



Panorama técnico-operativo y análisis funcional de
hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno:
estructura, etapas, operación, prueba de recarga,
experiencia de uso y análisis de puntos de mejora

PROYECTO HI_MOV

Trabajo realizado para el Instituto Enerxético de Galicia (INEGA)

HI MOV

Corredor Tecnológico
Transfronterizo de Movilidad
con Hidrógeno Renovable

Interreg



Cofinanciado por
la Unión Europea
Cofinanciado pela
União Europeia

España – Portugal



INSTITUTO
ENERXÉTICO
DE GALICIA

Contenido

1	Introducción	6
2	Objetivos	8
3	Estado del arte de hidrolineras	9
3.1	Revisión de la literatura e investigación activa en HRS	14
3.1.1	Revisión de las publicaciones más relevantes	17
3.2	Disposición de la estación de hidrógeno	28
3.3	Tecnología de hidrógeno gaseoso	32
3.4	Tecnología de hidrógeno líquido	36
3.5	Estación de hidrógeno gaseoso vs. líquido	38
3.6	Modelos pioneros de implementación de hidrolineras y redes de hidrógeno en el mundo (casos de éxito)	44
3.6.1	Alemania	44
3.6.2	Japón	48
3.6.3	California	52
3.6.4	Corea del Sur	55
4	Normativa recarga vehículos H2	57
4.1	Normativa europea: despliegue de infraestructura de repostaje	57
4.2	Normativa técnica para estaciones de hidrógeno	58
4.2.1	Marco legal europeo: Directiva 2014/94	59
4.3	Normativa española aplicable	59
4.3.1	Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del RD 919/2006	60
4.4	Estaciones de servicio de hidrógeno	60
4.5	Legislación para la producción de hidrógeno	61
4.5.1	Real Decreto 815/2013	61
4.5.2	Norma ISO 22734:2019	61
4.6	Conexión normativa: producción y repostaje	62
4.7	Homologación de vehículos de hidrógeno	62
4.7.1	Normativa europea aplicable	62
4.7.2	Homologación nacional en España	63
5	Infraestructura y Operación de estaciones de Hidrógeno	64

5.1	Planificación y ubicación estratégica de las HRS	64
5.2	Producción y cadena de suministro de hidrógeno	65
5.3	Modos de transporte y almacenamiento	67
5.3.1	Modos de transporte	67
5.3.2	Modos de almacenamiento	68
5.4	Protocolos de repostaje	70
6	Infraestructura de estaciones de H2 en España	72
7	Contacto y gestión de la recarga	76
7.1	Gestión de la recarga	77
7.2	Experiencia de la recarga	77
7.3	Recarga	80
8	Logística de la recarga	84
8.1	Pasos para realizar una recarga correcta de hidrógeno	84
9	Análisis de la hidrolinera de Madrid	86
9.1	Características técnicas	87
9.2	Funcionamiento operativo	87
9.3	Limitaciones actuales	87
10	Posibles mejoras de la estación	88
10.1	Incorporación de doble presión (350 bar y 700 bar)	88
10.2	Implementación de un sistema de reserva online	88
10.3	Mejora en el tiempo de suministro y disponibilidad de presión	89
10.4	Implementación de modelos predictivos para el mantenimiento y la mejora de la disponibilidad	89
11	Conclusiones	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Número global de HRS a finales de 2019.	11
Figura 2. Número global de HRS a finales de 2020.	11
Figura 3. Número de vehículos de hidrógeno en las carreteras a finales de 2019	12
Figura 4. Número de vehículos de hidrógeno en las carreteras a finales de 2020	13
Figura 5. Publicaciones científicas en ScienceDirect desde 1998 a 2022 sobre HRSs.....	14
Figura 6. Mapa global de las estaciones de recarga de hidrógeno	16
Figura 7. Mapa de las estaciones de recarga de hidrógeno en Europa, en operación y planificadas.....	16
Figura 8. Clasificación potencial de HRS	29
Figura 9. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso: diseño HRS con proceso de repostaje en cascada	34
Figura 10. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso: disposición HRS con un compresor dosificador de refuerzo.....	35
Figura 11. Almacenamiento de hidrógeno líquido: Disposición HRS con evaporador/intercambiador de calor.	37
Figura 12. Almacenamiento de hidrógeno líquido: diseño HRS con bomba criogénica.....	38
Figura 13. Demanda de energía para GH ₂ -HRS y para LH ₂ -HRS, desde la producción hasta la dispensación. Datos elaborados a partir de Bauer et al.	40
Figura 14. Estación de hidrógeno, CAPEX, KPI en Europa (a), consumo de energía, KPI en Europa (b) y contribución al precio del H ₂ y al tamaño de HRS (c). Datos recuperados y elaborado a partir de	43
Figura 15. Hidrolineras de H ₂ MOBILITY. En verde las operativas. En azul las que permiten recargas a 350 y 700 bares.	45
Figura 16. Red completa del proyecto H ₂ -Startnetz para 2032 (reconversiones en línea continua, nuevas construcciones en línea discontinua)	46
Figura 17. Hamburg Green Hydrogen Hub	47
Figura 18. Lista completa de hidrolineras en Japón (abril 2025)	49
Figura 19. Mapa de almacenamiento, producción y estaciones de servicio de hidrógeno en Japón (2023)	50
Figura 20. Toyota Mirai personalizado con motivo de las olimpiadas de Japón	51
Figura 21. Instalación de la Villa Olímpica alimentada por hidrógeno.....	51
Figura 22. Hidrolineras instaladas en California (2024)	53
Figura 23. Mapa de la aplicación del proyecto californiano	54

Figura 24. Representación de una locomotora de hidrógeno líquido y sus sistemas pertinentes. Proporcionada por el Instituto de Investigación Ferroviaria de Corea del Sur	55
Figura 25. Comparativa entre ISO 14687:2012 y la EN 17124.....	58
Figura 26. Evolución temporal del número de estaciones de repostaje de hidrógeno públicas y privadas por regiones. AS = Asia, EU = Europa, NA = Norte América. Fuente de la imagen: H2stations.org por LBST.	65
Figura 27. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno	66
Figura 28. Medios principales de transporte de hidrógeno.....	67
Figura 29. Logística del hidrógeno.....	68
Figura 30. Clasificación de los métodos de almacenamiento de hidrógeno.....	69
Figura 31. Mapa de las Hidrolineras en funcionamiento en España (a 23/07/2025).....	72
Figura 32. De izquierda a derecha: estaciones de hidrógeno de Albacete y de Puertollano	74
<i>Figura 33. Toyota Mirai en la hidrolinera de Madrid</i>	<i>77</i>
<i>Figura 34. Explicación del funcionamiento de la recarga.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 35. Personal recargando el Mirai.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 36. Panel en una de las recargas</i>	<i>78</i>
Figura 37: Momento del repostaje	79
<i>Figura 38. Venteo en la instalación.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 39. Autonomía antes y después de la recarga</i>	<i>79</i>
<i>Figura 40. Hidrolinera Scale Gas donde se repostó el Mirai.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 41. Esquema de la instalación de la hidrolinera.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 42. Cartel en las instalaciones de la hidrolinera.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 43. Manguera colocada en la boca de llenado</i>	<i>82</i>
<i>Figura 44. Surtidor H2.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 45.Manguera congelada.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 46.Cartel con las consignas de seguridad</i>	<i>83</i>
Figura 47. Esquema del proceso de recarga de hidrógeno en una estación HRS	84
Figura 48. Boca de llenado de hidrógeno en un vehículo de primera generación. Se observa el conector específico para repostaje en estaciones HRS, diseñado para garantizar un acoplamiento seguro y estanco durante el suministro de hidrógeno comprimido	85
Figura 49. Medidas de seguridad antes y durante el repostaje	85
Figura 49. Inauguración de la primera estación de repostaje de hidrógeno de 700 bares en España en enero 2021	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Recuento de vehículos e hidrolineras en California en 2025	52
Tabla 2: Relación ITCs con aplicación al hidrógeno	60
Tabla 3. Hidrolineras españolas	73
Tabla 4. Matriz de recarga	73
Tabla 5. Cronograma de gestión y logística del repostaje	76

1 Introducción

El presente documento tiene como finalidad analizar, desde una perspectiva técnica, los elementos clave relacionados con las infraestructuras de suministro de hidrógeno para movilidad en el marco del proyecto transfronterizo **HI_MOV**. Esta iniciativa tiene como objetivo principal la creación de un **corredor de hidrógeno renovable en la Euroregión Galicia–Norte de Portugal**, contribuyendo de manera directa a la descarbonización del transporte mediante la promoción del hidrógeno como vector energético sostenible.

El proyecto se estructura en torno a una estrategia de actuación coordinada que abarca desde la investigación tecnológica hasta la implementación de pruebas piloto en entornos reales, con el fin de validar soluciones innovadoras aplicables a toda la cadena de valor del hidrógeno: producción, almacenamiento, distribución y uso final en vehículos de cero emisiones. En este contexto, se persigue también fortalecer la cooperación interregional, fomentar la transferencia de conocimiento técnico y científico, y facilitar el desarrollo de capacidades en torno al hidrógeno renovable.

Este entregable se centra específicamente en el análisis técnico y normativo de las infraestructuras de repostaje de hidrógeno, con especial atención a las hidrolineras (estaciones sin generación in situ) y su viabilidad operativa en contextos reales. En línea con los objetivos del proyecto HI_MOV, se pretende identificar buenas prácticas, barreras técnicas y áreas de mejora que permitan acelerar el despliegue de este tipo de infraestructuras, clave para el impulso del transporte propulsado por hidrógeno. El documento se estructura en varios bloques complementarios:

- Presentación de un estado del arte de las tecnologías asociadas a las hidrolineras, incluyendo una revisión actualizada de la literatura científica e informes técnicos sobre estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS, por sus siglas en inglés). Se analizan distintos tipos de estaciones según su disposición física, capacidad, y tecnologías asociadas al suministro de hidrógeno en forma líquida o gaseosa, con especial atención a los elementos críticos para la recarga eficiente y segura de vehículos.
- Se examina el marco normativo que regula la recarga de vehículos de hidrógeno, incluyendo los requisitos técnicos, operativos y de seguridad que deben cumplir las estaciones, así como los procedimientos de autorización, implantación y puesta en marcha. Esta sección resulta clave para comprender las limitaciones regulatorias actuales y su impacto en la viabilidad de nuevas infraestructuras.
- Contextualización del desarrollo de este tipo de estaciones en el ámbito nacional, a través de un análisis del estado de la infraestructura de repostaje en España, identificando los proyectos en operación, en fase de desarrollo o planificación, así como las principales entidades involucradas en su gestión.
- El informe también aborda aspectos operativos concretos como la logística de la recarga y el contacto usuario-estación, los procedimientos de repostaje, tiempos,

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

incidencias comunes, así como las medidas de seguridad implementadas. En este punto se evalúa la experiencia práctica de recarga a partir del análisis funcional de la hidrolinera de Madrid.

- Propuesta de mejoras técnicas y operativas basadas en las evidencias recogidas y en la experiencia nacional e internacional, incluyendo recomendaciones sobre presión de suministro (350/700 bar), eficiencia energética (preenfriamiento, compresión), digitalización del proceso, y criterios de escalabilidad que contribuyan a una red interoperable y eficaz de estaciones de hidrógeno.

Este entregable tiene como finalidad contribuir al desarrollo técnico y normativo del ecosistema de hidrógeno para movilidad, aportando conocimiento estructurado que facilite la toma de decisiones por parte de entidades públicas, operadores energéticos, fabricantes y centros tecnológicos, en coherencia con la hoja de ruta establecida por HI_MOV.

2 Objetivos

En el marco de su participación en el proyecto HI_MOV, la empresa **Energio Research** (o simplemente Energio) contribuye con su experiencia técnica al estudio y evaluación de infraestructuras de repostaje de hidrógeno, orientando su análisis hacia la mejora del ecosistema de movilidad sostenible. Los objetivos específicos de este entregable son los siguientes:

1. **Analizar la viabilidad tecnológica de las estaciones de suministro de hidrógeno en contextos reales de uso**, mediante la revisión de sus configuraciones funcionales, componentes críticos (compresores, sistemas de enfriamiento, dispensadores, etc.) y parámetros de eficiencia energética, con especial atención a los procesos y tecnologías empleados en la recarga de vehículos.
2. **Identificar las limitaciones técnicas y normativas de las infraestructuras actuales**, evaluando su impacto sobre la expansión del uso del hidrógeno en el transporte. Este objetivo se vincula directamente con el propósito del proyecto HI_MOV de articular un corredor transfronterizo robusto y funcional para la movilidad basada en hidrógeno.
3. **Evaluar la experiencia operativa de recarga en estaciones reales** a través del análisis funcional de pruebas de repostaje con vehículos. Se estudian parámetros como tiempos de recarga, rendimiento del sistema, posibles incidencias técnicas y aspectos críticos observados durante la operación en condiciones reales.
4. **Proponer mejoras técnicas en las estaciones de recarga analizadas**, tales como la incorporación de sistemas de doble presión (350/700 bar), soluciones para la optimización del preenfriamiento, integración de herramientas digitales de monitorización o estrategias para la reducción del consumo energético asociado a la compresión del hidrógeno.
5. **Contribuir al fortalecimiento del ecosistema regional del hidrógeno** mediante la generación de conocimiento técnico aplicado, facilitando la toma de decisiones estratégicas por parte de centros tecnológicos, administraciones públicas, operadores energéticos y fabricantes de vehículos. Esta contribución se alinea con la dimensión formativa y divulgativa del proyecto HI_MOV, orientada a aumentar la comprensión y apropiación del conocimiento sobre la cadena de valor del hidrógeno entre los distintos actores del territorio.

3 Estado del arte de hidrolineras

Entre las diferentes aplicaciones en las que la tecnología del hidrógeno se ha convertido en protagonista, merece especial mención el sector del transporte. Se espera que, para 2030, 1 de cada 12 automóviles vendidos en Alemania, Japón, California y Corea del Sur estén propulsados por hidrógeno, y que más de 350.000 camiones de hidrógeno puedan transportar grandes cantidades de mercancías, mientras que miles de trenes y barcos puedan transportar pasajeros sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera. Esta descarbonización del transporte por carretera es posible gracias a la implementación de pilas de combustible en vehículos eléctricos. Los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) son un complemento necesario de los vehículos eléctricos de batería (BEV). Los FCEV son convenientes para los usuarios debido a las largas distancias que permiten recorrer y gracias a su amplia autonomía por ciclo de repostaje.

Dos factores definen el sector del transporte la autonomía y la carga útil; este último generalmente dicta las necesidades de potencia del sistema de propulsión, mientras que la autonomía afecta el rango de conducción y, por lo tanto, la cantidad de combustible que se almacenará dentro del vehículo.

Las tecnologías de última generación ofrecen muy buenos niveles de eficiencia energética y densidad energética. Por ejemplo, la tecnología BEV es adecuada para vehículos ligeros y distancias cortas, debido a su alta eficiencia energética del pozo a la rueda, cuando se alimenta con electricidad de fuentes renovables (60 %) y gas o carbón (30/35 %), a pesar del hecho de que las baterías eléctricas tienen una baja densidad de energía gravimétrica (600 kJ por kg). La tecnología FCEV, por otro lado, permite viajar distancias considerables con una mayor densidad de energía por peso (2,3 MJ por kg) con mejor rendimiento para vehículos pesados que pueden beneficiarse de la mayor autonomía derivada del hidrógeno para el transporte de larga distancia, pero tiene una eficiencia energética menor que los BEV¹.

Pensando en el futuro, la tecnología FCEV ofrecerá una clara ventaja en términos de costo en comparación con los BEV, ya que es necesario tener en cuenta no solo el costo de compra del vehículo que utiliza esta tecnología, sino también la flexibilidad del automóvil, la posibilidad de reabastecimiento rápido, su autonomía en largas distancias y la reducción de emisiones de dióxido de carbono². Sin embargo, el éxito de esta nueva tecnología está limitado por varios obstáculos que limitan su desarrollo hacia una mayor expansión. Entre todos, la falta de infraestructura adecuada y conectada y el alto costo de inversión inicial, están limitando la viabilidad de la economía del hidrógeno³.

¹ G. Matute, J.M. Yusta, L.C. Correas, Techno-economic modelling of water electrolyzers in the range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: a case study in Spain applied to mobility with FCEVs, Int. J. Hydrog. Energy (2019), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.092>.

² S.S. Farahani, C. Bleeker, A. van Wijk, Z. Lukszo, Hydrogen-based integrated energy and mobility system for a real-life office environment, Appl. Energy (2020) 264, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114695>

³ M. Kwasié, J. Marcellin, F.M. Sojo, B. Wolkon, in: Hydrogen Fuel Cell Vehicle Infrastructure : Analyzing Barriers to Investment and Entry to Support Stakeholder Collaboration, 2015, pp. 1–15

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

En este escenario, resulta imprescindible la incorporación de estaciones de reabastecimiento de hidrógeno (HRS), que constituyen un componente central dentro de la infraestructura destinada a fomentar la movilidad basada en tecnologías limpias. Estas estaciones representan el punto de partida para la distribución del hidrógeno necesario, tanto para vehículos eléctricos con pila de combustible (FCEV) como, potencialmente, para aquellos equipados con motores de combustión interna adaptados al uso de hidrógeno.

Los fabricantes de automóviles dudan en vender automóviles sin infraestructura, mientras que los proveedores de estaciones dudan en crear estaciones sin automóviles, lo que crea una situación de "el huevo y la gallina". Sin embargo, las asociaciones público-privadas regionales ya están creando programas de desarrollo sensatos y específicos en varias partes del mundo⁴.

Actualmente, una estrategia recomendada consiste en concentrar las estaciones en zonas seleccionadas como mercados iniciales por los principales actores del sector, como fabricantes de vehículos de hidrógeno, grandes empresas energéticas, e instituciones públicas que impulsan este tipo de movilidad. En comparación con diseños anteriores, esta "técnica de agrupación" permite redes de reabastecimiento más efectivas, ahorra costos y ofrece el potencial de distribuir hidrógeno de manera rentable.

La inversión necesaria para lanzar clústeres de HRS es mayor que la que generalmente se requiere para iniciativas de investigación y desarrollo. Durante el llamado "valle de la muerte", que es un obstáculo de entrada económica para nuevas tecnologías que deben aumentar la producción para competir de manera rentable, es crucial mantener la transición. Las estaciones de reabastecimiento representan un punto clave para la difusión de la tecnología FCEV. Hoy en día, representan uno de los principales límites que dificultan la difusión de estos vehículos, ya que el número de estaciones instaladas y operativas, aunque creciente, es en cualquier caso muy inferior a las estaciones de repostaje clásicas.

En cuanto al número global de HRS, en 2017 había alrededor de 320 estaciones operativas, que pasaron a ser más de 375 en 2018 con la mayoría abiertas al público y 470 a finales de 2019, como se muestra en la siguiente figura.

⁴ W. Zhang, A. Maleki, Nazari M. Alhuyi, Optimal operation of a hydrogen station using multi-source renewable energy (solar/wind) by a new approach, J. Energy Storage 53 (2022), 104983, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104983>

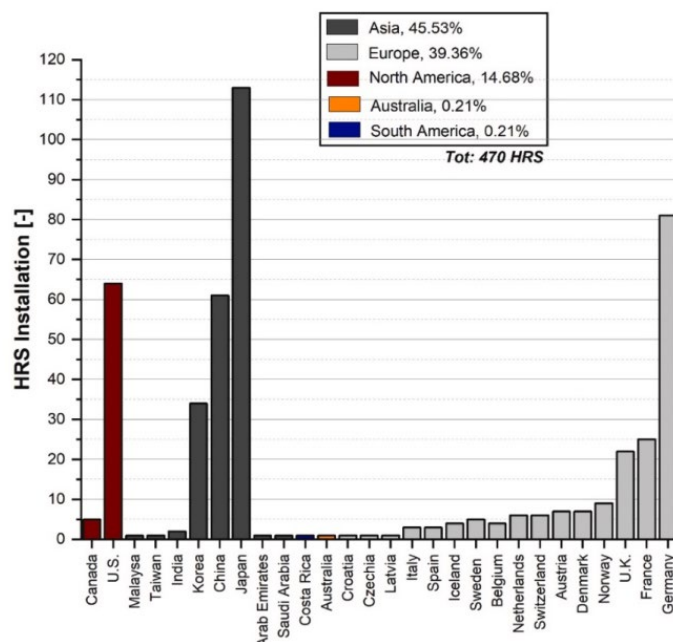


Figura 1. Número global de HRS a finales de 2019.

Aumentando este número a 540 instaladas a finales de 2020⁵, como se muestra a continuación:

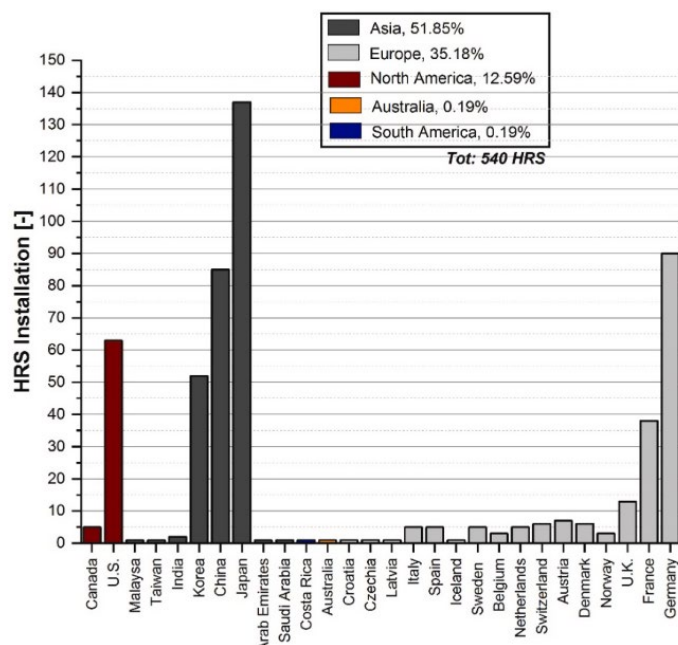


Figura 2. Número global de HRS a finales de 2020.

⁵ R. Can Samsun, L. Antoni, M. Rex, D. Stolten, Deployment Status of Fuel Cells in Road Transport: 2021 Update, 2021

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

A finales de 2019, la región con más estaciones operativas era Asia, con más de 200 HRS (la mayoría en Japón). El segundo continente con el mayor número de distribuidores de hidrógeno operativos era Europa, con alrededor de 185 HRS en 2019. Solo en Alemania, hay alrededor de 81 estaciones. El tercer continente es América, con alrededor de 70 estaciones instaladas (principalmente en los EE. UU.).

El panorama mundial cambió en 2020, cuando el número de vehículos de hidrógeno en América se mantuvo estable, mientras que las instalaciones de estos vehículos experimentaron un impulso en Asia, sobre todo en Japón, Corea y China, y en Europa, donde Alemania está cerca de alcanzar los 100 vehículos de hidrógeno. Si bien la red de hidrógeno en Europa cuenta con más instalaciones de estos vehículos que en Norteamérica, el país con mayor número de vehículos de hidrógeno en 2019 fue Estados Unidos, con más del 30 % del total de vehículos⁶. Por otra parte, Asia (Corea, China y Japón) como región presenta la tasa más alta, cercana al 60 %.

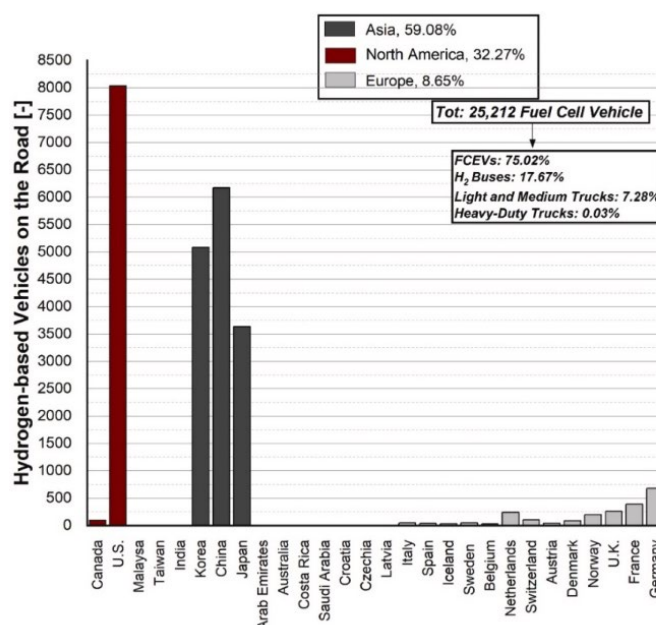


Figura 3. Número de vehículos de hidrógeno en las carreteras a finales de 2019

En 2020, el número de vehículos de hidrógeno aumentó de aproximadamente 25.000 a 34.800, como ilustra en la siguiente figura. Estados Unidos no representó el mercado principal para los FCEV, y Corea tomó la delantera, con más de 10.000 vehículos en circulación, seguidos entonces por Estados Unidos, China y Japón.

⁶ R.C. Samsun, L. Antoni, M. Rex, Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme Report on Mobile Fuel Cell Application: Tracking Market Trends, 2020

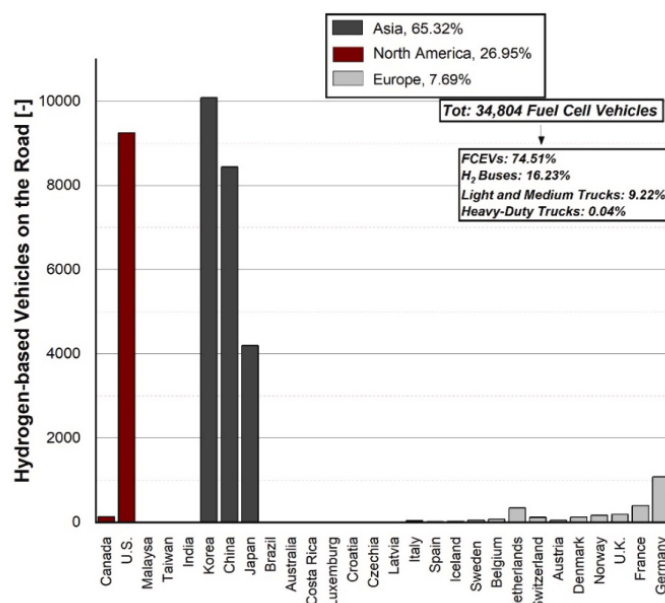


Figura 4. Número de vehículos de hidrógeno en las carreteras a finales de 2020

Considerando la importancia de las HRS y el creciente mejoramiento de la investigación sobre estos sistemas, la novedad y el objetivo del presente documento son presentar una visión general de la literatura más reciente sobre estaciones de hidrógeno, describiendo la posición técnica mundial y la investigación en curso sobre sus muchos componentes y procesos, los cuales se discuten en detalle. Se puede además concluir hasta el momento en que:

- Debido a la novedad de los vehículos de pila de combustible de hidrógeno, la infraestructura para la producción, transporte y distribución de combustible de hidrógeno aún está en sus primeras etapas. En general, las estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS) representan un cambio significativo con respecto a las estaciones de gasolina y diésel tradicionales y ofrecen diversas ventajas en términos de limpieza, eficiencia y sostenibilidad. Por lo tanto, es crucial contar con una visión general de dichas tecnologías para impulsar la transición energética hacia la sostenibilidad.
- Los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) se están desarrollando como una alternativa limpia y sostenible a los vehículos tradicionales de gasolina y diésel. Sin embargo, para que los FCEV se adopten ampliamente, se requiere la existencia de un número suficiente de HRS. Por lo tanto, comprender el estado actual de la infraestructura de HRS es fundamental para evaluar la viabilidad y la escalabilidad del transporte impulsado por hidrógeno.
- Las HRS representan un desafío tecnológico y logístico significativo, ya que requieren el desarrollo y la integración de nuevas tecnologías para la producción, el almacenamiento y la distribución de hidrógeno. Por lo tanto, comprender el estado actual de la investigación y el desarrollo en estas áreas es fundamental para identificar oportunidades y desafíos en el desarrollo de estaciones de repostaje de hidrógeno.
- El hidrógeno se está investigando como un posible vector energético, no solo para el transporte, sino también para diversas otras aplicaciones, como la generación de energía, los procesos industriales y la calefacción. Por lo tanto, es importante una visión

general de los conceptos y diseños de HRS para comprender el papel de la infraestructura de abastecimiento de hidrógeno en estas aplicaciones y su impacto en la transición energética.

- El hidrógeno se considera a menudo un facilitador clave para la descarbonización del sistema energético, ya que puede producirse a partir de fuentes de energía renovables y, cuando se utiliza, no emite gases de efecto invernadero ni contaminantes.

Por lo tanto, comprender el estado actual de la infraestructura de HRS es importante para evaluar el potencial del hidrógeno como fuente de energía limpia y cómo puede contribuir a mitigar el cambio climático. Además de estos aspectos técnicos, también hay investigación en curso sobre medidas y regulaciones de seguridad. Tales como protocolos de respuesta a emergencias, capacitación para socorristas y preparación para emergencias, debido a la naturaleza inflamable del hidrógeno.

3.1 REVISIÓN DE LA LITERATURA E INVESTIGACIÓN ACTIVA EN HRS

El creciente número de instalaciones de HRS en todo el mundo también ha sido respaldado por acciones de investigación e innovación. De hecho, diferentes autores analizaron la viabilidad económica y llevaron a cabo actividades experimentales en la operación de estaciones de hidrógeno. A través de una investigación de revisión de la literatura en la base de datos ScienceDirect, como se muestra en la siguiente figura, se ha analizado el estado actual del arte en estaciones de hidrógeno. La revisión de la literatura se ha llevado a cabo buscando las siguientes palabras clave en el resumen, título o palabras clave especificadas por el autor: Hydrogen AND (refueling OR refuelling OR fueling OR fuelling) AND (station OR Infrastructure) AND (Experi- mental OR operation).

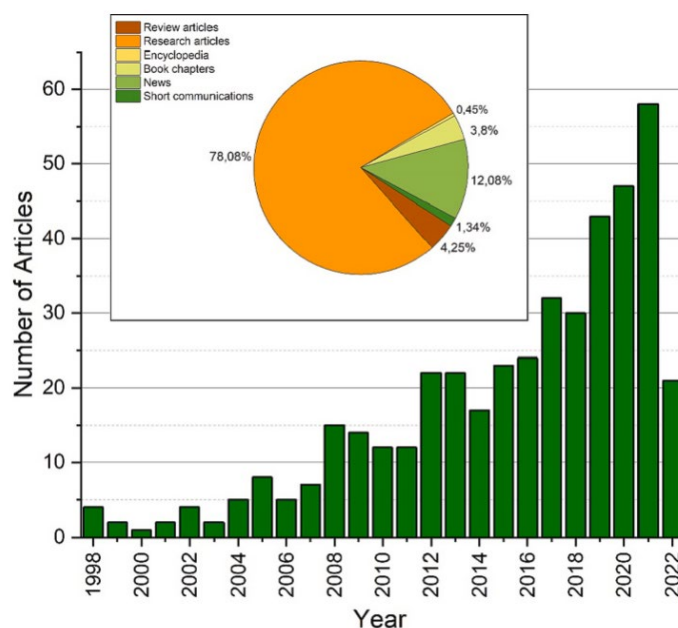


Figura 5. Publicaciones científicas en ScienceDirect desde 1998 a 2022 sobre HRSs

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

Es interesante notar cómo hay algunos artículos relacionados con la operación y actividades experimentales de estaciones de hidrógeno activas, pero el tema es de gran interés ya que la investigación de la comunidad científica está aumentando. A finales de febrero de 2022, se contabilizaron 447 trabajos científicos, entre ellos 19 artículos de revisión, 347 artículos de investigación, 2 enciclopedias, 17 capítulos de libros, 54 noticias científicas y 6 comunicaciones breves. Se investigan diversos temas: ubicación de estaciones, análisis técnico-económicos, optimización del nivel de presión, investigación de procesos de repostaje, evaluaciones de riesgos, análisis de seguridad e investigación sobre equipos específicos, como compresores, sistemas de almacenamiento y unidades de dispensación. En general, los investigadores están cada vez más interesados en estos sistemas energéticos, trabajando en una amplia gama de áreas de estudio, incluyendo la innovación en equipos y tecnología, el diseño de la disposición de estaciones, así como la recopilación de datos para pruebas de rendimiento.

Entre 2023 y 2025, se ha mantenido e incluso intensificado el interés científico en las estaciones de hidrógeno. La cantidad de publicaciones sobre HRS ha seguido creciendo sustancialmente, superando ampliamente los 447 trabajos contabilizados hasta febrero de 2022, lo que refleja el creciente interés de la comunidad científica en este campo⁷. Paralelamente, el despliegue de estaciones de hidrógeno se aceleró: la cifra de instalaciones operativas creció alrededor de un 60% entre 2021 y 2023⁸, alcanzando aproximadamente **1.160 estaciones en funcionamiento** a nivel mundial a finales de 2024⁹.

⁷ M. Genovese, P. Fragiaco, 2023. Hydrogen refueling station: Overview of the technological status and research enhancement, Journal of Energy Storage, Volume 61, 106758, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>.

⁸ Pereira, R.; Monteiro, V.; Afonso, J.L.; Teixeira, J. Hydrogen Refueling Stations: A Review of the Technology Involved from Key Energy Consumption Processes to Related Energy Management Strategies. Energies 2024, 17, 4906. <https://doi.org/10.3390/en17194906>

⁹ Milestone reached: over 1,000 hydrogen refuelling stations in operation worldwide in 2024. <https://www.h2stations.org/press-release-2025-milestone-reached-over-1000-hydrogen-refuelling-stations-in-operation-worldwide-in-2024>

Global Hydrogen Refuelling Stations

● Planned ● In Operation

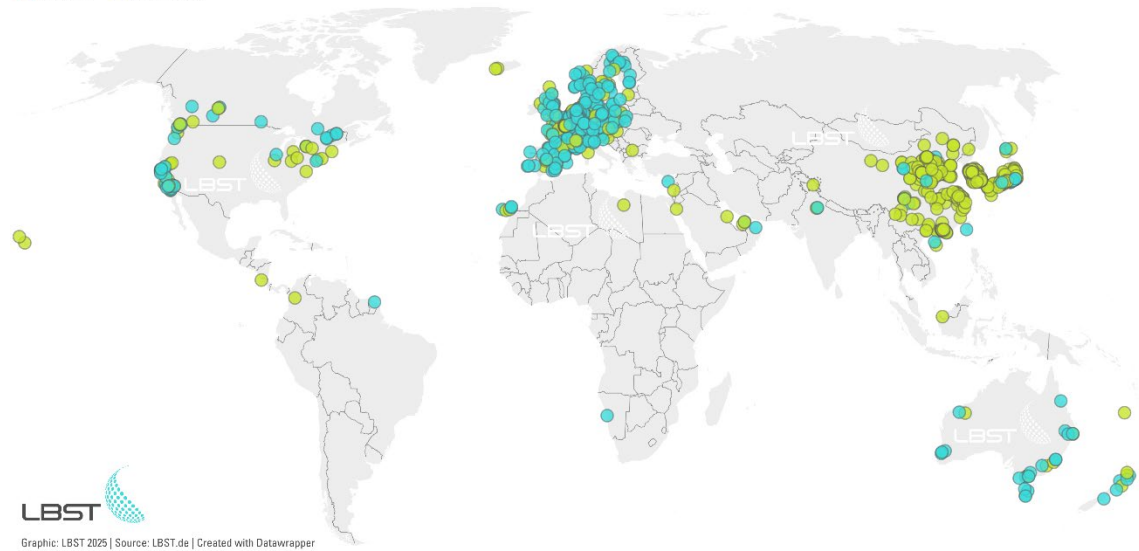


Figura 6. Mapa global de las estaciones de recarga de hidrógeno¹⁰

Hydrogen Refuelling Stations in Europe

● Planned ● In Operation

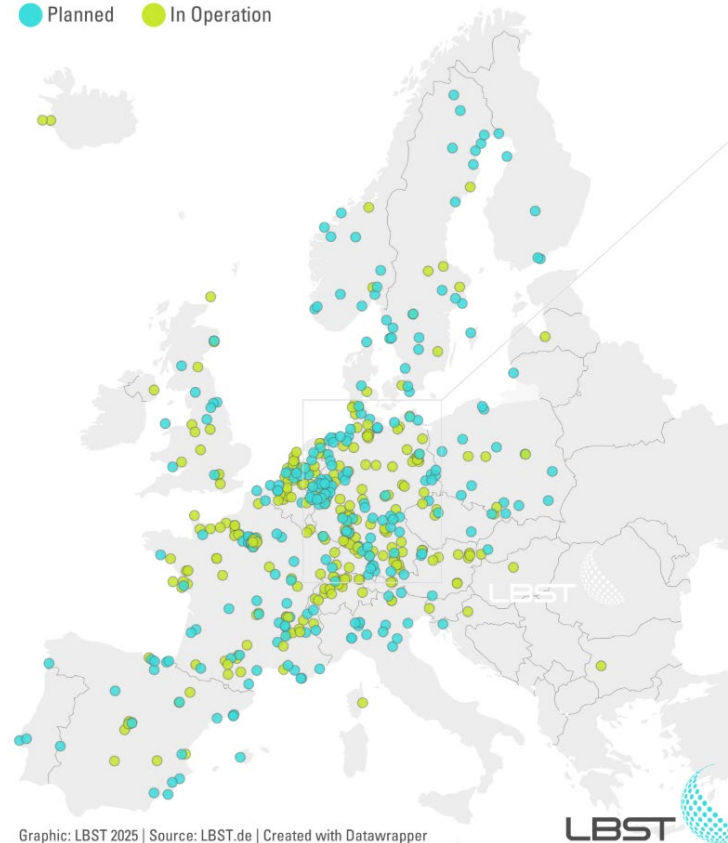


Figura 7. Mapa de las estaciones de recarga de hidrógeno en Europa, en operación y planificadas.

¹⁰ <https://www.h2stations.org/press-release-2025-milestone-reached-over-1000-hydrogen-refuelling-stations-in-operation-worldwide-in-2024/#:~:text=Around%201%2C160%20hydrogen%20refuelling%20stations,1>

Entre 2023 y 2025, la revisión de la literatura científica sobre estaciones de repostaje de hidrógeno reveló un incremento evidente en el volumen de publicaciones respecto al periodo anterior. Se observaron numerosas revisiones técnicas que sintetizan el estado del arte en HRS, incluyendo avances tecnológicos y estrategias de gestión energética¹¹. Los trabajos dedicados a evaluación de riesgos y seguridad experimentaron un aumento considerable en número, destacando estudios que aplican metodologías globales para identificar peligros, cuantificar consecuencias y establecer frecuencias de fallo¹². En relación con el diseño y optimización de ubicación de estaciones, proliferaron artículos que proponen modelos multicriterio (MINLP o frameworks multidimensionales) para seleccionar emplazamientos considerando factores técnicos, económicos e infraestructurales¹³. Igualmente, se registró un interés creciente en la ingeniería de estaciones basadas en hidrógeno líquido (LH₂), con propuestas enfocadas en la eficiencia energética, estabilidad operativa y reducción de costes operativos mediante layouts optimizados¹⁴. Por último, las investigaciones sobre integración de energía renovable en HRS se consolidaron como un área destacada, especialmente trabajos que analizan sistemas híbridos (solar/fotovoltaico y eólico) para abastecer estaciones operativas de forma sostenible¹⁵.

3.1.1 Revisión de las publicaciones más relevantes

Entre las primeras publicaciones relacionadas con las infraestructuras de repostaje de hidrógeno, la mayoría de las aplicaciones iniciales se centraron en sistemas de hidrógeno líquido. En 1998, Hettinger et al.¹⁶ introdujeron un nuevo dispositivo para repostar vehículos de hidrógeno con un sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido. El sistema estaba compuesto por varias válvulas, dos mangueras e interconexiones al depósito del vehículo. Szyszka¹⁷ presentó el funcionamiento de una instalación a escala industrial en Neunburg vorm Wald, Alemania, donde también formaba parte de la instalación una estación automatizada de abastecimiento de hidrógeno líquido para vehículos de prueba. La estación se gestionó con el objetivo de reducir el tiempo de llenado del tanque del vehículo, las pérdidas por evaporación y las etapas de la operación de llenado, mediante pruebas del sistema del tanque de combustible

¹¹ Pereira, R.; Monteiro, V.; Afonso, J.L.; Teixeira, J. Hydrogen Refueling Stations: A Review of the Technology Involved from Key Energy Consumption Processes to Related Energy Management Strategies. *Energies* 2024, 17, 4906. <https://doi.org/10.3390/en17194906>

¹² Sunhwa Park, Bashir Hashim, Umer Zahid, Junghwan Kim, 2025. Global risk assessment of hydrogen refueling stations: Trends, challenges, and future directions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 106(2025)1462–1479. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.438>

¹³ Jixiang Zhang, Wenjie Du, Jun Li, Guotian Cai, Xiaoling Qi, 2025. Multi-source data-based hydrogen refuelling station location optimization – A case study of Guangdong, China. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 81 (2025) 104426. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104426>.

¹⁴ Jingcheng Yang, et al. 2025. Liquid hydrogen refueling stations: A review on process layouts, pump technology, and cold energy utilization. *International Journal of Hydrogen Energy* 137 (2025) 260–280. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.130>

¹⁵ Abdullah Al-Sharafi, Abdulrahman S. Al-Buraiki, Fahad Al-Sulaiman, Mohamed A. Antar. 2024. Hydrogen refueling stations powered by hybrid PV/wind renewable energy systems: Techno-socio-economic assessment. *Energy Conversion and Management: X* 22 (2024) 100584. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100584>

¹⁶ W. Hettinger, F. Michel, P. Ott, F. Theissen, Refueling equipment for liquid hydrogen vehicles, *Int. J. Hydrog. Energy* (1998) 23, [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(97\)00137-7](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00137-7)

¹⁷ A. Szyszka, Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald, Germany, *Int. J. Hydrog. Energy* 23 (1998) 849–860, [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(97\)00172-9](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00172-9)

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

del vehículo con diferentes equipos, incluso sin válvulas criogénicas. Meurer et al.,¹⁸ en 1999, presentaron el funcionamiento de la planta de demostración PHOEBUS, para demostrar la viabilidad de un sistema de suministro de cero emisiones que emplea hidrógeno como portador de energía, un electrolizador y una pila de combustible. La planta también incluía un sistema de almacenamiento de hidrógeno y un compresor para alimentar la pila de combustible.

En 2003, MacLean y Lave¹⁹ propusieron tres maneras de suministrar hidrógeno a los sistemas de vehículos de pila de combustible a bordo. La primera es una producción a gran escala y luego su distribución por tuberías o camiones a las estaciones de servicio. La segunda alternativa es producir hidrógeno en muchas instalaciones dispersas, como estaciones de servicio, y suministrarlo a automóviles. La tercera opción es la adopción de combustibles de hidrocarburos reformados a bordo (gasolina, metanol, gas natural). En 2007, se publicaron las primeras actividades sobre seguridad del hidrógeno relacionadas con HRS. Tanaka et al.²⁰ se centraron en un HRS que analiza el flujo de salida, la propagación y el comportamiento explosivo del hidrógeno proporcionando datos experimentales. Rosyid et al.²¹ investigaron los aspectos de seguridad de la infraestructura de hidrógeno para vehículos, realizando una evaluación de riesgos y adoptando el código PHAST. Taekeno et al.²² describieron el análisis experimental de la dispersión y explosión de gas hidrógeno a alta presión que escapa a través de una ruptura de tubería a gran escala a 400 bar. MacIntyre et al.²³ presentaron el “programa canadiense de seguridad del hidrógeno”, que aborda los problemas regulatorios relacionados con los servicios, equipos, operaciones y métodos relacionados con la industria del hidrógeno.

Se empezaron a presentar otros temas interesantes: Ally y Prior²⁴ presentaron una evaluación del ciclo de vida de autobuses de hidrógeno para un proyecto australiano, identificando emisiones y demandas energéticas requeridas; Girón²⁵ compartió datos sobre 2 años de operación de un HRS en Madrid, España, equipado con un reformador de vapor de 50 Nm³/h; de manera similar, Stolzenburg et al.²⁶ compartieron datos sobre 2 años de operación de 7 instalaciones, la mayoría con reformadores de vapor in situ, que daban soporte a 27 autobuses;

¹⁸ C. Meurer, H. Barthels, W.A. Brocke, B. Emonts, H.G. Groehn, PHOEBUS—ana autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts, *Sol. Energy* 67 (1999) 131–138, [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00043-8](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00043-8)

¹⁹ H.L. MacLean, L.B. Lave, Evaluating automobile fuel/propulsion system technologies, *Prog. Energy Combust. Sci.* 29 (2003) 1–69, [https://doi.org/10.1016/S0360-1285\(02\)00032-1](https://doi.org/10.1016/S0360-1285(02)00032-1)

²⁰ T. Tanaka, T. Azuma, J.A. Evans, P.M. Cronin, D.M. Johnson, R.P. Cleaver, Experimental study on hydrogen explosions in a full-scale hydrogen filling station model, *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 2162–2170, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.019>

²¹ O.A. Rosyid, D. Jablonski, U. Hauptmanns, Risk analysis for the infrastructure of a hydrogen economy, *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 3194–3200, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.02.012>

²² K. Takeno, K. Okabayashi, A. Kouchi, T. Nonaka, K. Hashiguchi, K. Chitose, Dispersion and explosion field tests for 40MPa pressurized hydrogen, *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 2144–2153, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.018>

²³ I. MacIntyre, A.V. Tchouvelev, D.R. Hay, J. Wong, J. Grant, P. Benard, Canadian hydrogen safety program, *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 2134–2143, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.017>

²⁴ J. Ally, T. Pryor, Life-cycle assessment of diesel, natural gas and hydrogen fuel cell bus transportation systems, *J. Power Sources* 170 (2007) 401–411, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.04.036>

²⁵ E. Girón. The hydrogen refuelling plant in Madrid, *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 1404–1408, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.040>

²⁶ K. Stolzenburg, V. Tsatsami, H. Grubel, Lessons learned from infrastructure operation in the CUTE project, *Int. J. Hydrog. Energy* (2009), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.035>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

se empezaron a instalar HRS de energía renovable, como en Las Vegas²⁷ y la isla de Yakushima²⁸, y se empezó a financiar la adopción de flotas de vehículos basados en pilas de combustible, como carretillas elevadoras para almacenes, vehículos y autobuses.

En 2009, se intensificó la investigación sobre la seguridad de las HRS y los aspectos reglamentarios. Grassi et al. expandieron aún más su trabajo previo²⁹ sobre el marco italiano de regulaciones actuales y problemas de seguridad para la operación e instalación de HRS y extendieron el análisis a tuberías de hidrógeno [69]. Ganci et al.³⁰ realizaron estudios sobre fugas y dispersión accidentales de hidrógeno, en una instalación piloto, llamada "The Hydrogen Pipe Break Test". También se llevaron a cabo acciones conjuntas. El proyecto "NoE HySafe - Safety of Hydrogen as an Energy Carrier"³¹ fue iniciado y financiado por la Comisión Europea para facilitar la eliminación de cualquier obstáculo relacionado con la seguridad y las aplicaciones de hidrógeno. Wen et al.³² simulaban virtualmente accidentes relacionados con la seguridad del hidrógeno, mediante la adopción de herramientas CFD y mediante la simulación de un escenario con congestión de reabastecimiento de combustible y una sala de almacenamiento. Shirvill et al.³³ evaluaron los fenómenos de liberación de chorro a alta presión, como en el área de alta presión de un HRS, donde generalmente ocurren los procesos de reabastecimiento de combustible. Xu et al.³⁴ investigaron las liberaciones de hidrógeno del almacenamiento in situ de hidrógeno en HRS, evaluando varias medidas de seguridad, como la elección adecuada de materiales según los niveles de presión de operación y la monitorización remota de la instalación. Makarov et al.³⁵ adoptaron varias herramientas y desarrollaron modelos ad hoc en un intento de analizar los niveles de presión y la combustión relacionados con posibles fugas de hidrógeno en una operación de HRS. LaChance et al.³⁶ describieron una estrategia para la aprobación informada sobre el riesgo de HRS que depende en gran medida

²⁷ Solar-powered hydrogen refueling station opens in Las Vegas, Fuel Cells Bull. 2007 (2007) 7, [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(07\)70245-6](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(07)70245-6).

²⁸ T. Kai, Y. Uemura, H. Takanashi, T. Tsutsui, T. Takahashi, Y. Matsumoto, et al., A demonstration project of the hydrogen station located on Yakushima Island—operation and analysis of the station, Int. J. Hydrog. Energy 32 (2007) 3519–3525, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.02.015>

²⁹ N. Grasso, N. Ciannelli, M. Carcassi, F. Ceccherini, Fire Prevention Technical Rule for Gaseous Hydrogen Refuelling Stations, ICHS, 2005

³⁰ F. Ganci, A. Carpignano, N. Mattei, M.N. Carcassi, Hydrogen release and atmospheric dispersion: experimental studies and comparison with parametric simulations, Int. J. Hydrog. Energy 36 (2011) 2445–2454, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.006>

³¹ J. Thomas, A. Paul, A. Inaki, B. Daniele, B. Herve, B. Luc, et al., Achievements of the EC network of excellence HySafe, Int. J. Hydrog. Energy 36 (2011) 2656–2665, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.05.087>

³² J.X. Wen, V.C. Madhav Rao, V.H.Y. Tam, Numerical study of hydrogen explosions in a refuelling environment and in a model storage room, Int. J. Hydrog. Energy 35 (2010) 385–394, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.10.052>

³³ L.C. Shirvill, T.A. Roberts, M. Royle, D.B. Willoughby, T. Gautier, Safety studies on high-pressure hydrogen vehicle refuelling stations: releases into a simulated high-pressure dispensing area, Int. J. Hydrog. Energy 37 (2012) 6949–6964, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.01.030>

³⁴ P. Xu, J. Zheng, P. Liu, R. Chen, F. Kai, L. Li, Risk identification and control of stationary high-pressure hydrogen storage vessels, J. Loss Prev. Process Ind. 22 (2009) 950–953, <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2008.08.008>

³⁵ D. Makarov, F. Verbecke, V. Molokov, O. Roe, M. Skottenne, A. Kotchourko, et al., An inter-comparison exercise on CFD model capabilities to predict a hydrogen explosion in a simulated vehicle refuelling environment, Int. J. Hydrog. Energy 34 (2009) 2800–2814, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.12.067>

³⁶ J. LaChance, A. Tchouvelev, J. Ohi, Risk-informed process and tools for permitting hydrogen fueling stations, Int. J. Hydrog. Energy 34 (2009) 5855–5861, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.01.057>

del desarrollo de directrices y regulaciones informadas sobre el riesgo. De manera similar, LaFleur et al.³⁷ propusieron una técnica para establecer un diseño basado en el rendimiento para un HRS que no cumple con las distancias de seguridad prescritas. Molkov y Kashkarov³⁸ propusieron un nuevo modelo para predecir la onda expansiva debido a fugas de hidrógeno de aplicaciones de almacenamiento, incluido un tanque HRS independiente. En 2014, Li et al.³⁹ analizó el escenario regulatorio para un HRS móvil, brindando una visión general amplia de un nuevo estándar (GB50516-2010) a seguir, junto con pautas y otros estándares. Kim et al.⁴⁰ se centraron en las liberaciones de hidrógeno a alta presión, investigando varios niveles de presión y tamaños de diámetro de venteo, y basando su modelo 3D y CFD en los datos experimentales recuperados de un HRS operativo en Corea. En el Laboratorio Sandia de EE. UU., activo en varios temas de investigación y en la seguridad del hidrógeno, también se desarrolló una herramienta útil para evaluar los riesgos del hidrógeno en las infraestructuras de hidrógeno, llamada HyRAM. Una revisión más reciente de las herramientas de seguridad para la recopilación de datos, también aplicable a los HRS, se puede encontrar en West et al.⁴¹, mientras que Abohamzeh et al.⁴² proporcionó recientemente una descripción general completa de los problemas de seguridad del hidrógeno en los procesos de almacenamiento y distribución, tanto para hidrógeno líquido como gaseoso.

En 2012, el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América (EE. UU.) invirtió más de 2000 k\$ para recopilar y analizar datos de rendimiento de los HRS, para minimizar los costos y mejorar las operaciones. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) actualmente está recopilando y organizando datos sobre el rendimiento de los FCEV y las HRS de numerosas bases de datos de HRS de California. Esta información incluye la instalación, seguridad, operación, disponibilidad y economía de la estación, compartida en los Productos de Datos Compuestos del NREL. Las lecciones aprendidas también comenzaron a compartirse sobre el rendimiento y el mantenimiento del equipo HRS. Lipman et al.⁴³ presentó la operación de una HRS ubicada en la Universidad de Berkeley, California. La instalación en ese momento admitía nueve FCV, con períodos de carga de combustible de 8 a 15 minutos, dependiendo de varias condiciones. Los autores presentaron las principales lecciones aprendidas de la construcción y operación de la estación, incluidos los hitos alcanzados. Weigl et al.⁴⁴

³⁷ A.C. LaFleur, A.B. Muna, K.M. Groth, Application of quantitative risk assessment for performance-based permitting of hydrogen fueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 42 (2017) 7529–7535, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.167>

³⁸ V. Molkov, S. Kashkarov, Blast wave from a high-pressure gas tank rupture in a fire: stand-alone and under-vehicle hydrogen tanks, *Int. J. Hydrog. Energy* 40 (2015) 12581–12603, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.07.001>

³⁹ Z. Li, X. Pan, K. Sun, W. Zhou, D. Gao, S. Liu, et al., Development of safety standard for mobile hydrogen refueling facilities in China, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 13935–13939, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.02.017>

⁴⁰ E. Kim, J. Park, J.H. Cho, I. Moon, Simulation of hydrogen leak and explosion for the safety design of hydrogen fueling station in Korea, *Int. J. Hydrog. Energy* 38 (2013) 1737–1743, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.08.079>

⁴¹ M. West, A. Al-Douri, K. Hartmann, W. Buttner, K.M. Groth, Critical review and analysis of hydrogen safety data collection tools, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 17845–17858, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.244>

⁴² E. Abohamzeh, F. Salehi, M. Sheikholeslami, R. Abbassi, F. Khan, Review of hydrogen safety during storage, transmission, and applications processes, *J. Loss Prev. Process Ind.* 72 (2021), 104569, <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2021.104569>

⁴³ T. Lipman, M. Witt, M. Elke, Lessons learned from the installation and operation of Northern California's first 70-MPa hydrogen fueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 38 (2013) 15868–15877, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.08.120>

⁴⁴ J. Weigl, Z. Wang, H.M. Sepahvand, Hydrogen refueling infrastructure design for personal mobility devices using frugal engineering approach, *Energy Procedia* 29 (2012) 668–675, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.09.077>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

propusieron una metodología de diseño frugal de ingeniería para HRS de tamaño pequeño, desarrollaron un modelo y lo probaron con datos experimentales obtenidos de South Africa Solar Challenge, en 2008. Jong Pyng Hsu⁴⁵ recomendó encarecidamente la limpieza previa a la operación de las nuevas estaciones de servicio de hidrógeno, describiendo técnicas de limpieza para mejorar la calidad del hidrógeno y evitar la contaminación. De manera similar, Terlip et al.⁴⁶ proporcionó directrices útiles sobre enfoques y métodos de limpieza de tubos. Jaekel et al.⁴⁷ recomendó y propuso herramientas adecuadas para pronosticar fugas de hidrógeno líquido y su propagación durante una descarga no intencional, que podría ser el caso de un HRS equipado con almacenamiento de hidrógeno líquido. Similar a su investigación, Hall et al.⁴⁸ se centró en fugas de hidrógeno líquido en la cadena de suministro de HRS, analizando como estudio de caso una fuga de hidrógeno procedente de un camión que transportaba hidrógeno líquido. Lee et al.⁴⁹ proporcionó un sistema de formación de operadores 3D para HRS en realidad virtual, mostrando la infraestructura y los dispositivos de seguridad, y simulando 20 escenarios de accidentes. Monde et al.⁵⁰ propusieron un modelo numérico para pronosticar el nivel de temperatura dentro de los tanques de vehículos de alta presión durante un proceso de reabastecimiento de HRS, que es crucial para prevenir fallos térmicos y sobrecalentamiento del tanque. Olmos y Manousiouthakis⁵¹ presentaron un modelo integral de un proceso de reabastecimiento de hidrógeno, analizando el efecto del efecto de expansión de Joule-Thomson durante el reabastecimiento y la generación de calor durante la compresión del gas. Striednig et al.⁵² también se centraron en el modelado del proceso de reabastecimiento de HRS, con el objetivo de utilizar simulaciones y experimentos para diseñar un proceso de reabastecimiento para camiones eléctricos de celdas de combustible en Linz, Austria. Sun et al.⁵³ presentaron un análisis de riesgos para un HRS móvil, identificando rupturas de tuberías de almacenamiento y fugas de gas de los compresores de HRS como las principales fuentes de fugas de hidrógeno y, en consecuencia, las principales fuentes de pérdidas económicas. Sapre et al.⁵⁴ consideraron el

⁴⁵ J.P. Hsu. Recommended pre-operation cleanup procedures for hydrogen fueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 37 (2012) 1770–1780, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.09.134>

⁴⁶ D. Terlip, K. Hartmann, J. Martin, C. Rivkin, Adapted tube cleaning practices to reduce particulate contamination at hydrogen fueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 8692–8698, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.190>

⁴⁷ C. Jaekel, K. Verfondern, S. Kelm, W. Jahn, H.-J. Allelein, 3D modeling of the different boiling regimes during spill and spreading of liquid hydrogen, *Energy Procedia* 29 (2012) 244–253, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.09.030>

⁴⁸ J.E. Hall, P. Hooker, D. Willoughby, Ignited releases of liquid hydrogen: safety considerations of thermal and overpressure effects, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 20547–20553, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.05.141>

⁴⁹ Y. Lee, J. Kim, J. Kim, E.J. Kim, Y.G. Kim, I. Moon, Development of a web-based 3D virtual reality program for hydrogen station, *Int. J. Hydrog. Energy* 35 (2010) 2112–2118, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.12.065>

⁵⁰ M. Monde, P. Woodfield, T. Takano, M. Kosaka, Estimation of temperature change in practical hydrogen pressure tanks being filled at high pressures of 35 and 70 MPa, *Int. J. Hydrog. Energy* 37 (2012) 5723–5734, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.12.136>

⁵¹ F. Olmos, V.I. Manousiouthakis, Hydrogen car fill-up process modeling and simulation, *Int. J. Hydrog. Energy* 38 (2013) 3401–3418, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.064>

⁵² M. Striednig, S. Brandstätter, M. Sartory, M. Klell, Thermodynamic real gas analysis of a tank filling process, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 8495–8509, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.028>

⁵³ K. Sun, X. Pan, Z. Li, J. Ma, Risk analysis on mobile hydrogen refueling stations in Shanghai, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 20411–20419, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.098>

⁵⁴ S. Sapre, M. Vyas, K. Pareek, Impact of refueling parameters on storage density of compressed hydrogen storage tank, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 16685–16692, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.136>

almacenamiento efectivo de hidrógeno con reabastecimiento óptimo como uno de los principales desafíos para los FCEV. El protocolo SAE J2601 especifica que el reabastecimiento rápido del tanque de almacenamiento sin sobrecalentamiento ni sobrellenado es imprescindible. Los autores presentaron cómo la presión, la duración del llenado y la temperatura de suministro tuvieron un impacto significativo en la densidad de almacenamiento del tanque. Rahimipetroudi et al.⁵⁵ propusieron un análisis CFD exhaustivo de un reformador de metano con vapor para un HRS in situ con una capacidad de 240 kg/día. El diseño considerado tiene doce tubos de reformado y un quemador de fibra metálica de nuevo desarrollo. Los hallazgos mostraron que optimizar las características de combustión y evitar las temperaturas pico locales mejoró sustancialmente el rendimiento del reactor de reformado de metano con vapor. Agnolucci y McDowall⁵⁶ investigaron el modelado de HRS en escalas geográficas, desde la nacional hasta la regional y local, con el objetivo de identificar las mejores ubicaciones de HRS en una ciudad.

Brown et al.⁵⁷ compartieron datos sobre un HRS en funcionamiento real en la Universidad de Irvine, California, donde el creciente mercado del hidrógeno permitió a la estación aumentar el consumo de hidrógeno en el HRS, de solo 1000 kg distribuidos en 2007 a más de 8000 kg dispensados en 2011. La instalación presentó almacenamiento de hidrógeno tanto en forma líquida como en estado gaseoso. Las investigaciones de la Universidad de Irvine y su Centro Nacional de Investigación de Pilas de Combustible (NFCRC) han estado muy activas en la mejora de la investigación del hidrógeno, con nuevos proyectos sobre movilidad, pero también proponiendo modelos, presentando datos críticos sobre la operación de HRS y la planificación estratégica para redes de HRS. Una empresa internacional nació también como una spin-off universitaria de la Universidad de Irvine, FirstElement Fuel Inc.⁵⁸, que actualmente es una de las empresas que instala la mayoría de los HRS en los EE. UU. Brown y Kisting⁵⁹ analizaron datos de más de 1000 procesos de reabastecimiento para identificar perfiles de servicio y los compararon con estaciones de servicio de gasolina.

En el Laboratorio Nacional de Argonne, los investigadores proporcionaron una investigación destacada sobre diferentes aspectos de la tecnología relacionada con HRS. Paster et al.⁶⁰ proporcionaron análisis de pozo a rueda sobre 5 tecnologías de almacenamiento de hidrógeno: hidrógeno gaseoso comprimido a 35 y 70 MPa, hidrógeno líquido criocomprimido, materiales

⁵⁵ I. Rahimipetroudi, J.S. Shin, K. Rashid, J.B. Yang, S.K. Dong, Development and CFD analysis for determining the optimal operating conditions of 250 kg/day hydrogen generation for an on-site hydrogen refueling station (HRS) using steam methane reforming, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 35057–35076, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.066>

⁵⁶ P. Agnolucci, W. McDowall, Designing future hydrogen infrastructure: insights from analysis at different spatial scales, *Int. J. Hydrog. Energy* 38 (2013) 5181–5191, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.02.042>

⁵⁷ T. Brown, S. Stephens-Romero, Samuelsen G. Scott, Quantitative analysis of a successful public hydrogen station, *Int. J. Hydrog. Energy* 37 (2012) 12731–12740, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.06.008>

⁵⁸ FirstElement Fuel I, FirstElement Fuel, Inc. FirstElement Fuel, Inc. <https://www.firstelementfuel.com/>, 2022. (Accessed 22 August 2022).

⁵⁹ . Brown, H. Kisting, Analysis of customer queuing at hydrogen stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 17107–17120, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.211>

⁶⁰ M.D. Paster, R.K. Ahluwalia, G. Berry, A. Elgowainy, S. Lasher, K. McKenney, et al., Hydrogen storage technology options for fuel cell vehicles: well-to-wheel costs, energy efficiencies, and greenhouse gas emissions, *Int. J. Hydrog. Energy* 36 (2011) 14534–14551, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.07.056>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

adsorbentes e hidrógeno presurizado en frío. Los autores también incluyeron la presencia de HRS en sus análisis. Los análisis del ciclo de vida han sido actualizados y ampliados por los autores en 2017, 2020 y 2021. Reddi et al.⁶¹, en 2016, proporcionaron directrices para la construcción de infraestructura de hidrógeno y HRS en los Estados Unidos, centrándose en la cadena de suministro y las rutas de entrega. En 2017, Elgowainy et al.⁶² fueron los primeros en proporcionar un análisis exhaustivo de los sistemas de preenfriamiento de hidrógeno, a saber, el enfriador de hidrógeno para procesos de reabastecimiento rápido de 700 bar, incluido el efecto Joule-Thomson en la estación. En 2018, Reddi et al.⁶³ proporcionó un descubrimiento importante para un nuevo enfoque de la gestión de tanques de almacenamiento, llamado "método de operación de consolidación de presión de dos niveles", que permite una reducción de energía del 20 % en una operación de HRS. De manera similar, Elgowainy et al.⁶⁴ analizó la presencia de remolques de tubo externos para optimizar la operación de HRS. Lin et al.⁶⁵ proporcionó una metodología para optimizar el suministro de presión, p. ej., la presión final, a vehículos eléctricos de celda de combustible, en un HRS, analizando varios escenarios. Recientemente, Frank et al.⁶⁶ investigó el impacto en la configuración y las finanzas de HRS si los vehículos están equipados con almacenamiento de hidruro metálico en lugar de sistemas de almacenamiento de hidrógeno comprimido de 700 bar.

El equipo de investigación de NREL también investigó profundamente la operación y el lanzamiento de HRS, mediante la recopilación, el procesamiento y el análisis de datos⁶⁷. Muratori et al.⁶⁸ investigó el lanzamiento de FCEV y HRS al proporcionar una descripción general de las técnicas y los enfoques de modelado, y al presentar una herramienta desarrollada ad-hoc. Kurtz et al.⁶⁹ investigaron la confiabilidad de los HRS, los equipos y las actividades de mantenimiento, centrándose en datos de recopilación de varios años. Kuroki et al.⁷⁰ presentaron el modelado numérico y la validación relacionada de H2Fills, una herramienta desarrollada para simular y analizar procesos de reabastecimiento de combustible.

⁶¹ K. Reddi, M. Mintz, A. Elgowainy, E. Sutherland, 13 - Building a hydrogen infrastructure in the United States, in: M. Ball, A. Basile, T.N. Veziroğlu (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy*, Woodhead Publishing, Oxford, 2016, pp. 293–319

⁶² A. Elgowainy, K. Reddi, D.Y. Lee, N. Rustagi, E. Gupta, Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 42 (2017) 29067–29079, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.09.087>

⁶³ K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi, E. Gupta, Two-tier pressure consolidation operation method for hydrogen refueling station cost reduction, *Int. J. Hydrog. Energy* 43 (2018) 2919–2929, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.125>

⁶⁴ A. Elgowainy, K. Reddi, E. Sutherland, F. Joseck, Tube-trailer consolidation strategy for reducing hydrogen refueling station costs, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 20197–20206, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.030>

⁶⁵ Z. Lin, S. Ou, A. Elgowainy, K. Reddi, M. Veenstra, L. Verdusco, A method for determining the optimal delivered hydrogen pressure for fuel cell electric vehicles, *Appl. Energy* 216 (2018) 183–194, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.041>

⁶⁶ E.D. Frank, A. Elgowainy, Y.S. Khalid, J.-K. Peng, K. Reddi, Refueling-station costs for metal hydride storage tanks on board hydrogen fuel cell vehicles, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 29849–29861, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.206>

⁶⁷ Kalibrate hydrogen infrastructure planning data, *Fuel Cells Bull.* 2015 (2015) 1, [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(15\)30138-3](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(15)30138-3).

⁶⁸ M. Muratori, B. Bush, C. Hunter, M.W. Melaina, Modeling hydrogen refueling infrastructure to support passenger vehicles, *Energies (Basel)* (2018) 11, <https://doi.org/10.3390/en11051171>

⁶⁹ J. Kurtz, S. Sprik, T.H. Bradley, Review of transportation hydrogen infrastructure performance and reliability, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 12010–12023, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.027>

⁷⁰ T. Kuroki, K. Nagasawa, M. Peters, D. Leighton, J. Kurtz, N. Sakoda, et al., Thermodynamic modeling of hydrogen fueling process from high-pressure storage tank to vehicle tank, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 22004–22017, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.037>

Recientemente, Kurtz et al.⁷¹ describieron el diseño y la implementación de una herramienta estocástica de demanda de HRS, entrenada con datos experimentales de varias estaciones operativas. El modelo de demanda de hidrógeno predicho de este artículo se entrena utilizando datos reales de recuento, cantidad y frecuencia de llenado de hidrógeno.

El Equipo de investigación de celdas de combustible e hidrógeno (FCH2), de la Universidad de Calabria, está desarrollando varios modelos y herramientas para sistemas basados en celdas de combustible y electrólisis, pero sobre todo en el diseño y operación de HRS⁷². El equipo financió una empresa derivada de la universidad, Enerva H2 Srl, para expandir las actividades de investigación y desarrollo en tecnología del hidrógeno. En cuanto a las actividades experimentales con sistemas de reabastecimiento de hidrógeno (HRS), el equipo FCH2 colabora activamente con el equipo de la instalación de investigación y abastecimiento de hidrógeno de Cal State LA, en Los Ángeles (California). Esta colaboración investigadora ha generado varios análisis novedosos: investigación del funcionamiento sin pulsaciones en un proceso de reabastecimiento directamente presurizado con compresores de refuerzo, contabilidad de hidrógeno y evaluación de pérdidas de hidrógeno, así como enfoques de recopilación de datos, modelado numérico y análisis experimental de un sistema de preenfriamiento dual para el proceso de reabastecimiento a alta presión, un nuevo enfoque para el ajuste del sistema de enfriamiento auxiliar para reducir el consumo de energía en la estación, y una investigación exhaustiva sobre los procesos de reabastecimiento consecutivo⁷³.

La eficiencia y el coste del reabastecimiento de los vehículos de pila de combustible de hidrógeno están determinados por el rendimiento técnico de los sistemas de reabastecimiento de hidrógeno (HRS) y sus equipos. Wen y He⁷⁴ investigaron la propiedad intelectual relacionada con HRS, de 1998 a 2017, mostrando que los números de patentes crecieron con el tiempo, y varias compañías, así como investigadores, contribuyeron al diseño y operación de equipos HRS con tecnologías patentadas. Tian et al.⁷⁵ presentaron una revisión exhaustiva de los equipos relacionados con HRS. Los autores examinaron la disposición principal de los equipos de HRS, y se analizó cuantitativamente la tecnología de optimización de procesos vinculada a la eficiencia de utilización de los equipos y el costo de construcción. De hecho, los compresores son equipos clave, necesarios en toda la cadena de valor del hidrógeno, pero sobre todo en HRS. Varios autores investigaron su rendimiento. La mayoría de los compresores de hidrógeno en HRS son compresores mecánicos, de pistón o de diafragma. Los compresores de diafragma son los más

⁷¹ J. Kurtz, T. Bradley, E. Winkler, C. Gearhart. Predicting demand for hydrogen station fueling, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 32298–32310, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.014>

⁷² P. Fragiocomo, M. Genovese, Numerical simulations of the energy performance of a PEM water electrolysis based high-pressure hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 27457–27470, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.007>

⁷³ M. Genovese, D. Blekhan, M. Dray, P. Fragiocomo, Hydrogen station in situ back-to-back fueling data for design and modeling, *J. Clean. Prod.* 329 (2021), 129737, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129737>.

⁷⁴ C. Wen, G. He, Hydrogen station technology development review through patent analysis, *Clean Energy* 2 (2018) 29–36, <https://doi.org/10.1093/ce/zky006>

⁷⁵ Z. Tian, H. Lv, W. Zhou, C. Zhang, P. He, Review on equipment configuration and operation process optimization of hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 3033–3053, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.238>

investigados en la literatura científica. Li et al.⁷⁶ analizaron un nuevo perfil para la cavidad de un compresor de diafragma mecánico, que permite un mayor volumen en la cámara y, por lo tanto, mayores caudales procesados. Hu et al. propusieron un enfoque similar⁷⁷, quienes presentaron una nueva generatriz para la cavidad de un compresor de diafragma mecánico, para reducir el volumen muerto y reducir la tensión mecánica. Wang et al.⁷⁸ investigaron una nueva estructura para un cabezal de compresor de diafragma, incluyendo fenómenos térmicos y mejorando el rendimiento. Ren et al.⁷⁹ evaluaron el efecto de la compresibilidad del aceite en dichos compresores, centrándose en la eficiencia volumétrica del sistema. Li et al.⁸⁰ propusieron un enfoque novedoso para el diagnóstico de fallas, para evitar un mantenimiento costoso y largos períodos de inactividad.

Yu et al.⁸¹ presentaron un modelo matemático para simular el flujo inestable dentro de los espacios de los anillos de pistón dentro de compresores alternativos de hidrógeno, validado también experimentalmente. Ligen et al.⁸² presentaron un nuevo enfoque para caracterizar compresores booster con operación impulsada por aire, basado en datos experimentales derivados de más de 20 mil ciclos de operación.

Varios investigadores están investigando nuevos compresores con líquidos iónicos en lugar de pistones mecánicos⁸³. Como tecnologías novedosas, también se han analizado los compresores electroquímicos y los compresores de sorción. Vale la pena mencionar que los compresores de hidruro metálico ahora se encuentran bajo investigación activa para aplicaciones de HRS. Lototsky et al.⁸⁴ presentaron el rendimiento de un compresor de hidruro metálico, con dos etapas, de 3 a 200 bar, con un flujo procesado de 5 Nm³/h. Bhogillaa y Niyas⁸⁵ presentaron el diseño de un compresor novedoso, con una relación de presión de 26 y una presión de entrega

⁷⁶ J. Li, X. Jia, Z. Wu, X. Peng, The cavity profile of a diaphragm compressor for a hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 3926–3935, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.12.152>

⁷⁷ Y. Hu, X. Xu, W. Wang, A new cavity profile for a diaphragm compressor used in hydrogen fueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 42 (2017) 24458–24469, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.058>

⁷⁸ T. Wang, X. Jia, X. Li, S. Ren, X. Peng, Thermal-structural coupled analysis and improvement of the diaphragm compressor cylinder head for a hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 809–821, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.199>

⁷⁹ S. Ren, X. Jia, J. Jiang, S. Zhang, B. Zhao, X. Peng, Effect of hydraulic oil compressibility on the volumetric efficiency of a diaphragm compressor for hydrogen refueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 15224–15235, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.033>

⁸⁰ X. Li, J. Chen, Z. Wang, X. Jia, X. Peng, A non-destructive fault diagnosis method for a diaphragm compressor in the hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 24301–24311, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.147>

⁸¹ W. Yu, X. Dianbo, F. Jianmei, P. Xueyuan, Research on sealing performance and self-acting valve reliability in high-pressure oil-free hydrogen compressors for hydrogen refueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 35 (2010) 8063–8070, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.01.089>

⁸² Y. Ligen, H. Vrabel, J. Arlettaz, H. Girault, Experimental correlations and integration of gas boosters in a hydrogen refueling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 16663–16671, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.162>

⁸³ N. Arjomand Kermani, I. Petrushina, M.M. Rokni, Evaluation of ionic liquids as replacements for the solid piston in conventional hydrogen reciprocating compressors: a review, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 16337–16354, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.214>

⁸⁴ M. Lototsky, Y. Klochko, M. Wafeeq Davids, L. Pickering, D. Swanepoel, G. Louw, et al., Industrial-scale metal hydride hydrogen compressors developed at the South African Institute for Advanced Materials Chemistry, *Mater. Today Proc.* 5 (2018) 10514–10523, <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.12.383>

⁸⁵ S.S. Bhogilla, H. Niyas, Design of a hydrogen compressor for hydrogen fueling stations, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 29329–29337, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.171>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

máxima de 365 bar. También se evaluaron compresores de hidruro metálico con un mayor número de etapas, hasta siete etapas, para aplicaciones en procesos de reabastecimiento de combustible a alta presión.

Se han propuesto componentes HRS novedosos y no convencionales en la literatura. Los eyectores han sido investigados por Rogíe et al.⁸⁶ y por Wen et al.⁸⁷, proporcionando simulaciones numéricas de su desempeño y mostrando una reducción en la demanda de alta presión. Chen et al. [172] analizaron una configuración de turboexpansor que puede cumplir con los protocolos de reabastecimiento de combustible, permitiendo una reducción de la demanda de energía en la unidad de preenfriamiento de aproximadamente el 50%.

En 2014, se han presentado en la literatura nuevos conceptos de HRS para vehículos aéreos no tripulados. Entre los contribuyentes, los más activos son Troncoso et al.⁸⁸, quienes presentaron un HRS alimentado por energías renovables y desarrollaron una configuración experimental para el proceso de reabastecimiento de dichos vehículos. Los HRS también sirven a autobuses vehículos de manejo de materiales, camiones de patio, vehículos urbanos ligeros, vehículos marítimos, trenes híbridos de celdas de combustible y vehículos pesados.

Domínguez et al.⁸⁹ propusieron un modelo matemático desarrollado con TRNSYS en un HRS que soporta vehículos de manejo de materiales, produciendo hidrógeno in situ y dispensándolo a través de compresores. Lototsky et al.⁹⁰ propusieron un concepto novedoso y la adopción de hidruros metálicos como almacenamiento de hidrógeno para vehículos de manejo de materiales, analizando el proceso de reabastecimiento de combustible. Los autores analizaron un proceso de reabastecimiento de combustible de 15 min, lo que permitió una autonomía de más de tres horas. El HRS relacionado estaba equipado con un compresor de hidruro metálico.

Neves Jr. y Pinto⁹¹ compartieron el diseño y la disposición de un HRS construido en São Bernardo do Campo (Brasil), en apoyo del “Proyecto Brasileño de Autobuses de Pilas de Combustible”. Los trenes de hidrógeno utilizan hidrógeno comprimido como combustible para alimentar motores de tracción y auxiliares mediante un sistema híbrido (que combina pilas de combustible y baterías). Caponi et al.⁹² compartieron datos útiles sobre los procesos de

⁸⁶ B. Rogíe, M. Ryhl Kærn, C. Wen, E. Rothuizen, Numerical optimization of a novel gas-gas ejector for fuelling of hydrogen vehicles, *Int. J. Hydrog. Energy* 45 (2020) 21905–21919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.169>

⁸⁷ C. Wen, B. Rogie, M.R. Kærn, E. Rothuizen, A first study of the potential of integrating an ejector in hydrogen fuelling stations for fuelling high pressure hydrogen vehicles, *Appl. Energy* 260 (2020), 113958. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113958>

⁸⁸ E. Troncoso, N. Lapeña-Rey, M. Gonzalez, Design tool for offgrid hydrogen refuelling systems for aerospace applications, *Appl. Energy* 163 (2016) 476–487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.026>

⁸⁹ I. Domínguez, A. Contreras, F. Posso, F. Varela, Simulation of the operation of a fleet of materials handling and transport vehicles, powered by fuel cells, *Int. J. Hydrog. Energy* 40 (2015) 7678–7688, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.05.026>

⁹⁰ M.V. Lototsky, I. Tolj, M.W. Davids, Y.V. Klochko, A. Parsons, D. Swanepoel, et al., Metal hydride hydrogen storage and supply systems for electric forklift with low-temperature proton exchange membrane fuel cell power module, *Int. J. Hydrog. Energy* 41 (2016) 13831–13842, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.148>

⁹¹ N.P. Neves, C.S. Pinto, Licensing a fuel cell bus and a hydrogen fueling station in Brazil, *Int. J. Hydrog. Energy* 38 (2013) 8215–8220. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.035>

⁹² R. Caponi, A. Monforti Ferrario, E. Bocci, G. Valenti, M. della Pietra, Thermodynamic modeling of hydrogen refueling for heavy-duty fuel cell buses and comparison with aggregated real data, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 18630–18643, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.224>

reabastecimiento de combustible para autobuses propulsados por hidrógeno, demostrando el modelado matemático y la comparación con datos agregados. Con respecto a las aplicaciones de servicio pesado, Ku et al.⁹³ también propusieron una tecnología novedosa: una bomba de hidrógeno líquido en una operación de HRS, con el objetivo de abastecer de combustible a vehículos pesados con un proceso de reabastecimiento rápido. Los autores presentaron el diseño y la operación potencial del HRS, junto con directrices útiles.

Apostolou et al.⁹⁴ investigaron un diseño de HRS para el reabastecimiento de bicicletas, con una capacidad diaria de aproximadamente 7 kg, que respalda la movilidad urbana sostenible, basada en pilas de combustible con sistemas de almacenamiento a baja presión. Los autores ampliaron aún más sus análisis al investigar los “procesos de reabastecimiento de combustible a presión múltiple de una bicicleta impulsada por hidrógeno”. Kovac y Paranos⁹⁵ diseñaron y analizaron un HRS alimentado con energía solar para movilidad urbana con el apoyo de bicicletas basadas en celdas de combustible. El diseño del HRS permitió un proceso de reabastecimiento a 30 bar.

Guerra et al.⁹⁶ analizaron un estudio de caso donde los trenes de hidrógeno se alimentan con hidrógeno en un depósito central de trenes. Gracias al análisis del estudio de caso, desde los puntos de vista económico, ambiental y de seguridad, el uso de hidrógeno como combustible alternativo para trenes resultó ser una opción viable y económica. De manera similar, Piraino et al.⁹⁷ investigaron un sistema integrado, infraestructura de reabastecimiento de combustible: tren híbrido de celda de combustible de hidrógeno. El sistema sugerido se evaluó en términos de su eficiencia energética y costo. En una ruta regional de 140 km en el sur de Italia, también se utilizó un modelo numérico detallado para dimensionar y simular los componentes clave.

En los últimos años, los sistemas de retroalimentación de alta frecuencia (SRH) han pasado de programas piloto a una adopción a gran escala. Por ello, recientemente la comunidad científica los ha investigado como parte de sistemas más complejos. Xu et al.⁹⁸ indicaron cómo las estaciones de servicio de hidrógeno podrían acelerar el desarrollo de automóviles con bajas emisiones de carbono, como los vehículos impulsados por hidrógeno y los vehículos eléctricos de batería. Los autores investigaron cómo las múltiples incertidumbres pueden resultar en un mayor costo operativo en las operaciones diarias de la estación y se enfocaron en reducir los costos operativos totales, que incluyen la penalización por exceso de existencias de la estación

⁹³ A.Y. Ku, K. Reddi, A. Elgowainy, J. McRobie, J. Li, Liquid pump-enabled hydrogen refueling system for medium and heavy duty fuel cell vehicles: Station design and techno-economic assessment, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 25486–25498. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.283>

⁹⁴ D. Apostolou, P. Enevoldsen, G. Xydis. Supporting green Urban mobility – the case of a small-scale autonomous hydrogen refuelling station, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 9675–9689. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.197>

⁹⁵ A. Kovač, M. Paranos, Design of a solar hydrogen refuelling station following the development of the first Croatian fuel cell powered bicycle to boost hydrogen urban mobility, *Int. J. Hydrog. Energy* 44 (2019) 10014–10022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.204>

⁹⁶ C.F. Guerra, L. Reyes-Bozo, E. Vyhmeister, J.L. Salazar, M.J. Caparrós, C. Clemente-Jul, Sustainability of hydrogen refuelling stations for trains using electrolyzers, *Int. J. Hydrog. Energy* 46 (2021) 13748–13759, <https://doi.org/10.1016/j.IJHYDENE.2020.10.044>

⁹⁷ F. Piraino, M. Genovese, P. Fragiaco, Towards a new mobility concept for regional trains and hydrogen infrastructure, *Energy Convers. Manag.* 228 (2020), 113650. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113650>

⁹⁸ X. Xu, W. Hu, W. Liu, Y. Du, Q. Huang, Z. Chen, Robust energy management for an on-grid hybrid hydrogen refueling and battery swapping station based on renewable energy, *J. Clean. Prod.* 331 (2022), 129954, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129954>

de cambio de batería. Zhang et al.⁹⁹ analizaron cómo las estaciones de servicio de hidrógeno (HRS) se volverán más comunes en el futuro cercano, y las HRS podrían crear y almacenar hidrógeno localmente utilizando fuentes de energía renovables. Para abordar este problema, los autores propusieron una estrategia de asignación de energía difusa y un método de control para una microrred de CC en isla con un sistema de almacenamiento de energía híbrido eléctrico - hidrógeno para una estación de servicio híbrida eléctrico - hidrógeno. Chen et al.¹⁰⁰ investigaron las HRS como parte de sistemas complejos de energía a gas y energía a hidrógeno, reduciendo el recorte de energía renovable y aumentando las ganancias en la HRS. Carr et al.¹⁰¹ propusieron una herramienta de optimización que analiza el rendimiento de los HRS emparejados con energía eólica en los mercados energéticos, centrándose en un HRS que opera en Rotherham, Reino Unido. Según Gao y Zhang¹⁰², la cadena de suministro para la generación centralizada de hidrógeno actualmente tiene un alto costo intermedio, mientras que la tecnología descentralizada de generación de hidrógeno en sitio es una solución viable para garantizar el funcionamiento adecuado de los HRS. Luego, los autores investigaron cómo la financiación pública moderada puede ayudar a establecer la escala de aplicación en las primeras etapas del desarrollo del mercado. El crecimiento del transporte de hidrógeno y los automóviles de celdas de combustible puede verse favorecido por una estación integrada de producción y recarga de hidrógeno. Los enlaces de conversión pueden reducirse y la eficiencia del sistema puede aumentarse de manera eficiente. En este contexto, Deng et al.¹⁰³ propusieron un nuevo esquema de interconexión de CC para estaciones integradas de reabastecimiento de hidrógeno. Genovese y Fragiaco¹⁰⁴ propusieron e investigaron una HRS como una infraestructura innovadora de combustible alternativo, conocida como la Estación de Energía de Hidrógeno Multimodular, donde el hidrógeno generado se utiliza luego en varias tecnologías de hidrógeno elegidas e implementadas en los alrededores.

3.2 DISPOSICIÓN DE LA ESTACIÓN DE HIDRÓGENO

Conceptualmente, un sistema de almacenamiento de hidrógeno (HRS) no difiere mucho de una instalación más común de GLP o gas natural. El hidrógeno se almacena, como cualquier combustible, en un tanque dentro de la estación y posteriormente es conducido por el dispensador directamente al tanque del vehículo. Por esta razón, el uso de estas tecnologías no

⁹⁹ X. Zhang, W. Pei, C. Mei, W. Deng, J. Tan, Q. Zhang. Transform from gasolina stations to electric-hydrogen hybrid refueling stations: an islanding DC microgrid with electric-hydrogen hybrid energy storage system and its control strategy, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 136 (2022), 107684, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107684>

¹⁰⁰ H. Chen, J. Song, J. Zhao, Synergies between power and hydrogen carriers using fuel-cell hybrid electrical vehicle and power-to-gas storage as new coupling points, *Energy Convers. Manag.* 246 (2021), 114670. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114670>

¹⁰¹ S. Carr, F. Zhang, F. Liu, Z. Du, J. Maddy, Optimal operation of a hydrogen refuelling station combined with wind power in the electricity market, *Int. J. Hydrog. Energy* 41 (2016) 21057–21066. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.09.073>

¹⁰² J. Gao, T. Zhang, Effects of public funding on the commercial diffusion of on-site hydrogen production technology: a system dynamics perspective, *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 175 (2022), 121380, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.121380>

¹⁰³ W. Deng, Q. Wu, Y. Jing, X. Cao, J. Tan, W. Pei, Operation potential evaluation of multiple hydrogen production and refueling integrated stations under DC interconnected environment, *Energy Rep.* 8 (2022) 269–277, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.02.135>

¹⁰⁴ M. Genovese, P. Fragiaco, Hydrogen station evolution towards a poly- generation energy system, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 12264–12280, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.110>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

cambiaría radicalmente nuestros hábitos actuales de repostaje, como sí ocurre con los vehículos eléctricos (BEV). La duración de un repostaje típico, para un tanque lleno de hidrógeno en un FCEV, es de unos 15-20 min para un autobús, mientras que es de unos 3-5 min para un coche con el que es posible cubrir una distancia que varía entre los 400-500 km, incluso si los coches de última generación, gracias a la implementación de nuevas tecnologías, pueden cubrir muchos más.

Una diferenciación particular que se puede hacer entre una HRS en comparación con una estación de GLP y una estación de servicio de gas natural es que la primera puede tener sistemas de producción de combustible in situ que pueden llevar a una disminución adicional de las emisiones causadas por el transporte del propio combustible. La siguiente figura presenta la clasificación potencial de HRS en cuatro categorías principales, según la cadena de suministro de hidrógeno o según el estado termodinámico del hidrógeno.

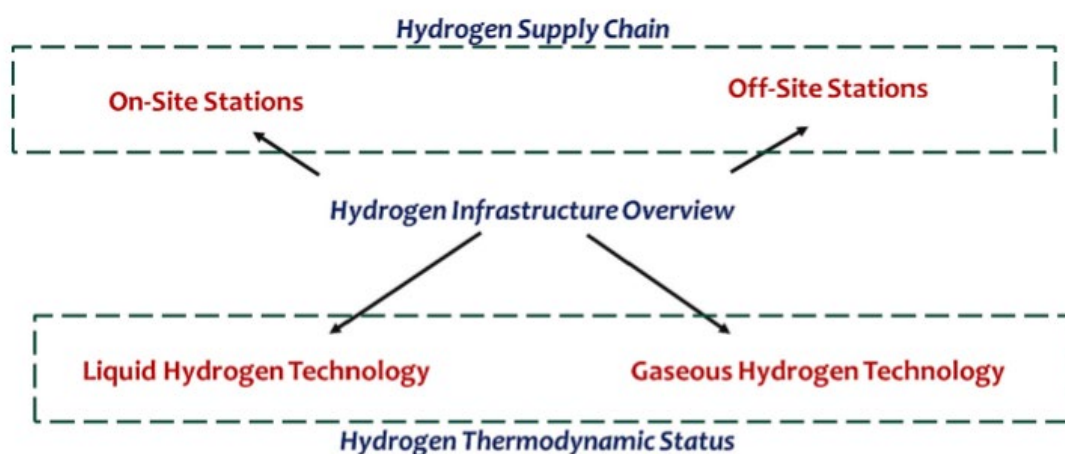


Figura 8. Clasificación potencial de HRS

La primera subdivisión que se puede hacer, para un diseño de HRS, es entre lo siguiente:

- Estaciones “fuera del sitio”, donde el hidrógeno se produce en un lugar diferente al de la estación de servicio y posteriormente se transporta, utilizando diversos métodos, al distribuidor para almacenarse localmente en tanques y luego entregarse a los vehículos.
- Estaciones “in situ”, en donde el hidrógeno se produce directamente dentro de la estación, se almacena y luego está listo para ser dispensado dentro del tanque del vehículo.

Sin embargo, algunas estaciones pueden ser una combinación de las dos para compensar la falta de hidrógeno debido a las bajas cantidades que se pueden producir a través de los sistemas de producción in situ.

Una HRS fuera del sitio incluye las configuraciones caracterizadas por un suministro de hidrógeno que proviene de una planta de producción centralizada. De hecho, el hidrógeno se produce en una planta industrial fuera de la estación y luego se suministra a esta última a través

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

de un sistema de tuberías, camiones cisterna u otros medios adecuados para transportar hidrógeno. Si se considera el transporte por carretera, para el hidrógeno en gas comprimido (GH2) las presiones dentro de los remolques serán superiores a 180 bar, mientras que para el hidrógeno en estado líquido se utilizan tanques particulares a temperaturas criogénicas de aproximadamente -253°C .

El transporte de hidrógeno en estado líquido requiere mayores recursos energéticos que el gaseoso; por esta razón, no se utiliza ampliamente para el suministro a estaciones de servicio con tamaños pequeños. El transporte por tuberías tiene la ventaja de tener el menor costo de entrega, y el alto costo inicial para la construcción de infraestructura, sin embargo, constituye un obstáculo en el uso de este sistema que también es capaz de reducir las emisiones debido al transporte de hidrógeno. Se utilizan camiones pesados para distribuir hidrógeno a través del transporte por carretera, y el hidrógeno se mantiene en vagones de tubo como GH2 a presiones superiores a 18 MPa. Para aplicaciones más exigentes, los remolques utilizados actualmente transportan hidrógeno a presiones de hasta 50 MPa para garantizar altas capacidades de transporte. El tanque de almacenamiento de baja presión (LP) del HRS se llena mediante el remolque; Como alternativa, el remolque permanece en su lugar y actúa como un tanque de baja presión.

Conceptualmente, la mayoría de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno (HRS) almacenan inicialmente el hidrógeno en tanques de 5 a 20 MPa, utilizando unidades compresoras multietapa con refrigeración intermedia después de las etapas de compresión. A medida que la presión de los tanques de baja o media presión disminuye durante el paso del hidrógeno desde estos tanques al compresor, la energía requerida por el compresor aumenta debido a la creciente diferencia de presión entre la entrada del compresor (que coincide con la salida de los tanques de almacenamiento de la estación, donde la presión disminuye durante el repostaje) y la salida del compresor. Con el objetivo de lograr una alta eficiencia y considerando los problemas relacionados con la compatibilidad de los materiales seleccionados con el hidrógeno y la pureza requerida para evitar contaminar las celdas de combustible de los vehículos, el módulo de compresión es uno de los elementos clave dentro de HRS en cuanto a requisitos técnicos, así como a costos de capital y operación. Los bancos de almacenamiento de alta presión, incorporados en la estación de repostaje para llenar un tanque de FCEV a bordo hasta 87.5 MPa, deben usarse a presiones superiores al nivel de presión objetivo para permitir el repostaje, debido a las inevitables pérdidas de presión que ocurren durante el proceso. Los tanques comúnmente instalados alcanzan niveles de 90 MPa y superiores.

Las estaciones de servicio in situ son similares a las infraestructuras externas para los procesos de almacenamiento y la dispensación de hidrógeno, pero son diferentes en el suministro de hidrógeno, ya que en esta configuración de estación el hidrógeno se produce in situ en la propia estación. Los sistemas in situ tienen limitaciones de capacidad técnica en comparación con las HRS con producción externa, con un rango típico entre 0,100 toneladas/día y 1 tonelada/día. Estos límites dependen del caudal máximo de salida de los generadores de hidrógeno. Sin embargo, la mayoría de las plantas producen aproximadamente 0,1 toneladas/día, y las HRS in situ contemporáneos no tienen una capacidad de producción diaria de hidrógeno que supere las 0,5 toneladas.

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

El reformado con vapor y la electrólisis del agua son los dos métodos más utilizados para producir hidrógeno localmente. El hidrógeno producido por ambas tecnologías podría contener impurezas. Dada la alta pureza del hidrógeno requerida por el sistema de celdas de combustible que alimenta los vehículos, por encima del 99.97%¹⁰⁵, estas impurezas deben extraerse del flujo de hidrógeno, lo que hace necesaria la instalación de un sistema de purificación de hidrógeno. Además, aparte de la suficiente demanda de energía eléctrica, ambas aplicaciones requieren el suministro de agua desionizada.

El hidrógeno producido por las unidades de generación se caracteriza por presiones relativamente bajas, por lo que se necesitará un tanque de almacenamiento intermedio. Independientemente del método y el lugar de producción, los componentes necesarios para realizar el proceso de reabastecimiento, comunes a los diferentes tipos de estaciones de reabastecimiento de hidrógeno son:

- Compresores necesarios para comprimir el hidrógeno;
- Tanques de almacenamiento para hidrógeno en gas comprimido o líquido; Una unidad de enfriamiento [285,286], para garantizar que el tanque no supere los 85 °C durante recargas rápidas por razones de seguridad al reducir la temperatura del hidrógeno gaseoso a -40 °C;
- Equipos de seguridad para abordar explosiones y fugas, como válvulas de seguridad, sensores y equipos destinados a extinguir incendios sin el uso de agua;
- dispensadores para reabastecer el tanque del vehículo.

Además, se debe evaluar un diseño cuidadoso de las distancias de peligro y seguridad, de acuerdo con los diseños y configuraciones de HRS, así como una elección cuidadosa de los instrumentos de medición y de las técnicas de muestreo para garantizar una calidad adecuada del hidrógeno. La capacidad de evaluar los errores de medición en las estaciones de servicio de hidrógeno es, de hecho, fundamental para la viabilidad a largo plazo de la industria de los vehículos de hidrógeno. Wang et al.¹⁰⁶ utilizaron una familia de enfoques no paramétricos bayesianos para cuantificar la incertidumbre de la medición. El modelo de mezcla del proceso Dirichlet se puso a prueba en cinco HRS del mundo real. También se debe evaluar el alojamiento adecuado, según la ubicación donde se instala el HRS, para evitar el sobrecalentamiento o la congelación de los componentes y para permitir una protección discreta contra el viento, para evitar riesgos mayores en los procesos de venteo de hidrógeno. También se deben evaluar las condiciones climáticas ambientales, abordando las posibles criticidades con un diseño de infraestructura adecuado.

Sin embargo, lo que caracteriza principalmente a una estación de servicio es el estado físico del hidrógeno cuando se suministra a la estación, líquido o gaseoso. Si bien las estaciones externas pueden tener configuraciones que utilizan ambos, las in situ están destinadas solo al gas

¹⁰⁵ D. Apostolou, G. Xydis, A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects, *Renew. Sust. Energ. Rev.* (2019), <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109292>

¹⁰⁶ Y. Wang, S. Wang, C. Dec`es-Petit, Evaluating the measurement uncertainty at hydrogen refueling stations using a Bayesian non-parametric approach, *Int. J. Hydrog. Energy* 47 (2022) 7892–7901, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.150>

hidrógeno, ya que las unidades de producción lo suministran en este estado físico. Una diferencia entre los dos estados físicos radica en los métodos de almacenamiento.

El gas hidrógeno comprimido es una excelente solución para aplicaciones de movilidad gracias a su simplicidad, rápido reabastecimiento y bajo impacto en la infraestructura. Sin embargo, el 20 % de su contenido energético se gasta en comprimir el gas: almacenar 1 kg de hidrógeno a 100 kPa y 25 °C requiere un tanque con un volumen de 12,3 m³. El hidrógeno comprimido a 350 bar, una presión utilizada en el sector del transporte, ocupa un volumen inferior al 99,6 %. La compresión dentro del sistema de almacenamiento se produce a una densidad volumétrica de unos 20-50 kg/m³ y una densidad gravimétrica de alrededor del 5-10 %. Presiones de almacenamiento más altas, a 70 MPa, traerían beneficios desde el punto de vista de la velocidad de reabastecimiento y las cantidades acumuladas.

Con respecto al hidrógeno líquido, su almacenamiento requiere bajas temperaturas que implican un consumo energético de alrededor del 40 % de su contenido energético. El hidrógeno líquido, almacenado a una temperatura de -253 °C, se adopta cuando se requiere una alta densidad de almacenamiento como en el caso de aplicaciones aeroespaciales, ya que tiene un alto contenido de energía por unidad de volumen en comparación con el hidrógeno gaseoso y requiere volúmenes de almacenamiento más pequeños. En este caso, los tanques también deben tener altas capacidades de aislamiento para reducir la ebullición del hidrógeno.

Las siguientes secciones describirán los principales componentes involucrados en la operación de una estación de hidrógeno, subdividiendo el equipo según el área de instalación (suministro, almacenamiento intermedio, almacenamiento a alta presión y dispensación). Las tecnologías y el equipo necesarios dependen en gran medida del estado termodinámico del hidrógeno suministrado, si está en forma líquida o gaseosa. Si el hidrógeno se almacena en forma gaseosa, se puede suministrar en la estación a través de un remolque de tubo o una red de tuberías. El hidrógeno también se genera en forma gaseosa cuando se instala una unidad de producción in situ. El hidrógeno líquido se almacena en un tanque criogénico in situ, que se reabastece con un tanque de hidrógeno líquido. Actualmente, la mayoría de las estaciones pueden almacenar entre 100 y 500 kg de GH₂ por día, mientras que pueden almacenar más de 1000 kg por día de LH₂, gracias a la mayor densidad del hidrógeno en forma líquida.

3.3 TECNOLOGÍA DE HIDRÓGENO GASEOSO

Para la infraestructura basada en el almacenamiento de hidrógeno gaseoso, considerando el estado actual de la técnica, el suministro se realiza comúnmente a través de remolques de tubos, o a través de una unidad de generación de hidrógeno en sitio. Los remolques de tubos se utilizan para suministrar hidrógeno a la estación con niveles de presión medios (20-50 MPa), y presentan una carga útil entre 250 y 1000 kg de hidrógeno. Las unidades de generación in situ, a saber, electrolizadores (alcalinos o PEM) y reformadores de metano con vapor, producen hidrógeno a baja presión, alrededor de 2-3 MPa. Se han diseñado y probado nuevos prototipos de electrolizadores para suministrar hidrógeno a presiones más altas. Cuando la economía del hidrógeno se generalice y se adopte una red de tuberías para su distribución, en las unidades de generación in situ, el hidrógeno se suministrará a una presión de aproximadamente 2-8 MPa.

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

Una vez almacenado el hidrógeno gaseoso, compresores de alta presión, generalmente boosters mecánicos o compresores de diafragma, lo comprimen a aproximadamente 90-95 MPa y lo almacenan en un sistema de alta presión. Posteriormente, el hidrógeno del sistema de alta presión se distribuye en cascada desde un dispensador hasta el depósito del vehículo a través de una unidad de refrigeración. Las unidades de preenfriamiento, cuya temperatura nominal se utiliza para clasificar las estaciones de hidrógeno en diferentes tipos (A, B, C o D dependiendo de la configuración de preenfriamiento, a saber, -40 °C, -20 °C, 0 °C o sin preenfriamiento), permiten que el tanque del vehículo alcance rápidamente un alto SOC, sin violar nunca los límites operativos del sistema de almacenamiento de 85 °C. Otra opción de reabastecimiento se puede realizar cuando el hidrógeno se suministra a baja presión. Con un suministro de baja presión, se necesita una etapa de compresión intermedia, hasta aproximadamente 40-50 MPa. Luego, el hidrógeno se extrae del almacenamiento de presión media y se comprime directamente y se entrega al tanque del vehículo adoptando compresores de refuerzo. Este proceso, llamado el "proceso de reabastecimiento de combustible directamente presurizado"¹⁰⁷, también requiere tanques de compensación de alta presión para suavizar los fenómenos de pulsación de presión generados durante la operación del compresor de refuerzo.

Por lo tanto, las estaciones de repostaje de hidrógeno gaseoso (ya sea producido in situ o transportado) presentan las siguientes características principales: almacenamiento inicial de GH_2 , compresión, almacenamiento a alta presión (si corresponde) y gestión térmica (por lo tanto, una fase de preenfriamiento) antes de que el hidrógeno fluya al depósito del vehículo.

Se presentan las dos configuraciones principales para las estaciones de repostaje de hidrógeno con almacenamiento gaseoso: repostaje en cascada; repostaje directo mediante un compresor de hidrógeno. Además, existen soluciones híbridas, como se propone en¹⁰⁸. Con sistemas híbridos de este tipo, la estación puede funcionar con cada configuración de repostaje de forma independiente, lo que le permite realizar operaciones de repostaje en cualquier circunstancia, incluso si falla alguno de los componentes de las dos configuraciones.

En el sistema de reabastecimiento en cascada, el hidrógeno se transfiere al tanque del vehículo a través de un salto de presión entre el tanque de almacenamiento de hidrógeno de alta presión (950 bar) de la estación de reabastecimiento y el tanque del vehículo, como se muestra en la siguiente figura.

¹⁰⁷ M. Genovese, D. Blekhan, C. Xie, M. Dray, P. Fragiaco. Assuring pulsation-free flow in a directly pressurized fuel delivery at a retail hydrogen station, *Int. J. Hydrog. Energy* 43 (2018) 16623–16637, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.024>

¹⁰⁸ E. Rothuizen, M. Rokni, Optimization of the overall energy consumption in cascade fueling stations for hydrogen vehicles, *Int. J. Hydrog. Energy* 39 (2014) 582–592, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.066>

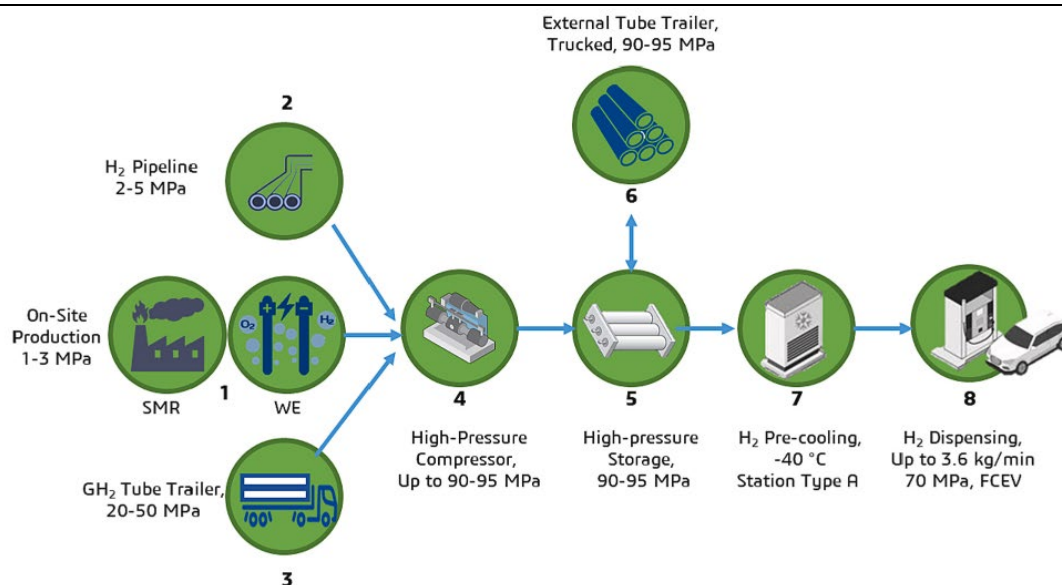


Figura 9. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso: diseño HRS con proceso de repostaje en cascada

Como se ve, el hidrógeno se entrega a la estación por camión, tubería o unidad in situ. Si bien la generación in situ tiene una serie de beneficios, incluida la independencia del suministro externo de hidrógeno, tiene un alto costo para las unidades de producción y tiene un rango de presión operativa limitado. Lo mismo ocurre con el envío mediante remolque tubular que opera a una presión de 20 bar. Una opción más eficiente energéticamente es la de los remolques tubulares que operan a 900 bar, lo que, debido a la alta presión requerida, aumenta el costo del transporte, el peso y, por lo tanto, las emisiones asociadas.

El compresor es fundamental para el proceso de reabastecimiento porque, cuando se utilizan sistemas de suministro de 20 bar, permite almacenar el hidrógeno a 950 bar desde la fuente de suministro hasta el sistema de almacenamiento. El compresor se utiliza para rellenar los tanques del sistema de almacenamiento en cascada cuando alcanzan una presión límite que impide el repostaje del vehículo. Cuando es necesario repostar, el hidrógeno del sistema de almacenamiento de alta presión se enfría a unos $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ mediante una unidad de preenfriamiento. Esta etapa permite repostar rápidamente el tanque del vehículo sin sobrecalentarlo debido a las altas presiones.

El sistema de almacenamiento de una estación de repostaje de hidrógeno puede constar de uno o más tanques presurizados a la misma o a diferentes presiones. El hidrógeno se suministra a un tanque a la vez; en caso de tanques con presiones variables, se suministran primero los de mayor presión, seguidos de los de menor presión. A menudo, pueden funcionar de forma independiente. Optimizar la presión de almacenamiento puede reducir el consumo energético total del sistema de almacenamiento de alta presión (HRS), como han investigado numerosos autores (como este¹⁰⁹). El sistema en cascada tiene limitaciones para alcanzar la presión de

¹⁰⁹ L. Xiao, J. Chen, Y. Wu, W. Zhang, J. Ye, S. Shao, et al., Effects of pressure levels in three-cascade storage system on the overall energy consumption in the hydrogen refueling station, Int. J. Hydrog. Energy 46 (2021) 31334–31345, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.007>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

equilibrio, momento en el que se requiere una mayor compresión. Como resultado, la capacidad de un sistema en cascada puede ser menor que la de un sistema de almacenamiento único con compresión. La limitación del diseño es su capacidad de suministro confinado, que es directamente proporcional al número de tanques. A medida que aumenta el número de tanques, los niveles de presión disminuyen más lentamente, lo que permite el reabastecimiento diario de más vehículos mientras se utiliza menos energía para la compresión. El diferencial de presión reducido entre el tanque del vehículo y el sistema de almacenamiento también reduce el calor de compresión creado dentro del tanque del vehículo, lo que alivia la carga de la unidad de preenfriamiento.

En contraste con la disposición indicada anteriormente, un diseño basado en un proceso de reabastecimiento directo utiliza un compresor complementario además del compresor de almacenamiento para crear la presión requerida para completar el proceso de reabastecimiento, como se ve en la siguiente figura.

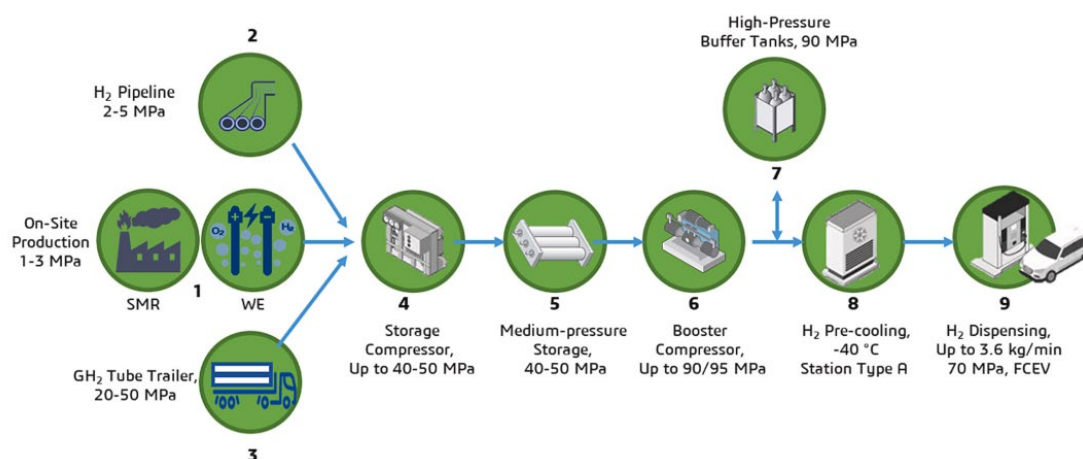


Figura 10. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso: disposición HRS con un compresor dosificador de refuerzo

Una vez que el hidrógeno se extrae de la fuente de suministro, se comprime y se almacena en un sistema de almacenamiento de presión media (350-500 bar). El hidrógeno comprimido se extrae del sistema de almacenamiento de presión media y se comprime a 900 bar mediante el compresor dispensador. Por lo tanto, el proceso de llenado se completa mediante un acumulador, un enfriador y un dispensador. El dispensador monitorea y controla el flujo de hidrógeno enviado al tanque del vehículo. Cuando la presión dentro de los tanques de almacenamiento cae por debajo del nivel requerido para que se complete el procedimiento de recarga, se inicia el compresor dispensador. El compresor dispensador distribuye hidrógeno directamente desde el sistema de almacenamiento de presión media a 500 bar al tanque del vehículo, que necesita 900 bar de presión para completar el procedimiento de reabastecimiento.

Esta configuración requiere la adición de tanques de compensación de alta presión después de la unidad de compresión: durante las operaciones de reabastecimiento, pueden ocurrir vibraciones inusuales entre el tubo dispensador y la boquilla final como resultado de las pulsaciones del compresor dispensador que interactúan con el funcionamiento del regulador de

flujo másico. Esta forma de vibración, que es de una magnitud significativa, exige un cuidado especial ya que acorta la vida útil de los componentes afectados por ella, que incluyen válvulas, acoplamientos, accesorios e incluso el tanque del vehículo.

3.4 TECNOLOGÍA DE HIDRÓGENO LÍQUIDO

El hidrógeno líquido se suministra a la estación de servicio mediante camiones cisterna criogénicos que transportan alrededor de 4 toneladas de carga y se almacena en un tanque criogénico in situ. Numerosos componentes son análogos a los que se encuentran en las estaciones de servicio que utilizan GH2: la sección de almacenamiento inicial, la sección de compresión, la sección de almacenamiento de alta presión y el sistema de gestión térmica.

El hidrógeno se transporta a largas distancias por carretera utilizando camiones en los que el hidrógeno se mantiene en estado líquido (LH2) en tanques especializados a temperaturas criogénicas de 20 K. Debido a la considerable energía necesaria para licuar el hidrógeno, es mucho más costoso que el transporte de hidrógeno gaseoso y, por lo tanto, ahora no se emplea con frecuencia para proporcionar estaciones de servicio de hidrógeno de corta distancia. Este modo de transporte se sugiere para largas distancias, ya que permite la entrega de una cantidad sustancialmente mayor de hidrógeno por unidad de volumen que el hidrógeno en su estado líquido.

Si bien el hidrógeno gaseoso se entrega principalmente a pequeñas estaciones de hidrógeno, en particular en las primeras etapas del desarrollo de FCEV, donde la demanda de hidrógeno aún es baja, el transporte de hidrógeno líquido tiene el potencial de contribuir a la comercialización de FCEV en el futuro, ya que es significativamente más eficiente al transportar grandes volúmenes de hidrógeno¹¹⁰. Las fugas de los tanques de almacenamiento líquido deben abordarse con cuidado. Normalmente, la presión utilizada para transportar hidrógeno líquido es inferior a 0,4 MPa, mientras que la temperatura del hidrógeno almacenado fluctúa entre 20,32 K (0,1 MPa) y 26,08 K (0,4 MPa), con una densidad de 70,90 kg/m³ (0,1 MPa) a 62,95 kg/m³ (0,4 MPa). La sobrepresión puede generarse por variaciones de temperatura entre el hidrógeno y el entorno circundante, lo que provoca la evaporación natural o evaporación por ebullición.

Estos fenómenos ocurren no solo durante el régimen estacionario en los tanques de la estación, sino también durante su llenado. El hidrógeno que se evapora se libera directamente al ambiente, lo que genera pérdidas de energía y problemas de seguridad. Uno de los dos diseños de HRS más populares, que se muestra en la siguiente figura, utiliza hidrógeno gaseoso generado en un intercambiador de calor mediante la evaporación de hidrógeno líquido causada por el calor ambiental, el cual se almacena posteriormente en la región superior del tanque criogénico.

¹¹⁰ J. Alazemi, J. Andrews, Automotive hydrogen fuelling stations: an international review, Renew. Sust. Energ. Rev. (2015), <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.085>

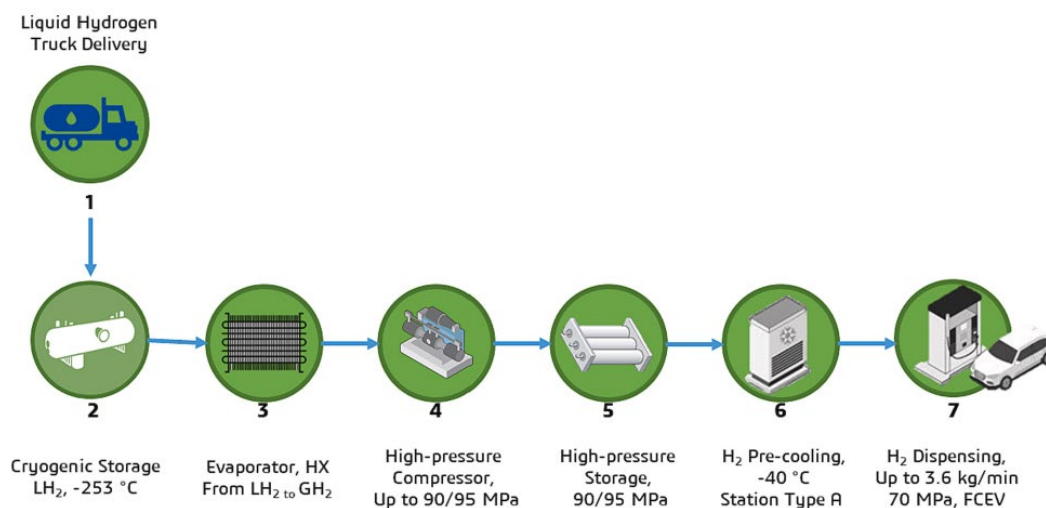


Figura 11. Almacenamiento de hidrógeno líquido: Disposición HRS con evaporador/intercambiador de calor.

Para suministrar hidrógeno gaseoso a alta presión a automóviles, el hidrógeno líquido puede evaporarse mediante un intercambiador de calor y luego comprimirse en un tanque de alta presión de 950 bar mediante un compresor. El procedimiento de recarga se repite hasta alcanzar la presión requerida. Un refrigerador enfría el flujo de hidrógeno a una temperatura de -40 °C antes de su entrega al tanque del vehículo.

La disposición alternativa, que se muestra en la siguiente figura, ofrece una opción aún más eficiente al comenzar con hidrógeno líquido y evaporarlo de forma diferente al ejemplo anterior. Esto requiere el uso de una bomba criogénica para presurizar el hidrógeno líquido en el tanque criogénico ubicado aguas arriba del sistema, que luego se gasifica a través de un evaporador. El hidrógeno gaseoso se mantiene en el tanque de alta presión, se preenfía utilizando hidrógeno criogénico y luego se entrega al tanque del vehículo a través del dispensador. En la bomba criogénica, el hidrógeno se convierte de un estado líquido a uno supercrítico. El consumo de energía de la bomba criogénica asciende a aproximadamente el 10-20 % de la compresión con hidrógeno gaseoso.

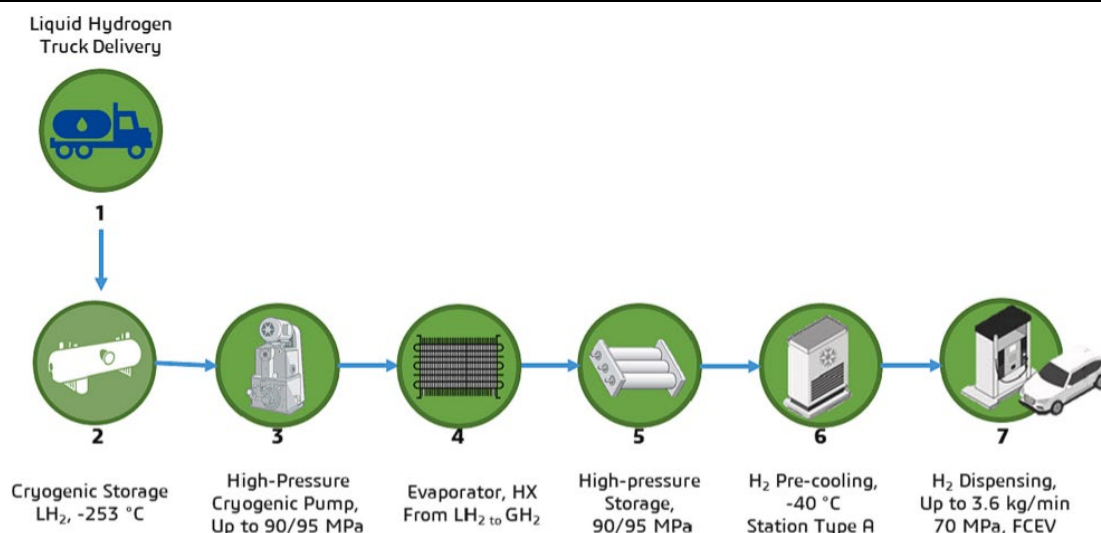


Figura 12. Almacenamiento de hidrógeno líquido: diseño HRS con bomba criogénica

3.5 ESTACIÓN DE HIDRÓGENO GASEOSO VS. LÍQUIDO

Se analizaron varios tipos de estaciones de servicio, con varios diseños, con almacenamiento líquido (LH₂) y gaseoso (GH₂), destacando las fortalezas y debilidades de cada una de ellas. Los remolques de tubos o las instalaciones in situ proporcionan infraestructura de almacenamiento de hidrógeno gaseoso, pero las estaciones futuras podrían ser abastecidas alternativamente a través de una tubería.

Independientemente de la fuente de suministro gaseoso, la estación gaseosa puede construirse de forma conservadora para manejar una presión de suministro de hidrógeno de 20 bar. Estas estaciones de hidrógeno están equipadas con un compresor de alta presión que extrae hidrógeno de la fuente de energía y lo comprime a aproximadamente 950 bar antes de almacenarlo en una instalación de almacenamiento de alta presión. El hidrógeno del sistema de alta presión luego se alimenta al tanque a bordo del vehículo a través de un dispositivo de refrigeración, que enfría el hidrógeno a aproximadamente -40 °C para permitir una recarga rápida sin quemar el tanque.

Otra opción incorpora un compresor de almacenamiento que extrae hidrógeno de la fuente de suministro y lo comprime a aproximadamente 500 bar antes de almacenarlo en un sistema de presión media para el almacenamiento de hidrógeno. Un compresor de refuerzo extrae hidrógeno de un tanque de almacenamiento de hidrógeno de presión media y lo comprime a aproximadamente 900 bar antes de suministrarlo al tanque del vehículo a través de un dispositivo de preenfriamiento y una unidad de dispensación. También se instalan tanques de amortiguación de alta presión para mitigar la influencia pulsante del compresor de refuerzo en los medidores de la estación y del vehículo, mientras que el dispensador monitorea y ajusta el flujo de hidrógeno en el tanque a bordo del vehículo.

Para el almacenamiento de líquido, una estación de hidrógeno podría configurarse con un tanque criogénico in situ que se rellena con camiones cisterna que transportan hidrógeno

líquido aproximadamente criogénico. Una primera configuración incluye un evaporador a baja presión. El gas hidrógeno frío que se ha evaporado (debido al calor externo) y se ha recolectado en el espacio de cabeza del tanque criogénico (es decir, "ebullición") se transfiere a través de un intercambiador de calor antes de ser procesado por un compresor, que lo comprime en un tanque de almacenamiento de alta presión. Por lo tanto, un dispensador distribuye hidrógeno al tanque a bordo del vehículo a través de un enfriador que preenfía el hidrógeno a aproximadamente $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como alternativa, el hidrógeno líquido se comprime utilizando una bomba criogénica y luego se gasifica utilizando un evaporador. El hidrógeno gaseoso a alta presión del evaporador se mantiene en el tanque de almacenamiento del sistema de alta presión, que luego se preenfía a $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ mediante la unidad de enfriamiento antes de transferirse al tanque del vehículo. En este diseño, el hidrógeno se enfría utilizando hidrógeno criogénico a través de la unidad de preenfriamiento.

Desde un punto de vista energético, podría ser beneficioso establecer puntos de referencia para estaciones de servicio de hidrógeno líquido y gaseoso. Bauer et al.¹¹¹ estudiaron el consumo de energía de todos los componentes principales en GH2-HRS con un procedimiento de reabastecimiento directo y LH2-HRS con una bomba criogénica, durante un período de 500 s, para una serie de tres procesos de reabastecimiento, con las siguientes suposiciones:

- Capacidad del compresor: 56 kg/h;
- Capacidad de la bomba criogénica: 56 kg/h;
- Almacenamiento a baja presión: 41,5 kg (máximo 5 MPa);
- Almacenamiento a alta presión: 20 kg (máximo 50 MPa), 20 kg (máximo 70 MPa), 14 kg (máx. 90 MPa).

Sin embargo, los procedimientos de reabastecimiento investigados deben considerarse legítimos bajo supuestos específicos, para llenados sucesivos cercanos en el tiempo y con pérdidas menores por ebullición para estaciones de hidrógeno líquido y pérdidas asociadas con estaciones de hidrógeno gaseoso. De hecho, estos impactos se vuelven más pronunciados y apenas insignificantes a medida que disminuyen las frecuencias de reabastecimiento.

El examen de los procedimientos de reabastecimiento reveló un consumo de 2,43 kWh/kg para GH2-HRS y 0,37 kWh/kg para LH2-HRS, lo que indica que el compresor es la pieza principal del equipo que consume energía en la disposición gaseosa de hidrógeno. Sin embargo, estos hallazgos se aplican únicamente al consumo asociado con el reabastecimiento. Para realizar una comparación exhaustiva del consumo, es necesario evaluar toda la cadena, comenzando con la generación de hidrógeno y terminando con la dispensación al vehículo, no solo esta última.

Aunque el hidrógeno líquido es favorable en términos de uso de energía para reabastecimiento, es ineficiente en términos de generación debido a sus altos requerimientos de energía durante el proceso de licuefacción. El consumo anticipado para la licuefacción de hidrógeno, suponiendo una futura distribución a gran escala, varía entre 5 y 8 kWh/kg, mientras que la

¹¹¹ A. Bauer, T. Mayer, M. Semmel, M.A. Guerrero Morales, J. Wind, Energetic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen, Int. J. Hydrog. Energy (2019), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.087>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

compresión para el transporte en camión de hidrógeno gaseoso consume alrededor de 1,1 kWh/kg (considerando un nivel de presión inicial de 10 MPa y un valor final de 55 MPa). Debe mencionarse el consumo de transporte. Bauer et al. investigaron un viaje de 200 km y se examinaron capacidades de transporte de 1 tonelada y 3,5 toneladas de GH₂, con un consumo de un camión diésel de 30 l/100 km y un consumo de un LHV diésel de 11,33 kWh/l. Por lo tanto, el consumo de transporte para hidrógeno gaseoso resultó ser de 0,68 kWh/kg y para hidrógeno líquido de 0,20 kWh/kg. Considerando todas estas variables, un consumo estimado de energía comenzando con la producción es de 4,21 kWh/kg para hidrógeno gaseoso y entre 5,57 y 8,57 kWh/kg para hidrógeno líquido, como se ve en la siguiente figura.

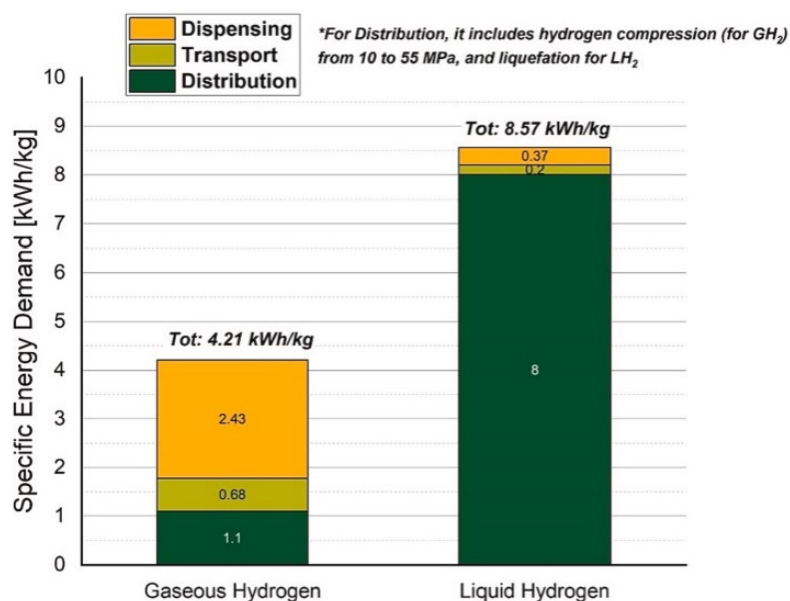


Figura 13. Demanda de energía para GH₂-HRS y para LH₂-HRS, desde la producción hasta la dispensación. Datos elaborados a partir de Bauer et al.

Por lo tanto, si bien hay ahorros de energía asociados con el consumo de la estación y algunos ahorros de energía asociados con el transporte, cuando se considera el panorama general, la ruta del hidrógeno líquido es la menos viable, ya que el consumo comenzando con la distribución (y no el suministro) es actualmente menos ventajoso que la ruta del hidrógeno gaseoso. Además, los indicadores económicos y las comparaciones entre estos dos diseños de estaciones pueden ser beneficiosos. Reddi et al.¹¹² examinaron el costo de la distribución de hidrógeno (almacenamiento, transporte y reabastecimiento) para varias rutas de entrega mediante el diseño e implementación del "Modelo de análisis de escenarios de entrega de hidrógeno" (HDSAM). Los datos recopilados se utilizaron para brindar recomendaciones para estudios futuros que resultarían en precios más económicos para los dispensadores de hidrógeno.

¹¹² K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi, E. Gupta, Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen, Int. J. Hydrog. Energy (2017), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.122>

La comparación de costos se realizó entre dos diseños de estaciones de hidrógeno líquido, una con evaporador y compresor, y otra con una bomba criogénica. Las pérdidas por evaporación son relativamente sustanciales para pequeñas cantidades de suministro (200 kg/día) debido al pequeño volumen de recarga. La ventaja de la arquitectura del compresor es que este hidrógeno puede recuperarse y enviarse al sistema de almacenamiento en cascada. Sin embargo, esta ganancia se ve ampliamente compensada por el aumento de costos asociado con la fase de preenfriamiento de estos sistemas, durante la cual se debe alcanzar una temperatura de alrededor de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. De hecho, existen bombas criogénicas de última generación que permiten reducciones significativas en las pérdidas por evaporación, pero son prohibitivamente costosas, lo que las hace viables principalmente para sistemas con mayores volúmenes de suministro. La arquitectura de la estación con una bomba criogénica podría ser más competitiva a mayor escala.

Con respecto al GH2-HRS, aunque la configuración de reabastecimiento directo difiere de la configuración de reabastecimiento en cascada, ambos diseños son comparables en la primera fase del proceso, desde el recurso de suministro hasta el almacenamiento. En la configuración de reabastecimiento directo, el compresor almacena el hidrógeno a 500 bar en el sistema de almacenamiento de presión media.

Reddi et al.¹¹³ realizaron una comparación entre varios diseños de plantas de hidrógeno gaseoso de 200 kg/día. Entre estas, se pueden reconocer dos variantes con hidrógeno proporcionado por transporte por carretera y dos configuraciones con hidrógeno entregado a una presión de 20 bar (por lo tanto, estos HRS se suministran a través de gasoductos o producción in situ). Las versiones equipadas con compresores de refuerzo utilizan un método de reabastecimiento directo, mientras que las demás utilizan un método de reabastecimiento en cascada. Los sistemas en cascada resultaron tener un costo nivelado de hidrógeno más bajo que el reabastecimiento directo con un compresor para el tamaño investigado. Sin embargo, dado el alto costo de adquisición, la situación puede cambiar a una capacidad mayor a 200 kg/día.

En la configuración de reabastecimiento en cascada, el compresor usado para almacenar hidrógeno opera a presiones de succión de 20-60 bar y presiones de entrega de aproximadamente 950 bar, lo que requiere el uso de tanques de almacenamiento de hidrógeno diseñados para este tipo de estrés cíclico. La alta presión del compresor, que ocurre antes del ciclo de reabastecimiento completo, también resulta en mayores costos y riesgos de seguridad para todos los componentes de la cadena de distribución de hidrógeno (tales como válvulas, tuberías y otros equipos necesarios para evitar fallas del sistema). Dada la disposición con repostaje directo a través de un compresor, la menor presión creada por el compresor intermedio al inicio del proceso resulta en una reducción de los costos de almacenamiento de hidrógeno dentro de la estación de repostaje. En lugar de eso, los mayores gastos están relacionados con la inclusión de un compresor de repostaje. Económicamente, la estructura de repostaje en cascada es ventajosa debido a su simplicidad y, lo más importante, al costo reducido de la estación.

¹¹³ K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi, E. Gupta, Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen, *Int. J. Hydrog. Energy* (2017), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.122>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

Por otro lado, la configuración de repostaje directo con compresor ofrece la mayor flexibilidad: se recomienda para estaciones que requieren dispensadores capaces de suministrar hidrógeno a 350 y 700 bar y es la mejor opción para las estaciones de repostaje de 350 bar existentes que también deben suministrar hidrógeno a 700 bar.

Como comparación con el análisis de costes realizado en EE. UU. por Reddi et al., cabe mencionar que recientemente la Clean Hydrogen Joint Undertaking publicó su Agenda Estratégica¹¹⁴, en la que se presentaron los pronósticos y el rendimiento esperado, que fueron revisados por varios expertos. La siguiente figura presenta el coste previsto (figura a), el consumo específico de energía (figura b) y la contribución al precio final del hidrógeno (figura c) de HRS, excluyendo la cadena de suministro y las posibles unidades de generación in situ. Además de los datos que se muestran en la figura, la Agenda Estratégica estima un consumo de energía de licuefacción de unos 10-12 kWh/kg y un coste de licuefacción de 1,5 €/kg.

¹¹⁴ Clean Hydrogen for Europe institutionalized partnership (IEP), Strategic Research and Innovation Agenda, 2020

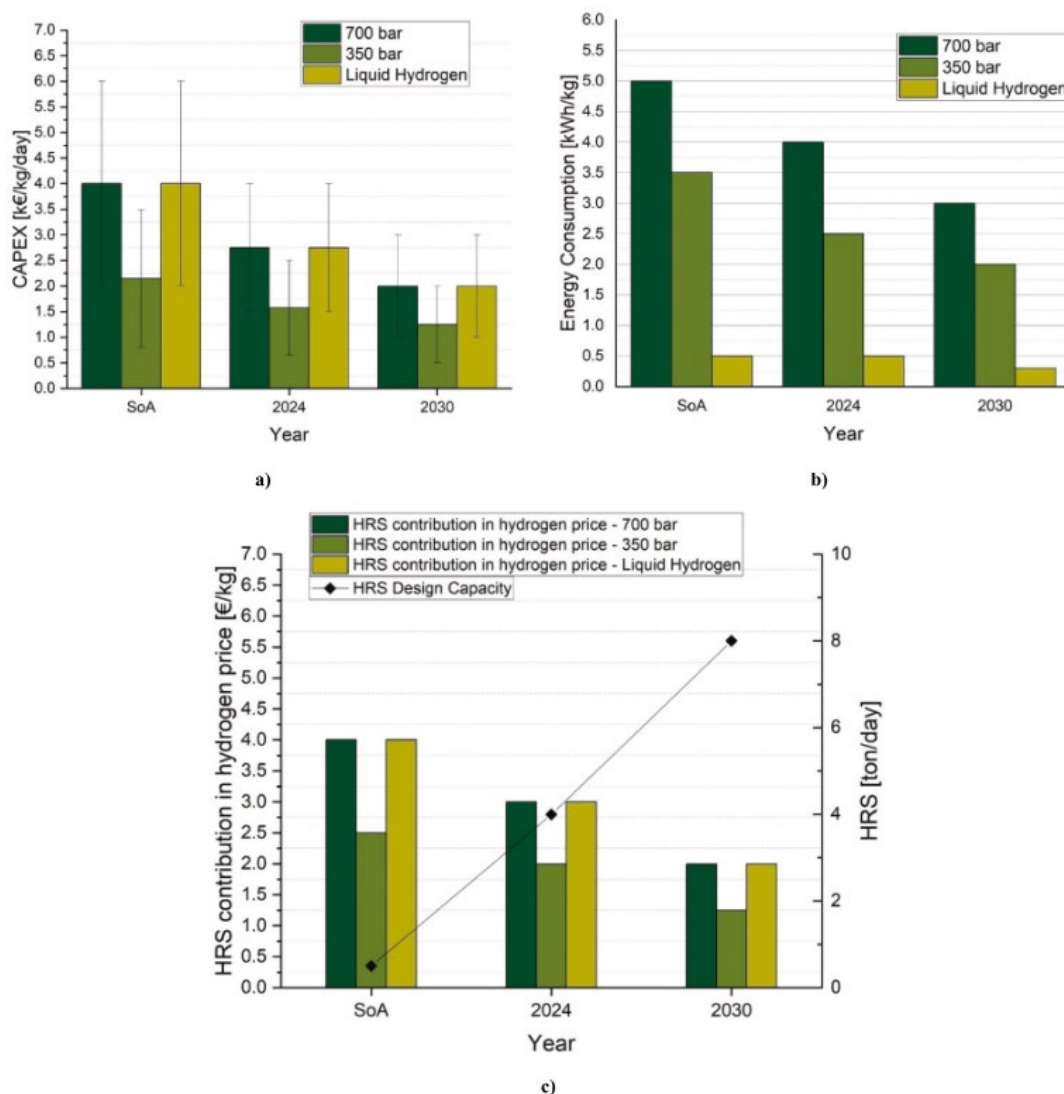


Figura 14. Estación de hidrógeno, CAPEX, KPI en Europa (a), consumo de energía, KPI en Europa (b) y contribución al precio del H₂ y al tamaño de HRS (c). Datos recuperados y elaborado a partir de¹¹⁵

¹¹⁵ Z. Yanxing, G. Maoqiong, Z. Yuan, D. Xueqiang, S. Jun, Thermodynamics análisis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen, Int. J. Hydrog. Energy 44 (2019) 16833–16840, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.207>

3.6 MODELOS PIONEROS DE IMPLEMENTACIÓN DE HIDROLINERAS Y REDES DE HIDRÓGENO EN EL MUNDO (CASOS DE ÉXITO)

La transición hacia una economía baja en carbono ha situado al hidrógeno como uno de los vectores energéticos más prometedores del siglo XXI, tanto por su potencial para descarbonizar el transporte como por su capacidad de integrarse en sectores industriales, energéticos y logísticos. En este contexto, varios países han asumido un papel de liderazgo en el despliegue de infraestructuras para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno, impulsando modelos de referencia a nivel global.

Este apartado presenta una serie de casos de éxito internacionales, con el objetivo de ilustrar cómo diferentes regiones han superado retos técnicos, regulatorios y económicos para consolidar ecosistemas de hidrógeno funcionales y escalables. Se analizan tanto las redes de hidrolineras como las iniciativas de infraestructura troncal y de producción a gran escala, resaltando aspectos como la colaboración público-privada, la planificación territorial, la innovación tecnológica y el alineamiento con metas de sostenibilidad.

Desde Alemania, con su extensa red de estaciones de hidrógeno y ambiciosos planes de transporte por tubería, hasta Japón, pionero en integrar el hidrógeno en eventos de alto perfil como los Juegos Olímpicos; pasando por California, con su enfoque legislativo y financiero robusto, y Corea del Sur, donde se destaca una rápida expansión de la infraestructura junto a avances tecnológicos en producción renovable, estos ejemplos proporcionan una visión amplia y comparativa de las estrategias adoptadas.

La revisión de estos modelos sirve no solo como inspiración, sino como punto de partida para reflexionar sobre la aplicabilidad de tales enfoques en otras regiones, considerando sus particularidades socioeconómicas y ambientales. Asimismo, permite identificar factores clave de éxito y áreas de mejora que resultan fundamentales para consolidar un mercado del hidrógeno viable, competitivo y sostenible.

3.6.1 Alemania

La primera estación de servicio de hidrógeno abierta al público en Alemania se inauguró en Múnich en el año 2002. Esta estación marcó el comienzo de un esfuerzo nacional para promover el hidrógeno como una alternativa viable a los combustibles fósiles tradicionales.

En 2012, Alemania lanzó la Iniciativa Nacional de Tecnología del Hidrógeno y Pilas de Combustible (NIP), que estableció un plan para desarrollar una red de estaciones de hidrógeno en todo el país. Para 2016, el número de estaciones había crecido a 20, con un fuerte apoyo del gobierno y la colaboración de varias empresas privadas. En 2019, el país celebró la apertura de su estación número 80, lo que consolidó su posición como líder en la infraestructura de hidrógeno en Europa. A finales de 2022, Alemania contaba con más de 100 estaciones

operativas, distribuidas estratégicamente en áreas metropolitanas y corredores de transporte clave.

A medida que la tecnología del hidrógeno continúa avanzando, Alemania ha fijado objetivos ambiciosos para expandir su red de estaciones de servicio. Para 2025, las previsiones indican que Alemania podría alcanzar hasta 200 estaciones de servicio de hidrógeno. Este crecimiento se verá facilitado por una inversión continua en infraestructura y la adopción creciente de vehículos de hidrógeno por parte de consumidores y flotas comerciales. Las estaciones de servicio de hidrógeno en Alemania están estratégicamente ubicadas en ciudades y regiones importantes para maximizar su accesibilidad y utilidad. Algunas de las localizaciones más destacadas incluyen Berlín, Hamburgo, Múnich, Fráncfort, Stuttgart.

Además, cuenta con H2 Mobility, Linde, Shell, Air Liquide y TotalEnergies como principales operadores. “Nuestro primer objetivo provisional es operar 100 estaciones de hidrógeno en siete áreas metropolitanas alemanas (Hamburgo, Berlín, Rin-Ruhr, Frankfurt, Nuremberg, Stuttgart y Múnich), y a lo largo de las carreteras arteriales y autopistas. En todas las estaciones, los coches y los vehículos comerciales ligeros pueden repostar con 700 bar y un requisito de 5 kg (en algunos casos de hasta 8 kg) de hidrógeno. En siete lugares también ofrecemos 350 bares de repostaje para autobuses. Las estaciones de hidrógeno se integran preferentemente en las estaciones de servicio existentes.” Explica la web del operador H2 MOBILITY Deutschland¹¹⁶.

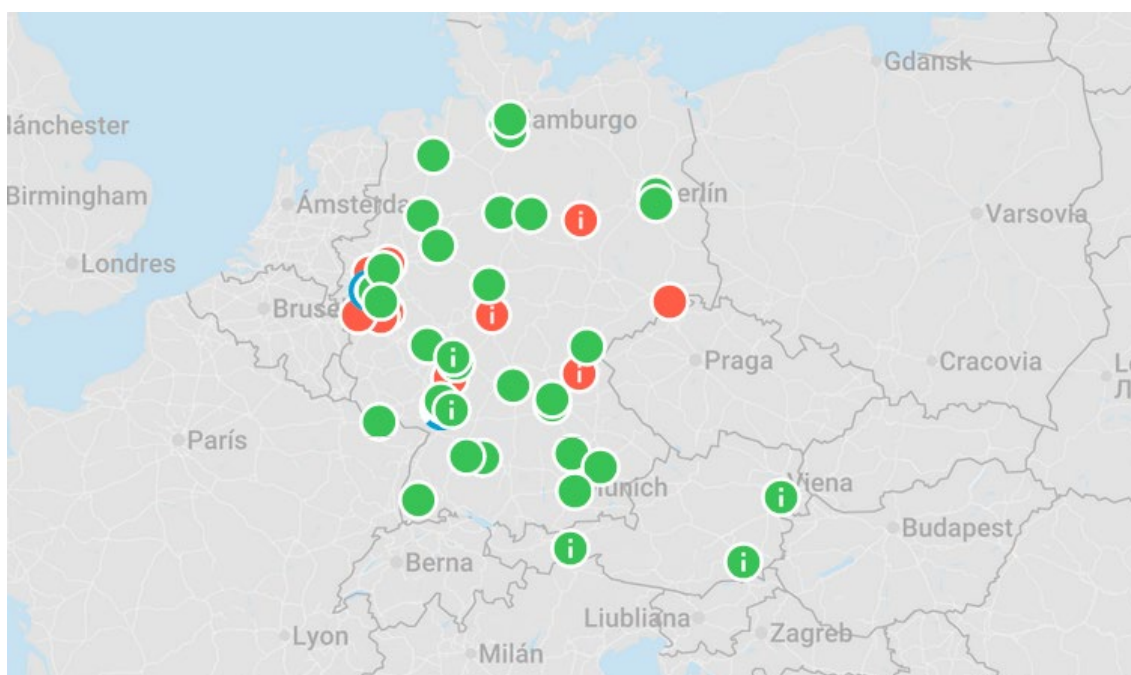


Figura 15. Hidrolineras de H2 MOBILITY. En verde las operativas. En azul las que permiten recargas a 350 y 700 bares.

Por otra parte, desde el año 2020, Alemania ha desarrollado un ambicioso proyecto nacional para la creación de una red troncal de hidrógeno. Esta iniciativa, liderada por los operadores de

¹¹⁶ <https://h2-mobility.de/en/h2mobility/>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

redes de transporte de gas, busca sentar las bases de una infraestructura dedicada exclusivamente al transporte de hidrógeno a gran escala, alineada con los objetivos de transición energética y descarbonización del país. El proyecto contempla el aprovechamiento de infraestructuras existentes, mediante la reconversión de gasoductos actuales, así como la construcción de nuevos tramos estratégicos que permitan garantizar la cobertura territorial y la conexión con regiones productoras y consumidoras.

El diseño de la red central ha sido desarrollado en colaboración con el regulador nacional y otras partes interesadas, con el objetivo de asegurar la viabilidad técnica, económica y regulatoria del sistema. El plan prevé una longitud total de red de más de 9.000 kilómetros, con una proporción significativa basada en la reutilización de infraestructuras ya disponibles. Esta estrategia permite optimizar costes y tiempos de ejecución, al tiempo que se garantiza una rápida implementación de los primeros tramos operativos.



Figura 16. Red completa del proyecto H2-Startnetz para 2032 (reconversiones en línea continua, nuevas construcciones en línea discontinua)¹¹⁷

¹¹⁷ <https://fnb-gas.de/>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

La red troncal está concebida como un sistema abierto y escalable, capaz de adaptarse a la evolución del mercado del hidrógeno. Su trazado se ha definido con criterios de eficiencia y seguridad de suministro, integrando tanto la demanda industrial como los puntos de entrada desde instalaciones de producción nacional o importación. Además, se han contemplado mecanismos de financiación sostenibles y marcos tarifarios que promuevan la inversión sin comprometer la competitividad del hidrógeno como vector energético.

Este proyecto se considera un referente a nivel europeo por su escala, planificación y grado de coordinación institucional y empresarial. La iniciativa demuestra cómo una infraestructura robusta, interoperable y regulada puede facilitar el desarrollo del mercado del hidrógeno y acelerar la transición energética de forma estructurada y efectiva.

3.6.1.1 Hamburg Green Hydrogen Hub

El Hamburg Green Hydrogen Hub (HGHH) es una iniciativa estratégica ubicada en la antigua central eléctrica de carbón de Moorburg, en el Puerto de Hamburgo. Este proyecto busca transformar esa zona industrial en un centro clave para la producción y distribución de hidrógeno verde en Alemania y Europa.

Su núcleo es un electrolizador de 100 megavatios (MW), con posibilidades de expansión hasta los 800 MW, que generará hidrógeno a partir de energías renovables. El consorcio que lidera el proyecto ha sido recientemente reorganizado, incluyendo a Hamburger Energiewerke (HENW) y la firma Luxcara, especializada en infraestructura energética sostenible. El HGHH forma parte del programa europeo IPCEI (Proyectos Importantes de Interés Común Europeo) para el desarrollo del hidrógeno, y busca posicionar a Hamburgo como un nodo clave dentro de la red de distribución de hidrógeno en Europa.

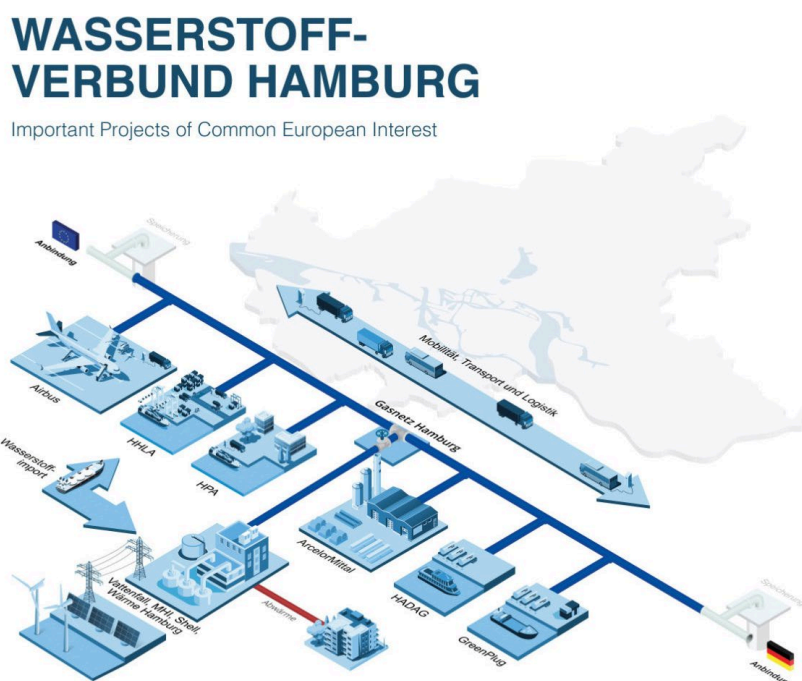


Figura 17. Hamburg Green Hydrogen Hub

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

El desarrollo del Hamburg Green Hydrogen Hub ha alcanzado avances significativos en muy poco tiempo. Tras su inclusión en la lista de proyectos IPCEI, se llevó a cabo un estudio de viabilidad que confirmó la factibilidad técnica y económica de producir hasta 500 MW de hidrógeno verde in situ de Moorburg. Además, la infraestructura existente de la antigua planta ofrece excelentes condiciones para instalar el electrolizador, cuya puesta en marcha se espera para 2026. A pesar de la retirada de Shell del consorcio, el proyecto se ha mantenido sólido gracias a la entrada de Luxcara.

Paralelamente, el Puerto de Hamburgo ha consolidado su posición como nodo logístico de energía renovable mediante otras iniciativas: la creación del Sustainable Energy Hub Hamburg, la construcción de estaciones de abastecimiento de hidrógeno en terminales como Tollerort, y el proyecto Clean Port & Logistics (CPL), que prueba vehículos y maquinaria portuaria impulsados por hidrógeno. Estas acciones, sumadas a la expansión de infraestructuras para recibir metanol verde, amoníaco y e-diesel, reflejan el compromiso integral con la transición energética.

Aunque el HGHH y otras iniciativas energéticas del Puerto de Hamburgo muestran un rumbo claro hacia la sostenibilidad, aún existen desafíos importantes por superar. Uno de los principales es la necesidad de una financiación pública sostenida para garantizar el desarrollo de infraestructuras críticas como las redes de distribución de hidrógeno (por ejemplo, la conexión con HyPerLink I). También se debe avanzar en la estandarización internacional del uso de energías limpias, especialmente en lo referente a la compatibilidad técnica del suministro eléctrico en puerto (shore power) para buques de distintas nacionalidades. Asimismo, la aceptación y adaptación del mercado al uso del hidrógeno, así como la madurez tecnológica de ciertos equipos, son retos que requieren tiempo, inversión y cooperación entre actores públicos y privados. A futuro, será esencial mantener la coordinación entre empresas, autoridades y ciudadanos para consolidar a Hamburgo como una capital energética verde de Europa.

3.6.2 Japón

Como caso de éxito, conviene destacar Japón, cuyo apoyo a los vehículos de hidrógeno se adelantó a su demanda comercial, creando una impresionante red de hidrogeneras e hidrolíneas. El estado nipón es uno de los que más fuerte está apostando por el despliegue de hidrogeneras en el país, ya que, como recuerda el investigador de la Universidad de Waseda Yasuhiro Daisho, su país ha sufrido tres crisis por culpa del petróleo en los últimos 45 años.

Japón enfrenta desafíos en materia de seguridad energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Casi el 94 % de su suministro de energía primaria depende de combustibles fósiles producidos en el extranjero, de los cuales el 40 % es petróleo; el 90 % del petróleo se importa de Oriente Medio, lo que conlleva riesgos geopolíticos. Los objetivos de reducción de GEI también representan un reto. El gobierno japonés ha declarado su objetivo de lograr una reducción del 26 % en las emisiones de GEI para 2030, en comparación con 2013.

Para lograr este importante ahorro energético, se propuso la introducción de energías renovables y una adopción moderada de la energía nuclear. Se propone que la combinación de

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

fuentes de energía en 2030 sea un 56 % de combustibles fósiles, un 22-20 % de energía nuclear y un 22-24 % de energías renovables.

【List of Commercial Hydrogen Stations in Japan (as of April 2025)】

154 commercial hydrogen stations are in operation in Japan

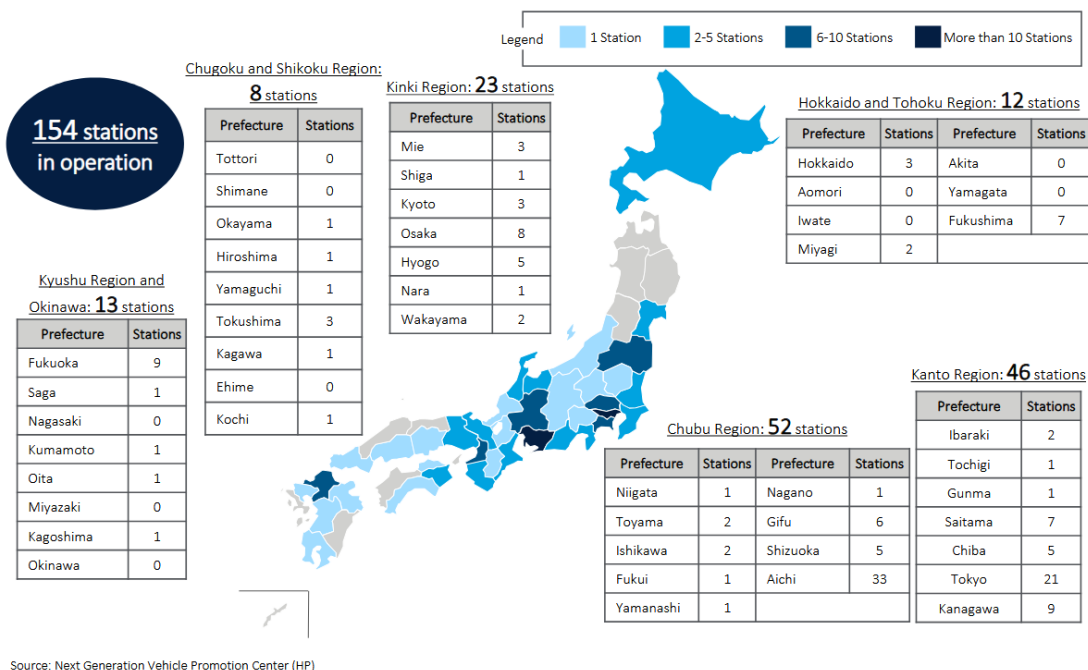


Figura 18. Lista completa de hidrolineras en Japón (abril 2025)

El síntoma definitivo de que los coches de hidrógeno tienen apoyo gubernamental son los grandes objetivos que se propusieron, y aunque finalmente se listan 154 hidrogeneras, se esperan tener 720 en 2030. Con respecto a vehículos, se puede tomar como referencia un estudio del Instituto Francés para las Relaciones Internacionales, en el que se explica que Japón pretende superar los 800.000 vehículos a finales de la década. Aunque sin duda están siendo más que optimistas, teniendo en cuenta que en la actualidad se han vendido menos de 4.000 coches de hidrógeno en ese país.

Honda ha sido uno de los pocos fabricantes que apostaba por el hidrógeno, hasta el punto de lanzar al mercado modelos de producción de pila de combustible, como el Honda Clarity. Pero llegó un momento en el que el CEO de la firma japonesa se cansó y dijo que los coches de hidrógeno “no son factibles”, afortunadamente, esta postura duró poco. Lo suficiente para que su competidor Toyota comercializase el Toyota Mirai en 2014 siendo un vehículo de referencia en materia de pilas de combustible de hidrógeno. En lo que respecta a transporte pesado, Honda está desarrollando el camión clase 8.

A la hora de utilizar el hidrógeno en el sector del transporte pesado por carretera, existen dos maneras de proceder: desarrollar estos modelos sin ayuda de nadie o asociarse con otros fabricantes. Esto segundo es lo que está realizando Honda con ISUZU, en el que la primera será quien suministre la pila de combustible de un camión ISUZU que debería estar listo en el año 2027. Mientras que Toyota ha unido fuerzas con Kenworth (EEUU) y con la holandesa VDL.

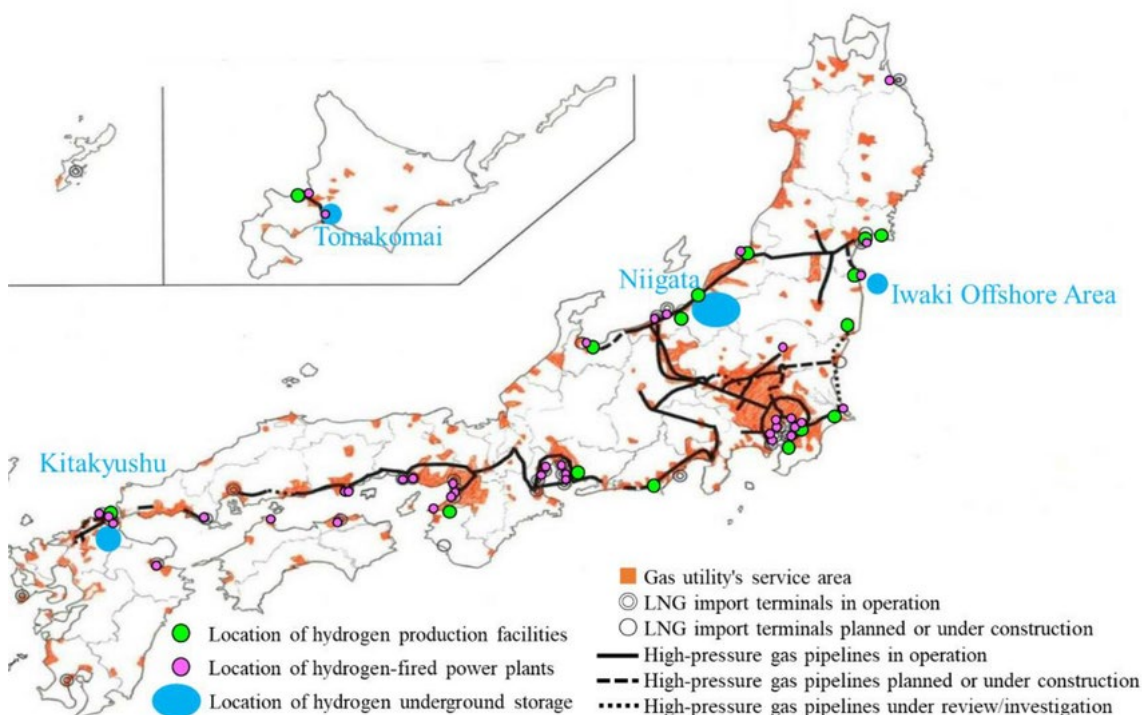


Figura 19. Mapa de almacenamiento, producción y estaciones de servicio de hidrógeno en Japón (2023)

3.6.2.1 Tokio 2020

Por primera vez en la historia olímpica, el pebetero fue alimentado por hidrógeno, en lugar de propano o gas natural como en ediciones anteriores. Esta decisión convirtió al evento en un escaparate global para el uso de tecnologías energéticas limpias. El hidrógeno utilizado fue producido mediante electrólisis del agua, empleando energía solar generada en la prefectura de Fukushima, una región simbólica para Japón tras el desastre nuclear de 2011. Con esto, los organizadores no solo promovieron la neutralidad de carbono, sino también el proceso de recuperación y reconversión energética de una zona afectada por una catástrofe.

Pero el hidrógeno no solo estuvo presente en el pebetero olímpico. También fue clave en la logística de los Juegos. Alrededor de 500 unidades del Toyota Mirai fueron utilizadas para el transporte oficial durante el evento y se desplegaron 100 autobuses eléctricos también propulsados por pilas de combustible, conocidos como Sora, destinados a transportar atletas y personal entre las sedes deportivas y la Villa Olímpica.



Figura 20. Toyota Mirai personalizado con motivo de las olimpiadas de Japón

La propia Villa Olímpica se diseñó con criterios de eficiencia energética y sostenibilidad. Algunas instalaciones fueron abastecidas parcialmente con electricidad generada por hidrógeno, almacenado en una planta instalada en el distrito de Harumi. Esto no solo permitió reducir las emisiones directas de gases de efecto invernadero, sino que también proporcionó un banco de pruebas real para el uso urbano y descentralizado del hidrógeno como vector energético.



Figura 21. Instalación de la Villa Olímpica alimentada por hidrógeno

Los Juegos Olímpicos de Tokio 2020 se convirtieron así en un escaparate para demostrar el potencial del hidrógeno como una alternativa energética limpia, versátil y viable. Esta apuesta se alinea con las estrategias a largo plazo del gobierno japonés, que promueve una “sociedad del hidrógeno” como pilar de su transición energética y de su compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

3.6.3 California

Las políticas y programas de vehículos de cero emisiones (VEC) de California siguen siendo estrategias clave en el esfuerzo global para combatir el cambio climático, como se describe en el Plan de Alcance de 2022 para Lograr la Neutralidad de Carbono¹¹⁸. En agosto de 2022, la Junta de Recursos del Aire de California (CARB) adoptó la regulación Autos Limpios Avanzados II (ACC II), que encamina a California hacia la venta de vehículos 100 % eléctricos en todas las compras de vehículos ligeros nuevos para 2035. California también continúa invirtiendo directamente en la transición a los VEC con compromisos presupuestarios de hasta 10 000 millones de dólares durante siete años para impulsar el desarrollo de estos vehículos y de infraestructura.

A nivel nacional, como parte de la Ley de Inversión en Infraestructura y Empleos, adoptada en 2021, las inversiones federales están cofinanciando un "centro de hidrógeno" multimillonario en California que será transformador para acelerar el uso de combustibles limpios en los sectores móvil y estacionario.

Tabla 1. Recuento de vehículos e hidrolineras en California en 2025¹¹⁹

Numbers as of June 18, 2025	Total
FCEVs—Fuel cell cars sold and leased in US*	18,671
FCEBs—Fuel cell buses in operation in California	66
Fuel cell buses in development in California	> 103
Hydrogen stations available in California**	50
Hydrogen stations currently unavailable in California***	9
Retail hydrogen stations in <i>construction</i> in California***	3
Retail hydrogen stations in <i>permitting</i> in California***	18
Retail hydrogen stations <i>proposed</i> in California***	10
Retail hydrogen stations <i>funded</i> , but not in development in California***	76
Total retail hydrogen stations in development in California***	109
Truck hydrogen stations in operation in California	4
Truck hydrogen stations funded in California****	9

Desde que CARB publicó la Evaluación Anual de 2023, se han producido numerosos cambios en la red de abastecimiento de hidrógeno de California. El progreso ha sido lento y no se ha mantenido al ritmo de las proyecciones previas a corto plazo. El lento desarrollo de la red, con los consiguientes retrasos en las ventas reales y planificadas de vehículos eléctricos de pila de

¹¹⁸ <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/ab-32-climate-change-scoping-plan/2022-scoping-plan-documents>

¹¹⁹ https://h2fcp.org/by_the_numbers

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

combustible (FCEV), ha sido un desafío constante para las estaciones de servicio en California, y el año pasado resultó más difícil que otros años recientes.

Como se mencionó anteriormente, el progreso ha sido lento y no ha seguido el ritmo de las proyecciones a corto plazo. El lento desarrollo de la red ha sido un desafío constante para las estaciones de servicio en California. La red actual enfrenta interrupciones en el suministro de gases y frecuentes fallas en los equipos, lo que reduce las horas de operación. Esto ha interrumpido la oferta y la demanda en ciertas regiones, lo que ha resultado en tiempos de espera potencialmente largos y reabastecimientos lentos o incompletos. Esto ha afectado directamente la confiabilidad de las estaciones y la experiencia de los consumidores con la infraestructura de hidrógeno para vehículos ligeros. Finalmente, el precio del hidrógeno se ha duplicado en los últimos años. El estado debe continuar apoyando la producción de hidrógeno limpio y sentar las bases para que la Alianza para los Sistemas de Energía de Hidrógeno Limpio Renovables expanda el mercado y reduzca los precios.



Figura 22. Hidrolineras instaladas en California (2024)¹²⁰

¹²⁰ 2024 Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment and Hydrogen Fuel Station Network Development (Pursuant to AB 126; Reyes, Chapter 319, Statutes of 2023). <https://ww2.arb.ca.gov/es/resources/documents/annual-hydrogen-evaluation>

3.6.3.1 Despliegue de hidrógeno en California por ARCHES

La Alianza para los Sistemas de Energía de Hidrógeno Limpio Renovables (ARCHES) y el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) anunciaron oficialmente el 17 de julio de 2024 la firma de un acuerdo histórico de \$12.600 millones, que incluye hasta \$1.2 mil millones del DOE y \$11.4 mil millones en fondos de financiación pública y privada, para construir y expandir la infraestructura de energía limpia en California¹²¹.

Esta inversión transformadora, que reducirá directamente la dependencia de California de los combustibles fósiles, marca un gran paso adelante en los esfuerzos del estado para lograr una economía carbono-neutral en 2045.

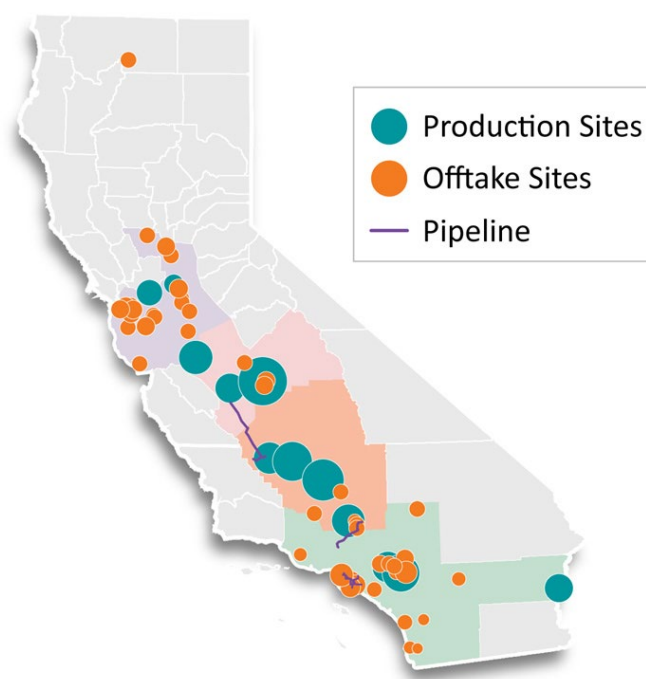


Figura 23. Mapa de la aplicación del proyecto californiano

Los proyectos de ARCHES abarcarán en todo el estado, cubriendo todo el ciclo de vida del hidrógeno desde la producción hasta el uso, incluyendo, pero no limitado la producción de hidrógeno renovable y al reemplazo del equipo de manipulación de carga de los puertos de Long Beach, Los Ángeles y Oakland, actualmente alimentados por diésel.

ARCHES planea construir más de 60 estaciones de servicio de hidrógeno para permitir más de 5.000 camiones eléctricos de pila de combustible Clase 6-8 y más de 1.000 autobuses eléctricos de pila de combustible. Así como la sustitución del combustible diésel con una opción de cero emisiones en las calles y autopistas de la ciudad en todo el estado y mejorando la calidad de aire en Los Ángeles.

¹²¹ <https://www.ushydrogenalliance.org/news/california-hydrogen-hub-factsheet>

3.6.4 Corea del Sur

Corea del Sur ha llevado a cabo una estrategia integral para posicionarse como líder global en movilidad por hidrógeno, desarrollando una red de hidrolineras que ya supera las 195 instalaciones, con una infraestructura de transporte interconectada. Hyundai, en sinergia con esta red, ha evolucionado desde sus primeros FCEV hasta proyectos de producción avanzada de hidrógeno a partir de desechos y la próxima llegada del Initium. Todo ello refleja un ecosistema tecnológico-medioambiental orientado a la descarbonización y la innovación industrial.

Desde sus comienzos en 2018, cuando solo existían 14 estaciones (10 de uso público y 4 de investigación), Corea del Sur ha experimentado una expansión constante de su red de hidrogeneras. Impulsado por una alianza público-privada (HyNet), en 2018 el gobierno anunció su objetivo de alcanzar 310 estaciones para 2022. Ese mismo año se fundó una sociedad específica con Hyundai y KOGAS para colocar inicialmente 8 hidrolineras en autopistas principales y 10 en grandes ciudades.

En abril de 2025 se inauguró en Ulsan la mayor hidrolinera del país, con capacidad para dispensar 300 kg/h, operar 24 h y servir tres autobuses simultáneamente; forma parte de una red interconectada mediante tubería subterránea de 10,5 km.

Según datos de 2024, en Corea del Sur operaban más de 195 estaciones. Estas cifras demuestran una consolidación notable de la infraestructura hidrogenera en el país.

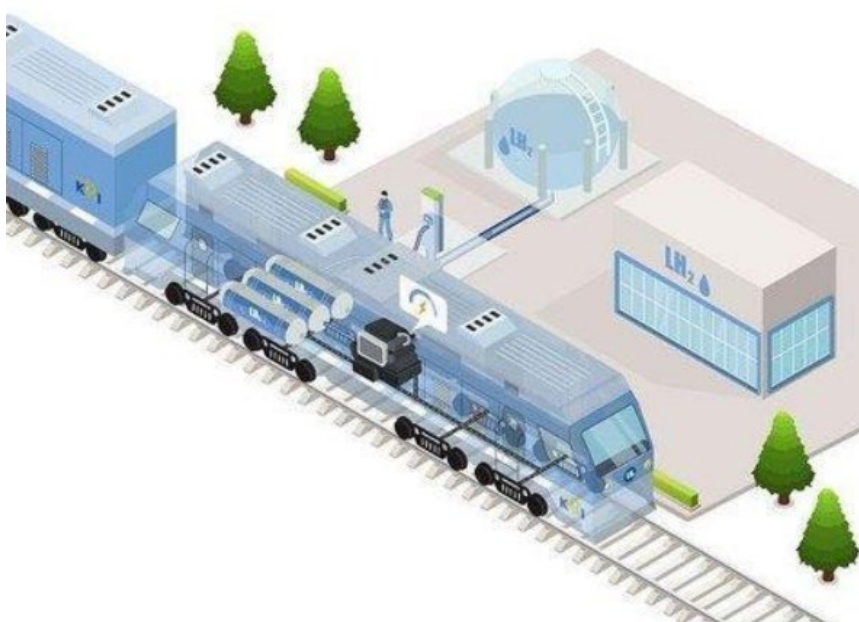


Figura 24. Representación de una locomotora de hidrógeno líquido y sus sistemas pertinentes. Proporcionada por el Instituto de Investigación Ferroviaria de Corea del Sur

Hyundai fue pionera en vehículos FCEV, lanzó el ix35 Fuel Cell en 2013 y más tarde el Nexu, actualmente el modelo más avanzado de pila de combustible.

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

A nivel de producción de celdas de combustible, Hyundai Mobis ha invertido en plantas dedicadas a componentes FCEV, dentro de un plan global por \$6.700 millones hasta 2030. También desarrollan motores de combustión que queman hidrógeno, buscando mantener la eficiencia y economía de los motores tradicionales con bajas emisiones.

Un hito futuro es el Hyundai Initium, un SUV FCEV que se presentará en 2025. Este modelo será el primer vehículo de pila de combustible producido en masa bajo la gama Initium, diseñado para ofrecer características premium y promover el uso comercial del hidrógeno en vehículos particulares.

3.6.4.1 Obtención de hidrógeno a partir de desechos

Investigadores del Instituto de Ciencia Básica (IBS) de Corea del Sur desarrollaron una tecnología pionera que permite transformar residuos plásticos en hidrógeno renovable y agua limpia, utilizando únicamente luz solar y agua.

El sistema, probado con éxito durante más de dos meses, se perfila como una alternativa sostenible y eficiente frente a los métodos tradicionales de producción energética.

La innovación consiste en una plataforma flotante de un metro cuadrado, equipada con nanocompuestos fotocatalíticos suspendidos sobre la superficie del agua.

- El sistema descompone plásticos disueltos en subproductos útiles como etilenglicol y ácido tereftálico.
- Simultáneamente, libera hidrógeno puro, sin generar emisiones contaminantes ni requerir químicos adicionales.
- Funciona con agua del grifo o de mar, y mantiene su eficiencia incluso en condiciones químicas adversas.

El catalizador optimiza la separación del gas y evita reacciones indeseadas, lo que mejora significativamente el rendimiento del proceso.

Esta tecnología se presenta como una alternativa real al reformado de metano, una técnica común pero costosa y contaminante. Entre sus beneficios destacan:

- Producción limpia y descentralizada de hidrógeno.
- Aprovechamiento de residuos plásticos, reduciendo su impacto ambiental.
- Alta escalabilidad: simulaciones indican que puede ampliarse hasta cubrir 100 m², apto para entornos urbanos e industriales.
- Versatilidad operativa, con eficacia sostenida bajo exposición solar prolongada.

Esta tecnología surcoreana representa un avance tangible hacia una economía descarbonizada y libre de residuos, demostrando que la combinación entre innovación, sostenibilidad y nanociencia puede generar soluciones concretas para los grandes desafíos ambientales de nuestro tiempo.

4 Normativa recarga vehículos H2

En este apartado se expone un análisis sistemático del conjunto de normativas españolas actualmente vigentes que resultan de aplicación en el diseño y desarrollo de una ingeniería básica para estaciones de repostaje de hidrógeno, ya sea en tierra (hidrogeneras) o en entornos portuarios o fluviales (hidrolineras). En el contexto del proyecto HI_MOV, cuyo objetivo es la creación de un corredor transfronterizo de movilidad sustentada en hidrógeno renovable, se considera imprescindible un tratamiento riguroso del marco normativo que regula la implantación, operación y condiciones de seguridad tanto de las infraestructuras de repostaje como de las instalaciones destinadas a la producción de hidrógeno.

Este análisis normativo se estructura en torno a tres niveles diferenciados: el marco regulador europeo, la legislación nacional vigente y la normativa técnica de referencia. A lo largo del texto se identifican las disposiciones aplicables a las distintas fases de la cadena de valor del hidrógeno, estableciendo una distinción entre los requerimientos asociados al suministro (repostaje) y aquellos vinculados a la generación. Con ello se proporciona una base normativa que permite orientar con mayor precisión los procesos de planificación, diseño e implementación de este tipo de infraestructuras energéticas.

4.1 NORMATIVA EUROPEA: DESPLIEGUE DE INFRAESTRUCTURA DE REPOSTAJE

El **Reglamento (UE) 2023/1804** relativo al despliegue de una infraestructura para combustibles alternativos (AFIR), en vigor desde septiembre de 2023, establece las bases legales para garantizar una red de recarga de hidrógeno segura, homogénea y accesible en toda la UE. Este reglamento impone los siguientes requisitos clave para las estaciones de repostaje

- **Cobertura territorial mínima:** antes del 31 de diciembre de 2030 debe existir estaciones cada 200 km en la red RTE-T (Red Transeuropea de Transporte) y en todos los nodos urbanos principales, con una capacidad de al menos 1 t/día y dispensadores a 700 bar.
- **Especificaciones técnicas:** cumplimiento de normas EN 17127:2020 y EN 17124:2022.
- **Acceso abierto y transparencia:** desde abril 2024 se exige pago sin suscripción mediante tarjetas contactless, y desde abril 2025 obligación de proporcionar al usuario información en tiempo real sobre disponibilidad, precios y tiempos de espera.

4.2 NORMATIVA TÉCNICA PARA ESTACIONES DE HIDRÓGENO

Se aplican una serie de normas técnicas europeas e internacionales que regulan la interoperabilidad, seguridad y calidad del suministro.

Estas normas están reconocidas como normas técnicas armonizadas dentro del marco legislativo europeo. Una norma armonizada es una norma elaborada por organismos oficiales de normalización (como CEN, CENELEC o ISO) que ha sido publicada por la Comisión Europea en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE). Su aplicación no es obligatoria, pero proporciona una presunción de conformidad con los requisitos esenciales de las directivas y reglamentos europeos, como los relacionados con la seguridad de los equipos a presión, instalaciones de gases combustibles o infraestructuras para combustibles alternativos.

Estas normas permiten garantizar la compatibilidad técnica, la seguridad operativa y la calidad del servicio, promoviendo así una implementación armonizada y segura de las infraestructuras de hidrógeno en toda Europa.

Algunos ejemplos representativos de normas aplicables son:

- **UNE-EN 17127**: requisitos para puntos de repostaje al aire libre.
- **UNE-EN 17124 / ISO 14687**: calidad del hidrógeno para pilas de combustible PEM.
- **ISO 19880 (partes 1 a 8)**: seguridad de estaciones, incluyendo dispensadores, válvulas, mangueras y control de calidad.
- **ISO 14687**: especificaciones de pureza del hidrógeno.
- **ISO 22734**: producción de hidrógeno por electrólisis
- **SAE J2601/2, SAE J2799 y EN ISO 17268**: procedimientos de recarga, protocolos de comunicación y diseño de conectores

	ISO 14687: 2012 / SAE J2719:2011		ISO/CD 14687 / EN 17124	
	Max. admissible value [μmol/mol]	notes	Max. admissible value [μmol/mol]	notes
Water	5		5	
Total hydrocarbons (TC)	2	Due to CH ₄ , TC > 2 μmol/mol	2 except CH ₄	including oxygenated organic species
Methane	-		100	
Oxygen	5		5	
Helium	300		300	
Nitrogen	100	N ₂ +Ar<100	300	
Argon	100	N ₂ +Ar<100	300	
carbon dioxide	2		2	
Carbon monoxide	0.2		0.2	CO+HCHO+HCOOH < 0.2μmol/mol
Total sulphur compounds	0.004	H ₂ S, COS, CS ₂ , mercaptans (NG)	0.004	H ₂ S, COS, CS ₂ , mercaptans (NG)
Formaldehyde	0.01		0.2	CO+HCHO+HCOOH < 0.2μmol/mol
Formic acid	0.2		0.2	CO+HCHO+HCOOH < 0.2μmol/mol
Ammonia	0.1		0.1	
Halogenated compounds	0.05 (total)	i.e. HBr, HCl Cl ₂ , organic R-X	0.05	HCl, organic R-Cl
Max. particulate conc.	1 mg/kg		1 mg/kg	

https://hydraitte.eu/wp-content/uploads/2018/07/20180307_HYDRAITE_ws_NPL-BACQUART-OEM-workshop-WP4.pdf

Figura 25. Comparativa entre ISO 14687:2012 y la EN 17124

4.2.1 Marco legal europeo: Directiva 2014/94

La Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, establece un marco común para el desarrollo de una infraestructura para los combustibles alternativos en Europa. Entre sus disposiciones, se incluyen especificaciones técnicas obligatorias para los puntos de repostaje de hidrógeno destinados a vehículos de motor, con el objetivo de garantizar la interoperabilidad, seguridad y calidad del suministro.

En particular, se establecen los siguientes requisitos:

- **Requisitos de interoperabilidad:** Los puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre que suministren hidrógeno gaseoso deberán cumplir con la norma EN 17127, que establece los protocolos de llenado y los criterios técnicos para garantizar la compatibilidad entre estaciones y vehículos.
- **Calidad del hidrógeno dispensado:** La calidad del hidrógeno suministrado deberá ajustarse a los requisitos descritos en la norma EN 17124, que especifica las características del producto y los métodos de aseguramiento de la calidad para aplicaciones con pilas de combustible PEM en vehículos de carretera.
- **Protocolos de repostaje:** El proceso de llenado debe cumplir también con la norma EN 17127, asegurando procedimientos seguros y estandarizados en todas las estaciones.
- **Conectores:** Los conectores utilizados para el repostaje de hidrógeno gaseoso deberán cumplir con la norma EN ISO 17268, una vez concluidos los procesos de certificación, garantizando así su compatibilidad y seguridad en la conexión entre el vehículo y la estación.

4.3 NORMATIVA ESPAÑOLA APLICABLE

A nivel nacional, la implantación y operación de estaciones de hidrógeno está regulada por:

- **RD 919/2006 y sus ITCs** (modificado en 2020): incluye el hidrógeno como carburante en estaciones de servicio.
- **RD 656/2017:** almacenamiento de productos químicos a presión (APQ-5).
- **RD 809/2021:** Reglamento de Equipos a Presión.
- **Transposiciones de directivas europeas:** PED (Equipos a presión), ATEX (atmósferas explosivas), LV (baja tensión), EMC (compatibilidad electromagnética), Seveso III (medidas de precaución, 2012/18/UE).

Las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del RD 919/2006, como la ICG-05, definen los requisitos técnicos, de seguridad y administrativos para estaciones de gas, incluyendo hidrógeno.

4.3.1 Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del RD 919/2006

Estas ITCs definen aspectos técnicos y de seguridad aplicables a instalaciones de combustibles gaseosos, incluidos los relacionados con el hidrógeno:

Tabla 2: Relación ITCs con aplicación al hidrógeno

ITC	Título	Aplicación al hidrógeno
ITC-ICG 01	Distribución de combustibles gaseosos por canalización	Aplicable si se transporta hidrógeno por tubería (caso poco común en movilidad).
ITC-ICG 03	Almacenamiento de GLP	Aplicable por analogía al almacenamiento de hidrógeno comprimido en depósitos a presión.
ITC-ICG 05	Estaciones de servicio de gas	Clave para hidrogeneras. Regula proyecto técnico, inspecciones, seguridad, certificados y puesta en marcha.
ITC-ICG 06	Instalaciones de envases de GLP para uso propio	Aplicable por analogía a estaciones con botellas o depósitos de hidrógeno.
ITC-ICG 07	Instalaciones receptoras de gas	Afecta a las instalaciones internas desde el almacenamiento hasta los equipos de consumo.
ITC-ICG 08	Aparatos de gas	Menor relevancia directa, pero importante si hay equipos que usen hidrógeno como combustible.
ITC-ICG 09	Instaladores y empresas instaladoras	Define quién puede legalmente montar y certificar instalaciones de gas.
ITC-ICG 10	Instalaciones de GLP en caravanas	No aplicable al contexto de movilidad urbana o repostaje público.

4.4 ESTACIONES DE SERVICIO DE HIDRÓGENO

Si analizamos la normativa dentro del marco de la estación de repostaje de hidrógeno, se debe de tener en cuenta el RD 639/2016 (9 de diciembre), dentro del cual se establece un marco de medidas e implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, y que transpone la directiva mencionada, establece las especificaciones técnicas que una hidrogenera debe cumplimentar hoy en día (de Ministerio de Industria y Turismo, 2019).

- **Norma UNE-EN 17124:** La norma específica lo siguiente: “Este documento especifica las características de calidad del combustible de hidrógeno dispensado en las estaciones de suministro de hidrógeno para uso en sistemas de vehículos de pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM), así como las consideraciones pertinentes sobre la garantía de calidad para garantizar uniformidad del combustible de hidrógeno”.
- **Norma UNE-EN 17127:** La norma específica lo siguiente: “Este documento define los requisitos mínimos para garantizar la interoperabilidad de los puntos de suministro de hidrógeno, incluyendo los protocolos de llenado que dispensan hidrógeno gaseoso a vehículo de carretera (por ejemplo, vehículos eléctricos de pila de combustible) que cumplen con la legislación aplicable a estos vehículos”.
- **Norma UNE-17268:** Esta norma describe lo siguiente: “Este documento define las características de diseño, de seguridad y de funcionamiento de los conectores

destinados al suministro de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso”. Esta norma, además, presenta los tipos de componentes que se exigen para los conectores de suministro de hidrógeno:

- un receptáculo y una tapa protectora (montados sobre el vehículo)
- un boquedel
- un hardware de comunicación.

Finalmente recalca que dicha medida se aplica a los suministros con presiones nominales de trabajo o niveles de servicio de hidrógeno de hasta 70 MPa.

4.5 LEGISLACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En el ámbito de la producción de hidrógeno, existe un conjunto de normativas vigentes que regulan los aspectos relativos al control ambiental, los riesgos de contaminación y los requisitos técnicos de los sistemas de generación. Estas disposiciones son fundamentales para garantizar una producción segura, eficiente y respetuosa con el medio ambiente.

A continuación, se presentan los principales textos normativos aplicables:

4.5.1 Real Decreto 815/2013

Este reglamento desarrolla el Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, y establece el régimen jurídico de las emisiones industriales. Su objetivo principal es alcanzar un alto nivel de protección ambiental mediante la prevención, o en su defecto la reducción, de la contaminación generada por determinadas actividades industriales, entre las que se incluye la producción de hidrógeno.

Entre sus disposiciones más relevantes, se destacan:

- La aplicación del régimen a instalaciones públicas o privadas dedicadas a actividades industriales incluidas en el Anexo 1 (como incineración de residuos, grandes instalaciones de combustión o producción de dióxido de titanio).
- La exclusión del ámbito de aplicación a instalaciones dedicadas exclusivamente a investigación, desarrollo o experimentación de nuevos productos o procesos, siempre que no superen determinados umbrales de capacidad.

4.5.2 Norma ISO 22734:2019

La norma internacional ISO 22734:2019 establece los requisitos técnicos y de seguridad aplicables a los generadores de hidrógeno mediante electrólisis del agua. Esta norma es especialmente relevante para instalaciones de generación de hidrógeno destinadas a aplicaciones energéticas, como es el caso de las hidrogeneras e hidrolineras.

La norma detalla aspectos relacionados con:

- El diseño y construcción de los generadores.

- Las condiciones de funcionamiento.

Los criterios de seguridad que deben cumplirse para garantizar una operación segura y fiable de los sistemas de producción.

4.6 CONEXIÓN NORMATIVA: PRODUCCIÓN Y REPOSTAJE

Las instalaciones de repostaje de hidrógeno (hidrogeneras e hidrolineras) pueden incluir sistemas de producción onsite mediante electrólisis. En este caso, deben cumplir simultáneamente:

- Las **normas de producción**: ISO 22734 e ISO 14687 para garantizar la pureza del gas.
- Las **normas de almacenamiento y dispensado**: RD 656/2017, ISO 19880 y UNE-EN 17127.
- Los **requisitos de interoperabilidad y acceso** del reglamento AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation).

Así, la correcta implantación de estas infraestructuras requiere una visión integradora del conjunto normativo, que abarque desde la generación del hidrógeno hasta su dispensación al usuario final.

4.7 HOMOLOGACIÓN DE VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO

La homologación de vehículos propulsados por hidrógeno constituye un aspecto esencial para su introducción segura y legal en el mercado europeo y español. Este proceso garantiza que los vehículos cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos a nivel internacional, europeo y nacional antes de su comercialización o puesta en circulación.

4.7.1 Normativa europea aplicable

A nivel de la Unión Europea, el marco normativo principal para la homologación de vehículos de motor se establece mediante el:

- **Reglamento (UE) 2018/858**, relativo a la homologación y vigilancia del mercado de vehículos de motor y sus remolques, así como de los sistemas, componentes y unidades técnicas independientes destinados a dichos vehículos. Este reglamento ha sustituido a la anterior Directiva 2007/46/CE.

En el caso específico de los vehículos de hidrógeno, se aplican los siguientes Reglamentos Técnicos de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (UNECE), que han sido adoptados por la UE en el marco del Acuerdo de 1958:

- **UNECE R134**: Requisitos de seguridad para vehículos con sistemas de almacenamiento de hidrógeno gaseoso o líquido. Incluye ensayos de integridad del depósito, protección ante colisiones, válvulas de seguridad, etc.

- **UNECE R100 (Rev. 2):** Requisitos de seguridad para vehículos eléctricos, incluyendo los de pila de combustible.
- **UNECE R10:** Compatibilidad electromagnética de los sistemas eléctricos y electrónicos del vehículo.
- **UNECE R79** y otros: Dependiendo del nivel de automatización y sistemas de asistencia.

Los fabricantes deben cumplir con estos reglamentos para obtener la homologación europea de tipo (ECWVTA), que permite la venta y matriculación del vehículo en todos los Estados miembros.

4.7.2 Homologación nacional en España

En España, la homologación de vehículos se regula a través del **Real Decreto 750/2010**, que establece los procedimientos para la homologación de vehículos, sistemas, componentes y unidades técnicas. Este decreto adapta el Reglamento (UE) 2018/858 al marco normativo español.

La tramitación de la homologación en España puede realizarse a través de:

- **Homologación de tipo:** para vehículos producidos en serie.
- **Homologación individual:** para vehículos únicos o series muy limitadas, como prototipos, transformaciones o importaciones individuales.

Los organismos técnicos designados para la evaluación de conformidad son entidades como **IDIADA**, **UTAC** o **Applus+**, autorizados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

Asimismo, la incorporación de sistemas de propulsión por hidrógeno en vehículos existentes (por retrofit o modificación) está considerada una reforma de importancia, conforme al **Manual de Reformas de Vehículos**. Estas modificaciones deben ser documentadas, certificadas y aprobadas por una estación de ITV tras el correspondiente proyecto técnico.

5 Infraestructura y Operación de estaciones de Hidrógeno

Este apartado aborda los principales aspectos técnicos, logísticos y normativos relacionados con las estaciones de servicio de hidrógeno (Hydrogen Refueling Stations, HRS), infraestructuras clave para el desarrollo del hidrógeno como vector energético en la movilidad sostenible. Se analizan las tecnologías implicadas, las rutas de suministro y los retos operativos que definen su implementación segura y eficiente.

5.1 PLANIFICACIÓN Y UBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LAS HRS

La ubicación de una estación de hidrógeno (HRS) debe analizarse cuidadosamente, teniendo en cuenta la viabilidad de la cadena de suministro, los patrones de movilidad, la aceptación social y el cumplimiento de distancias de seguridad, especialmente en entornos urbanos o ciudades inteligentes. Además, resulta clave una distribución estratégica de estaciones que garantice la cobertura y fomente la adopción del hidrógeno como combustible.

La planificación debe considerar también aspectos como la disponibilidad de suelo industrial compatible, la conexión con infraestructuras eléctricas de media o alta tensión (para electrolizadores), la proximidad a redes de gas o acceso a rutas de transporte para el suministro de hidrógeno. En España, estos criterios deben cumplir con lo establecido en el RD 919/2006 y la normativa urbanística local.

Un aspecto determinante en la planificación es el coste del hidrógeno en el punto de venta. Por ejemplo, en California oscila entre 13 y 15 \$/kg de H₂, siendo más de la mitad atribuible a los costos de infraestructura, baja utilización de las estaciones y ausencia de economías de escala. Para optimizar este escenario, resulta clave la adecuada integración con las tecnologías de producción y distribución, que se desarrollan en detalle en el apartado 5.2.

Además, la planificación debe enmarcarse en un contexto internacional, donde se observan notables diferencias regionales en la implantación de estaciones de hidrógeno. La **Figura 26** ilustra esta evolución, destacando el liderazgo asiático y el crecimiento progresivo en Europa, lo que pone de manifiesto la necesidad de estrategias nacionales coordinadas y sostenidas.

Asimismo, se recomienda priorizar ubicaciones que permitan sinergias con otras infraestructuras, como parques tecnológicos, estaciones intermodales o clústeres industriales, facilitando un mayor aprovechamiento de la estación. A nivel ambiental, es necesario evaluar posibles impactos derivados del ruido, la seguridad percibida y el tráfico inducido, para favorecer la aceptación social del proyecto.

Finalmente, la viabilidad de una HRS está también condicionada por la colaboración entre administraciones públicas, operadores privados y mecanismos de financiación. Los marcos de apoyo, como los fondos Next Generation EU o los programas estatales recogidos en el PNIEC, pueden ser determinantes para la implantación inicial de estas infraestructuras.

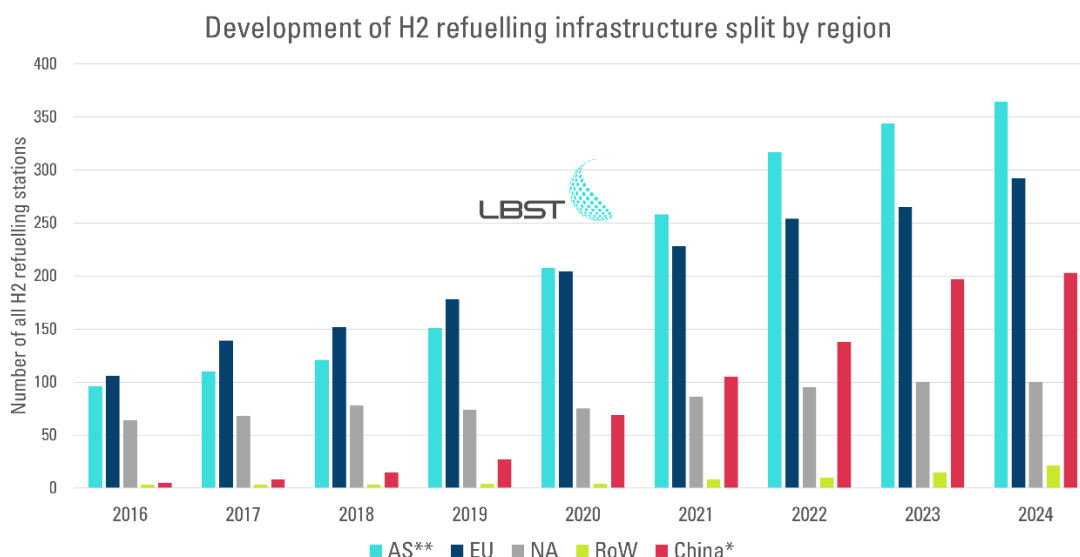


Figura 26. Evolución temporal del número de estaciones de repostaje de hidrógeno públicas y privadas por regiones.

AS = Asia, EU = Europa, NA = Norte América. Fuente de la imagen: H2stations.org por LBST.

5.2 PRODUCCIÓN Y CADENA DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO

Las estaciones de servicio de hidrógeno (HRS) pueden abastecerse mediante dos enfoques principales: producción in situ o suministro desde instalaciones centralizadas. Las tecnologías más comunes incluyen el reformado de metano con vapor (SMR) y la electrólisis del agua, que generan hidrógeno a baja presión (20 bar), requiriendo etapas posteriores de compresión para su almacenamiento o transporte.

Los modos de suministro abarcan diversas configuraciones logísticas:

- Remolques tubulares de hidrógeno comprimido (20–50 MPa), con capacidades de 0,3 a 1 tonelada.
- Camiones cisterna de hidrógeno líquido, almacenado a -253 °C en tanques criogénicos.
- Tuberías presurizadas (7 MPa), viables únicamente en regiones con infraestructura existente, como los 2.600 km de red en EE.UU.

El hidrógeno comprimido se transporta en remolques tubulares que pueden descargarse directamente en la estación o intercambiarse por otros llenos. En contraste, el transporte por tuberías es eficiente y de bajo coste cuando existe infraestructura, aunque la construcción de nuevas redes con materiales certificados y resistentes implica elevados costes debido a las propiedades específicas del hidrógeno.

Las HRS cuentan con compresores que elevan el hidrógeno hasta 100 MPa para su almacenamiento y dispensación. Antes del repostaje, el gas pasa por un sistema de preenfriamiento que reduce su temperatura a -40 °C, garantizando un proceso seguro y eficiente.

En el caso del hidrógeno líquido criogénico, su producción incluye preenfriamiento con nitrógeno líquido a -193 °C, seguido de etapas de compresión y expansión hasta alcanzar -

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

253 °C. Se almacena a presiones entre 0,2 y 0,8 MPa en tanques criogénicos y se entrega a las HRS mediante camiones cisterna. En la estación, se comprime hasta casi 70 MPa, se vaporiza y precalienta a -40 °C antes de su dispensación.

Una alternativa experimental es la "entrega criocomprimida", donde el hidrógeno líquido se bombea directamente al depósito del vehículo a 350 bar y 230 °C, aumentando la densidad energética y la autonomía de los FCEV. Esta tecnología, aún en investigación, muestra gran potencial.

Desde un punto de vista económico, la entrega de hidrógeno líquido es más eficiente para largas distancias debido a su mayor densidad energética (hasta cuatro veces más que el hidrógeno gaseoso). Sin embargo, la licuefacción es un proceso intensivo en energía, con consumos actuales de 13-15 kWh/kg y previsiones futuras entre 5 y 8 kWh/kg, dependiendo de la eficiencia de compresión y expansión. Por ello, es crucial que esta energía provenga de fuentes renovables o bajas en carbono para asegurar la sostenibilidad ambiental y económica.

Actualmente, se investigan nuevas rutas y vectores para el transporte de hidrógeno, como:

- Uso de amoníaco como portador químico.
- Portadores orgánicos líquidos (LOHC).
- Hidruros metálicos de alta capacidad.

También se explora la posibilidad de transportar hidrógeno a presiones de hasta 875 bar y temperaturas cercanas a 200 K, abriendo nuevas oportunidades para la distribución eficiente.

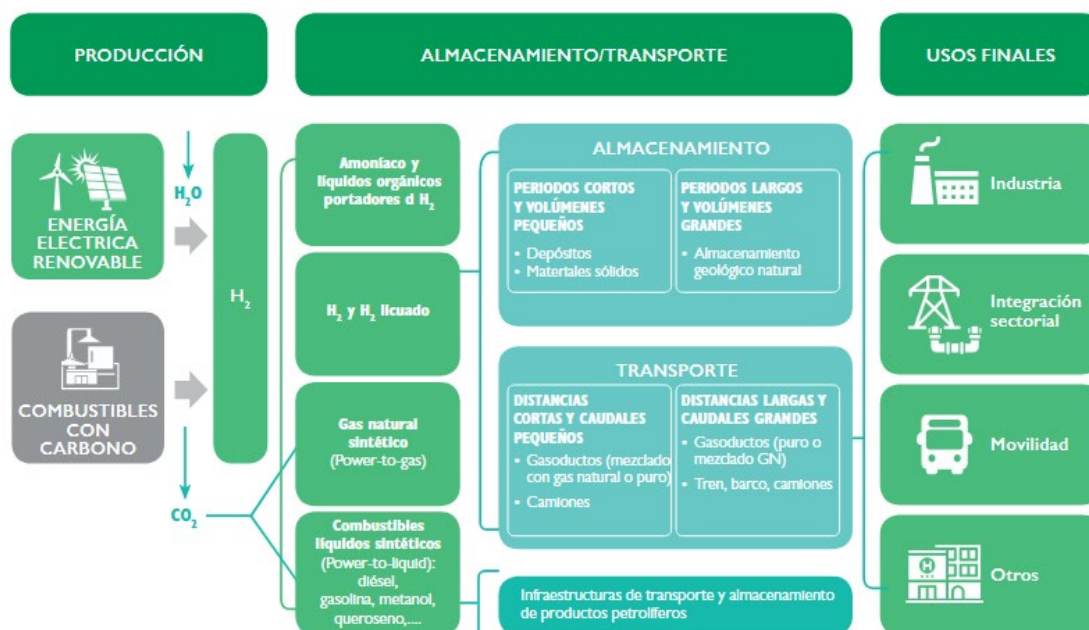


Figura 27. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno

5.3 MODOS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

El transporte y almacenamiento del hidrógeno son aspectos clave para garantizar la disponibilidad del recurso en estaciones de servicio, industrias o redes energéticas descentralizadas. Debido a su baja densidad energética en condiciones normales, el hidrógeno requiere métodos específicos que permitan moverlo y almacenarlo de forma eficiente y segura.

5.3.1 Modos de transporte

- **Cisternas de hidrógeno comprimido (GH₂).** El hidrógeno gaseoso se transporta en camiones equipados con cilindros de alta presión, típicamente entre 200 y 500 bar. Este método es adecuado para distancias cortas o medianas y para estaciones con demanda moderada.
- **Hidrógeno líquido (LH₂).** Para distancias más largas o volúmenes mayores, el hidrógeno se transporta en estado líquido a -253 °C en cisternas criogénicas. Aunque requiere mayor inversión en infraestructura y consumo energético para la licuefacción, permite transportar más masa en menor volumen.
- **Tuberías dedicadas (Hydrogen pipelines).** En zonas con alta demanda, es viable construir redes de tuberías para transporte continuo de hidrógeno, a presiones moderadas. Este modelo es frecuente en clústeres industriales o hubs energéticos.
- **Portadores químicos.** El hidrógeno puede transformarse en sustancias líquidas fácilmente transportables empleando las actuales redes de suministro, tales como el metanol, el octano, el amoníaco o los derivados amónicos y los líquidos orgánicos (LOHC). De entre ellas, destaca el amoníaco, al no contener carbono en su molécula y contar con una infraestructura propia desarrollada.

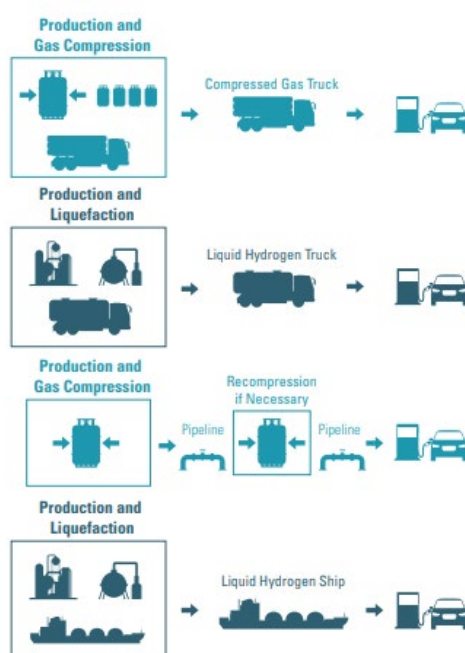


Figura 28. Medios principales de transporte de hidrógeno

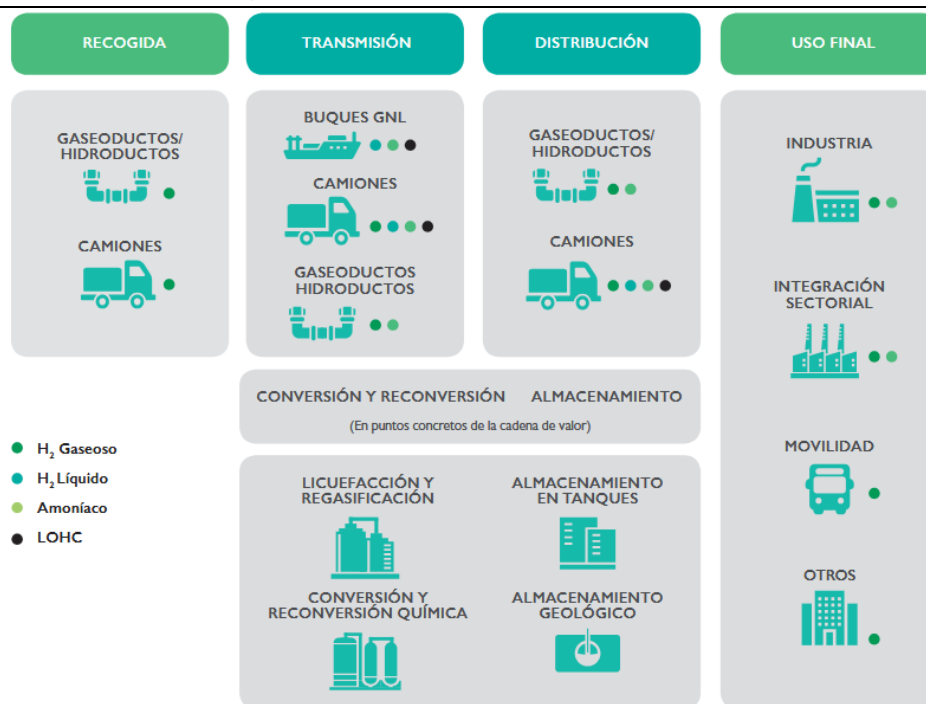


Figura 29. Logística del hidrógeno

5.3.2 Modos de almacenamiento

El hidrógeno puede almacenarse utilizando distintos enfoques tecnológicos, que se clasifican principalmente en dos grandes categorías: **almacenamiento físico** y **almacenamiento basado en materiales**. Cada método presenta ventajas y limitaciones en términos de densidad energética, eficiencia, coste, seguridad y viabilidad para diferentes aplicaciones (movilidad, industria, almacenamiento estacional, etc.).

5.3.2.1 Almacenamiento físico

Basado en contener el hidrógeno en su forma molecular sin modificar su estructura química. Los métodos más extendidos son:

- **Gas comprimido:** El hidrógeno se almacena a alta presión (generalmente entre 350 y 700 bar). Es la opción más madura tecnológicamente y la más utilizada en vehículos FCEV. Requiere cilindros resistentes de acero o materiales compuestos.
- **Gas comprimido en frío o criocomprimido:** Se combina la compresión con la refrigeración del hidrógeno para aumentar su densidad volumétrica. Requiere tanques aislados térmicamente, y es una solución intermedia entre gas comprimido y licuado.
- **Hidrógeno líquido (LH₂):** El hidrógeno se almacena en forma líquida a -253 °C en tanques criogénicos. Ofrece mayor densidad energética, pero implica altas pérdidas energéticas por licuefacción y posibles evaporaciones (boil-off).

5.3.2.2 Almacenamiento basado en materiales

Implica la interacción del hidrógeno con un medio sólido o líquido, ya sea por adsorción física o reacción química, permitiendo almacenar el gas de manera más compacta y segura. Los principales métodos son:

- **Adsorbentes:** Utilizan materiales porosos como MOF-5 (Metal-Organic Frameworks) que adsorben el hidrógeno en su superficie interna. Son prometedores por su alta área superficial, aunque todavía en fase de desarrollo.
- **Portadores líquidos orgánicos (LOHC):** Como el BN-metilciclopentano, permiten almacenar y liberar hidrógeno mediante reacciones químicas reversibles. Son estables a temperatura ambiente y compatibles con la infraestructura líquida existente.
- **Hidruros intersticiales:** El hidrógeno se almacena físicamente en las cavidades de redes metálicas, como el LaNi_5H_6 . Tienen buena reversibilidad y tiempos de respuesta rápidos, pero limitada capacidad de almacenamiento.
- **Hidruros complejos:** Compuestos como NaAlH_4 almacenan hidrógeno químicamente en enlaces covalentes. Pueden liberar grandes cantidades de H_2 , pero requieren condiciones específicas de temperatura y presión para funcionar.
- **Hidrógeno químico:** En este caso, el hidrógeno está contenido en compuestos como amonio borano (NH_3BH_3), liberándose por reacción química no reversible. Se investiga para aplicaciones donde la recarga directa no sea viable.

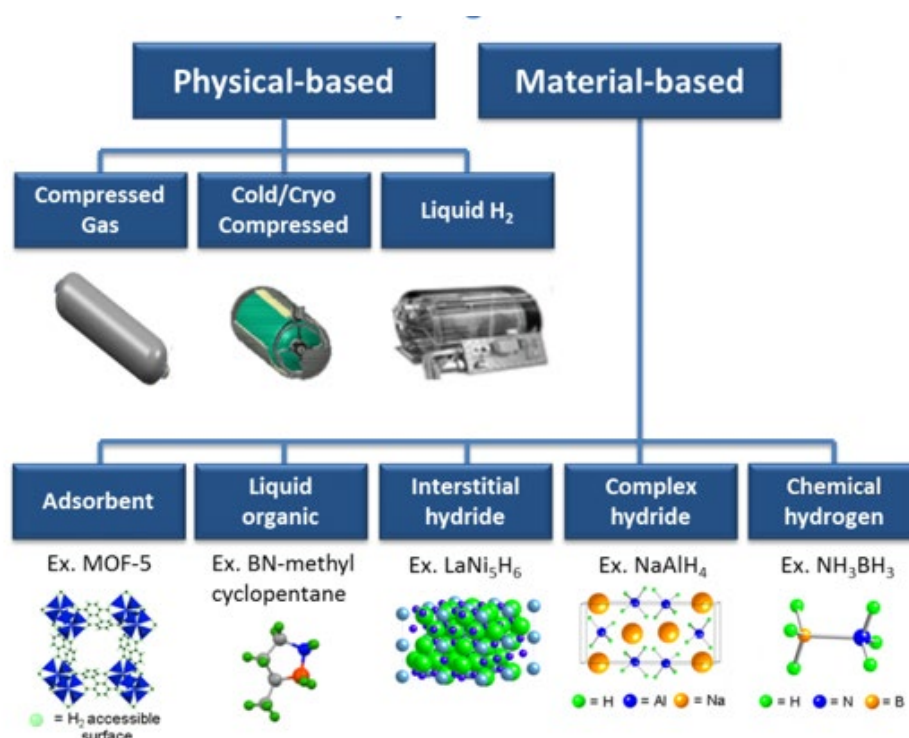


Figura 30. Clasificación de los métodos de almacenamiento de hidrógeno

5.4 PROTOCOLOS DE REPOSTAJE

El crecimiento del mercado de vehículos de pila de combustible (FCEV) y la expansión de las estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS) requieren la implementación de protocolos de abastecimiento estandarizados y seguros. El objetivo es garantizar una experiencia de repostaje “aceptable para el cliente”, que permita llenar el tanque de hidrógeno en un tiempo razonable, sin superar los límites de seguridad en temperatura, presión o densidad.

Durante el proceso de llenado, el hidrógeno debe ser transferido al tanque del vehículo sin exceder una temperatura máxima de 85 °C ni la presión nominal de 70 MPa. Al tratarse de un gas y no de un líquido, la cantidad almacenada no se mide por volumen sino por densidad, lo que dificulta determinar cuándo el tanque está realmente “lleno”.

Para resolver esta incertidumbre, se emplea el parámetro SOC (State of Charge), que representa la relación entre la densidad real alcanzada y la densidad teórica bajo condiciones estándar (15 °C y 70 MPa). El objetivo es alcanzar un SOC entre el 90 % y el 100 % en un tiempo razonable, sin provocar sobrecalentamientos ni sobrepresiones.

Los principales factores que influyen en el proceso de llenado son:

- El calor generado durante la compresión.
- El coeficiente de Joule-Thomson, que provoca un aumento de temperatura con la presión.
- Las características del tanque de almacenamiento, incluyendo el espesor de sus paredes y los materiales empleados, que afectan la disipación del calor generado.

Protocolos de abastecimiento y normativa técnica

El protocolo internacional (J2601-SAE 2016)¹²² define dos tipos de llenado: con y sin comunicación entre el vehículo y el dispensador. Un enfoque más reciente, llamado "Safety Watchdog", también ha sido desarrollado para mejorar la seguridad y eficiencia del proceso.

El desarrollo de estos protocolos ha sido liderado por organismos de normalización, como el comité técnico ISO CT 197 (TC)¹²³, encargado de establecer normas internacionales para estaciones de hidrógeno y vehículos FCEV. En especial, la familia de normas ISO 19880 (partes 1 a 9) regula aspectos clave del diseño, operación y mantenimiento de las estaciones.

Algunos de los temas que abarca la norma ISO 19880 incluyen¹²⁴:

- Sistemas de almacenamiento y dispensación de hidrógeno.
- Protocolos de comunicación entre vehículo y estación.

¹²² Society of Automotive Engineers (SAE), SAE J2601(2016): Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles, 2016

¹²³ ISO, ISO/TC 197 Hydrogen technologies. <https://www.iso.org/committee/54560.html> (Accessed 11 January 2023)

¹²⁴ ISO/TC 197 Hydrogen technologies, ISO 19880-1:2020 Gaseous hydrogen —Fuelling stations. <https://www.iso.org/standard/71940.html> (Accessed 11 January 2023)

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

- Medidas de seguridad y emergencia.
- Validación y control de calidad del hidrógeno dispensado.
- Diseño y operación segura de los sistemas de repostaje.

En conjunto, estos protocolos y normas permiten ofrecer una experiencia de repostaje segura, estandarizada y eficiente, facilitando la adopción masiva del hidrógeno como vector energético en la transición hacia una movilidad sostenible.

6 Infraestructura de estaciones de H2 en España

La infraestructura de estaciones de suministro de hidrógeno (hidrolineras) en España se encuentra en una fase incipiente de desarrollo, caracterizada por una red limitada, heterogénea y con predominio del uso privado. A pesar de los avances tecnológicos y del creciente interés institucional por el hidrógeno como vector energético, el número de estaciones operativas abiertas al público sigue siendo reducido. La mayoría de las hidrolineras actualmente en funcionamiento responden a iniciativas privadas o están destinadas al uso interno de flotas específicas, con algunas excepciones destacadas de carácter público.



Figura 31. Mapa de las Hidrolineras en funcionamiento en España (a 23/07/2025)

Las estaciones gestionadas por el **Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)** —ubicadas en **Puertollano (Ciudad Real)**, **Zaragoza** y **Albacete**— constituyen los principales puntos de recarga públicos disponibles en el país. Además, en **Madrid** existe una estación semipública que suministra hidrógeno a una flota de 12 vehículos Toyota Mirai para usos institucionales y corporativos. Por su parte, la estación de **HVR Energy en Coslada** representa una alternativa viable, al permitir el repostaje a 350 bar a particulares y empresas.

Tabla 3. Hidrolíneas españolas

Estación	Ciudad	Operador/marca	Recargas
BH2C Abanto	Bizcaya	Repsol	350 y 700 bares y autobuses (350 bares)
Madrid Alsa bus refuelling station	Torrejón de Ardoz	-	Bus - CGH2 350
Madrid Scale Gas	Madrid	Enagás	Passenger car - CGH2 700
FM Logistic Illescas	Toledo	-	Passenger car - CGH2 350
Walqa Hydrogen Filling Station	Huesca	Fundación Hidrogeno Aragón FHA	Passenger car - CGH2 350 CGH2 (other)
Motorway station	Zaragoza	ZOIL RIOS	Bus - CGH2 350
Barcelona Bus station	Barcelona	Iberdrola	Bus - CGH2 350
H2PORT	Valencia	Operador local	Passenger car - CGH2 350
AJUSA – Don Qhixote H2 Station	Albacete	Ajusa	Passenger car - CGH2 350 Bus - CGH2 350
Centro Nacional del Hidrogeno	Puertollano	Centro Nacional del Hidrogeno	Passenger car - CGH2 350
HVR Coslada	Coslada	HVR Energy	Passenger car - CGH2 350

A nivel técnico, las presiones de carga ofrecidas por las estaciones en España varían entre los 350 y 700 bar, siendo la mayoría diseñadas para el repostaje de vehículos ligeros (turismos) y, en menor medida, para autobuses o flotas comerciales.

Tabla 4. Matriz de recarga

Empresa	Localización	Precio [€/kg]	Presión Carga [bar]	Situación
HVR Energy	Coslada - Madrid	17,00	350,00	Disponible
Exolum	Henares - Madrid	-	350,00	-
Scale Gas	Hortaleza - Madrid	-	700,00	Disponible
CNH2	Puertollano – Ciudad Real	-	350,00	-
Cascais	Cascais - Portugal	-	350,00	Sin licencia

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

Algunas estaciones, como la **Don Quixote H2 Station en Albacete**, presentan una infraestructura avanzada que permite el abastecimiento de autobuses con una presión de 35 MPa y una capacidad de almacenamiento de hasta 90 kg. La estación de **Puertollano**, por su parte, destaca por su sistema de alta presión, con capacidad para suministrar hidrógeno a 100 MPa y distribuir hasta 260 kg diarios, lo que permite atender una flota de más de 100 vehículos ligeros.



Figura 32. De izquierda a derecha: estaciones de hidrógeno de Albacete y de Puertollano

En términos de origen del hidrógeno, predomina el modelo de **producción centralizada**, en el que el hidrógeno es generado en instalaciones industriales externas y transportado a las estaciones mediante camiones cisterna de gas comprimido o criogénico. La distribución también puede realizarse por redes de tuberías a baja presión (2 MPa), aunque esta opción todavía no está generalizada. Las estaciones de tipo on-site, con producción local mediante electrólisis u otras tecnologías, son aún marginales dentro del territorio nacional.

La hidrolinera de **Huesca**, operada por la Fundación Hidrógeno Aragón desde 2010, representa otro ejemplo destacado por su sistema de compresión en cascada de tres etapas, que permite el llenado rápido de vehículos con presiones de 20 y 35 MPa. Asimismo, en ciudades como **Barcelona, Valencia, Toledo y Bizkaia** se han instalado estaciones destinadas al abastecimiento de autobuses o flotas comerciales, ampliando gradualmente el mapa nacional de hidrogeneras.

En la actualidad (julio de 2025), existen más de una docena de estaciones operativas en el país, con al menos **8 nuevas instalaciones proyectadas**. Sin embargo, todas estas futuras estaciones se orientan al uso privado o institucional. A nivel regional, se observa una mayor concentración de estaciones en el **corredor centro (Madrid – Castilla La Mancha)**, con menor densidad en otras zonas clave como el norte o el arco mediterráneo.

En el contexto ibérico, cabe mencionar la situación de **Portugal**, donde operan dos estaciones privadas a 350 bar, entre ellas la de **Cascais**, que cuenta con capacidad de suministro técnico, pero carece de licencia para la comercialización pública de hidrógeno, lo que impide su uso abierto.

La infraestructura española de hidrolineras está aún en fase de consolidación, con importantes desafíos en términos de **acceso público, disponibilidad geográfica, presiones de servicio estandarizadas y modelo de suministro**. Para asegurar la viabilidad a largo plazo de la movilidad

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

basada en hidrógeno, será clave ampliar la red pública, fomentar modelos de producción descentralizada, armonizar los estándares técnicos de operación y asegurar la interoperabilidad de las estaciones a nivel nacional y transfronterizo.

7 Contacto y gestión de la recarga

La operación de recarga del vehículo de pila de combustible (Toyota Mirai de primera generación) exigió una planificación previa minuciosa y una gestión logística compleja debido a la limitada disponibilidad de estaciones de hidrógeno operativas en España y a las condiciones particulares de acceso a cada una.

Inicialmente, se contactaron varias estaciones, incluyendo la de **PRF en Cascais (Portugal)**, que opera a 350 bar con boquilla H35 compatible con el vehículo. No obstante, se descartó esta opción tras confirmar que dicha estación carece de licencia de comercialización de hidrógeno, imposibilitando el suministro al público. Paralelamente, se verificó la disponibilidad técnica en la estación **HVR Energy en Coslada**, donde se confirmó la compatibilidad de la boquilla H35 para repostaje a 350 bar bajo protocolo CEP, sin requerir refrigeración. Sin embargo, se optó finalmente por una solución más robusta, con mayor presión de suministro.

Gracias a la intermediación con la empresa **Scale Gas**, se logró la autorización para realizar la recarga en la **estación de Manoterias (Madrid)**, que opera a **700 bar (H70)**. Esta estación dispone de un protocolo de acceso que exige **coordinación previa con al menos una semana de antelación**, con el fin de asegurar la disponibilidad de hidrógeno y evitar interferencias con el abastecimiento de su flota interna.

Se estableció como procedimiento obligatorio el aviso el viernes anterior al repostaje. El vehículo fue trasladado en remolque hasta Madrid, y regresó por el mismo medio una vez completada la operación. Dada la configuración del Toyota Mirai, capaz de aceptar repostajes tanto a 350 como a 700 bar, se optó por **una recarga a 700 bar con temperatura de suministro controlada a -40 °C**, lo que permitió maximizar la autonomía del vehículo y optimizar el rendimiento del depósito.

Tabla 5. Cronograma de gestión y logística del repostaje

Fecha	Actuación	Detalles técnicos relevantes
29/10/2024	Contacto con PRF (Portugal)	Estación operativa a 350 bar, boquilla H35, sin licencia de comercialización.
30/10/2024	Confirmación técnica con HVR Energy (Coslada)	Boquilla H35 válida, repostaje a 350 bar sin refrigeración.
	Comunicación desde estación de Cascais	Se descarta por no contar con licencia de venta de hidrógeno.
18/11/2024	Coordinación con Scale Gas	Se autoriza repostaje en Manoterias (Madrid), estación a 700 bar.
	Planificación logística	Requiere aviso previo, grúa, placas provisionales y carga completa.
26/11/2024	Ejecución de la operación	Recarga efectiva a 700 bar, protocolo H70, ida y vuelta en el mismo día.

7.1 GESTIÓN DE LA RECARGA

El proceso de repostaje del Toyota Mirai se caracteriza por una **interfaz de conexión distinta a la de vehículos convencionales**. El conector del vehículo es un puerto macho protegido por un capuchón magnético, al que se acopla una manguera con conexión rápida hembra. La alineación precisa del vehículo con la estación es fundamental, debido a la **rigidez y escasa longitud de la manguera**, cuyo peso también dificulta la maniobrabilidad.

La conexión se realiza de forma firme y segura, seguida del bloqueo del acople mediante gatillo y la activación del flujo desde el terminal. En estaciones como Manóteras, se puede seleccionar la presión de recarga **H70 (70 MPa)**, lo que permite una mayor densidad energética y autonomía del vehículo.

Durante la carga, se producen sonidos similares a los frenos neumáticos, y el llenado ocurre en varias fases intermitentes. El proceso tiene una duración media de **3 a 5 minutos**, dependiendo del nivel inicial del depósito. La estación indica con una señal visual y acústica la finalización del repostaje.

Tras la carga, puede presentarse **formación de escarcha en la boquilla** debido al enfriamiento extremo. Un ligero giro manual suele ser suficiente para desconectar el acople sin riesgos. Es esencial cerrar correctamente la tapa del depósito, ya que el sistema de seguridad del vehículo impide el arranque si esta permanece abierta.

7.2 EXPERIENCIA DE LA RECARGA

A continuación, se expone la experiencia de recarga de hidrógeno desde el punto de vista del usuario final, considerando aspectos como accesibilidad, tiempos de repostaje, usabilidad y disponibilidad de infraestructuras. Para la recarga **se trasladó el coche en remolque hasta la hidrolinera en Madrid para proceder a su repostaje**.



Figura 33. Toyota Mirai en la hidrolinera de Madrid

En ella se realizó la recarga del vehículo y recibió una explicación acerca del funcionamiento de la instalación, el suministro de hidrógeno a esta misma y del proceso de recarga.



Figura 34. Explicación del funcionamiento de la recarga



Figura 35. Personal recargando el Mirai

Para llenar el Mirai por completo se necesitaron tres recargas sucesivas en las que primero se realizaron dos de 1,8 kg y una última de 0,5 kg para alcanzar un total de 4,1 kg de hidrógeno repostados (4,6 kg total de los depósitos).

Para la última recarga se necesitó esperar 10 minutos una vez finalizada la segunda. Esto fue debido a la instalación ya que una vez que la presión de la instalación se acerca a la presión de los depósitos del vehículo, esta no puede seguir suministrando el hidrógeno, por eso hay que esperar a que trabajen los compresores y eleven otra vez la presión de la instalación.



Figura 36. Panel en una de las recargas

En la recarga no se nota un flujo continuo de hidrógeno si no que primero inyecta una pequeña cantidad sobre unos 150 gramos, para, y luego continúa repostando. En la última carga de 0,475 kg la presión de la hidrolinera bajó de 850 bar a 738 bar.



Figura 37: Momento del repostaje

Otra de las curiosidades es que **se escucha un ruido en el proceso de recarga** debido seguramente al funcionamiento de los compresores. **Una vez finalizada la recarga se escucha un ruido fuerte por el venteo**, también se percibe un olor fuerte. La duración total de la recarga completa fue de 30 minutos.

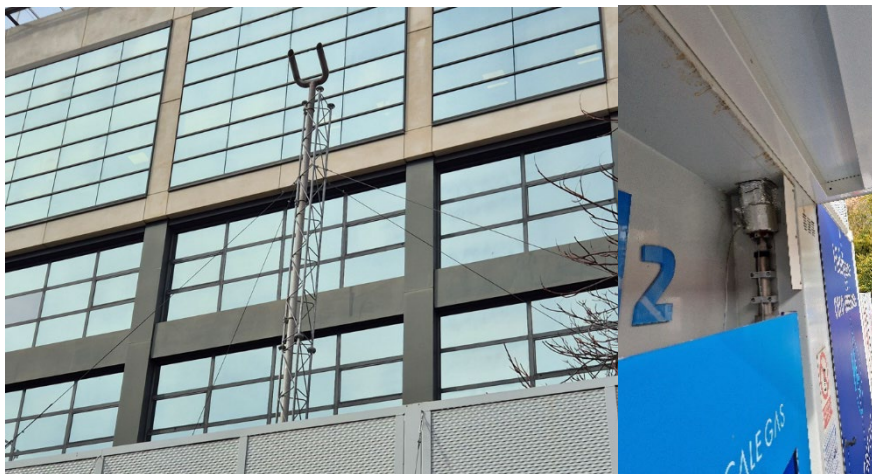


Figura 38. Venteo en la instalación

A la estación se llegó con una autonomía de 26 km y después del repostaje era de 309 km (esto según el ordenador de a bordo) mientras que la autonomía anunciada es de 456 km.



Figura 39. Autonomía antes y después de la recarga

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

En la promoción del Mirai, Toyota anuncia cómo una de sus ventajas que la duración del repostaje es similar a la de un térmico, vemos que en esta ocasión no ha sido así por las limitaciones de la instalación.

Una vez finalizado el repostaje y después de encender el vehículo se expulsa agua por el escape y se recarga la batería.

7.3 RECARGA

La instalación donde se repostó el Toyota Mirai está ubicada en la Avenida de Manoteras 34 de Madrid. Esta hidrolinera ha sido puesta en marcha por la colaboración de cinco empresas: Enagás (a través de Scale Gas), Toyota España, Urbaser, Carburos Metálicos, Sumitomo Corporation España y la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES). Esta estación es utilizada por una flota de 12 Mirai como el que repostamos repartidos entre las diferentes compañías que colaboraron para desarrollar la hidrolinera.

Recepción hidrógeno: La instalación recibe el hidrógeno en tanques presurizados a 200 bar. Estos tanques se almacenan en un espacio al lado de los surtidores.

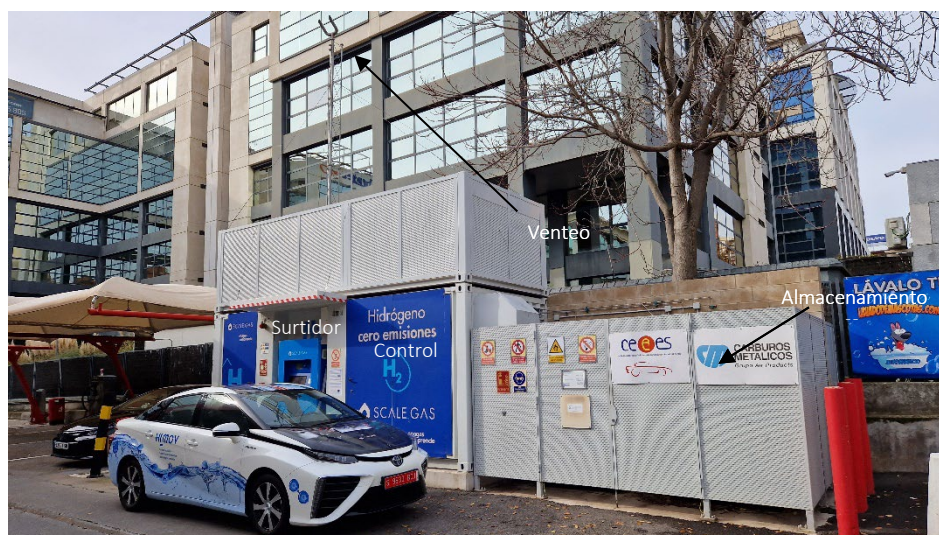


Figura 40. Hidrolinera Scale Gas donde se repostó el Mirai

Este **hidrógeno es comprimido en tres etapas**, una de baja, otra de media y una final de alta en la que se llegan hasta 900 bar aproximadamente. **Esta instalación reposta los vehículos a 700 bar.**

En la etapa de compresión se tiene un chiller para enfriar el gas ya comprimido. El gas comprimido es enfriado desde unos 10 °C hasta temperaturas bajo cero para el repostaje. La instalación dispone de un sistema de venteo para liberar el exceso de presión.

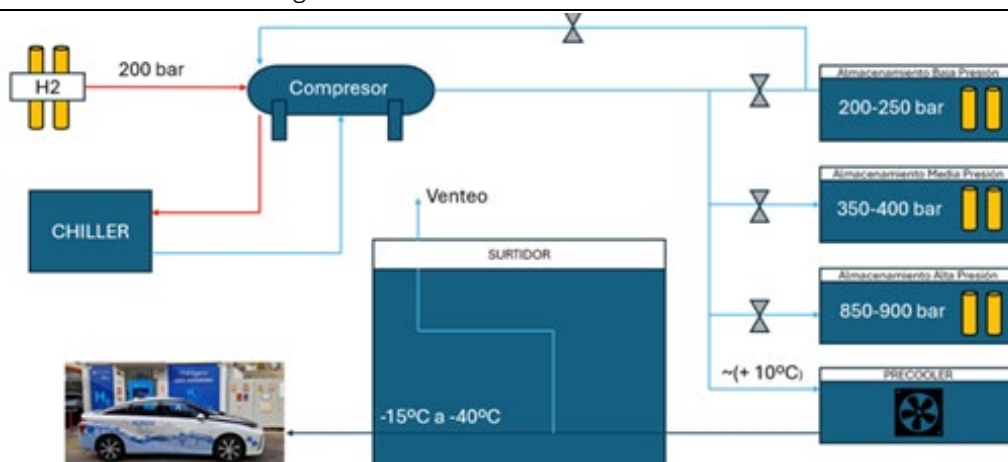


Figura 41. Esquema de la instalación de la hidrolinera

Una vez en la hidrolinera, se debe situar el vehículo cerca del surtidor, una vez que este se encuentre libre, y proceder a apagar el motor. Para liberar el bloqueo de la tapa de combustible, es necesario presionar un botón ubicado en el interior del vehículo. Una vez abierta la tapa de repostaje, no será posible encender el vehículo mientras esta permanezca abierta.



Figura 42. Cartel en las instalaciones de la hidrolinera

Para realizar el repostaje, se requiere un código de identificación, ya que este procedimiento se lleva a cabo mediante reserva previa y con autorización. El hecho de disponer de un vehículo de hidrógeno no garantiza la posibilidad de repostar en cualquier momento, ya sea por la falta de autorización o porque la hidrolinera no cuente con reservas disponibles de hidrógeno.

En el cartel se indica el uso obligatorio de guantes de protección durante el repostaje. Esto se debe a la posible congelación de la manguera, lo que podría provocar quemaduras por frío en caso de contacto accidental con la piel desnuda.

Una vez colocada la manguera se debe apretar el gatillo para que la manguera se fije al boquerel de llenado y no tengamos pérdidas en el llenado o se suelte la manguera cuando se

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

descargue la alta presión con los consiguientes daños personales que se pudieran sufrir por el impacto de la manguera, para asegurar se tirará de la manguera en sentido longitudinal.



Figura 43. Manguera colocada en la boca de llenado

Una vez fijada la manguera se pulsará el botón negro de 'START/STOP' y comenzará el llenado, una vez finalizado la manguera se despresuriza automáticamente.



Figura 44. Surtidor H2

En el último punto se puede leer que hay la posibilidad que la manguera se congele después del repostaje y haya que esperar un par de segundos hasta que se pueda retirarla.



Figura 45. Manguera congelada

Cómo medidas de seguridad, el surtidor incluye una seta de emergencia y además el surtidor y el vehículo tienen comunicación por unos infrarrojos en la toma de llenado y con los que si algún sensor de temperatura ya sea del surtidor o del vehículo detectan una temperatura anormal se detiene automáticamente el repostaje.

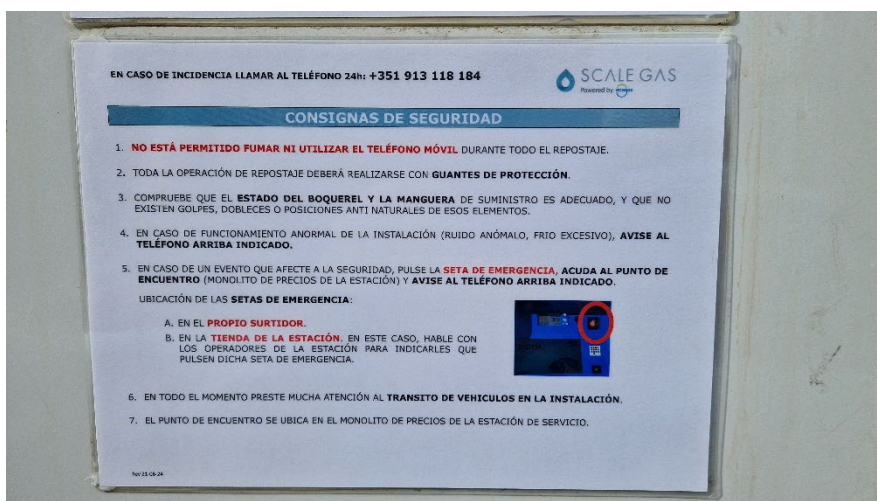


Figura 46. Cartel con las consignas de seguridad

8 Logística de la recarga

En este apartado se aborda el procedimiento correcto para realizar la recarga de hidrógeno en una estación HRS, detallando paso a paso la apertura y cierre del sistema de llenado. Además, se incluyen las principales medidas de seguridad que deben tenerse en cuenta antes y durante el repostaje, tanto en el vehículo como en el manejo de la boquilla, con el fin de garantizar una operación segura y eficiente.

8.1 PASOS PARA REALIZAR UNA RECARGA CORRECTA DE HIDRÓGENO

1. Apertura de la tapa de llenado del combustible
 - 1.1. Se pulsa el interruptor de apertura para que aparezca el indicador "READY"
 - 1.2. Se abre la tapa empujando sobre ella y después se tira de ella para abrirla.
 - 1.3. Se retira el tapón y se coloca en el soporte.
2. Una vez completa la recarga, se cierra la tapa de llenado de combustible
 - 1.1. Se vuelve a poner el tapón.
 - 1.2. Se cierra la tapa de llenado presionando hasta que se oiga un clic.

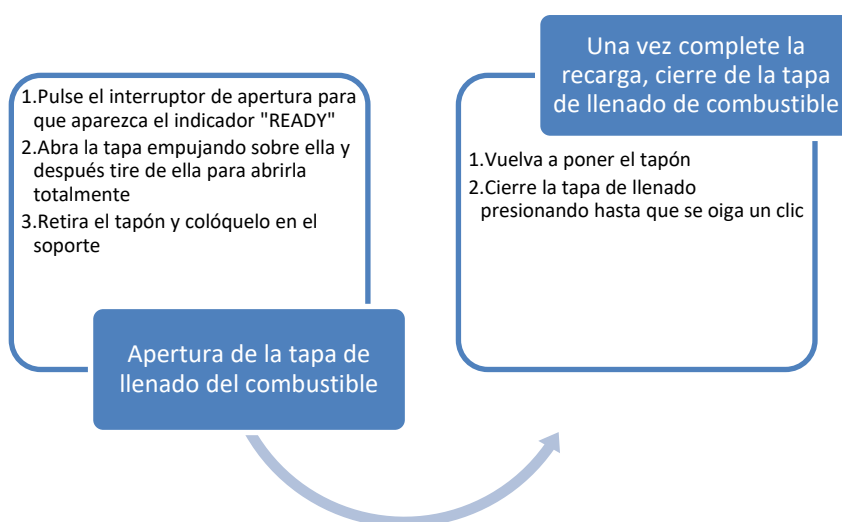


Figura 47. Esquema del proceso de recarga de hidrógeno en una estación HRS



Figura 48. Boca de llenado de hidrógeno en un vehículo de primera generación. Se observa el conector específico para repostaje en estaciones HRS, diseñado para garantizar un acoplamiento seguro y estanco durante el suministro de hidrógeno comprimido

Durante el proceso de esta recarga se deben tener en cuenta una serie de medidas de seguridad y consideraciones. Se clasifican en medidas que se aplican antes del repostaje del vehículo y aquellas que son relevantes durante y tras el propio repostaje y que afectan a la boquilla principalmente.

Antes del repostaje – Vehículo

- Asegurarse de que todas las puertas y ventanas estén cerradas.
- Aplicar el freno de estacionamiento.
- Colocar la palanca de cambios en posición de alimentación.
- Apagar las luces del vehículo.

Durante y tras el repostaje – Boquilla de hidrógeno

- No balancee, golpee ni deje caer la boquilla.
- No intente retirarla a la fuerza; espere a que se descongele antes de extraerla.
- Al finalizar el repostaje, coloque correctamente el tapón en el vehículo.

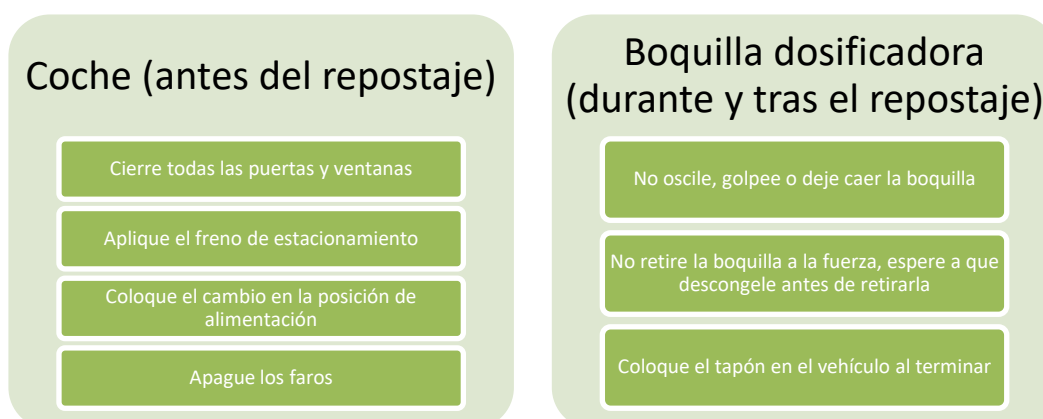


Figura 49. Medidas de seguridad antes y durante el repostaje

9 Análisis de la hidrolinera de Madrid

En Madrid se encuentra la primera hidrolinera 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.

Las estaciones de servicio de hidrógeno, comúnmente denominadas hidrolineras, suponen la etapa intermedia entre la distribución de hidrógeno y el vehículo de pila de combustible.

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.

Esta estación de repostaje, ubicada dentro de la EESS San Antonio S.L., situada en la Avenida de Manoteras 34 de Madrid, ha sido puesta en marcha gracias a la colaboración entre cinco empresas punteras de diferentes sectores: Enagás (a través de Scale Gas, startup nacido del programa de emprendimiento Enagás Emprende), Toyota España, Urbaser, Carburos Metálicos, Sumitomo Corporation España y la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES).



Figura 50. Inauguración de la primera estación de repostaje de hidrógeno de 700 bares en España en enero 2021

9.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

La instalación cuenta con los siguientes elementos clave:

- **Presión de suministro:** 700 bar (H70), conforme al estándar SAE J2601.
- **Boquilla de repostaje:** Tipo H70, compatible con vehículos ligeros FCEV (p. ej., Toyota Mirai).
- **Sistema de refrigeración:** Activo, permite mantener el hidrógeno a temperaturas de hasta -40°C durante el llenado.
- **Capacidad de almacenamiento:** Depósitos de alta presión que permiten repostajes múltiples al día.
- **Seguridad:** Equipos de detección de fugas, válvulas de seguridad, sistema de parada de emergencia (EPO) y seguimiento remoto.

9.2 FUNCIONAMIENTO OPERATIVO

El repostaje se realiza mediante un proceso automatizado en el que el dispensador establece comunicación con el vehículo a través de un sistema infrarrojo (IR), permitiendo así la selección automática del perfil de carga adecuado. La estación requiere coordinación previa para garantizar disponibilidad de producto y operatividad, especialmente en casos de uso puntual o no habitual.

El tiempo de llenado es de aproximadamente 3 a 5 minutos para un depósito de 5 kg de H_2 (700 bar), lo que se traduce en una autonomía de hasta 650 km dependiendo del modelo de vehículo.

9.3 LIMITACIONES ACTUALES

A pesar de su carácter pionero, la estación presenta algunas limitaciones:

- **Ausencia de doble presión:** La estación no dispone de línea de 350 bar, lo que restringe el repostaje a vehículos o flotas que operan únicamente bajo el protocolo H35 (por ejemplo, algunos autobuses o vehículos de primera generación).
- **Capacidad restringida:** La disponibilidad de hidrógeno puede verse limitada en función del consumo de flotas internas, siendo necesario solicitar repostaje con antelación.
- **Accesibilidad y reserva:** Al no ser una estación de acceso libre para el público general, el uso requiere coordinación previa con el operador.

10 Posibles mejoras de la estación

La estación de repostaje de hidrógeno de Manoteras representa un importante avance en la infraestructura de movilidad sostenible. No obstante, su actual configuración presenta ciertas limitaciones que restringen su versatilidad, eficiencia operativa y capacidad de respuesta ante una mayor demanda. En este apartado se analizan una serie de propuestas técnicas y funcionales orientadas a mejorar su interoperabilidad, disponibilidad y experiencia de usuario, con el objetivo de consolidar su papel como infraestructura de referencia

10.1 INCORPORACIÓN DE DOBLE PRESIÓN (350 BAR Y 700 BAR)

Actualmente, la estación de Manoteras solo permite el repostaje a 700 bar, lo que limita su uso a vehículos ligeros de pila de combustible que operan bajo el protocolo H70. La incorporación de una línea de 350 bar (H35) permitiría dar servicio a vehículos industriales, flotas municipales, autobuses y modelos de primera generación, ampliando así el espectro de usuarios y aumentando la interoperabilidad con otras instalaciones europeas.

10.2 IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE RESERVA ONLINE

Actualmente, el acceso a la estación de Manoteras requiere coordinación previa con el operador para garantizar la disponibilidad de hidrógeno y confirmar la viabilidad del repostaje. Esta gestión manual limita la flexibilidad del usuario y la eficiencia operativa de la instalación.

La implementación de un sistema de reserva online permitiría a los usuarios planificar su repostaje de forma autónoma, mediante una plataforma web o aplicación móvil. Este sistema podría incluir funcionalidades como:

- Reserva de franja horaria de repostaje.
- Confirmación automática de disponibilidad de producto y capacidad de la estación.
- Identificación de usuario mediante códigos QR, tarjetas RFID o integración con plataformas digitales.
- Historial de repostajes y seguimiento del consumo para usuarios frecuentes o flotas.

Además de mejorar la experiencia de usuario, esta solución permitiría optimizar la planificación logística y la gestión de recursos de la estación, reduciendo tiempos de espera, evitando solapamientos y permitiendo una mejor previsión del consumo.

La reserva online es una herramienta clave para facilitar el paso de estaciones de hidrógeno de uso restringido hacia modelos más abiertos, eficientes y orientados al servicio.

10.3 MEJORA EN EL TIEMPO DE SUMINISTRO Y DISPONIBILIDAD DE PRESIÓN

Durante las operaciones de repostaje en la estación de Manoteras se han identificado retrasos en el suministro completo de hidrógeno, especialmente cuando la presión del depósito del vehículo se aproxima a la presión de los tanques de almacenamiento de la estación. Esta situación provoca una disminución del caudal de transferencia debido al equilibrado de presiones, lo que alarga significativamente el tiempo de repostaje y puede comprometer la operatividad de vehículos que requieren un servicio ágil.

Para mitigar este problema, se proponen las siguientes mejoras:

- **Incorporación de compresores de mayor capacidad o presión diferencial:** Permitiría mantener una diferencia de presión adecuada durante todo el proceso de repostaje, asegurando un flujo constante hasta el llenado completo del depósito del vehículo, incluso en los tramos finales de la carga.
- **Ampliación del sistema de almacenamiento intermedio (buffer):** Aumentar la capacidad de los tanques intermedios a distintas presiones (por ejemplo, etapas escalonadas de 450, 700 y 900 bar) facilitaría una mayor flexibilidad operativa y evitaría caídas de rendimiento durante picos de demanda.
- **Gestión predictiva de recarga de tanques mediante sistema SCADA o similar:** Integrar herramientas de supervisión y control en tiempo real que permitan anticipar necesidades de recarga, gestionar automáticamente el estado de los compresores y buffers, y garantizar la presión adecuada en cada fase del día.

Estas medidas no solo mejorarían la eficiencia del repostaje, sino que también contribuirían a la disponibilidad continua del servicio, reduciendo tiempos de espera, evitando interrupciones y mejorando la percepción de fiabilidad de la estación por parte de los usuarios.

10.4 IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS PREDICTIVOS PARA EL MANTENIMIENTO Y LA MEJORA DE LA DISPONIBILIDAD

Una de las principales barreras para la adopción del hidrógeno como combustible alternativo es la baja disponibilidad de estaciones operativas, en gran parte debido al mantenimiento no programado. Para mitigar este problema, se propone la implementación de modelos de mantenimiento predictivo basados en datos, como el modelo de Prognostics and Health Monitoring (PHM), desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) y la Universidad Estatal de Colorado.

Este tipo de herramienta permite anticipar posibles fallos en componentes críticos de la estación, como válvulas, mangueras o interfaces de usuario, en función del número de ciclos de llenado realizados. El sistema H2S PHM calcula la probabilidad de fallo y la vida útil restante de

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

los componentes, facilitando así la planificación del mantenimiento preventivo en momentos de baja demanda.

La adopción de esta tecnología permitiría:

- Reducir significativamente el número de paradas no programadas.
- Aumentar la fiabilidad de la estación y, por tanto, la confianza del usuario.
- Optimizar los costes de mantenimiento al evitar fallos críticos imprevistos.

11 Conclusiones

Se cree que el despliegue de los FCEV se ve obstaculizado significativamente por la incertidumbre y el coste de la transición de una sociedad dependiente de combustibles fósiles a una que dependa del hidrógeno. Uno de los principales obstáculos es la falta de estaciones de servicio comerciales ya instaladas. La introducción de la infraestructura de estaciones de servicio de hidrógeno es un asunto complejo no solo desde una perspectiva tecnológica sino también económica. La construcción de una infraestructura completa de hidrógeno, incluidas plantas de producción, un sistema de distribución y estaciones de servicio, es costosa. Una infraestructura de repostaje de hidrógeno para vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) se caracteriza por un proyecto a largo plazo, intensivo en capital y con una importante incertidumbre de mercado. Por lo tanto, un objetivo clave de cualquier plan a largo plazo para desarrollar una infraestructura de hidrógeno es reducir la carga financiera.

Se investigó el estado del arte y el desarrollo actual de las infraestructuras basadas en hidrógeno, con especial atención a las estaciones de repostaje, para identificar las posibles configuraciones de dichas estaciones. La infraestructura de hidrógeno se ha examinado en diversas configuraciones y combinaciones. Por lo tanto, se analizaron varios tipos de estaciones de servicio, con diferentes diseños, con almacenamiento de LH2 y (GH2), destacando las fortalezas y debilidades de cada una de ellas. Independientemente del volumen de datos e información adquiridos, no existe una disposición ideal para las estaciones de hidrógeno. Además, se deben analizar y considerar las circunstancias circundantes y las situaciones geopolíticas, como los escenarios del mercado local, la cantidad de automóviles que se deben abastecer diariamente, las distancias de los centros de producción centralizados de hidrógeno, las opciones de suministro, las regulaciones y los estándares locales¹²⁵. En términos de transporte, la ruta más prometedora parece ser la de los gasoductos, que actualmente está limitada por una variedad de problemas, incluida la fragilización del hidrógeno y la alta inversión de capital requerida para construir una red de gasoductos a gran escala, que se justificaría solo por una entrada dominante del hidrógeno en el mercado de combustibles alternativos. Las tendencias futuras apuntan hacia la producción de hidrógeno in situ como un medio para reducir el uso de energía de entrega y las emisiones relacionadas con el transporte. De hecho, entre las diversas técnicas de producción in situ, la electrólisis del agua parece ser una opción más limpia y adaptable. Además, los sistemas de energía de conversión de energía en gas y las instalaciones de reabastecimiento de hidrógeno están adquiriendo relevancia como alternativas viables a las infraestructuras de combustible tradicionales, ya que proporcionan una descarbonización profunda y almacenamiento de energía a largo plazo.

Es decir, esta investigación sobre estaciones de servicio de hidrógeno se centra en mejorar la eficiencia y la seguridad de los sistemas de almacenamiento y dispensación de hidrógeno, y en

¹²⁵ Z. Yanxing, G. Maoqiong, Z. Yuan, D. Xueqiang, S. Jun, Thermodynamics análisis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen, Int. J. Hydrog. Energy 44 (2019) 16833–16840, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.207>

PROYECTO HI_MOV: Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno

desarrollar métodos nuevos y sostenibles para su producción. La descripción general presentada, los conceptos y los diseños actuales de HRS podría proporcionar información y perspectivas importantes para comprender el estado actual y el potencial futuro de la infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno y su impacto en el transporte, los sistemas energéticos y el medio ambiente.

Manuel A. Juncal

Gestión de la I+D+i de Energio Research S.L.