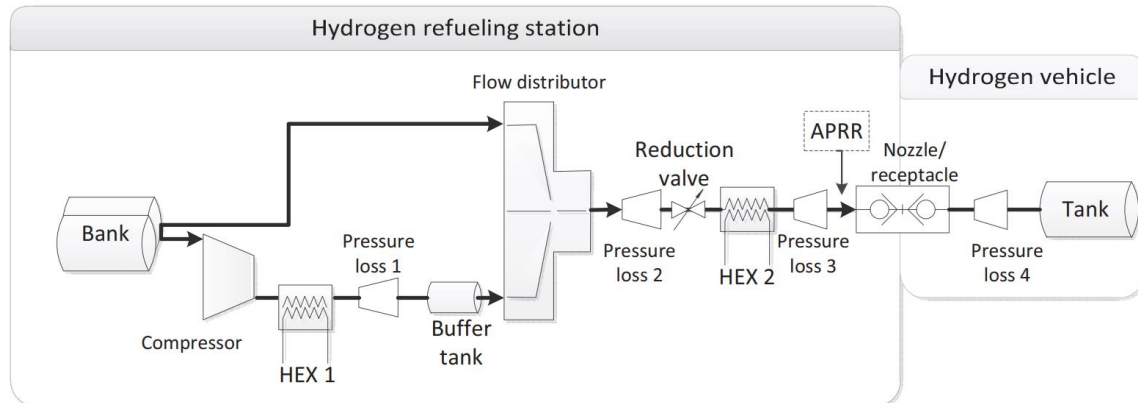


Figura 8: Esquema del sistema de compresión directa con buffer [17].

El abastecimiento de combustible procede de manera similar al sistema de compresión directa. El proceso comienza cuando el vehículo se conecta a la estación, seguidamente, el sistema detecta el tamaño del tanque y la presión, midiendo el aumento de presión enviando un caudal másico al tanque [17].

Acto seguido, el *bank* dispensa hidrógeno al vehículo, pero en este caso a través de una válvula de reducción que mantiene el grado de pendiente de presión promedio (APRR). Cuando la presión a través de la válvula de reducción es demasiado baja para mantener el caudal másico, se desconecta y comienza a extraer hidrógeno del *buffer*. Cuando la presión a través de la válvula de reducción disminuye hasta un cierto límite, el compresor comienza a llenar el *buffer*, asegurando que la presión de este es suficientemente alta como para llegar a la presión final deseada del tanque del vehículo.

Como se observa en la Figura 8, la HRS cuentan con dos sistemas de refrigeración, el primer proceso de refrigeración se realiza entre cada etapa de compresión o al finalizarla, ya que debido a la compresión del fluido parte de la energía se pierde calentando el fluido. El segundo proceso de refrigeración se realiza justo antes de dispensar el fluido al depósito del vehículo, ya que en el proceso de llenado aumenta excesivamente la temperatura del hidrógeno.

Las ventajas de utilizar un sistema de compresión directa con acumulación son [17]:

- No hay tiempo de recuperación de la estación entre repostajes
- Se requiere solo un tanque a alta presión (acumulador).
- Menos complejidad en comparación con el sistema en cascada.

Las desventajas de utilizar un sistema de compresión directa con acumulación son [17]:

- Compresores demasiado grandes, para abastecer un tanque de 7 kg, se requiere un caudal de 40 g/s; cuando el caudal de los compresores comerciales es del orden de 20 g/s.
- Se requiere un sistema de control complejo para el compresor porque el flujo de hidrógeno debe equilibrarse con el tamaño del vehículo.
- No es posible repostar vehículos si se produce un corte en el suministro eléctrico.

Otra situación similar es la utilización de un compresor auxiliar, también llamado *booster*, posteriormente del *buffer*. De esta manera el *buffer* almacena hidrógeno a media presión en vez de alta presión.

El abastecimiento de combustible procede de manera similar al sistema de compresión directa con *buffer*. Primero el *bank* dispensa hidrógeno al vehículo a través de una válvula de reducción que mantiene el grado de pendiente de presión promedio (APRR). Cuando la presión a través de la válvula de reducción es demasiado baja para mantener el caudal másico, se desconecta y comienza a extraer hidrógeno del *buffer*. Cuando la presión a través de la válvula de reducción disminuye hasta un cierto límite, el compresor principal comienza a rellenar el *buffer* para mantener el tanque a media presión y el *booster* comienza a comprimir hidrógeno del *buffer* para alcanzar la presión final deseada del depósito del vehículo.

7.3.3 Compresión en cascada

En la compresión en cascada, la HRS consta principalmente de un tanque de almacenamiento, un tanque de almacenamiento en cascada y un compresor como se muestra en la Figura 9.

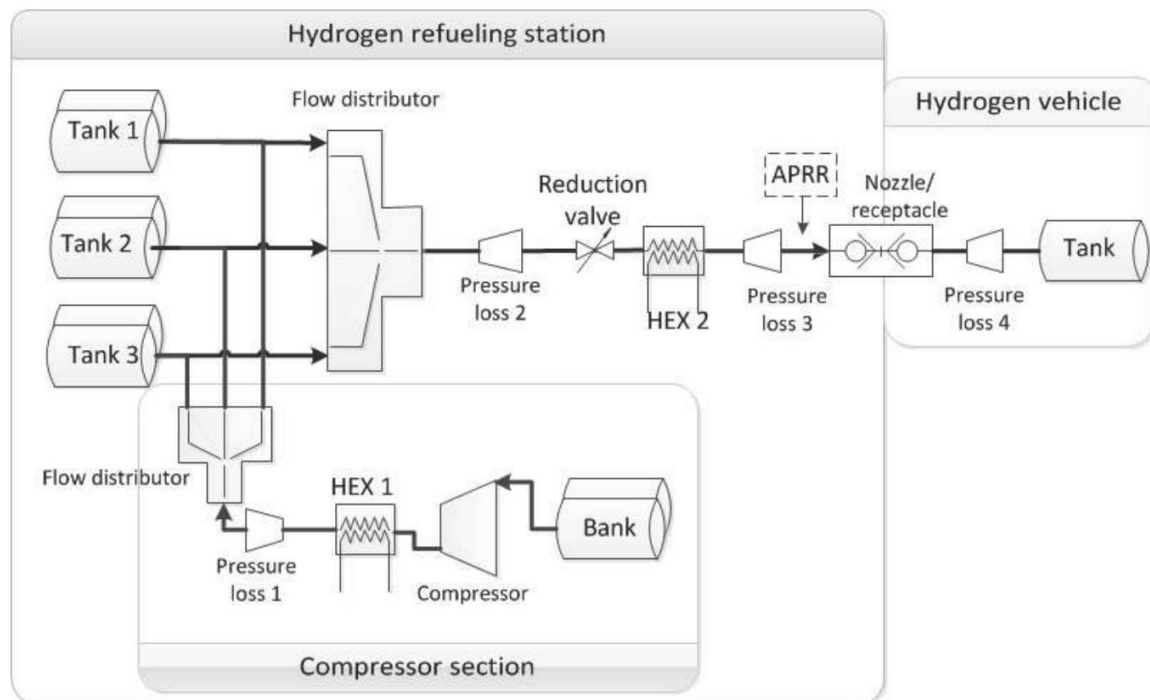


Figura 9: Esquema del sistema de compresión en cascada [17].

El proceso comienza cuando el vehículo se conecta a la estación, seguidamente, el sistema detecta el tamaño del tanque y la presión, midiendo el aumento de presión enviando un caudal másico al tanque [17].

Acto seguido, el *bank* dispensa hidrógeno al vehículo, a través de una válvula de reducción que mantiene el grado de pendiente de presión promedio (APRR). Cuando la presión a través de la válvula de reducción es demasiado baja para mantener el caudal másico constante, se desconecta y el sistema manda una señal para que el tanque 1, de mayor presión que el *bank*, se ponga en marcha y se encarga de llenar el depósito del vehículo a una presión mayor. Al mismo tiempo, el compresor se pone en marcha y envía hidrógeno al mezclador (*flow distributor*). Si el caudal del compresor es superior que el necesario para el repostaje, el exceso de hidrógeno se almacena en el tanque. De esta manera se reduce el vaciado del tanque de almacenamiento [17].

Cuando la presión a través de la válvula de reducción disminuye hasta un valor, el repostaje del tanque 1 se detiene y comienza a entregar hidrógeno el tanque 2, el cual se encuentra a mayor presión que el tanque 1. Antes de esto, el compresor llena el tanque 1 hasta la presión inicial antes de comenzar a dirigir el caudal de hidrógeno hacia el mezclador que le corresponde al tanque 2. El proceso se repite de la misma manera del tanque 2 al 3, que es el tanque de mayor presión, que asegurará que el depósito del vehículo alcance la presión final deseada [17].

Cuando el tanque alcanza la presión objetivo, finaliza el proceso de llenado. Sin embargo, el compresor sigue funcionando hasta que el tanque de alta presión vuelve a su presión inicial.

Como se observa en la Figura 9, la HRS cuentan con dos sistemas de refrigeración, el primer proceso de refrigeración se realiza entre cada etapa de compresión o al finalizarla, ya que debido a la compresión del fluido parte de la energía se pierde calentando el fluido. El segundo proceso de refrigeración se realiza justo antes de dispensar el fluido al depósito del vehículo, ya que en el proceso de llenado aumenta excesivamente la temperatura del hidrógeno.

Las ventajas de utilizar un sistema de compresión en cascada son [17]:

- Tecnología madura.
- Sistema de control simple.
- Permite un suministro continuo de hidrógeno a alta presión, incluso en cortes de suministro eléctrico.
- Requiere un pequeño compresor.

Las desventajas de utilizar un sistema de compresión en cascada son [17]:

- Compresiones superiores a las necesarias, lo cual supone un consumo adicional de energía.
- Sistema complejo con muchos componentes.
- Tiempo de recuperación entre ciclos de repostaje.
- Mayores medidas de seguridad por el almacenamiento a alta presión.
- Mayor coste de los tanques de almacenamiento.

Además, es necesario cumplir con los requisitos que se especifican en la SAE TIR J2601, norma de referencia en el repostaje de vehículos de hidrógeno, que define el grado de pendiente de presión promedio (APRR) como se puede observar en la Figura 10, representa una recta con pendiente positiva que indica el rapidez con la que aumenta la presión en el depósito del vehículo hasta completar el repostaje, fijando una presión final objetivo.

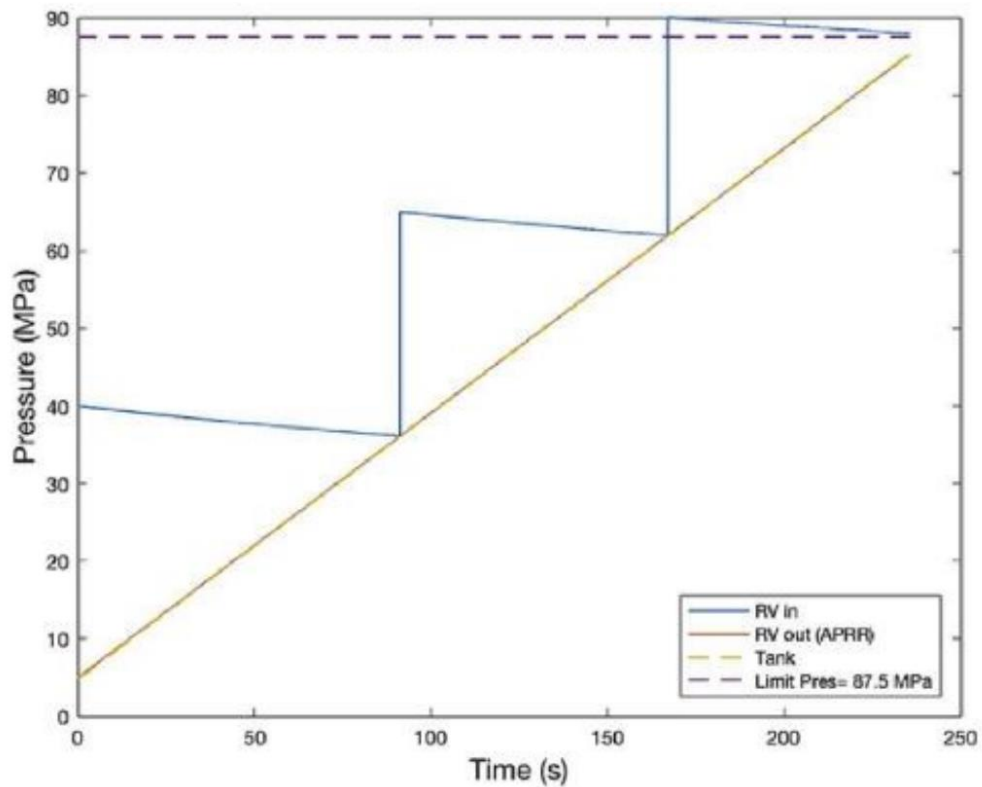


Figura 10: Presión en función del tiempo de repostaje [18].

Como se puede observar en la Figura 10, la curva azul mide la presión de salida del sistema de llenado en cascada y antes de entrar a la válvula de control, se muestran una serie de escalonamientos. Esto se debe al cambio del tanque en el proceso de suministro tal y como se ha explicado previamente. La recta amarilla corresponde al APRR, en el momento en el que las dos líneas convergen, el tanque que se encuentra dispensando no es capaz de continuar suministrando hidrógeno porque su presión es igual a la del depósito del vehículo, es entonces cuando se pone en marcha el siguiente tanque de mayor presión.

La tecnología de compresión en cascada optimiza los llenados de los depósitos de hidrógeno de los vehículos. En la Figura 11, se puede observar que cuantas más etapas haya en el proceso de llenado más vehículos se pueden repostar a la presión final deseada.

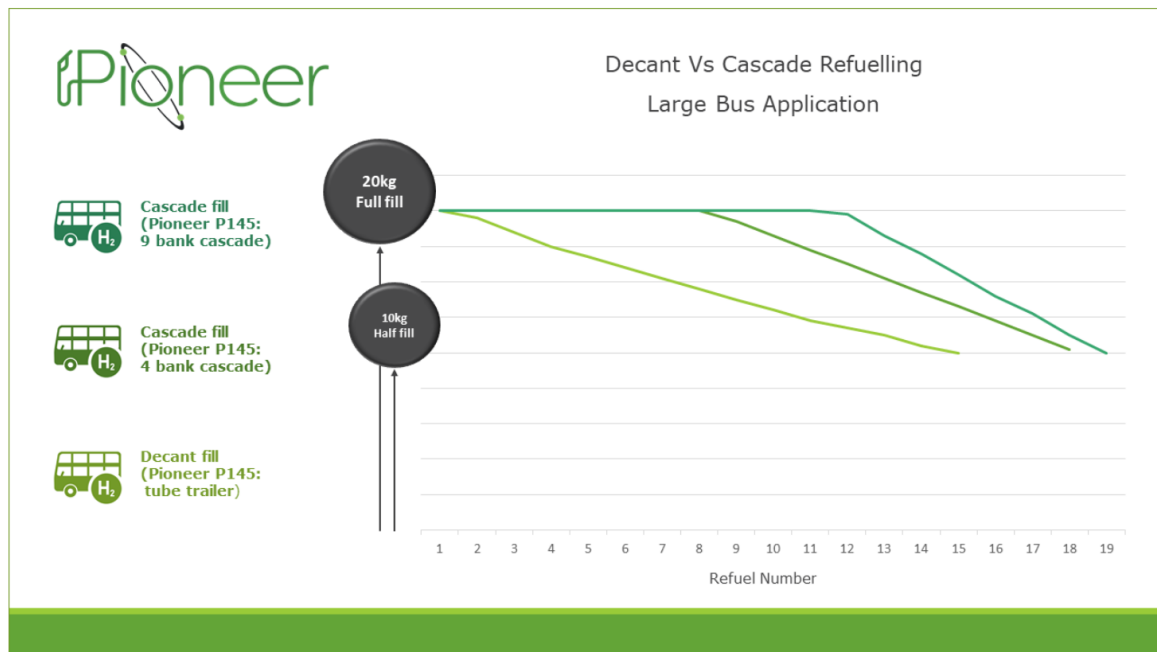


Figura 11: Llenado en forma de cascada [19].

7.4 Medidas de seguridad

La operación y puesta en marcha de una instalación con garantías de seguridad adecuadas es esencial para su correcto funcionamiento. A continuación, se introducen diversas cuestiones como, el sistema de ventilación, la protección contra incendios y explosiones o los principios y operaciones de emergencia, que se recogen en la norma UNE-ISO/TS 20100.

7.4.1 Sistemas de ventilación

El sistema de ventilación es fundamental para evitar la formación de atmósferas potencialmente explosivas, y para ello, las instalaciones deben incluir conexiones de ventilación de purga o respiradores evacuar con seguridad el hidrógeno a la atmósfera. La ventilación se debe diseñar de modo que todos los componentes sean apropiados en tamaños, presión nominal y materiales para las condiciones de operación previstas.

En cuanto a los venteos, se deben disponer de forma que la evacuación se realice en un lugar seguro al exterior para impedir la aparición de gases de escape a los trabajadores de la estación de servicio o de cualquier otro edificio o sistema de la RHS.

7.4.2 Protección contra incendios y peligro de explosión

En la norma se distingue las medidas de prevención pasivas y activas para evitar posibles escapes.

Medidas de prevención pasivas:

- Ventilación natural
- Juntas que limiten la tasa de escape máximo

Medidas de prevención activas:

- Ventilación forzada
- Mediciones de la presión en relación con los calores de control para detectar fugas
- Sistema de detección de gas inflamable

Como referencia respecto a los sistemas de ventilación, ya sean naturales o forzados, para evitar mezclas inflamables, se ha especificado que la fracción volumétrica de hidrógeno debe ser inferior al 1% o inferior al 25% del límite inferior de inflamabilidad (LEL) para cualquier otro gas inflamable. En caso de mal funcionamiento del sistema de ventilación o de detección de gas inflamable, se cortará temporalmente el suministro de hidrógeno a la instalación.

7.4.3 Principios y operaciones de emergencia

Para este tipo de instalaciones, es necesario establecer procedimientos de emergencia completos para cada estación de servicio específica en consulta con la autoridad local responsable del servicio contra incendios, así como utilizar simulaciones periódicas.

Además, se deben prever medios de detección de incendios para evitar que el fuego se agrave por la propagación de llamas en equipos cercanos, como sensores ultravioletas en caso de incendio de hidrógeno, así como detectores de humo convencionales, ya que esto puede afectar a otros sistemas y el resto de la instalación. Por lo tanto, se deben proporcionar válvulas de aislamiento de emergencia para cortar el suministro de hidrógeno en caso de emergencia.

7.5 Elementos de una estación de servicio

Una vez comprendido el funcionamiento de una estación de servicio de hidrógeno, en este capítulo se van a explicar los principales compresores, almacenamientos y sistemas de refrigeración utilizados en las HRS.

7.5.1 Compresores de hidrógeno

Los compresores son máquinas que aumentan la presión de un gas, la característica principal de un compresor es el caudal que es capaz de suministrar, el cual va condicionado por el salto de presión que el compresor efectúa. Es decir, si el salto de presión que el compresor efectúa es alto, es capaz de suministrar menos caudal que cuando el salto de

presión es bajo. Para sistemas de hidrógeno las presiones de servicio son altas, en la actualidad están en torno a 20-70 MPa [20].

Los problemas asociados a la compresión de hidrógeno son los siguientes:

- Las moléculas de hidrógeno son pequeñas, muy ligeras y con viscosidades muy pequeñas, por lo que pueden migrar fácilmente por juntas y materiales.
- Los sellados deben ser especiales para evitar fugas.
- A presiones y temperaturas muy elevadas el hidrógeno permea en el acero al carbono, ocurriendo un proceso de descarburación que provoca una pérdida de resistencia del material.
- Alto consumo de energía de compresión.
- Alto incremento de temperatura tras compresión, con lo cual se requieren etapas de refrigeración intermedias.
- Se requieren compresores que no contaminen la corriente de hidrógeno debido a la necesidad de alta pureza, lo que hace que la tecnología sea más cara.

En general, los compresores de hidrógeno se pueden dividir en compresores mecánicos y no mecánicos. A continuación, se van a explicar el funcionamiento de los principales compresores utilizados para hidrógeno.

7.5.1.1 Compresores mecánicos

Los compresores mecánicos son los compresores más utilizados para comprimir hidrógeno de baja presión en tanques de alta presión mediante el uso de energía mecánica en los que con la reducción del volumen confinado, se puede exprimir hidrógeno gaseoso en cámaras más pequeñas y dan como resultado presiones de gas más altas. En las siguientes secciones, se presentan brevemente compresores mecánicos generales incluyendo compresores de diafragma, compresores de pistón en seco y compresores de líquido iónico.

- **Compresor de membrana**

Los compresores de membrana funcionan de forma similar al de los compresores alternativos de una etapa, con la peculiaridad de que el pistón es solidario a una membrana elástica (elemento que entra en contacto con el gas) y que garantiza el aislamiento del gas. En la Figura 12, se muestra un diagrama de un compresor de membrana [20].

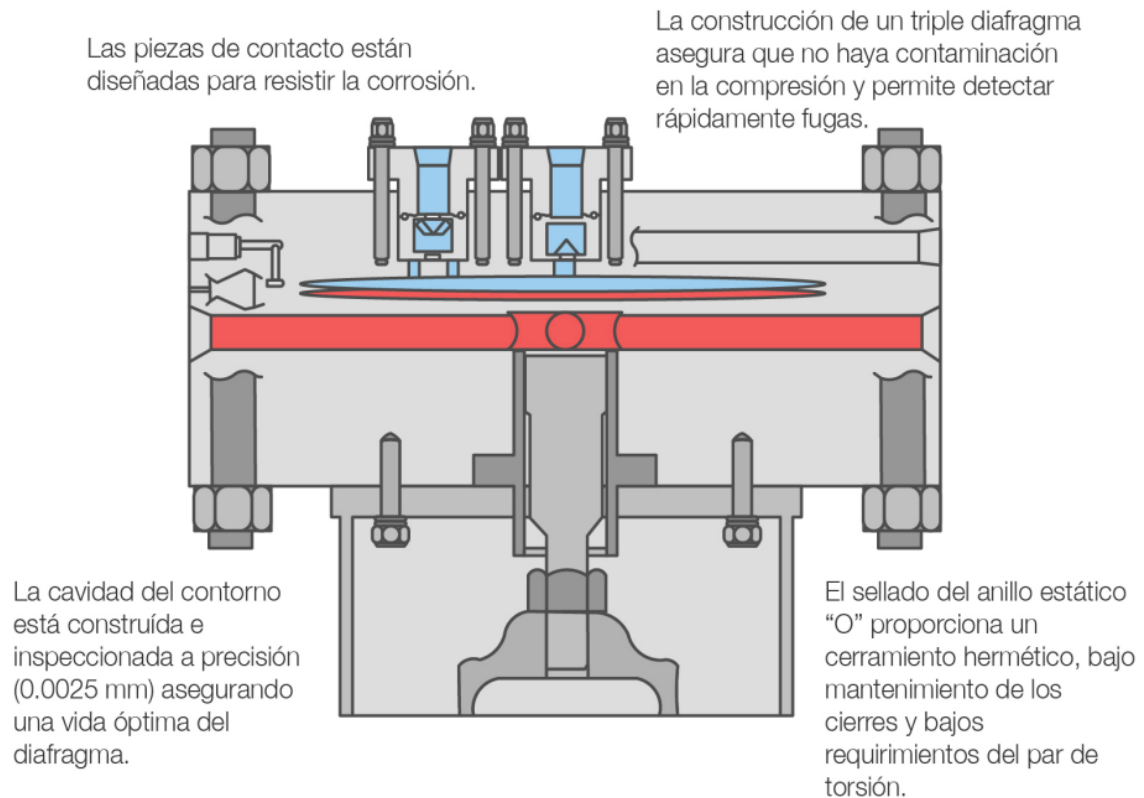


Figura 12: Compresor de diafragma [20].

El gas de entrada no tiene contacto con ningún mecanismo interno del compresor, por lo que su vida aumenta notablemente. Al mismo tiempo, el gas no contiene trazas de aceite quemado, lo que garantiza una corriente de hidrógeno sin impurezas.

En cuanto a las aplicaciones actuales de compresores de diafragma, la empresa alemana llamada Hofer, conocida por su compresor de diafragma de hidrógeno, ha equipado varias HRS con compresor de diafragma para comprimir gases a $390\text{-}581\text{ Nm}^3/\text{h}$ con presiones de descarga altas a 28,1 MPa. Además, las máquinas PDC han desarrollado productos para operar a presiones de descarga que van desde 48,2 a 103,4 MPa con tasas de producción que van desde 5 a 2500 kg/día. La empresa de servicios públicos de Arizona también construyó un compresor de diafragma de tres etapas que es capaz de comprimir hidrógeno hasta 41 MPa en un hidrógeno y estación de servicio de gas natural en el centro de Phoenix [21].

- **Compresor de pistón seco**

Los compresores de pistón seco están diseñados para un bajo mantenimiento y permitan hacer una compresión libre de lubricantes de gases no corrosivos, libres de partículas sólidas. Estos no emplean aceites para lubricar la camisa del pistón sino segmentos y sellos de grafito [20].

Estos se utilizan para grandes caudales y altas presiones de entrada (> 3 MPa) y su mantenimiento se debe a la degradación de los sellos de grafito, y es por eso por lo que su uso se reduce a aplicaciones muy concretas, como las hidrogeneras de llenado directo. El proceso de compresión se realiza en 2 etapas, como se muestra en la Figura 13.

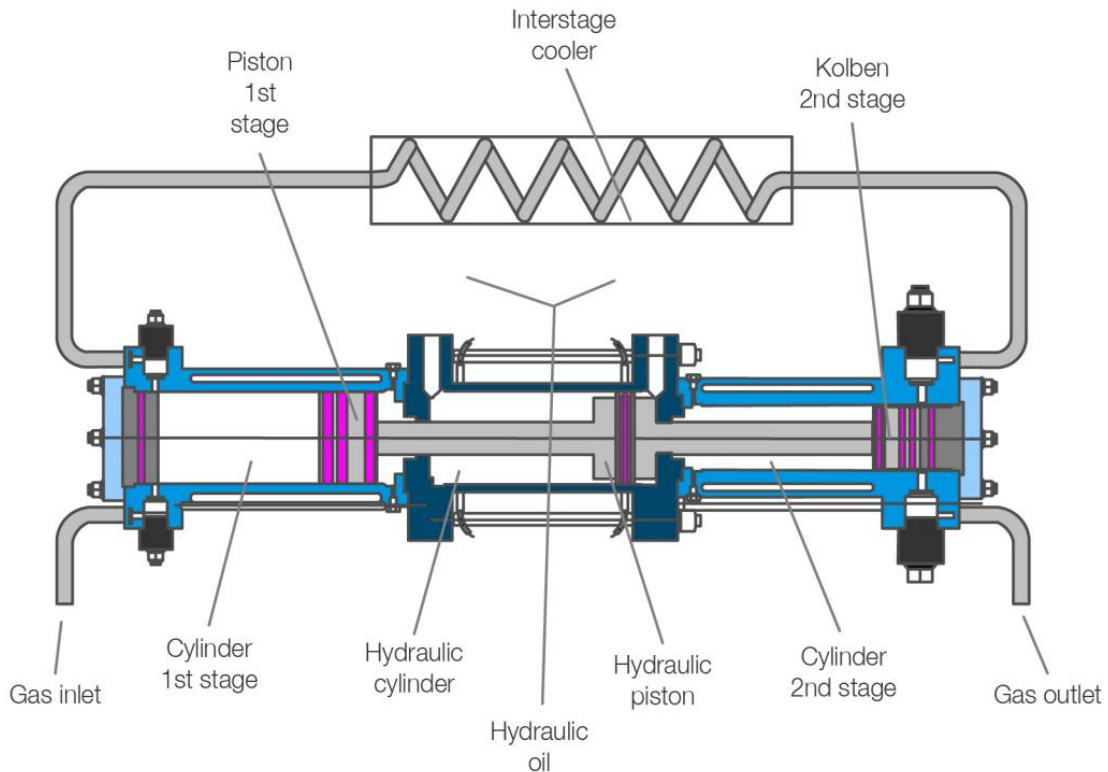


Figura 13: Compresor de pistón de Andreas Hofer [20].

En cuanto a la aplicación en HRS, estos pueden ser una buena solución para problemas mecánicos a gran escala. Pueden lograr altos niveles de compresión de hasta 85 MPa a través de compresión de varias etapas. Además, se han conseguido alcanzar presiones de salida de 100 MPa y caudales de $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$ en un sistema de infraestructura de Hitachi [21].

- **Compresor iónico**

La tecnología de compresión iónica consiste en el reemplazo del pistón de metal convencional con un líquido iónico casi incompresible especialmente diseñado. El gas se comprime en el cilindro por el movimiento ascendente y descendente de la columna de líquido, similar al movimiento alternativo de un pistón ordinario. La tecnología de compresión iónica fue aprobada y ya está en funcionamiento en varias estaciones de servicio de hidrógeno.

El IC90, Figura 14, utiliza un concepto de compresión de cinco etapas que cumple con el último estándar de abastecimiento de combustible SAE J 2601 y permite el abastecimiento

continuo, rápido y de alto rendimiento de vehículos de hidrógeno a costos operativos considerablemente reducidos.

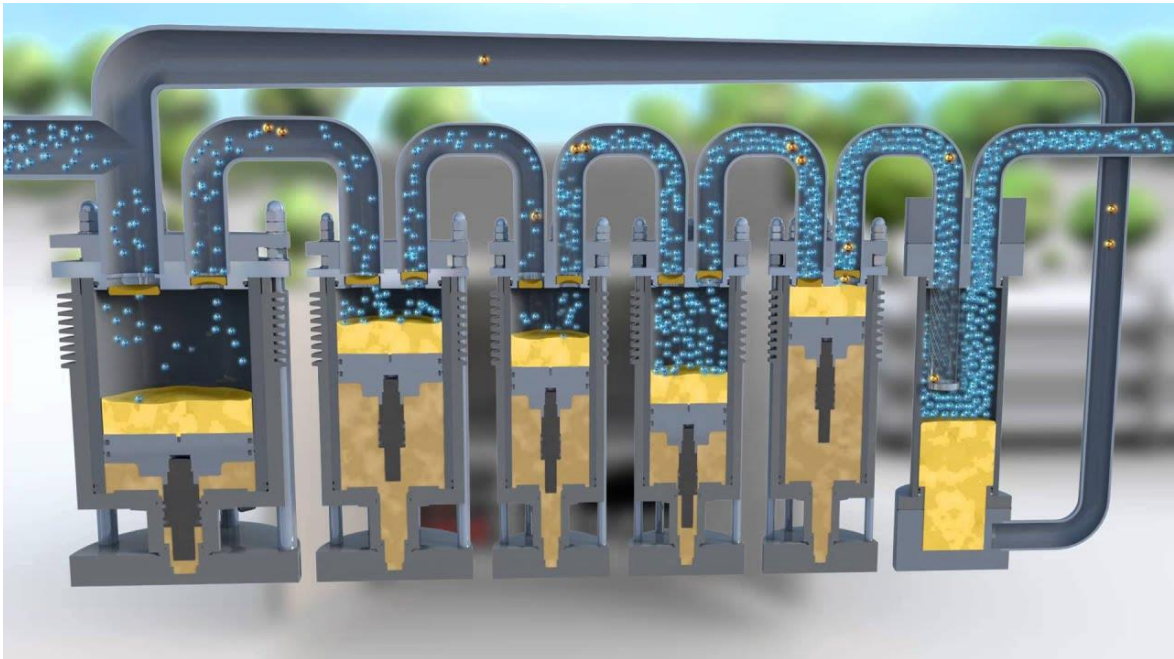


Figura 14: Compresor iónico de Linde 90 MPa – IC90.

En términos de aplicación en el mundo real, Linde ha desarrollado un compresor de líquido iónico que puede alcanzar presiones de compresión de hasta 100 MPa con una capacidad neta de 33,6 kg/h y un consumo de energía específica de 2,7 kWh/kg de 0,5 a 90 MPa [22].

7.5.1.2 Compresores no mecánicos

A pesar de la adopción generalizada de compresores mecánicos, se han desarrollado otros tipos de compresores con principios no mecánicos, incluidos los compresores criogénicos, los compresores por adsorción, los compresores de hidruro metálico y los compresores electroquímicos.

- **Compresor criogénico**

Los compresores criogénicos, Figura 15, realizan una compresión en dos etapas a -253 °C partiendo de hidrógeno líquido, aislado al vacío. El líquido fluye a través de pequeñas aberturas en la primera de las dos cámaras de la bomba. El movimiento ascendente del pistón comprime el hidrógeno a aproximadamente a 0,6 MPa y simultáneamente lo bombea a la segunda cámara. El movimiento hacia abajo del pistón comprime el hidrógeno en la segunda cámara a una presión final de 90 MPa [23].

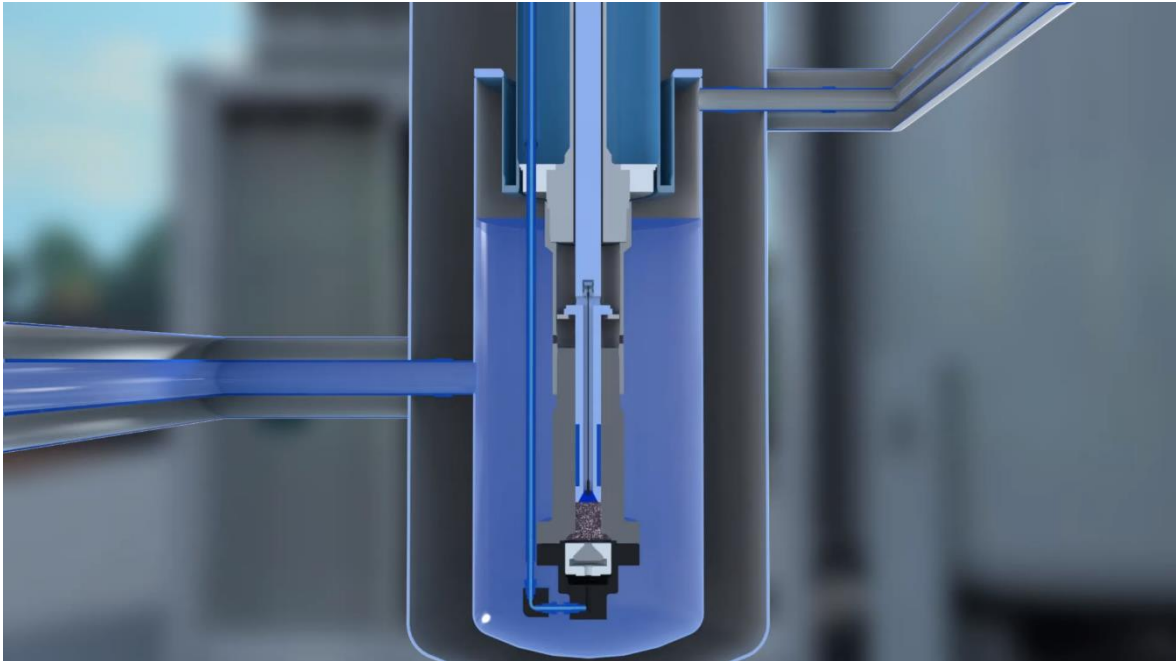


Figura 15: Compresor criogénico de Linde.

Durante el proceso de la segunda etapa de compresión el hidrógeno pasa por encima del punto crítico (1,296 MPa y -240 °C) por lo que no pasa por la curva de saturación y por ello, no se produce la evaporación del fluido, se trata de un gas supercrítico a 90 MPa y -198,8 °C. En la Figura 16, se muestra el proceso de compresión en dos etapas isoentrópico con un rendimiento de 0,75. En la Tabla 4, se muestran los valores de las propiedades en cada etapa del proceso de compresión.

Tabla 4: Valores de las propiedades en cada etapa.

Estados	P (bar)	T (C)	h (kJ/kg)	s (kJ/K·kg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	1	-253	-2,138	-0,1046	-3,544	0,01406
[2]	6	-252,5	7,212	0,00937	-1,213	0,01404
[3]	900	-198,8	1373	6,042	348,6	0,01139

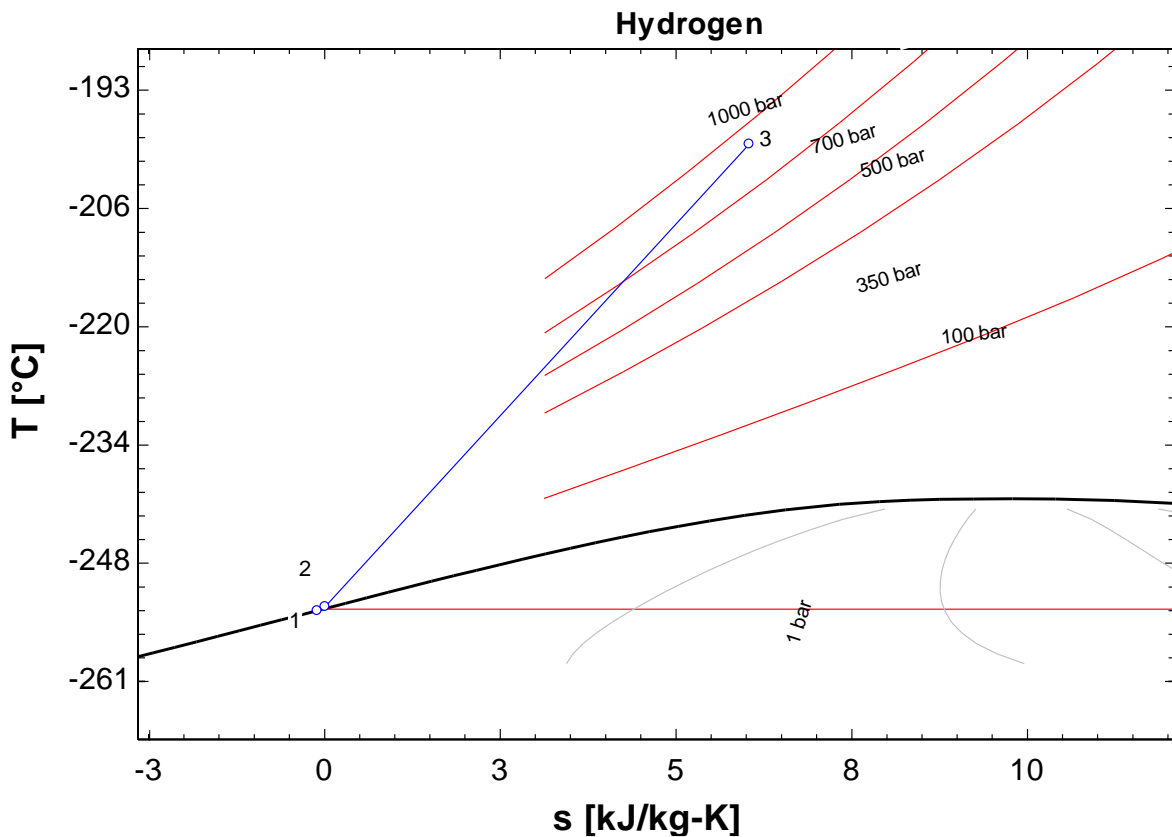


Figura 16: Proceso de compresión en un diagrama T-s.

El compresor criogénico de Linde lleva a cabo la compresión con una presión de funcionamiento máxima permitida (MAWP) de 100 MPa y una capacidad de carga de 50 a 70 kg/h (versión estándar). Para aplicaciones especiales, el compresor criogénico se puede modificar para suministrar hasta 100 kg/h.

- **Compresor por adsorción**

Los compresores por adsorción, Figura 17, son sistemas de compresión accionados termodinámicamente que utiliza el intercambio de calor como fuerza impulsora de la compresión. El proceso consta de tres etapas [24]:

- Etapa de adsorción: el lecho de adsorción se mantiene isotérmico y se alimenta con la corriente de entrada a presión y temperatura constantes.
- Etapa de calentamiento: el lecho se calienta a volumen constante. El nuevo estado de equilibrio después del calentamiento da como resultado una partición de los componentes entre la fase de gas a granel y la fase adsorbida a una presión de la fase de gas a granel superior a la presión inicial durante la alimentación. El aumento de presión se debe principalmente a la liberación de material de la fase adsorbida a la fase gaseosa a granel. La composición y el nivel de presión en la fase gaseosa a granel dependen de la temperatura final, el volumen disponible para la fase gaseosa a granel, la masa de adsorbente y la cantidad total de moles en el recinto.

- Etapa de suministro: la válvula de salida se abre con una disminución de la presión y se descarga un flujo variable de material.

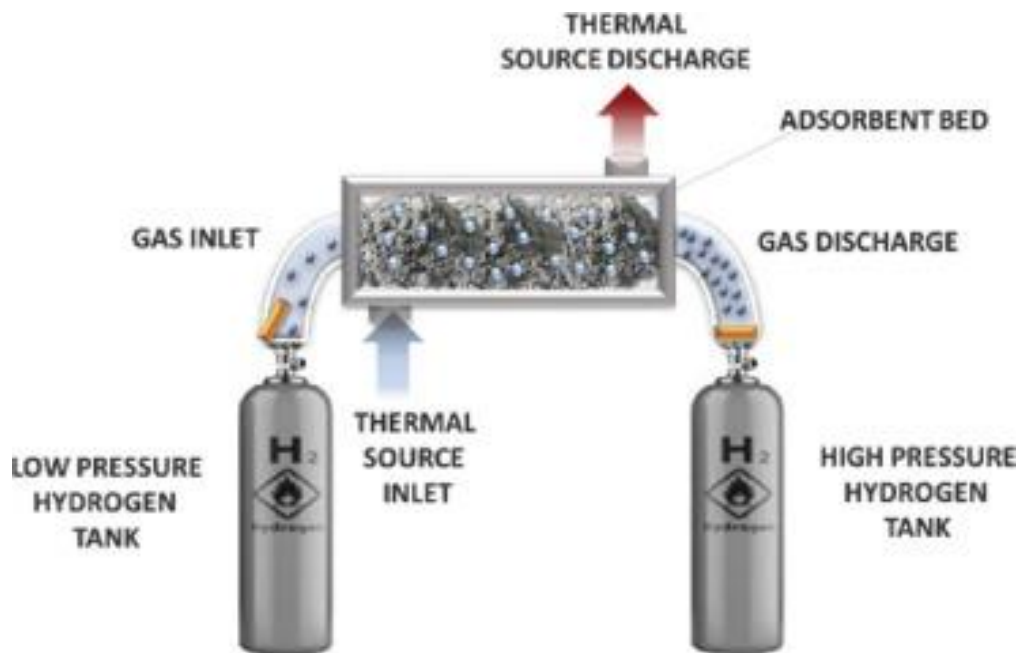


Figura 17: Compresión por adsorción [25].

Actualmente, se han desarrollado prototipos que utilizan carbón activado Maxsorb MSC-30TM como material adsorbente para comprimir con éxito hidrógeno de 0,25 a 35 MPa. Sobre la base de estos resultados, deberían desarrollarse nuevas tecnologías para los compresores de adsorción.

- **Compresor de hidruro metálico**

Los compresores de hidruro metálico (MHC), se componen de una arteria central delgada para distribuir hidrógeno dentro de un reactor y un espacio anular entre la arteria y la pared del tanque para la colocación de hidruro metálico [26].

El hidrógeno a baja presión ingresa al tanque de hidruro metálico a través de la arteria central y se difunde en el lecho de hidruro metálico para permitir la reacción exotérmica de absorción de hidrógeno. En esta ocurre la compresión de hidrógeno debido al enfriamiento y calentamiento continuos del hidruro metálico controlado por transferencia de calor. En este caso, la selección de hidruros metálicos adecuados con estructuras BCC, AB5 y AB2 es vital, en los que los hidruros AB5 basados en Ni han demostrado ser particularmente prometedores debido a sus bajos costes y rendimientos aceptables, especialmente a temperaturas moderadas [21].

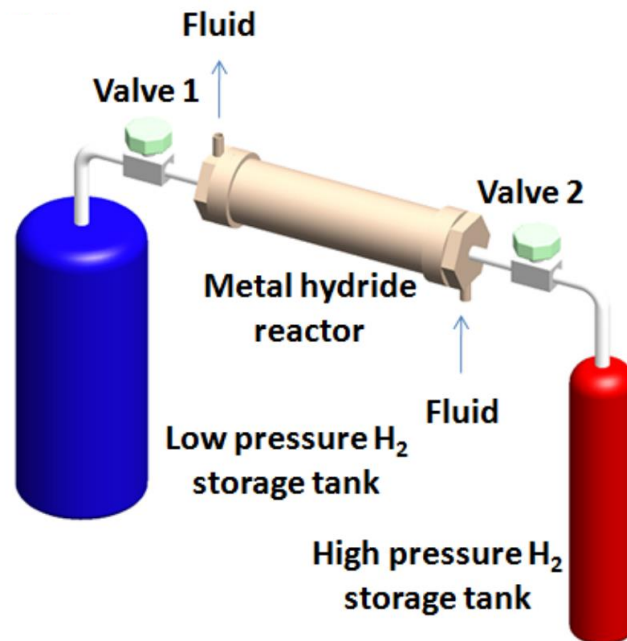


Figura 18: Compresor de hidruro metálico [26].

En cuanto a la aplicación práctica, se han desarrollado muchos MHC con presiones de salida entre 35-70 MPa. Por ejemplo, Pickering et al. informaron capacidades prometedoras de absorción de hidrógeno en aleaciones de solución sólida BCC a base de vanadio con una alta cinética de absorción/desorción a temperatura ambiente en las que la adición de pequeñas cantidades de niobio y manganeso a las aleaciones a base de Ti-V puede generar una presión de 65 MPa a temperaturas moderadas [21].

- **Compresor electroquímico**

Los compresores electroquímicos de hidrógeno (EHC), Figura 19, utilizan el principio electroquímico para comprimir hidrógeno de baja presión a alta presión en los que la aplicación de voltaje puede generar una diferencia de presión localizada debido a la oxidación del hidrógeno en los ánodos y la reducción del hidrógeno en los cátodos. Aquí, los protones y electrones producidos a través de la oxidación del hidrógeno se transportan al lado del cátodo a través de una membrana de intercambio de protones (PEM) (para protones) y un camino externo (para electrones) para recombinarse y formar nuevas moléculas de hidrógeno en las que la energía eléctrica se convierte en potencial químico en gas hidrógeno a alta presión a través del proceso electroquímico [21].

Como resultado, los sistemas EHC son análogos a las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) y contienen PEM, capas de catalizador (CL), capas de difusión de gas (GDL), placas de campo de flujo y placas finales.

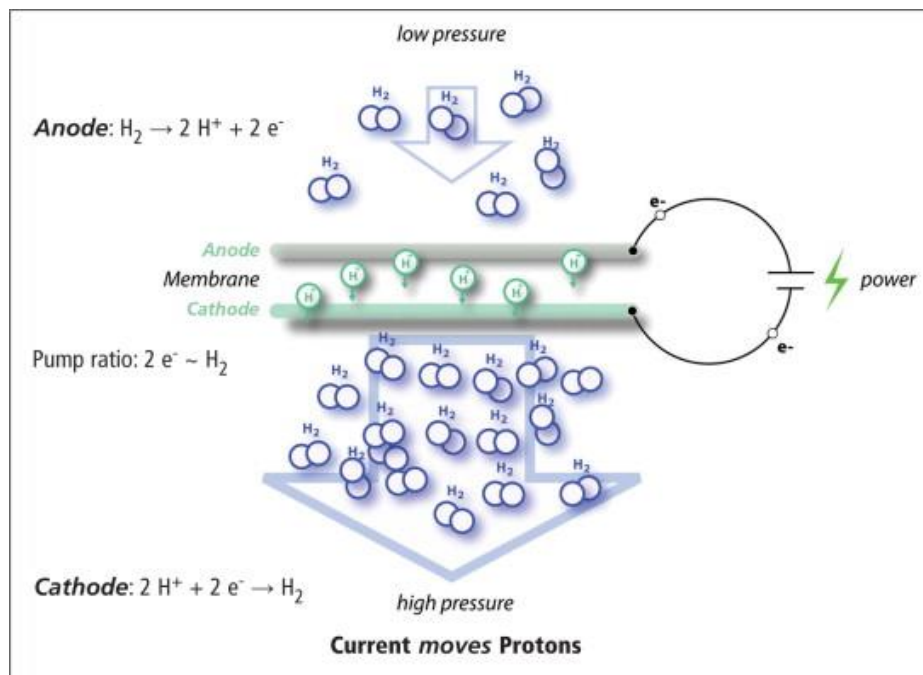


Figura 19: Compresor electroquímico [27].

Actualmente, Giner Inc. ha desarrollado un EHC que puede proporcionar presiones de 87,5 MPa en un modo de etapa única con un voltaje de 0,159 V por cada celda y una presión de entrada de 10 MPa. También ha informado que se pueden alcanzar presiones máximas de hasta 140 MPa. Por otro lado, el proyecto DON QUICHOTE y el proyecto PHAEDRUS ha logrado una compresión de hasta 100 MPa desarrollado por HyET Hydrogen [21].

7.5.2 Almacenamiento de hidrógeno

Actualmente, el almacenamiento de H_2 sigue siendo un gran desafío, ya que sus propiedades físicas, como baja densidad o baja temperatura de evaporación, hacen que los tanques utilizados posean una amplia gama de propiedades para superar estos inconvenientes.

El hidrógeno, aunque tiene un valor energético específico muy alto, tiene una densidad muy baja, además de su densidad energética. Así, para almacenar una gran cantidad de hidrógeno en un volumen dado, es necesario aplicar presiones muy grandes.

Así que en esta sección se analizará cómo se almacena el hidrógeno en una HRS. Las dos principales tecnologías empleadas son el almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso y el almacenamiento en estado líquido.

7.5.2.1 Almacenamiento en estado gaseoso

El almacenamiento en forma de hidrógeno en gas comprimido es el método más extendido debido a que es una tecnología muy madura y desarrollada, con bajos costes tanto en el proceso de compresión como de los componentes y equipos asociados. Sin embargo, es la

forma de almacenamiento con la que menos densidad energética se consigue a pesar de que se alcancen altas presiones. En la Figura 20, se observa que el hidrógeno no se comporta como un gas ideal ya que la densidad de este no varía linealmente con la presión a una temperatura de 0 °C. De esta gráfica se puede deducir que, al final para presiones altas, aumentos progresivos de presión consiguen cada vez menores aumentos de densidad.

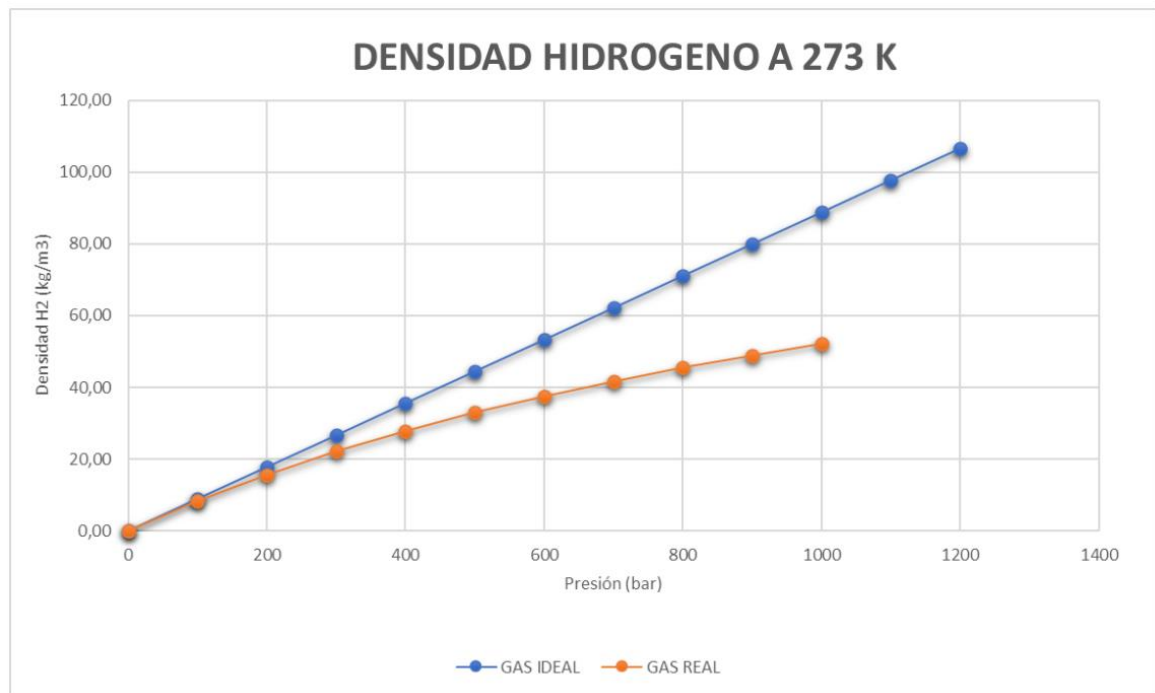


Figura 20: Densidad del hidrógeno en función de la presión.

El almacenamiento de hidrógeno a alta presión implica un consumo de energía, este puede observarse en la Figura 21. Los resultados están obtenidos para compresiones reversibles e isotermas por lo que los resultados reales de consumo de energía serán mayores. Como se puede deducir de la gráfica, esta no crece de forma lineal sino exponencialmente, cuanto mayor es la presión menor es el consumo de trabajo en porcentaje con respecto su PCI, por lo que resultará siempre más rentable trabajar con presiones más altas.

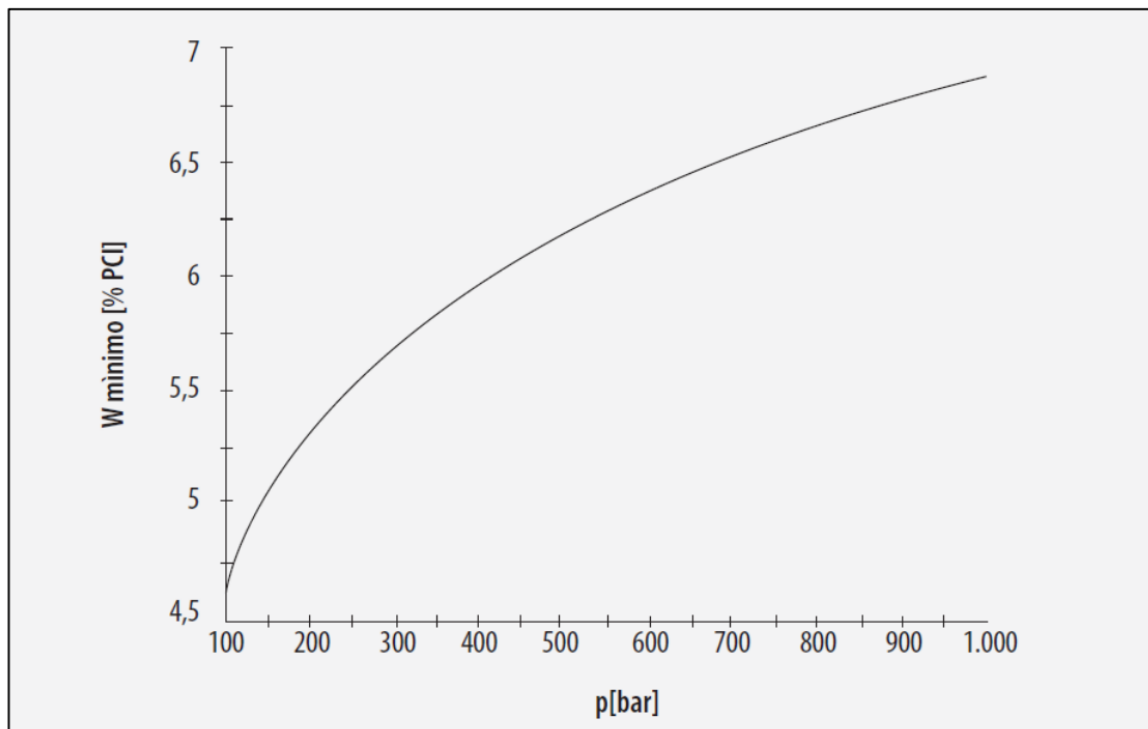


Figura 21: Energía mínima necesaria para comprimir hidrógeno en función de la presión.

Generalmente, para el almacenamiento del H_2 , se utiliza gas comprimido en cilindros metálicos. En el caso particular de las HRS, se comprime en varias etapas y se almacena en tanques. El hidrógeno se almacena se puede almacenar a baja presión, del orden de 4,5 MPa, a una presión media de 20-50 MPa hasta llegar a alta presión, alcanzando un valor entre 70-100 MPa. Dependiendo de la función que realicen en la planta de hidrógeno se determinarán unos niveles u otros niveles [28].

Por lo tanto, el principal problema del almacenamiento de CGH_2 es la gran cantidad de energía requerida en la compresión, además de la presión a la que se somete la pared del tanque, debido principalmente al ciclo de carga y descarga, creando un gradiente de presión extremadamente alto.

Estos tanques también deben ser muy herméticos, ya que existe una gran diferencia de presión entre el interior y el exterior del tanque y debido a su bajo peso molecular, adquieren una gran difusividad, por lo que es fundamental que las paredes del tanque están muy bien aisladas, para evitar posibles fugas de hidrógeno. Todas estas especificaciones están estandarizadas y establecidas por diferentes organizaciones.

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno gas comprimido han ido evolucionando de acuerdo a los objetivos de disminuir el peso total del sistema, aumentar la presión de trabajo y mejorar el sistema de seguridad y los ciclos de vida. Así pues, según el tipo de aplicación, los tanques se pueden clasificar en los siguientes tipos [29].

- **Tanques tipo I**

Los tanques tipo I, Figura 22, fabricados de acero o aluminio sin costuras ni revestimiento, se caracterizan por ser muy pesados y con paredes gruesas. Se utilizan para almacenamientos a baja presión entre 20 y 30 MPa. Suele emplearse para aplicaciones estacionarias.



Figura 22: Tanque tipo I [20].

- **Tanques tipo II**

Los tanques tipo II, Figura 23, están fabricadas por una estructura compuesta de un armazón interno metálico sin costuras envueltos con fibra de vidrio o carbono y resina, recubriendo los laterales del recipiente. A pesar de ello, estos se caracterizan por ser muy pesados y pueden llegar a un rango de presiones superiores que los anteriores entre 20-35 MPa dependiendo de las propiedades mecánicas y la composición de los materiales. Se utilizan principalmente como buffer o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.



Figura 23: Tanque tipo II [20].

- **Tanques tipo III**

Los tanques tipo III, Figura 24, disponen de la misma configuración que los de tipo II, pero en este caso las fibras de vidrio o carbono y resina recubren la totalidad del armazón de aluminio. Con esta disposición se consiguen tanques más ligeros con paredes más finas y con un rango de presiones de 20-70 MPa. Su principal aplicación es para aplicaciones móviles y transporte de hidrógeno en tráileres.



Figura 24: Tanque tipo III [20].

- **Tanques tipo IV**

Los tanques tipo IV, Figura 25, están hechos de revestimiento polimérico envueltos con fibra de vidrio o carbono. Las fibras que envuelven el revestimiento polimérico proporcionan el nivel de resistencia necesario para contener hidrógeno presurizado entre 20-70 MPa, mientras que el recubrimiento actúa principalmente como barrera de permeación. EL coste de fabricación es más alto, a pesar de que estos cilindros son más ligeros que los revestimientos totalmente metálicos. Su principal aplicación es para aplicaciones móviles para almacenamiento de gas natural para vehículos CNG, LPG o similares.

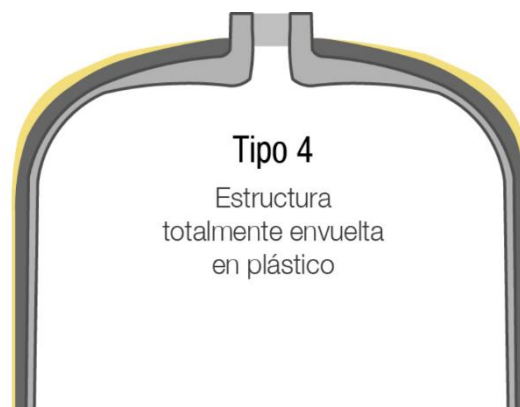


Figura 25: Tanque tipo IV [20].

Los esfuerzos en I+D que se están realizando van encaminados principalmente a la identificación de fibras de carbono de bajo coste que cumplen las especificaciones de resistencia, peso, ciclos de vida y seguridad.

Hay que destacar que los depósitos están diseñados para trabajar a altas presiones, y de acuerdo a las especificaciones de EIHP los depósitos tienen que tener un factor de seguridad de 2,35, lo que supone que los tanques deben soportar 164,5 MPa de presión para el caso de depósitos a 70 MPa [20].

7.5.2.2 Almacenamiento en estado líquido

El almacenamiento del hidrógeno líquido, Figura 26, presenta un gran inconveniente, como se ha explicado anteriormente, su baja temperatura de ebullición se sitúa en $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para evitar posibles evaporaciones en su interior debido a transferencias de calor desde el exterior, los tanques en los que se almacena poseen un aislamiento de muy baja conductividad [30].

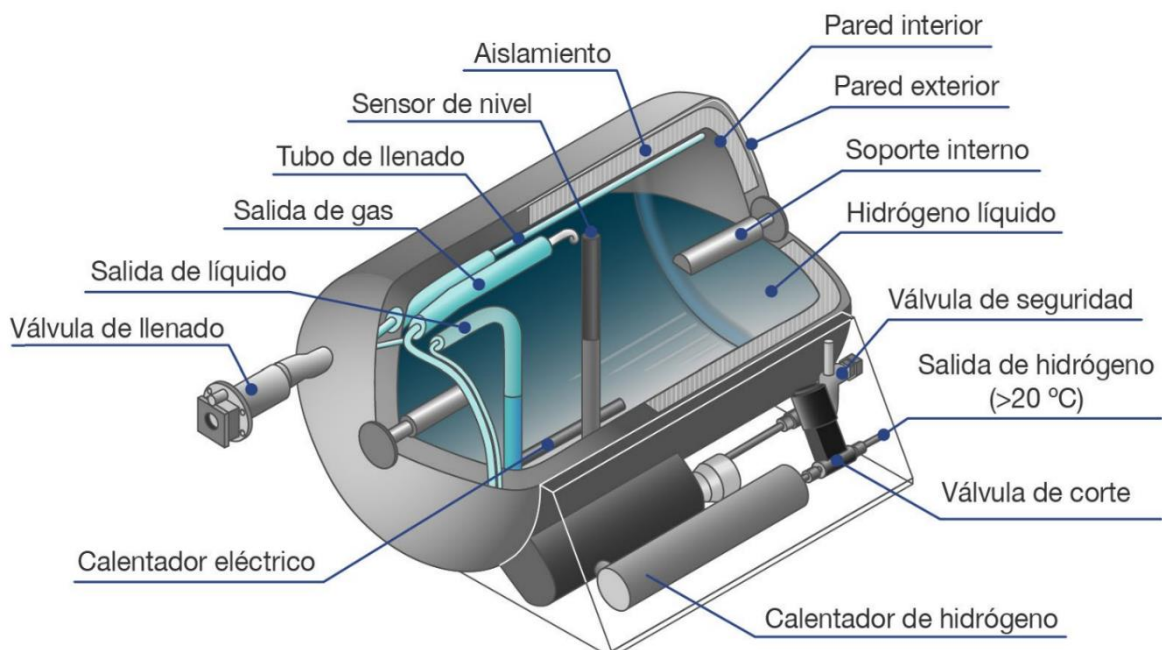


Figura 26: Tanque de hidrógeno líquido [20].

Para el LH_2 , se eligen principalmente por dos tipos de tanques, el esférico, el cual, ya que por su disposición geométrica posee la menor superficie de transferencia por unidad de volumen. Esta propiedad posibilita maximizar el volumen de los depósitos, reduciendo la transferencia de calor, evitando la evaporación en su interior,

También se opta por tanques cilíndricos, que son más económicos y fáciles de construir que de forma esférica, además, la relación entre el volumen total del tanque y el área de transporte es muy similar a una esférica.

La densidad energética del sistema mejora cuando el hidrógeno se almacena en forma de hidrógeno líquido:

Densidad hidrógeno líquido (-253 °C) = 708 kg/m³

Densidad hidrógeno gas a presión y temperatura atmosférica = 0,0899 kg/m³

El hidrógeno pasa a estado líquido a -253 °C y 0,1 MPa, existiendo en dicha forma solo por debajo de las condiciones del punto crítico, 1,296 MPa y -240 °C.

Los puntos clave de esta tecnología son los asociados al efecto de mantenerlo a temperaturas criogénicas. Los principales problemas son los siguientes [20]:

- Pérdida de hidrógeno por evaporación, Figura 27. Debido a las temperaturas a las que se trabaja se producen pérdidas energéticas, que se traducen en una progresiva evaporación del hidrógeno que está almacenado. Este hidrógeno se va acumulando en el interior del depósito, pero debe ser venteado para evitar sobrepresiones. Aproximadamente, entre el 3% y el 5% del hidrógeno almacenado se evapora al día. En la siguiente figura se muestra la evolución de un depósito experimental frente al tiempo. Se muestra claramente que la presión se mantiene prácticamente constante, mientras que la cantidad de hidrógeno almacenado disminuye diariamente.

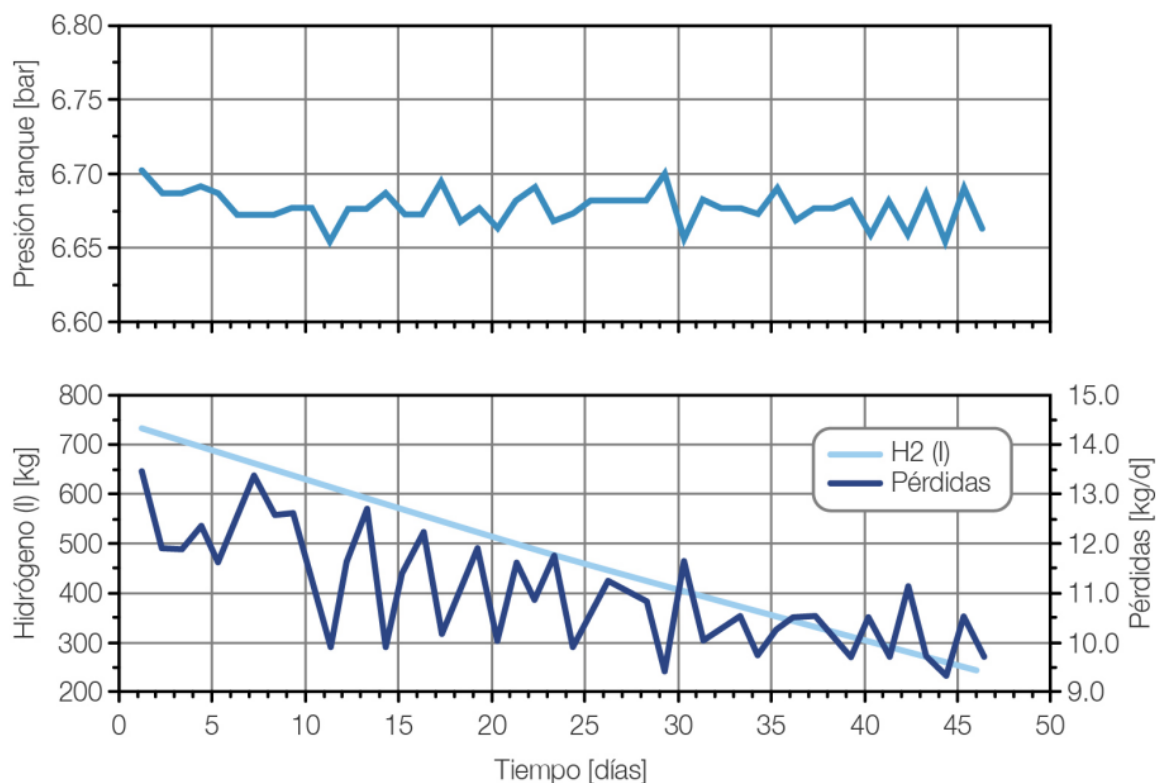


Figura 27: Pérdidas por evaporación [20].

- La energía necesaria en el proceso de licuefacción es elevada, necesitándose en torno al 30% de la energía que contiene el hidrógeno, pudiendo llegar a ser este gasto energético mayor en pequeñas plantas de licuefacción, ya que son menos eficientes.
- El proceso de licuefacción del hidrógeno requiere de una serie de equipos para poder llevarse a cabo, como compresores, intercambiadores de calor, motores de expansión y válvulas de estrangulación.
- Tanto los materiales con los que se trabaja, como los sistemas de aislamiento, suponen un gran peso y volumen para el sistema total. Deben ser optimizados para mejorar coste, volumen, peso y aislamiento del exterior.

Los recipientes de hidrógeno líquido se componen principalmente de un depósito interior, un sistema de aislamiento intermedio y un armazón exterior. El depósito interior tiene que ser resistente al contacto con el hidrógeno impermeable hidrógeno y resistente a las temperaturas de operación (-250 °C). Además, a causa de los grandes cambios de temperatura cuando el depósito está lleno o vacío, hay que tener en cuenta la expansión y contracción del material [20].

Respecto a la capa de aislamiento intermedia, puede ser de dos tipos principalmente:

- El primer tipo mediante una chaqueta de aislamiento a presión de vacío consistente en capas de aluminio u otro compuesto con una baja emisividad y alta reflectividad, separadas por capas de fibras de vidrio. Teniendo una baja presión en esta sección se consigue disminuir la convección entre las capas, así mediante las capas de aluminio se reduce la radiación y las fibras de vidrio reducen la conducción de calor.
- El segundo tipo es mediante un aislamiento rígido de espuma (*foam*). Presenta menos problemas de seguridad, sin embargo, la conductividad térmica es mayor.

El armazón exterior es de acero o aluminio y debe presentar una alta resistencia a la abrasión. También se está trabajando en recubrir la capa exterior con fibras y materiales compuestos.

7.5.3 Sistema de refrigeración

Las HRS cuentan con un sistema de refrigeración para reducir la temperatura del hidrógeno después de cada etapa de compresión y antes de dispensar el hidrógeno al depósito del vehículo.

En las HRS, se utilizan intercambiadores de calor de microcanales (MCHE) unidos por difusión, Figura 28, capaces de reducir la temperatura del hidrógeno hasta -40 °C y de trabajar hasta presiones de 100 MPa. Además, dependiendo del caudal de hidrógeno existen diferentes tamaños desde 1kg/min hasta 12 kg/min, cumpliendo con las normas de dispensación SAE 2061.

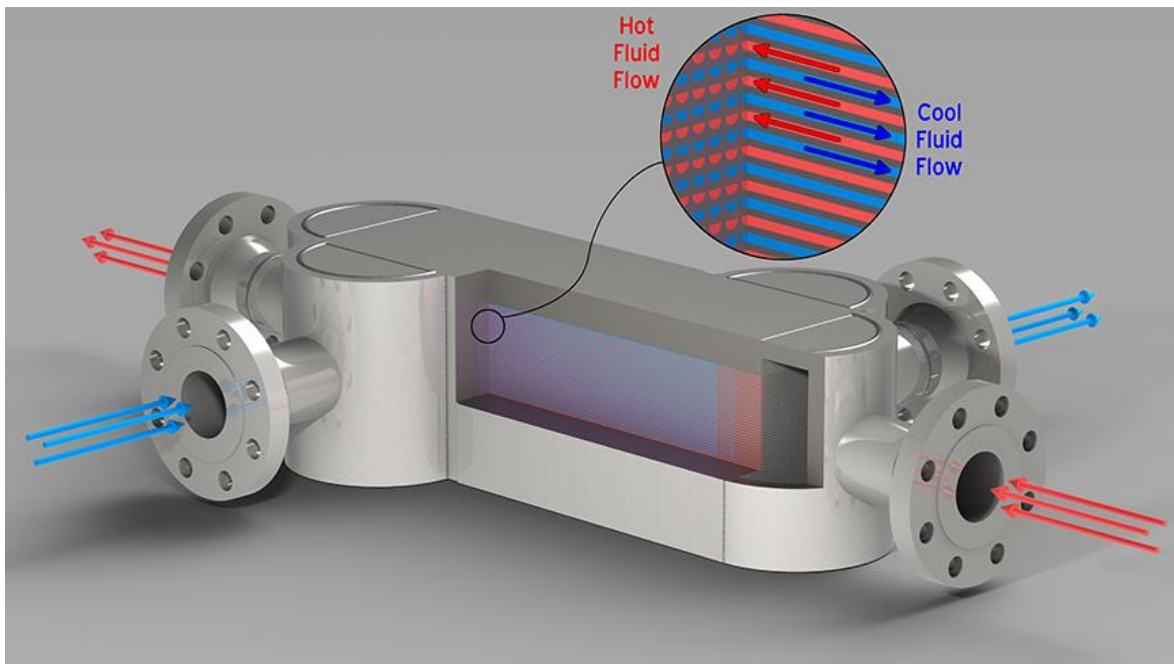


Figura 28: Intercambiador de calor de microcanales (MCHE) unidos por difusión [31].

8. MODELO TERMODINÁMICO DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO

El objetivo del modelo es predecir el coste energético del proceso de abastecimiento de combustible del depósito de un vehículo en una estación de servicio de hidrógeno. El modelo termodinámico de esta se basa en la Primera Ley de la termodinámica, la conservación de la energía. El balance de energía y de masa expresado en forma de velocidades en régimen transitorio para sistemas abiertos con una entrada y una salida es

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W}_{VC} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_{es}^2}{2} + gz_s \right) \quad [\text{J/s} \equiv \text{W}] \quad (1)$$

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad [\text{kg/s}] \quad (2)$$

La Primera Ley en régimen estacionario para sistemas abiertos queda de (1)

$$\dot{Q} - \dot{W}_{VC} = \Delta \dot{E}_c + \Delta \dot{E}_p + \Delta \dot{H} \quad [\text{J/s} \equiv \text{W}] \quad (3)$$

O bien, dividiendo la ecuación (3) por el caudal másico constante

$$q - w = \Delta e_c + \Delta e_p + \Delta h \quad [\text{J/kg} \equiv \text{Ws/kg}] \quad (4)$$

8.1 Modelo propuesto

El principal objetivo del modelo desarrollado en EES es la obtención del consumo energético por unidad de masa. Además, se determinan las propiedades del hidrógeno en los diferentes estados. El modelo simula el funcionamiento de una estación de hidrógeno mostradas en la Figura 7, Figura 8, o Figura 9. En ellas se muestra el proceso completo del abastecimiento de hidrógeno.

El modelo se basa en los balances de energía y masa (1), (2), (3) y (4) en cada etapa del proceso. Además, se utiliza la Ecuación Fundamental de Estado descrita en el artículo “*Fundamental Equations of State for Parahydrogen Normal Hydrogen, and Orthohydrogen*” [32], que proporciona propiedades termodinámicas de alta precisión del hidrógeno. Donde el estado de referencia es

$$h = 3932 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}; s = 53,37 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \text{ a } 25,15 \text{ }^\circ\text{C y } 101,325 \text{ kPa}$$

Y el rango de aplicación de la ecuación de estado es

$$13,957 < T < 1000 \text{ K}$$

$$0 < P < 2000 \text{ MPa}$$

8.1.1 Modelo de compresión

La etapa de compresión se trata de un proceso en régimen estacionario adiabático e isoentrópico en varias etapas con refrigeración entre cada etapa. Del balance de energía (4), el trabajo consumido por un compresor adiabático e isoentrópico entre cada etapa es

$$w = \Delta h = \frac{\Delta h_s}{\eta_s} \quad [\text{J/kg} \equiv \text{Ws/kg}] \quad (5)$$

Del balance de energía (3) la potencia de la compresión es

$$\dot{W} = \dot{m}w \quad [\text{J/s} \equiv \text{W}] \quad (6)$$

8.1.2 Modelo de refrigeración

La etapa de refrigeración se trata de un proceso en régimen estacionario. El balance de energía (4) en régimen estacionario queda

$$q = \Delta h \quad [\text{J/kg} \equiv \text{Ws/kg}] \quad (7)$$

Del balance de energía (3) potencia calorífica es

$$\dot{Q} = \dot{m}q \quad [\text{J/s} \equiv \text{W}] \quad (8)$$

La potencia consumida en el proceso de refrigeración es

$$w = \frac{q}{COP} \quad [\text{J/kg} \equiv \text{Ws/kg}] \quad (9)$$

8.1.3 Modelo de llenado de un depósito

El hidrógeno se debe refrigerar antes de la dispensación porque en el proceso transitorio la pérdida de entalpía del hidrógeno se convierte en energía interna de este, aumentando excesivamente la temperatura del hidrógeno por encima de las condiciones permitidas del depósito (85 °C).

El llenado de un depósito rígido se trata de un proceso intermedio, donde la cota superior es un proceso adiabático y la cota inferior un proceso isoterma. El aumento de temperatura

dependerá de la velocidad de llenado, la diferencia de presiones y la capacidad de disipación de calor del depósito.

El artículo *“Thermodynamic modeling of hydrogen fueling process from high-pressure storage tank to vehicle tank”* simula el proceso de abastecimiento de hidrógeno del tanque de un vehículo. Sostiene que enfriando el hidrógeno antes de la dispensación a -40 °C este no sobrepasa los 85 °C (temperatura máxima permitida) en el depósito en un llenado a presión de 74 MPa [33].

Simplificando el modelo propuesto, se considera que el llenado del depósito es adiabático. La temperatura obtenida en el modelo será la temperatura máxima que podría alcanzar el depósito. Las propiedades del hidrógeno en la tubería son constantes. El depósito parte de una masa inicial m_1 .

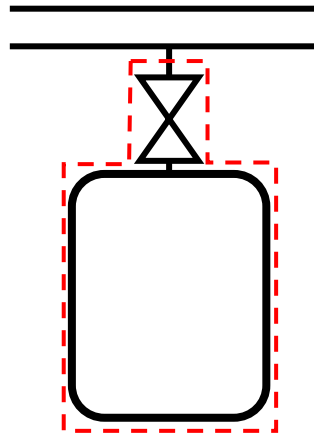


Figura 29: Esquema del depósito de un vehículo.

Se desprecia la energía cinética y potencial del gas de la tubería; solo se considera su entalpía. Se elige como volumen de control el delimitado en la Figura 29. Se calculan los balances de masa y energía con la suposición de que el volumen del tanque no aumenta con el aumento de la presión. Del balance de energía (1) y masa (2) se obtiene las siguientes expresiones

$$\frac{dm}{dt} = \dot{m}_e \quad [\text{kg/s}] \quad (10)$$

$$\frac{dU}{dt} = \dot{m}_e h_0 \quad [\text{J/s} \equiv \text{W}] \quad (11)$$

La combinación de los balances (10) y (11) queda

$$\frac{dU}{dt} = \frac{dm}{dt} h_0 \Rightarrow dU = h_0 dm$$

Se integra, como $h_0 = cte.$, sale fuera de la integral y queda la relación (12) del proceso de llenado.

$$\int_{U_1}^{U_2} dU = \int_{m_1}^{m_2} h_0 dm$$
$$m_2 u_2 - m_1 u_1 = h_0 (m_2 - m_1) \quad [J \equiv Ws] \quad (12)$$

8.2 Modelo HRSAM y HDRSAM

HDRSAM es un modelo de análisis de estaciones de servicio para vehículos pesados frente HRSAM es un modelo de análisis de estaciones de servicio para vehículos ligeros. Ambos se desarrollan en Excel con interfaz gráfica para el usuario, con datos de última generación sobre configuraciones de estaciones, tecnologías de componentes y costes de interés para las agencias gubernamentales y las partes interesadas de la industria. Ambos modelos realizan una evaluación técnica/económica de reabastecimiento de combustible para una flota de vehículos eléctricos de pila de combustible de servicio [34], [35].

Los objetivos son proporcionar una plataforma para comparar el costo de las diferentes opciones de reabastecimiento de hidrógeno. Identificar los factores de coste de las tecnologías actuales de reabastecimiento de hidrógeno para diferentes configuraciones de estaciones y perfiles de demanda de vehículos eléctricos de celdas de combustible de servicio pesado (HDFCEVs).

La herramienta es muy flexible, lo que permite a los usuarios finales la capacidad de modificar muchos parámetros de entrada y realizar análisis de sensibilidad. HDRSAM y HRSAM evalúan el coste del reabastecimiento de hidrógeno para diferentes configuraciones de estaciones de servicio y perfiles de demanda. Los modelos incorporan algoritmos de optimización para identificar las configuraciones de reabastecimiento de combustible de menor coste. Todas las suposiciones y cálculos son transparentes y los parámetros clave e impulsores de costes se identifican fácilmente [34], [35].

Suposiciones claves y fuentes de datos:

- Costo de capital de proveedores, industria y literatura, y otros parámetros económicos del sistema modelo H2A.
- Tasas de depreciación y mano de obra basadas en insumos de la industria.
- Requerimientos de terrenos basados en códigos y normas NFPA.
- Información técnica de procesos y equipos basada en información de la industria y cálculos básicos de ingeniería.
- Coste de la energía de la Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU.

Entradas:

- Parámetros de la demanda de combustible.
- Datos de costo y rendimiento de los componentes de reabastecimiento de combustible en función del rendimiento y el volumen de fabricación.
- Parámetros económicos y financieros.

Salidas:

- Coste nivelado [\$/kg] del reabastecimiento de hidrógeno.
- Contribución de los componentes de la estación al coste nivelado del hidrógeno.
- Costes de capital, operación y mantenimiento de los componentes de la estación (p. ej., compresores, bombas criogénicas, unidades de preenfriamiento y surtidores).
- Flujos de caja anuales y acumulados por componentes de estación y total.

El modelo HDRSAM y HRSAM utilizan la ecuación (13) para calcular el trabajo consumido por el compresor.

$$w = \bar{Z} R T_e n \frac{1}{\eta_s} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_s}{P_e} \right)^{\frac{k-1}{n \cdot k}} - 1 \right] \frac{1}{\eta_m \eta_M} \quad [\text{J/kg} \equiv \text{Ws/kg}] \quad (13)$$

Donde \bar{Z} es el factor promedio de compresibilidad, R es la constante universal de gas, T_e es la temperatura de entrada del gas, n es el número de etapas, η_s es la eficiencia isoentrópica, k es la relación de calores específicos, P_s es la presión de salida y P_e es la presión de entrada. Además, al consumo del compresor se le aplica una eficiencia de masa η_m (masa de salida de H_2 / masa de entrada de H_2) y la eficiencia del motor η_M .

Para la obtención del factor de compresibilidad, el programa calcula un factor de compresibilidad promedio utilizando una media logarítmica (14). El programa calcula el factor de compresibilidad en un estado mediante una función, que no se puede conocer en qué se basa, pero coincide con el calculado obtenido en ESS.

$$\bar{Z} = \frac{Z(T_{\text{Outlet}}, P_{\text{Outlet}}) - Z(T_{\text{Inlet}}, P_{\text{Inlet}})}{\ln \left[\frac{Z(T_{\text{Outlet}}, P_{\text{Outlet}})}{Z(T_{\text{Inlet}}, P_{\text{Inlet}})} \right]} \quad [-] \quad (14)$$

Los modelos HDRSAM y HRSAM utilizan la siguiente expresión para calcular el trabajo consumido por el refrigerador.

$$w = \frac{q}{COP} \quad [\text{J/kg}]$$

9. ANÁLISIS ENERGÉTICO DE UNA ESTACIÓN DE SERVICIO

El proceso analizado se trata de una compresión en varias etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. En el modelo se selecciona la presión inicial de suministro y la presión final de dispensación. En la Tabla 5, se muestran los diferentes escenarios analizados.

Tabla 5: Escenarios analizados.

	Dispensación a 350 bar	Dispensación a 700 bar
Tubos comprimidos de CGH ₂ a 147 bar	G_T_350	G_T_700
Gasoductos de CGH ₂ a 20 bar	G_20_350	G_20_700
Tanque de LH ₂ a -253 °C	L_P-V_350	L_P-V_700

Los escenarios con dispensación a 350 bar, disponen de un almacenamiento de hidrógeno a una presión de 500 bar, frente a los escenarios con dispensación a 700 bar, de 900 bar. Además, se han supuesto en el proceso de compresión un rendimiento isoentrópico de 0,75. Así como se ha establecido un rendimiento del compresor de 0,995 y del motor de 0,914. Por último, se ha observado que el COP de un refrigerador de hidrógeno varía entre 0,8 y 1 para unas temperaturas ambientes de 38 °C y 25 °C respectivamente [36].

9.1 Escenario G T 350

El escenario G_T_350 se trata de un proceso de compresión en dos etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno gaseoso comprimido a 147 bar y finaliza con una dispensación a 350 bar. En la Figura 30, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

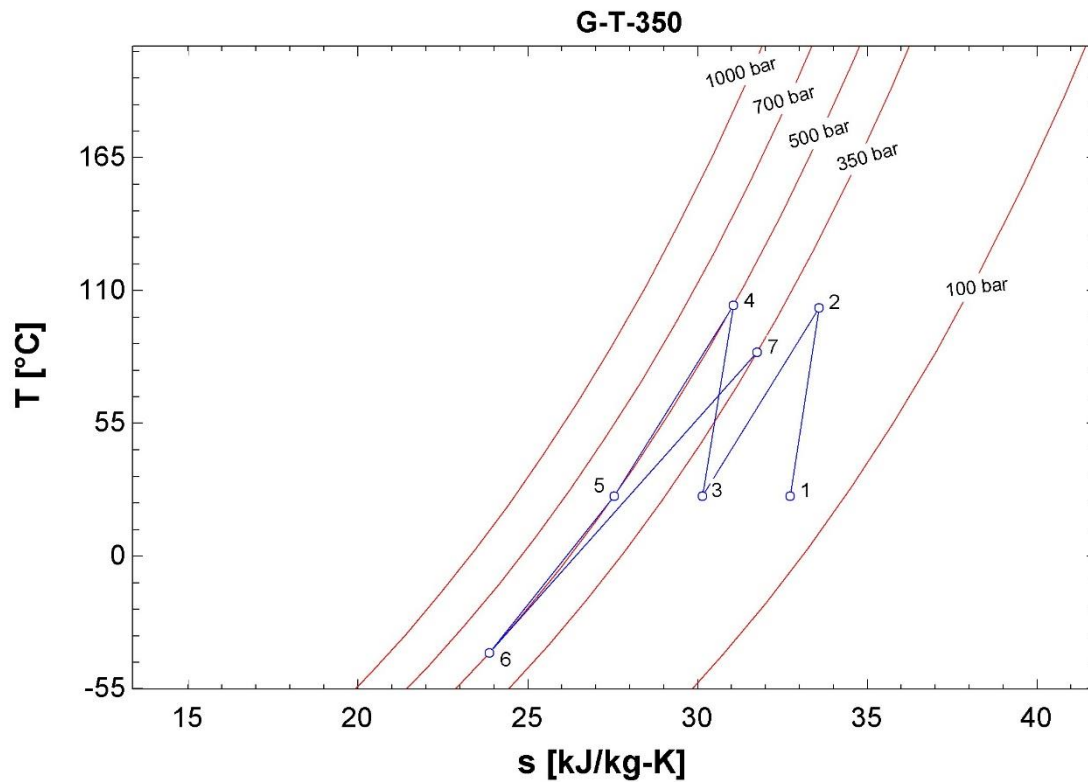


Figura 30: Diagrama T-s del proceso G_T_350.

A continuación, en la Tabla 6 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 6: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_T_350.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	147	25	4003	32,73	2664	0,09113
[2]	271,1	102,8	5228	33,57	3463	0,06512
[3]	271,1	25	4078	30,14	2640	0,05303
[4]	500	104	5414	31,05	3458	0,0391
[5]	500	25	4234	27,54	2611	0,03246
[6]	500	-40	3263	23,87	1917	0,02691
[7]	350	84,48	5013	31,75	3261	0,05006

Seguidamente, se muestra en la Tabla 7 la energía consumida en los procesos de compresión y de refrigeración para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 7: Energía consumida en el proceso G_T_350.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
W_{comp}	2816 kJ/kg	0,782 kWh/kg	2925 kJ/kg	0,812 kWh/kg
W_{refri}	1000-1400 kJ/kg	0,3-0,4 kWh/kg	1000 kJ/kg	0,3 kWh/kg

9.2 Escenario G T 700

El escenario G_T_700 se trata de un proceso de compresión en dos etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno gaseoso comprimido a 147 bar y finaliza con una dispensación a 700 bar. En la Figura 31, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

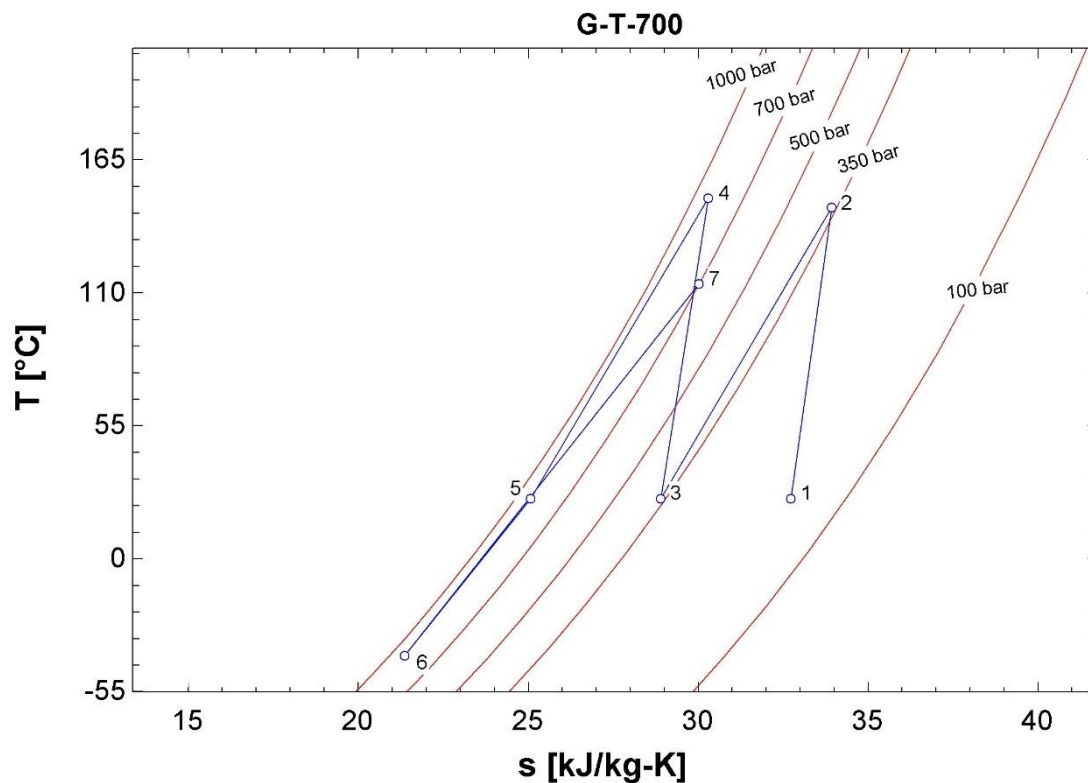


Figura 31: Diagrama T-s del proceso G_T_700.

A continuación, en la Tabla 8 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 8: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_T_700.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	147	25	4003	32,73	2664	0,09113
[2]	363,7	145,4	5925	33,92	3907	0,05548
[3]	363,7	25	4138	28,89	2626	0,04158
[4]	900	149,2	6399	30,29	3938	0,02734
[5]	900	25	4535	25,06	2590	0,02161
[6]	900	-40	3558	21,37	1886	0,01857
[7]	700	113,7	5712	30,02	3556	0,0308

Seguidamente, se muestra en la Tabla 9 la energía consumida en los procesos de compresión y de refrigeración para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 9: Energía consumida en el proceso G_T_700.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
W _{comp}	4599 kJ/kg	1,278 kWh/kg	4849,2 kJ/kg	1,347 kWh/kg
W _{refri}	1000-1400 kJ/kg	0,3-0,4 kWh/kg	1000 kJ/kg	0,3 kWh/kg

9.3 Escenario G 20 350

El escenario G_20_350 se trata de un proceso de compresión en cuatro etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno gaseoso comprimido a 20 bar y finaliza con una dispensación a 350 bar. En la Figura 32, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

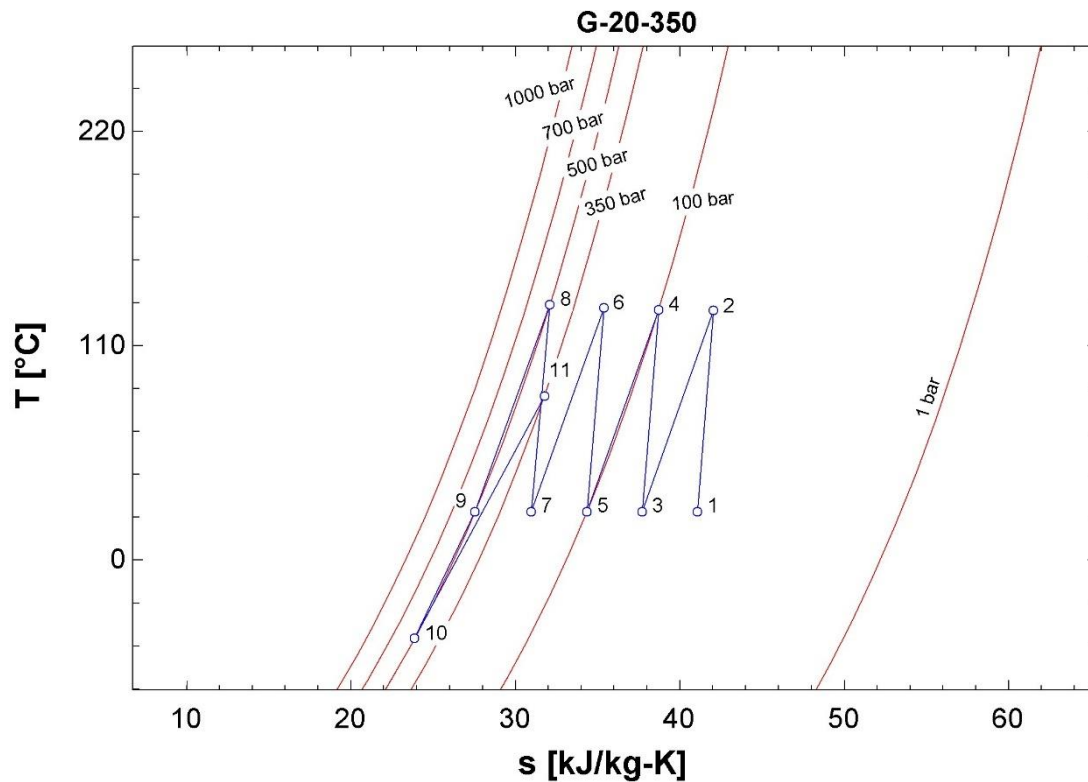


Figura 32: Diagrama T-s del proceso G_20_350.

A continuación, en la Tabla 10 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 10: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_20_350.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	20	25	3940	41,06	2696	0,6221
[2]	44,72	128,3	5449	42,03	3758	0,3781
[3]	44,72	25	3951	37,71	2689	0,2823
[4]	100	128,7	5492	38,7	3755	0,1737
[5]	100	25	3978	34,35	2675	0,1304
[6]	223,6	129,6	5589	35,39	3750	0,08225
[7]	223,6	25	4048	30,95	2648	0,0626
[8]	500	131,4	5821	32,09	3751	0,04139
[9]	500	25	4234	27,54	2611	0,03246
[10]	500	-40	3263	23,87	1917	0,02691
[11]	350	84,48	5013	31,75	3261	0,05006

Seguidamente, se muestra en la Tabla 11 la energía consumida en los procesos de compresión y de refrigeración para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 11: Energía consumida en el proceso G_20_350.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
	W_{comp}	7074 kJ/kg	1,965 kWh/kg	7887 kJ/kg
W_{refri}	1000-1400 kJ/kg	0,3-0,4 kWh/kg	1000 kJ/kg	0,3 kWh/kg

9.4 Escenario G 20 700

El escenario G_20_700 se trata de un proceso de compresión en cuatro etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno gaseoso comprimido a 20 bar y finaliza con una dispensación a 700 bar. En la Figura 33, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

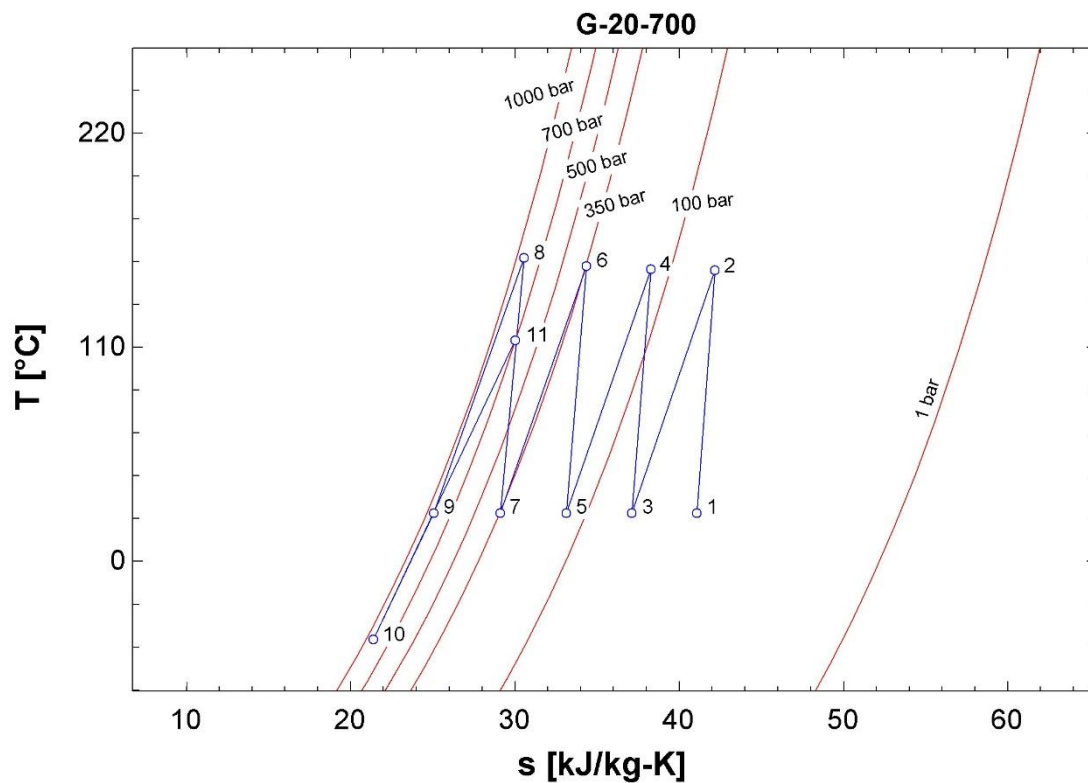


Figura 33: Diagrama T-s del proceso G_20_700.

A continuación, en la Tabla 12 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 12: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para G_20_700.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	20	25	3940	41,06	2696	0,6221
[2]	51,8	149,8	5767	42,18	3981	0,3447
[3]	51,8	25	3955	37,1	2687	0,2447
[4]	134,2	150,5	5833	38,25	3979	0,1382
[5]	134,2	25	3996	33,11	2667	0,09911
[6]	347,5	152,1	6012	34,35	3979	0,0585
[7]	347,5	25	4127	29,08	2628	0,04314
[8]	900	156,1	6503	30,53	4013	0,02766
[9]	900	25	4535	25,06	2590	0,02161
[10]	900	-40	3558	21,37	1886	0,01857
[11]	700	113,7	5712	30,02	3556	0,0308

Seguidamente, se muestra en la Tabla 13 la energía consumida en los procesos de compresión y de refrigeración para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 13: Energía consumida en el proceso G_20_700.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
W _{comp}	8902 kJ/kg	2,472 kWh/kg	10260 kJ/kg	2,850 kWh/kg
W _{refri}	1000-1400 kJ/kg	0,3-0,4 kWh/kg	1000 kJ/kg	0,3 kWh/kg

9.5 Escenario L P-V 350

El escenario L_P-V_350 se trata de un proceso de compresión en dos etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno líquido a 6 bar y a -253 °C y finaliza con una dispensación a 350 bar. En la Figura 34, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

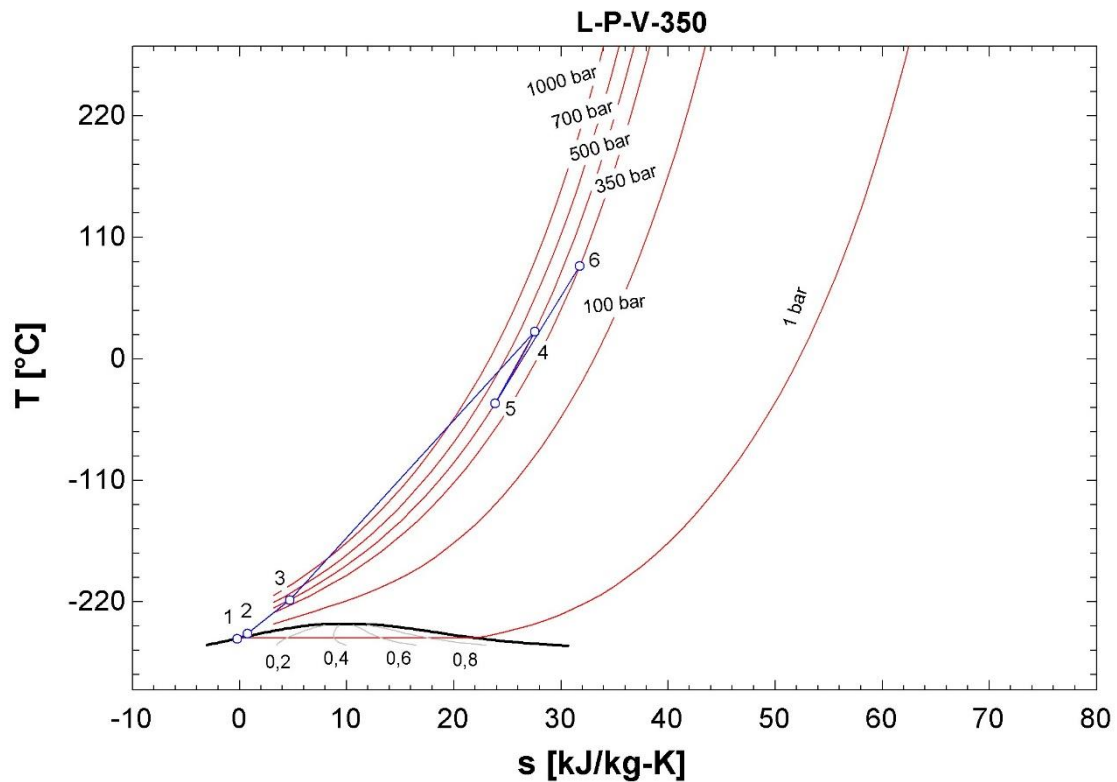


Figura 34: Diagrama T-s del proceso L_P-V_350.

A continuación, en la Tabla 14 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 14: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para L_P-V_350.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	6	-253	2,625	-0,2156	-5,737	0,01394
[2]	54,77	-248,6	91,19	0,7331	16,06	0,01372
[3]	500	-218,1	815,3	4,693	203,1	0,01224
[4]	500	25	4234	27,54	2611	0,03246
[5]	500	-40	3263	23,87	1917	0,02691
[6]	350	84,48	5013	31,75	3261	0,05006

El proceso de abastecimiento L_P-V_350 no cuenta con un consumo de energía por refrigeración en estado estacionario, ya que cuando se procede al suministro el hidrógeno almacenado a 25 °C (estado 4) se enfría mezclándolo con el hidrógeno producido a -218,1 °C (estado 3). Suponiendo un abastecimiento de 35 kg a 350 bar, la relación de masa en la mezcla se muestra en la Tabla 15 para conseguir una dispensación de hidrógeno a -40 °C.

Tabla 15: Relación de masa en la dispensación.

Estados	m (kg)	m (%)
[3]	10,08	28,8
[4]	24,92	71,2
[5]	35	100

Seguidamente, se muestra en la Tabla 16 la energía consumida en el proceso de compresión para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 16: Energía consumida en el proceso L_P-V_350.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
W_{comp}	893,6 kJ/kg	0,248 kWh/kg	1062 kJ/kg	0,295 kWh/kg

9.6 Escenario L P-V 700

El escenario L_P-V_700 se trata de un proceso de compresión en dos etapas con refrigeración entre ellas (25 °C), seguido finalmente de una refrigeración (-40 °C) antes de la dispensación. El proceso parte con un suministro de hidrógeno líquido a 6 bar y a -253 °C y finaliza con una dispensación a 700 bar. En la Figura 35, se muestra el proceso de dispensación en un diagrama T-s.

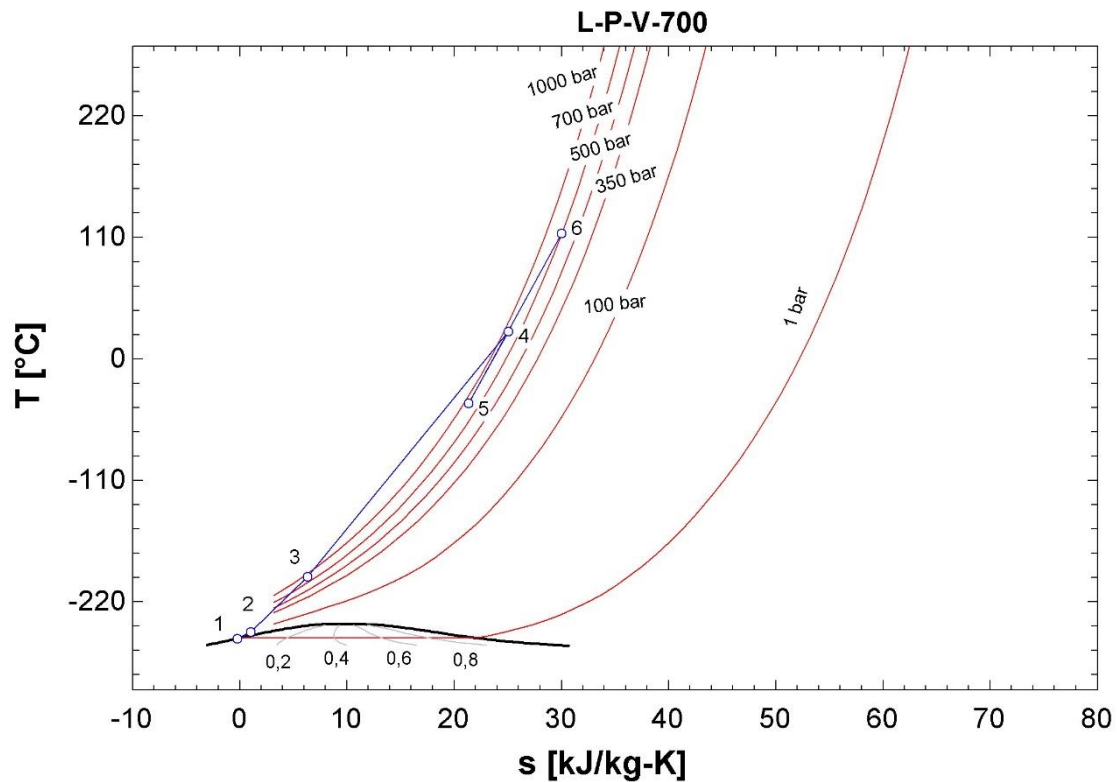


Figura 35: Diagrama T-s del proceso L_P-V_700.

A continuación, en la Tabla 17 se muestran los resultados de las propiedades termodinámicas en los diferentes estados del proceso de dispensación del modelo propuesto.

Tabla 17: Resultados de las propiedades en los diferentes estados para L_P-V_700.

Estados	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/Kkg)	u (kJ/kg)	v (m ³ /kg)
[1]	6	-253	2,625	-0,2156	-5,737	0,01394
[2]	73,48	-247,1	124,2	1,028	24,07	0,01363
[3]	900	-197,1	1393	6,301	361,9	0,01146
[4]	900	25	4535	25,06	2590	0,02161
[5]	900	-40	3558	21,37	1886	0,01857
[6]	700	113,7	5712	30,02	3556	0,0308

El proceso de abastecimiento L_P-V_350 no cuenta con un consumo de energía por refrigeración en estado estacionario, ya que cuando se procede al suministro el hidrógeno almacenado a 25 °C (estado 4) se enfría mezclándolo con el hidrógeno producido a -197,1 °C (estado 3). Suponiendo un abastecimiento de 5 kg a 700 bar, la relación de masa en la mezcla se muestra en la Tabla 18 para conseguir una dispensación de hidrógeno a -40 °C.

Tabla 18: Relación de masa en la dispensación para L_P-V_700.

Estados	m (kg)	m (%)
[3]	1,579	31,6
[4]	3,421	68,4
[5]	5	100

Seguidamente, se muestra en la Tabla 19 la energía consumida en el proceso de compresión para el modelo propuesto y HDRSAM.

Tabla 19: Energía consumida en el proceso L_P-V_700.

	Modelo propuesto		HDRSAM	
W_{comp}	1529 kJ/kg	0,424 kWh/kg	1954,8 kJ/kg	0,543 kWh/kg

9.7 Análisis de los resultados

En la Figura 36, se muestran el consumo energético de los diferentes escenarios para el modelo desarrollado y para HDRSAM. En el proceso de abastecimiento de hidrógeno, la hidrogenera consume energía en el proceso de compresión y refrigeración. Como se puede observar, el proceso de compresión consume más energía cuanto mayor es la diferencia de presión entre el estado inicial y el final. Por otro lado, el consumo de energía en la etapa de refrigeración es constante en todos los escenarios ya que este no depende de la diferencia de presiones. Además, se puede apreciar que los procesos de compresión criogénica no consumen energía de refrigeración ya que el hidrógeno almacenado se enfría mezclándose con el hidrógeno producido como se ha explicado anteriormente.

Cabe destacar que los valores del consumo energético de los escenarios resultan ser diferentes porque no se ha tomado en cuenta el consumo energético que supone aguas arriba del proceso. Por último, se puede concluir que el modelo HDRSAM elaborado por ANL es válido ya que los resultados obtenidos se desvían en menos del 15% del modelo propuesto.

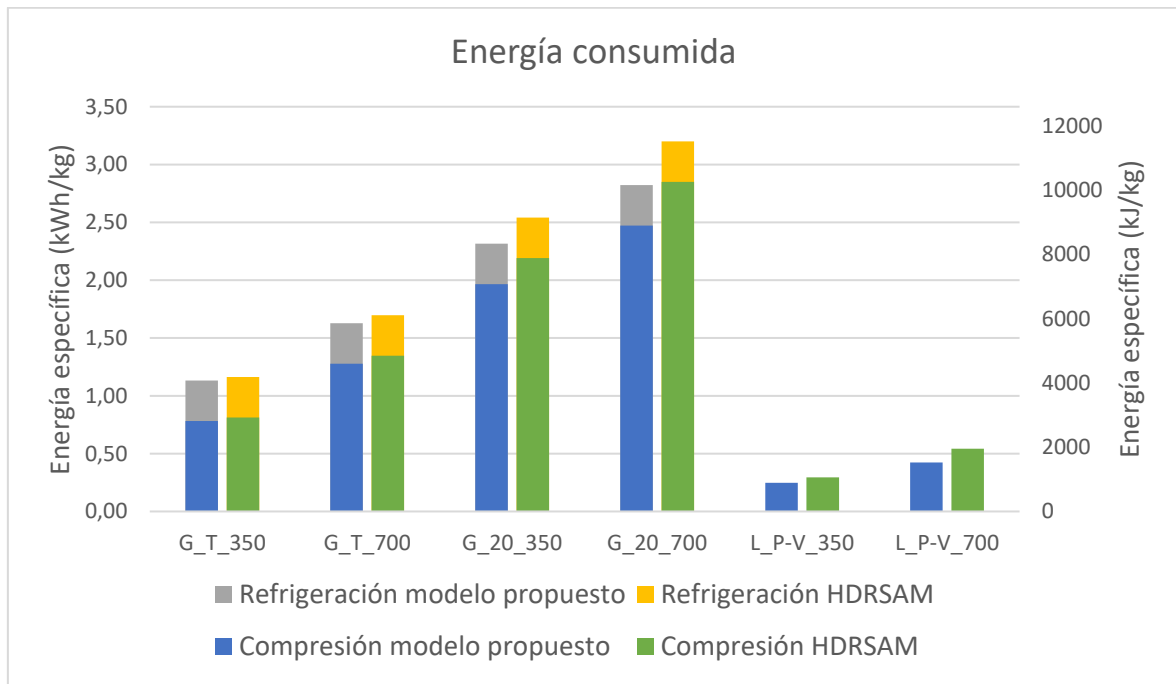


Figura 36: Consumo energético de los diferentes escenarios.

10. ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA ESTACIÓN SERVICIO

A continuación, una vez abordadas el análisis energético de una HRS, este capítulo se centra en realizar un estudio económico de los costes asociados a la estación de servicio. Primero se estudiará el coste del desarrollo de la infraestructura desde un punto de vista global, a continuación, se evaluarán el coste de los principales componentes de esta y por último se calculará el coste aproximado de hidrógeno teniendo en cuenta la influencia del desarrollo de la tecnología.

10.1 Coste del desarrollo de infraestructura de hidrógeno

Según la AIE, el coste de inversión de una HRS oscila entre 1,2 y 2,1 millones de euros. Si la previsión es la esperada con el desarrollo de la tecnología y la reducción de los costes este se podrá reducir a unos 0,8 y 2 millones de euros, que finalmente en 2023 se prevé que se reduzca aproximadamente a 0,6 y 1,6 millones de euros si el mercado de FCEV alcanza un nivel de madurez en el mercado haciendo que impulse la necesidad de consumo de hidrógeno [37].

En la Tabla 10, se observan a grandes rasgos los costes aproximados de la instalación de una estación de servicio de hidrógeno en los próximos 5 a 10 años. El coste de esta depende en gran medida del tipo de hidrogenera y la capacidad de dispensación de hidrógeno.

Tabla 20: Coste de capital de HRS por tipo y capacidad [37].

Capacidad HRS (kg H ₂ /día)	Tipo de HRS			
	<i>On-site</i> SMR (M€)	<i>On-site</i> Electrolisis (M€)	<i>Off-site</i> GH ₂ (M€)	<i>Off-site</i> LH ₂ (M€)
100	0,9-2,6	1,0-2,6	1,1-1,8	0,7-2,1
480	1,9-4,6	1,9-5,4	1,9-2,4	1,5-2,9
1000	3,2-4,8	4,0-7,9	3,2	2,4

Como se puede observar en la Tabla 10, las hidrogeneras con producción centralizada (*off-site*) con hidrógeno gaseoso como líquido son más económicas que las descentralizadas (*on-site*) cuanto mayor es la capacidad de suministro de las hidrogeneras.

La Figura 37 representa un estudio que predice la variación del coste promedio de la inversión de una HRS del 2016 al 2030. Los diferentes puntos corresponden a la variedad de tipologías que pueden desarrollarse de hidrogeneras teniendo en cuenta las diferentes tecnologías, disposiciones y capacidades de suministro.

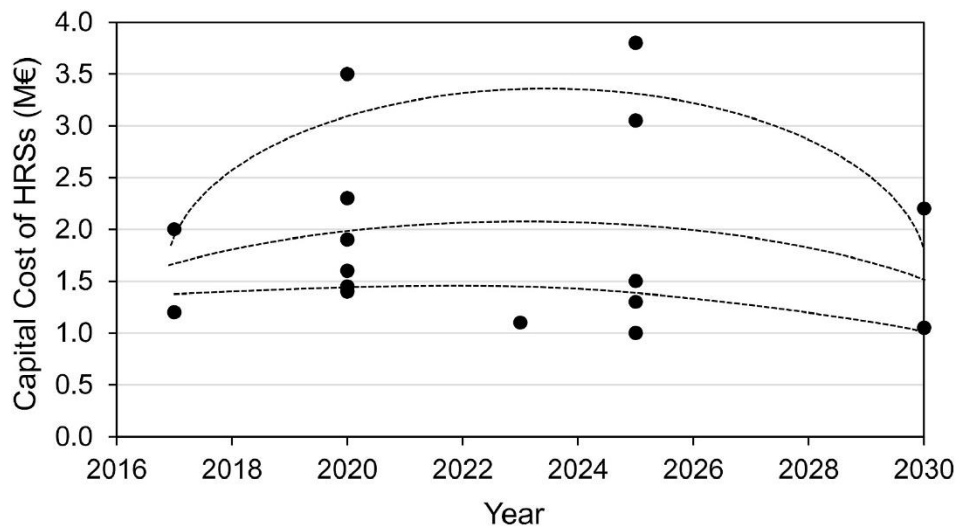


Figura 37: Evolución del coste medio de las HRS en función de diferentes previsiones [37].

Se puede observar en la Figura 37 que la evolución del coste de capital de las HRS sigue tres líneas de tendencia principales dependiendo de la madurez e implementación en mayor o menor grado. Estas indican un aumento a mediados de la década de 2020, mientras que después de 2025 las previsiones muestran que disminuirá. Esto puede justificarse por el hecho de que, en comparación con los HRS contemporáneos, en los que la gran mayoría del H₂ se suministra desde las unidades centrales de producción, en un futuro próximo el tipo de HRS pasará a esquemas de producción descentralizado a través de fuentes de energía renovable, lo que se traduce en un mayor costo de inversión. Además, para el escenario de alto aumento, pasar a HRS en el sitio puede aumentar aún más el costo a través de la transición también a topologías de HRS más grandes con mayor capacidad de dispensación. Sin embargo, se espera que este costo se reduzca en todos los escenarios debido a las economías de escala a través de la implementación de más HRS para 2030 [37].

10.2 Coste de los componentes de una HRS

Después de analizar de modo general los costes que implican la puesta en marcha de la instalación de una estación de suministro de hidrógeno, se analizarán los costes específicos de cada uno de los sistemas que lo componen, incluyendo sistema de compresión, sistema de tanques de almacenamiento, equipos de distribución. y sistema de refrigeración.

10.2.1 Coste del compresor

El coste de un compresor disminuye cuanto mayor es la tasa de producción anual, ya que el espacio de la fábrica (costo de construcción) y el equipo (costo de capital) se distribuyen en un volumen mayor de producción. Como se puede apreciar en la Figura 38, el coste de fabricación de un compresor de una sola etapa con una capacidad de 92 Nm³/h para 10 unidades es 30.000 \$ frente a menos de 5.000 \$ para una producción anual de 500 [38].

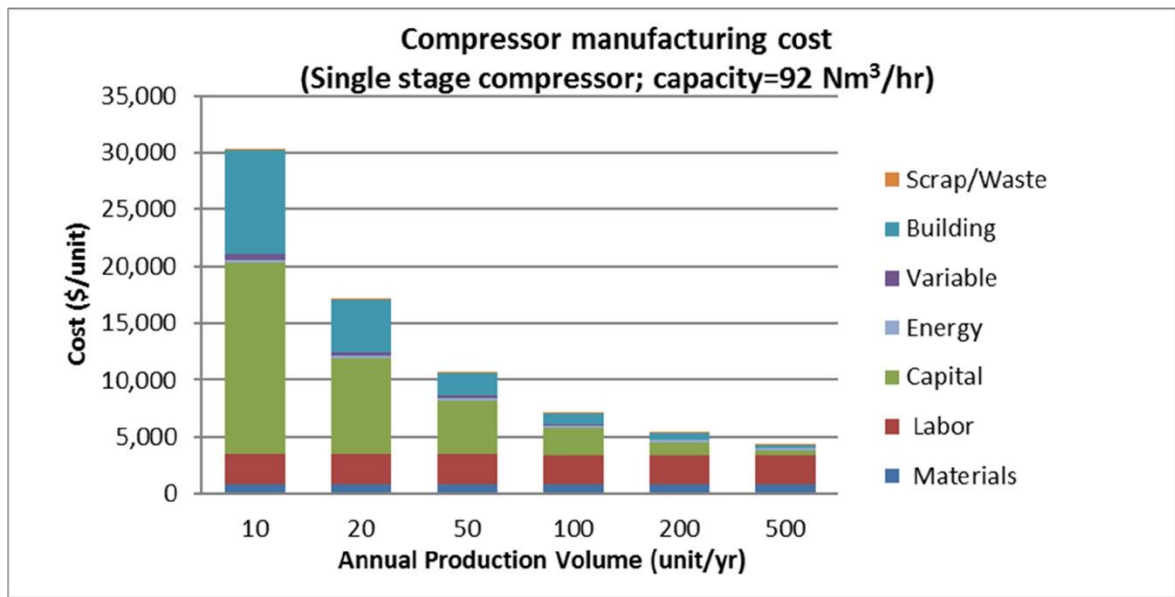


Figura 38: Coste de fabricación del compresor en función del volumen de producción anual [38].

10.2.2 Coste del tanque de almacenamiento

El coste de un tanque de almacenamiento, Figura 39, es el elevado debido principalmente a los materiales empleados, ya que estos tienen que ser capaces de soportar muy altas presiones. En concreto, el material del tanque analizado es acero al cromo-molibdeno (34CrMo4) y admite una presión máxima de 380 bar. A pesar del alto coste de los materiales, es posible disminuir el coste unitario de estos tanques si se consigue llegar a economías de gran escala, en este caso, pasando de una producción anual de 100 unidades a otra de 1000 unidades, es posible conseguir un ahorro del 32% con respecto al total [38].

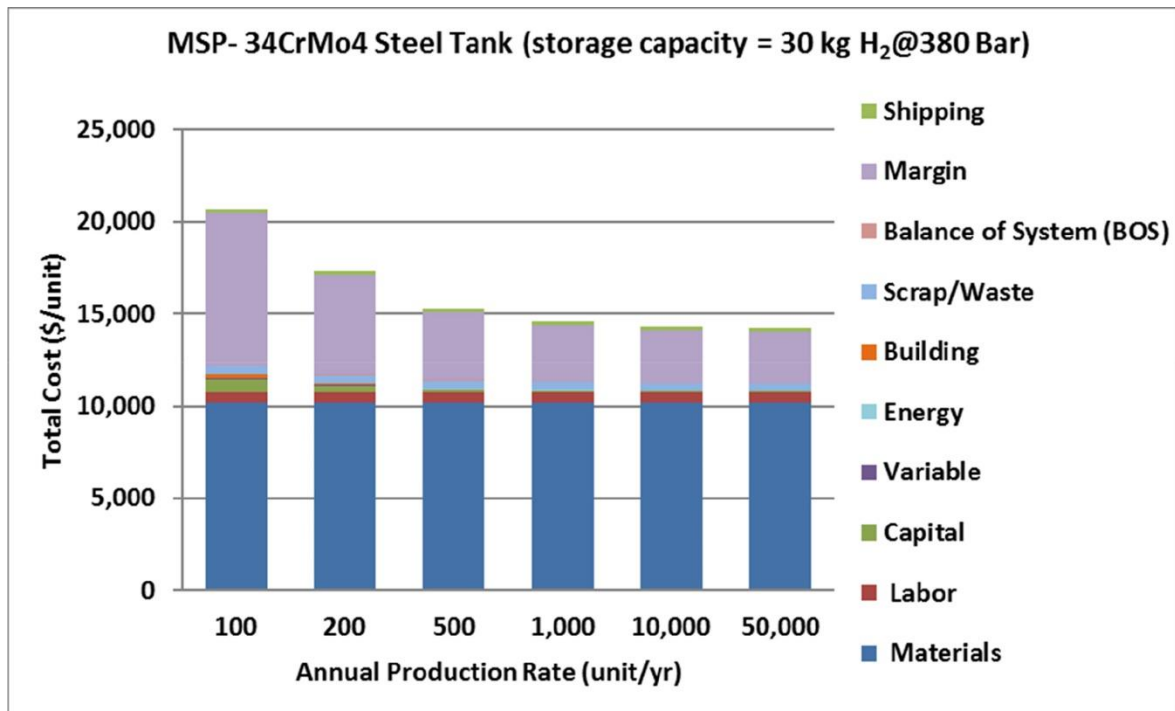


Figura 39: Coste de fabricación del tanque de acero 34CrMo4 [38].

10.2.3 Coste del dispensador

A diferencia de la fabricación de los anteriores, la fabricación del surtidor es un proceso puro de ensamblaje e integración que se basa en piezas subcontratadas. En la Figura 40, se observa que el sistema de válvulas y medidores representa el 60% del costo total de las piezas del dispensador. El coste de la boquilla y las mangueras llega al 22%, dominado por el alto costo de una boquilla de 70 MPa. En el subsistema de sensores, los costes alcanzan el 7%, impulsados por los complejos sensores utilizados para la detección de fugas de hidrógeno y llamas. Otros sistemas en el surtidor representan el 11% del coste total de la pieza del surtidor [38].

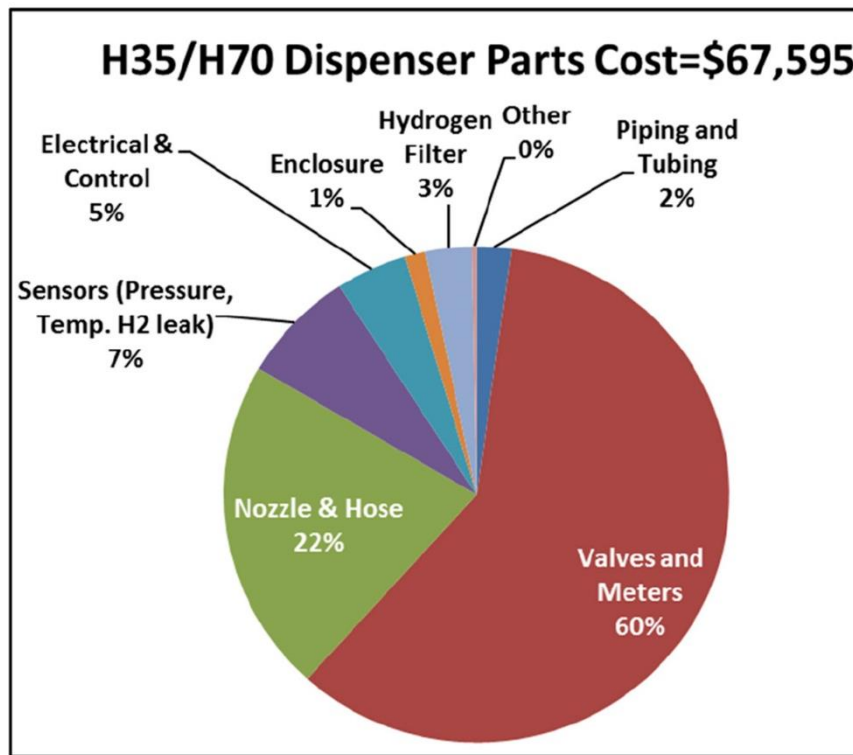


Figura 40: Desglose de costes para un dispensador de manguera doble de 35 MPa y 70 MPa [38].

El coste de fabricación de un dispensador de manguera doble de 35 MPa y 70 MPa, Figura 41, disminuye cuanto mayor es la tasa de producción anual porque se esperan descuentos por cantidades compradas crecientes, el capital y los costos de construcción se distribuyen entre volúmenes de producción más grandes y el margen de beneficio esperado disminuirá con altos volúmenes de producción. El coste de fabricación de 1 unidad es 110.000 \$ frente a 50.000 \$ para una producción anual de 500 [38].

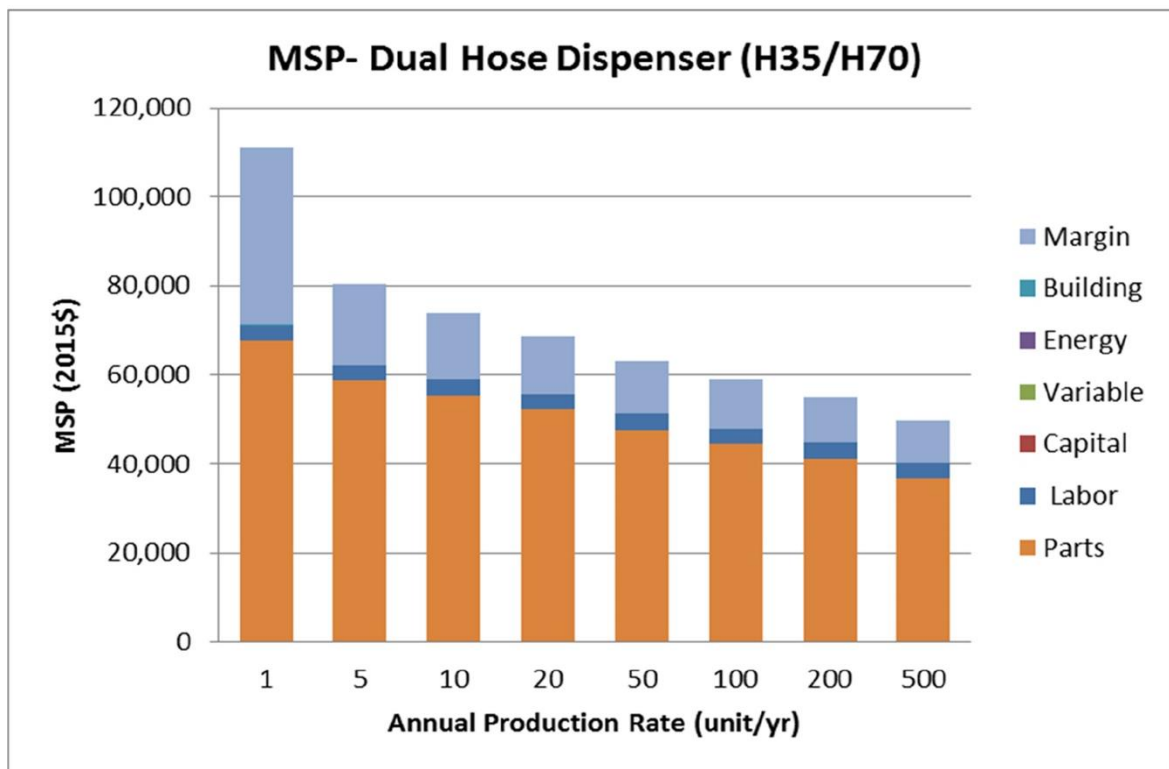


Figura 41: Coste de fabricación del dispensador de manguera doble de 35MPa y 70 MPa [38].

10.2.4 Coste del sistema de refrigeración

Para el sistema de refrigeración, debido a la madurez tecnológica que posee y a la complejidad del diseño de este elemento, se va a recurrir a las curvas de coste desarrolladas por ANL, Figura 42. El precio de un intercambiador de calor depende de múltiples factores, incluidos, entre otros, la capacidad de intercambio de calor en kilovatios; la tecnología del intercambiador de calor (por ejemplo, doble tubo, microcanal o bloque metálico); y los materiales utilizados para construir el intercambiador de calor (por ejemplo, acero inoxidable o acero al cromo-molibdeno). Se estima que el precio promedio de un intercambiador de calor de microcanales de 20 a 30 kW es de alrededor de 50.000 \$ a 60.000 \$.

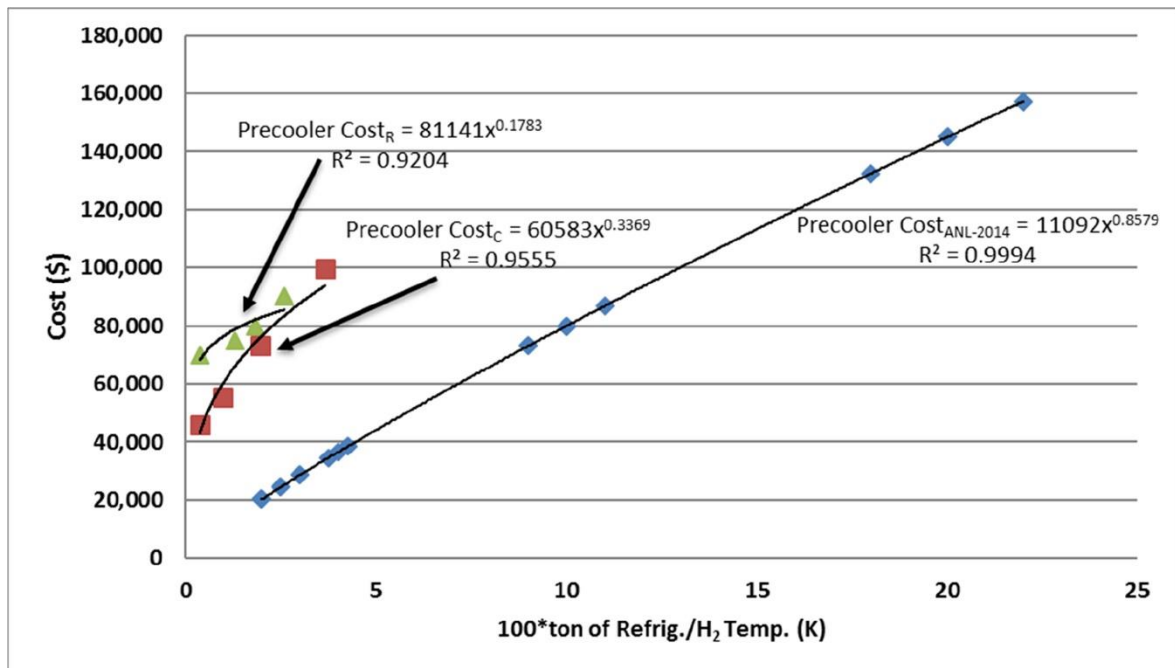


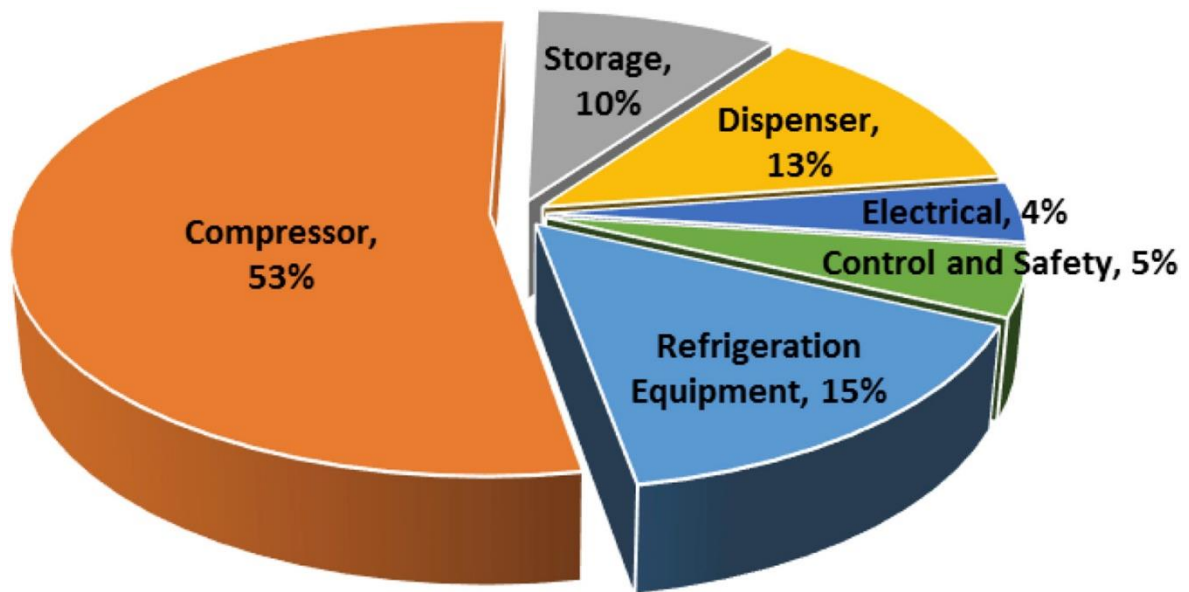
Figura 42: Curvas de coste del sistema de refrigeración [38].

10.3 Coste de la producción de hidrógeno

En este último apartado del análisis económico, se averiguará la relación entre el precio del hidrógeno y el coste de las estaciones de servicio de hidrógeno. Como parámetro principal para realizar este estudio se utilizará el coste nivelado de una estación de servicio de hidrógeno, que es el coste total medio de construcción y operación de una estación de servicio de hidrógeno a lo largo de su vida útil dividido por la cantidad total de hidrógeno distribuido por la estación de servicio de hidrógeno [39].

El modelo de simulación llamado HDSAM, desarrollada por ANL, además de dimensionar los diferentes componentes que lo componen según la demanda del mercado, permite calcular los costes asociados a la estación de suministro de hidrógeno, pudiendo conocer la contribución de cada sistema al coste del hidrógeno.

Para una HRS con una dispensación a 700 bar y una demanda de 500 kg/día, Figura 43, se obtiene que aproximadamente el 50% del coste corresponde al compresor, el 15% al sistema de refrigeración, el 13% al dispensador, el 10% al almacenamiento, el 5% al control y seguridad y el 4% a electricidad [39].



Refueling Station Component Cost Contribution

Figura 43: Desglose del coste nivelado en función de los componentes de una HRS [39].

La Figura 44 muestra el coste nivelado para las HRS con suministro mediante camiones con tubos de hidrógeno comprimido. El coste nivelado de bajo volumen de una capacidad de 200 kg/día es de aproximadamente 60 \$/kg, suponiendo una utilización promedio anual de la estación del 80 % de la capacidad de la estación. Una estación de 1000 kg/día (con la misma configuración) reduciría el costo nivelado de la estación a 3,8 \$/kg. Sin embargo, con el bajo número de HFCEV en el mercado inicial, no es probable lograr una alta utilización para una estación de gran capacidad. Por ello, las estaciones actuales tienen capacidades reducidas [39].

De manera similar, es improbable un alto volumen de producción de componentes de abastecimiento de combustible porque las estaciones de pequeña capacidad se implementan principalmente en los primeros mercados para mejorar la utilización de la capacidad. Un aumento en la cantidad de HFCEV desplegados reduciría significativamente el costo nivelado de la estación debido a las economías de escala logradas con una mayor capacidad/utilización de la estación y un mayor volumen de producción de componentes, como se muestra en la Figura 44. En un mercado maduro, la combinación de las economías de escala de una gran capacidad/utilización de la estación (1000 kg/día al 80 % de la utilización promedio) con la producción de alto volumen de componentes de reabastecimiento puede reducir el coste nivelado de la estación de reabastecimiento a aproximadamente 2 \$/kg [39].

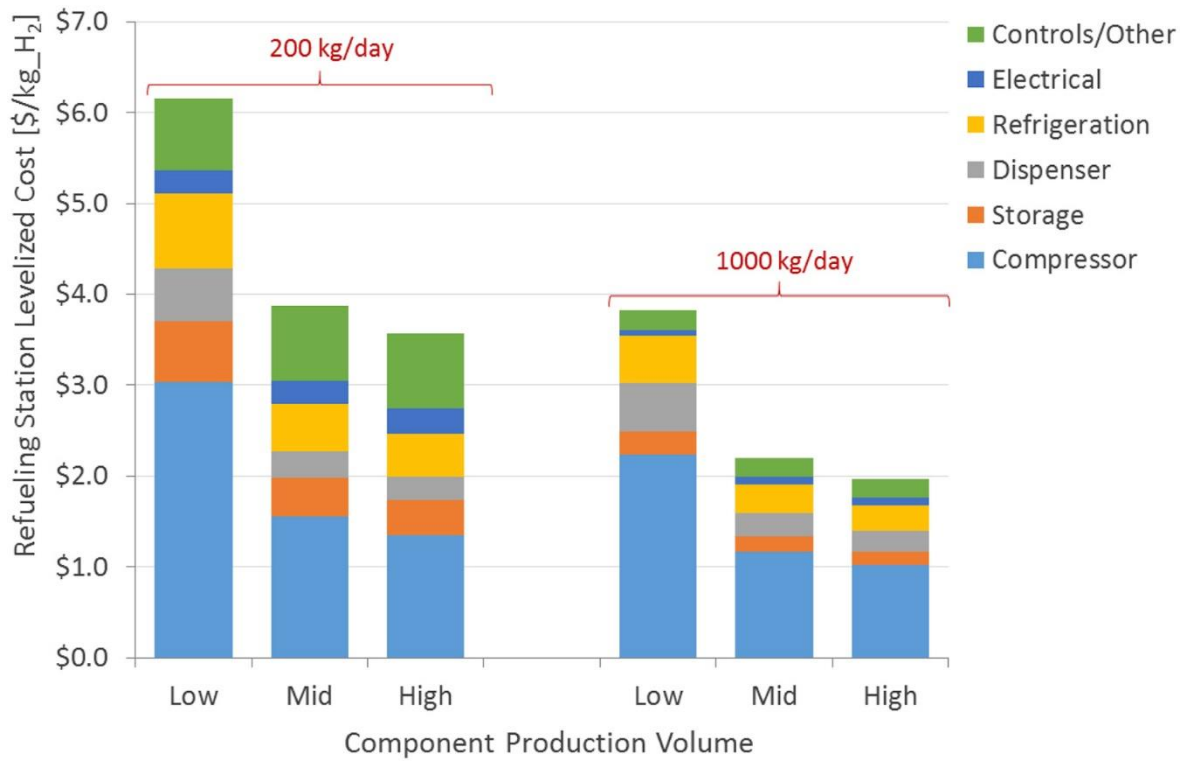


Figura 44: Impacto del volumen de producción en el coste nivelado de un HRS [39].

11. CONCLUSIÓN

Para poder evaluar el potencial de las HRS, es fundamental conocer el alcance que tendrá el FCEV, ya que éste es el demandante de hidrógeno de estas instalaciones. Como se puede observar en Figura 45, se espera un aumento en la venta de vehículos de celda de combustible de cara a 2050 con un valor del 20% con respecto a las ventas totales. Por lo tanto, la entrada del FCEV a medio plazo va a ser una realidad [40].

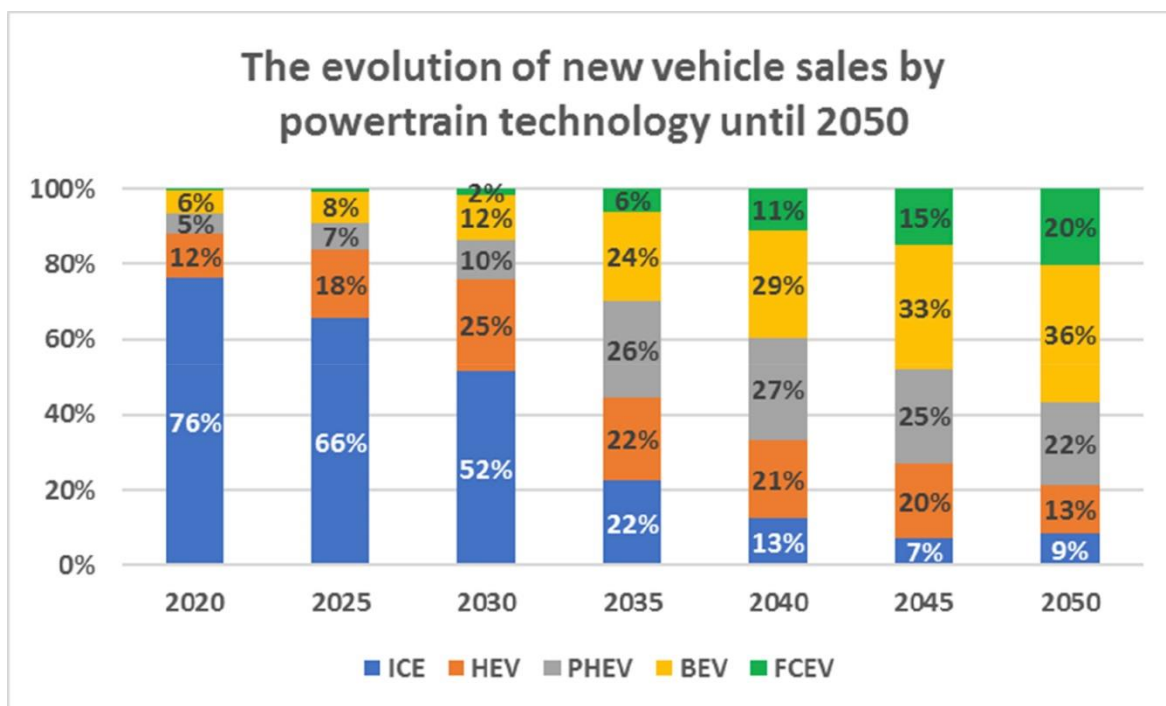


Figura 45: Evolución de las ventas de nuevos vehículos por tecnología [40].

Es por eso que los vehículos de hidrógeno jugarán un papel importante en el futuro, pero serán menos importantes que los vehículos eléctricos de batería. Aun así, la actual infraestructura de recarga de hidrógeno es claramente insuficiente para soportar esta demanda dentro de 30 años, por lo que será necesario su desarrollo en los próximos años.

Según la IEA, la estrategia a seguir para la implantación paulatina de estas instalaciones es construir primero generadores de hidrógeno para abastecer flotas específicas, como vehículos o camiones que puedan ser utilizados en grandes zonas industriales o puertos o puertos. También es adecuado para autobuses urbanos o taxis. Entonces, con el tiempo, esta infraestructura creada estará abierta para uso público.

De hecho, actualmente ya existen proyectos ambiciosos para desarrollar una red suficiente de HRS en España, como Win4H2, acuerdo entre Enagás, Scale Gas y Exolum. Este proyecto comprende el desarrollo de una red de 50 hidrogeneras que ofrezcan una penetración homogénea en nuestro país de este vector energético, de modo que cualquier usuario

pueda optar por la solución del hidrógeno verde teniendo garantía de suministro en el 100% de la España peninsular.

El desarrollo de proyectos de infraestructuras de hidrógeno favorecerá la penetración de los vehículos de celda de combustible en el mercado. Ciertamente, el hidrógeno desempeñará un papel importante en la movilidad del futuro, y definitivamente respaldará el transporte basado en emisiones bajas o sin emisiones en el futuro cercano.

12. PRESUPUESTO

En este apartado, se detalla el presupuesto correspondiente al desarrollo del proyecto. Se encuentra dividido en varias partidas, Tabla 21, presupuesto de equipamiento, Tabla 22, presupuesto de software, Tabla 23, presupuesto de mano de obra, Tabla 24, y resumen del presupuesto, Tabla 25.

Tabla 21: Presupuesto de inmovilizado.

Cantidad	Referencia	Descripción	Precio (€)	
			Unitario	Total
1	Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Production and Purification	Libro	329	329
1	Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure	Libro	390	390
1	Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Energy Conversion	Libro	355	355
1	Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy	Libro	309	309
1	Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	Norma	87	87
Total inmovilizado				1.470

Tabla 22: Presupuesto de equipamiento.

Equipamiento	Cota adquisición (€)	Tiempo amortización (años)	Cuota amortización mensual (€)	Tiempo de uso (mes)	Amortización (€)
Ordenador	390	4	8,13	9	73,13
Pantallas	471,90	4	9,84	9	88,49
Ratón	14,80	4	0,31	9	2,78
Teclado	39,99	4	0,84	9	7,50
Total equipamiento					171,88

Tabla 23: Presupuesto de software.

Software	Cota adquisición (€)	Tiempo amortización (años)	Cuota amortización mensual (€)	Tiempo de uso (mes)	Amortización (€)
EES	600	1	50	9	450
Windows 10	259	4	5,4	9	48,57
Total software					498,57

Tabla 24: Presupuesto de mano de obra.

Tarea	Duración (horas)	Precio (€)	
		Unitario	Total
Ingeniero	1.200	10	12.000
Total mano obra			12.000

Tabla 25: Resumen del presupuesto.

Partida	Importe (€)	
	Parcial	Acumulado
Inmovilizado	1.470	1.470
Fungibles	-	1.470
Equipamiento	171,88	1.641,88
Software	498,57	2.140,45
Mano de obra	12.000	14.140,45
Costes indirectos (10%)		1.414,05
Total sin IVA		15.554,50
Total con IVA		18.820,95

13. REFERENCIAS

- [1] M. Abeledo, P. Sánchez, M. d. I. Peña, C. Primo y R. Paule, «El papel del hidrógeno en la transición energética,» Madrid, 2021.
- [2] J. Fernández, R. Álvaro y J. Menéndez, «Perspectivas de desarrollo de un mercado global de hidrógeno,» 2021.
- [3] V. S y W. T, «Hydrogen-fueled internal combustion engines,» *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 35, nº 6, pp. 490-527, Diciembre 2009.
- [4] K. Mazloomi y C. Gomes, «Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 5, pp. 3024-3033, 21 Marzo 2012.
- [5] C. Europea, «Un Pacto Verde Europeo,» Comisión Europea, [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [6] C. Europea, «Transporte y el Pacto Verde,» Comisión Europea, [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/transport-and-green-deal_es. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [7] M. Figueras, «Coches de hidrógeno, una alternativa sostenible aún lejos de despegar,» *La Vanguardia*, 24 Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.lavanguardia.com/motor/actualidad/20220124/7978362/coche-electrico-pila-combustible-hidrogeno.html>. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [8] D. Nuevo, «Qué es una hidrogenera en España,» *TECPA*, 14 Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://www.tecpa.es/hidrogenera/>. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [9] C. Europea, «Cumplir el Pacto Verde Europeo,» Comisión Europea, [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_es. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [10] Ó. Santiago, «685 estaciones de repostaje de hidrógeno en el Mundo a finales de 2021 y creciendo,» *Apilados*, 12 Febrero 2022. [En línea]. Available:

<https://apilados.com/blog/685-estaciones-repostaje-hidrogeno-mundo-finales-2021-creciendo/>. [Último acceso: 22 Febrero 2022].

- [11] H2Stations.org, «Statistics: Hydrogen Infrastructure,» H2Stations.org, [En línea]. Available: <https://www.h2stations.org/statistics/>. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [12] Gasnam, «Planificación de la red Ibérica de hidrogeneras,» Gasnam, [En línea]. Available: <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-hidrogeneras/>. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [13] C. Sardina, «Inaugurada en Madrid la primera hidrogenera pública de España,» *El Confidencial*, 03 Febrero 2021. [En línea]. Available: https://www.elconfidencial.com/motor/2021-02-03/hidrogenera_2933219/. [Último acceso: 22 Febrero 2022].
- [14] J. López de Benito, «El primer autobús de hidrógeno que reposta en España,» *Movilidad Eléctrica*, 06 Noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://movilidadelectrica.com/hidrogena-autobus/>. [Último acceso: 23 Febrero 2022].
- [15] F. H. Aragón, «Estación de servicio de hidrógeno,» *Fundación Hidrógeno Aragón*, [En línea]. Available: <https://hidrogenoaragon.org/es/productos/estacion-de-servicio-de-hidrogeno/>. [Último acceso: 23 Febrero 2022].
- [16] S. International, *Fueling protocols for light duty gaseous hydrogen surface vehicles*, SAE Standard J2601, 2020.
- [17] E. D. Rothuizen, «Hydrogen Fuelling Stations: A Thermodynamic Analysis of Fuelling Hydrogen Vehicles for Personal Transportation,» DTU Library, Denmark, 2013.
- [18] C. Blazquez-Diaz, «Techno-economic modelling and analysis of hydrogen fuelling stations,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 2, pp. 495-510, 2019.
- [19] Pioneer, «Pioneer's innovative Cascade Technology,» [En línea]. Available: <https://www.nanosun.co.uk/pioneer/pioneer-cascade-technology>. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [20] F. Hidrógeno, *Hidrógeno y pilas de combustible*.

- [21] J. Zou, N. Han, J. Yan, Q. Feng, Y. Wang y Z. Zhao, «Electrochemical Compression Technologies for High-Pressure Hydrogen: Current Status, Challenges and Perspective,» *Electrochemical Energy Reviews*, vol. 3, p. 690–729, 2020.
- [22] Linde, «The Ionic Compressor 90 MPa - IC90,» [En línea]. Available: <http://donar.messe.de/exhibitor/hannovermesse/2017/A488848/hydrogen-technologies-the-ionic-compressor-90-fo-eng-358503.pdf>. [Último acceso: 04 Abril 2022].
- [23] Linde, «Hydrogen fuelling station with cryo pump technology,» [En línea]. Available: https://www.linde-engineering.com/en/images/DS_Cryo%20Pump_tcm19-523716.pdf. [Último acceso: 04 Abril 2022].
- [24] G. Santori y M. Luberti, «Thermodynamics of thermally-driven adsorption compression,» *Sustainable Materials and Technologies*, vol. 10, pp. 1-9, 2016.
- [25] G.Sdanghi, V.Nicolas, K.Mozet, G.Maranzana, A.Celzard y V.Fierro, «Modelling of a hydrogen thermally driven compressor based on cyclic adsorption-desorption on activated carbon,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 31, pp. 16811-16823, 2019.
- [26] M. M. H. Bhuiya, C. Y. Lee, R. Hopkins, H. Yoon, S. Kim, S. H. Park y K. J. Kim, «A High-Performance Dual-Stage Hydrogen Compressor System Using Ca0.2Mm0.8Ni5 Metal Hydride,» *ASME 2011 Conference on Smart Materials, Adaptive Structures and Intelligent Systems*, vol. 1, pp. 745-751, 2011.
- [27] D. P. Bouwman, «Electrochemical Hydrogen Compression (EHC) solutions for hydrogen infrastructure,» *Fuel Cells Bulletin*, vol. 2014, nº 5, pp. 12-16, 2014.
- [28] S. Tretsiakova-McNally, «LECTURE - Safety of hydrogen storage,» [En línea]. Available: http://www.hyresponse.eu/files/Lectures/Safety_of_hydrogen_storage_notes.pdf. [Último acceso: 04 Abril 2022].
- [29] J. R. Morante, T. Andreu, G. García, J. Guilera, A. Tarancón y M. Torrell, «Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>. [Último acceso: 04 Abril 2022].
- [30] C. Fernández-Bolaños Badía y R. V. Vila, «Energética del hidrógeno : Contexto, estado actual y perspectivas de futuro,» 2005. [En línea]. Available:

<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/3823/>. [Último acceso: 04 Abril 2022].

- [31] V. P. Engineering, «DIFFUSION BONDED MICROCHANNEL HEAT EXCHANGERS,» [En línea]. Available: <https://www.vpei.com/diffusion-bonded-microchannel-heat-exchangers/>. [Último acceso: 23 Marzo 2022].
- [32] J. W. Leachman, B. Jacobson, S. Penoncello y E. Lemmon, «Fundamental Equations of State for Parahydrogen, Normal Hydrogen, and Orthohydrogen,» *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, vol. 38, nº 3, pp. 721-748, 2009.
- [33] T. Kuroki, K. Nagasawa, M. Peters, D. Leighton, J. Kurtz, N. Sakoda, M. Monde y Y. Takata, «Thermodynamic modeling of hydrogen fueling process from high-pressure storage tank to vehicle tank,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, nº 42, pp. 22004-22017, 2021.
- [34] A. Elgowainy y K. Reddi, «HEAVY-DUTY REFUELING STATION ANALYSIS MODEL (HDRSAM),» Argonne National Laboratory, [En línea]. Available: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdrsam>. [Último acceso: 23 Febrero 2022].
- [35] A. Elgowainy y K. Reddi, «HYDROGEN REFUELING STATION ANALYSIS MODEL (HRSAM),» Argonne National Laboratory, [En línea]. Available: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hrsam>. [Último acceso: 23 Febrero 2022].
- [36] A. Elgowainy, K. Reddi, D.-Y. Lee, N. Rustagi y E. Gupta, «Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, nº 49, pp. 29067-29079, 2017.
- [37] D. Apostolou y G. Xydis, «A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 113, 2019.
- [38] A. Mayyas y M. Mann, «Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 18, pp. 9121-9142, 2019.
- [39] I. o. h. r. c. a. m. p. o. t. r. c. o. Hydrogen, «Krishna Reddi; Amgad Elgowainy; Neha Rustagi; Erika Gupta,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, nº 34, pp. 21855-21865, 2017.

- [40] A. Mayyas y M. Mann, «Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 18, pp. 9121-9142, 2019.
- [41] I. Grueso Garrido, R. A. Balart Gimeno y J. Ivorra Martínez, «Diseño y cálculo de un depósito de almacenamiento de hidrógeno para un vehículo industrial,» 2020. [En línea]. Available: <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/156053/Grueso%20-%20Dise%C3%B1o%20y%20c%C3%A1lculo%20de%20un%20dep%C3%B3sito%20de%20almacenamiento%20de%20hidr%C3%B3geno%20para%20un%20veh%C3%ADculo%20industri....pdf?sequence=2>. [Último acceso: 04 Abril 2022].

14. ANEXOS

14.1 Código modelo propuesto en EES

14.1.1 Escenario G_T_350 y G_T_700

\$Load NASA

PCI=lowerheatingvalue(H2)

PCS=higherheatingvalue(H2)

"Relación de compresión"

$r=(P_f/P_i)^{(1/2)}$

T_0=25 [C]

eta_s=0,75

rend_com=0,995

rend_motor=0,914

COP=0,8

"Presión inicial"

P_i=147 [bar]

"Se selecciona la presión final deseada 500 o 900 bar para dispensación a 350 o 700 bar"

"350 cascade

P_f=500 [bar]"

"700 cascade"

P_f=900 [bar]

P[1]=P_i

T[1]=T_0

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[1]; P=P[1] : T[1]; P[1]; v[1]; h[1]; s[1]; u[1]; x[1])

P[2]=P[1]*r

h_2s=enthalpy(Hydrogen; P=P[2]; s=s[1])

eta_s=(h_2s-h[1])/(h[2]-h[1])

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[2]; h=h[2] : T[2]; P[2]; v[2]; h[2]; s[2]; u[2]; x[2])

P[3]=P[2]

T[3]=T[1]

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[3]; P=P[3] : T[3]; P[3]; v[3]; h[3]; s[3]; u[3]; x[3])

P[4]=P[3]*r

h_4s=enthalpy(Hydrogen; P=P[4]; s=s[3])

eta_s=(h_4s-h[3])/(h[4]-h[3])

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[4]; h=h[4] : T[4]; P[4]; v[4]; h[4]; s[4]; u[4]; x[4])

P[5]=P[4]

T[5]=T[1]

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[5]; P=P[5] : T[5]; P[5]; v[5]; h[5]; s[5]; u[5]; x[5])

P[6]=P[5]

T[6]=-40 [C]

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[6]; P=P[6] : T[6]; P[6]; v[6]; h[6]; s[6]; u[6]; x[6])

$$m[7]*u[7]-m*u=h[6]*(m[7]-m)$$

$$Vol=0,150 [m^3]$$

$$T=25 [C]$$

$$P=1 [bar]$$

$$v=Vol/m$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T; P=P : T;P;v;h;s;u;x)

"Se selecciona la presión de dispensación a 350 o 700 bar"

$$P[7]=700 [bar]$$

$$v[7]=Vol/m[7]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[7]; P=P[7] : T[7];P[7];v[7];h[7];s[7];u[7];x[7])

"Trabajo y calor necesarios"

$$w_{12}=h[2]-h[1]$$

$$w_{34}=h[4]-h[3]$$

$$q_{23}=h[3]-h[2]$$

$$q_{45}=h[5]-h[4]$$

"Calor total disipado"

$$q_{comp}=q_{23}+q_{45}$$

"Trabajo consumido por el compresor"

$$w_{comp}=(w_{12}+w_{34})/(rend_{com}*rend_{motor})$$

"Trabajo consumido por el sistema de refrigeración"

$$q_{65}=h[5]-h[6]$$

$$w_{ref}=q_{65}/COP$$

14.1.2 Escenario G_20_350 y G_20_700

\$Load NASA

$$PCI=lowerheatingvalue(H2)$$

$$PCS=higherheatingvalue(H2)$$

"Relación de compresión"

$$r=(P_f/P_i)^{(1/4)}$$

$$T_0=25 [C]$$

$$eta_s=0,75$$

$$rend_{com}=0,995$$

$$rend_{motor}=0,914$$

$$COP=0,8$$

"20 bar"

$$P_i=20 [bar]$$

"Se selecciona la presión final deseada 500 o 900 bar para dispensación a 350 o 700 bar"

"350 cascade
P_f=500 [bar]"

"700 cascade"
P_f=900 [bar]

$$P[1]=P_i$$

$$T[1]=T_0$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[1]; P=P[1] : T[1]; P[1]; v[1]; h[1]; s[1]; u[1]; x[1])

$$P[2]=P[1]*r$$

$h_{2s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[2]; s=s[1])$

$$\text{eta}_s=(h_{2s}-h[1])/(h[2]-h[1])$$

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[2]; h=h[2] : T[2]; P[2]; v[2]; h[2]; s[2]; u[2]; x[2])

$$P[3]=P[2]$$

$$T[3]=T[1]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[3]; P=P[3] : T[3]; P[3]; v[3]; h[3]; s[3]; u[3]; x[3])

$$P[4]=P[3]*r$$

$h_{4s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[4]; s=s[3])$

$$\text{eta}_s=(h_{4s}-h[3])/(h[4]-h[3])$$

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[4]; h=h[4] : T[4]; P[4]; v[4]; h[4]; s[4]; u[4]; x[4])

$$P[5]=P[4]$$

$$T[5]=T[1]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[5]; P=P[5] : T[5]; P[5]; v[5]; h[5]; s[5]; u[5]; x[5])

$$P[6]=P[5]*r$$

$h_{6s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[6]; s=s[5])$

$$\text{eta}_s=(h_{6s}-h[5])/(h[6]-h[5])$$

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[6]; h=h[6] : T[6]; P[6]; v[6]; h[6]; s[6]; u[6]; x[6])

$$P[7]=P[6]$$

$$T[7]=T[1]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[7]; P=P[7] : T[7]; P[7]; v[7]; h[7]; s[7]; u[7]; x[7])

$$P[8]=P[7]*r$$

$h_{8s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[8]; s=s[7])$

$$\text{eta}_s=(h_{8s}-h[7])/(h[8]-h[7])$$

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[8]; h=h[8] : T[8]; P[8]; v[8]; h[8]; s[8]; u[8]; x[8])

$$P[9]=P[8]$$

$$T[9]=T[1]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[9]; P=P[9] : T[9]; P[9]; v[9]; h[9]; s[9]; u[9]; x[9])

$$P[10]=P[9]$$

$$T[10]=-40 \text{ [C]}$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[10]; P=P[10] : T[10]; P[10]; v[10]; h[10]; s[10]; u[10]; x[10])

$$m[11]*u[11]-m*u=h[10]*(m[11]-m)$$

$$\text{Vol}=0,150 \text{ [m}^3\text{]}$$

$$T=25 \text{ [C]}$$

$$P=1 \text{ [bar]}$$

$$v=\text{Vol}/m$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T; P=P : T; P; v; h; s; u; x)

"Se selecciona la presión de dispensación a 350 o 700 bar"

$$P[11]=700 \text{ [bar]}$$

$$v[11]=\text{Vol}/m[11]$$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[11]; P=P[11] : T[11]; P[11]; v[11]; h[11]; s[11]; u[11]; x[11])

"Trabajo y calor necesarios por etapas"

$w_{12}=h[2]-h[1]$
 $w_{34}=h[4]-h[3]$
 $w_{56}=h[6]-h[5]$
 $w_{78}=h[8]-h[7]$

$q_{23}=h[3]-h[2]$
 $q_{45}=h[5]-h[4]$
 $q_{67}=h[7]-h[6]$
 $q_{89}=h[9]-h[8]$

"Calor total disipado"

$q_{comp}=q_{23}+q_{45}+q_{67}+q_{89}$

"Trabajo consumido por el compresor"

$w_{comp}=(w_{12}+w_{34}+w_{56}+w_{78})/(rend_{com}*rend_{motor})$

"Trabajo consumido por el sistema de refrigeración"

$q_{1110}=h[9]-h[10]$
 $w_{ref}=q_{1110}/COP$

14.1.3 Escenario L_P-V_350 y L_P-V_700

\$Load NASA

PCI=lowerheatingvalue(H2)

PCS=higherheatingvalue(H2)

"Relación de compresión"

$r=(P_f/P_i)^{(1/2)}$
 $T_0=-253$ [C]
 $\eta_s=0,75$
 $rend_{com}=0,995$
 $rend_{motor}=0,914$
 $COP=0,8$

"Presión inicial"

$P_i=6$ [bar]

"Se selecciona la presión final deseada 500 o 900 bar para dispensación a 350 o 700 bar"

"350 cascade"

$P_f=500$ [bar]

"700 cascade"

$P_f=900$ [bar]

$P[1]=P_i$

$T[1]=T_0$

Call realthermoprops(Hydrogen; T=T[1]; P=P[1] : T[1]; P[1]; v[1]; h[1]; s[1]; u[1]; x[1])

$P[2]=P[1]*r$

$h_{2s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[2]; s=s[1])$

$\eta_s=(h_{2s}-h[1])/(h[2]-h[1])$

Call realthermoprops(Hydrogen; P=P[2]; h=h[2] : T[2]; P[2]; v[2]; h[2]; s[2]; u[2]; x[2])

$P[3]=P[2]*r$

$h_{3s}=\text{enthalpy}(\text{Hydrogen}; P=P[3]; s=s[2])$

$\eta_s=(h_{3s}-h[2])/(h[3]-h[2])$

Call realthermoprops(Hydrogen;P=P[3];h=h[3] : T[3];P[3];v[3];h[3];s[3];u[3];x[3])

P[4]=P[3]

T[4]=25 [C]

Call realthermoprops(Hydrogen;P=P[4];T=T[4] : T[4];P[4];v[4];h[4];s[4];u[4];x[4])

P[5]=P[3]

T[5]=-40 [C]

Call realthermoprops(Hydrogen;T=T[5];P=P[5] : T[5];P[5];v[5];h[5];s[5];u[5];x[5])

$m[4]*u[4]+m[3]*u[3]=m[5]*u[5]$

$m[5]=m[4]+m[3]$

$m[5]=m[6]$

$m[5]=35$ [kg]

$m[6]*u[6]-m*u=h[5]*(m[6]-m)$

T=25 [C]

P=1 [bar]

v=Vol/m

Call realthermoprops(Hydrogen;T=T;P=P : T;P;v;h;s;u;x)

"Se selecciona la presión de dispensación a 350 o 700 bar"

P[6]=700 [bar]

v[6]=Vol/m[6]

Call realthermoprops(Hydrogen;T=T[6];P=P[6] : T[6];P[6];v[6];h[6];s[6];u[6];x[6])

"Trabajo necesarios por etapas"

$w_{12}=h[2]-h[1]$

$w_{23}=h[3]-h[2]$

"Trabajo consumido por el compresor"

$w_{comp}=(w_{12}+w_{23})/(rend_{com}*rend_{motor})$