

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE POR MEDIO DE
LIQUIDOS ORGÁNICOS TRANSPORTADORES DE HIDRÓGENO (LOHC)

Maverick Sebastián Garzón Bayona, María Camila Marín Ruiz

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas

Magister en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Petróleos

Bucaramanga

2025

DEDICATORIA

(Por Maverick Sebastián Garzón Bayona y María Camila Marín Ruiz)

Dedicamos este trabajo a nuestros padres, quienes, con su amor incondicional, paciencia y apoyo nos han acompañado a lo largo de esta etapa académica, enseñándonos que con perseverancia podemos lograr cada meta y seguir subiendo los escalones en nuestra vida como estudiantes y preparándonos para ser mejores ingenieros y personas.

A Dios por la fortaleza y la luz en los momentos difíciles en el transcurso de esta vivencia universitaria.

A nuestros grandes sabios como lo fueron nuestros abuelos que soñaron con vernos en estos momentos, pero por razones ajenas a nosotros, nos acompañarán desde el cielo y estarán orgullosos de sus nietos.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial De Santander y a nuestra Escuela De Ingeniería De Petróleos, por acogernos como parte de esta hermosa familia y brindarnos una excelente formación académica como estudiantes de pregrado.

Al ingeniero Manuel Cabarcas, por el apoyo y la confianza desde el comienzo de este proyecto de grado, quien con su guía nos ilustró para llevar a cabalidad este proceso.

Tabla de contenido

<i>INTRODUCCIÓN</i>	11
<i>1. OBJETIVOS</i>	12
1.1.Objetivo General.....	12
1.2.Objetivos Específicos.....	12
2.Marco Referencial.....	13
2.1.Generalidades del hidrógeno.....	13
2.2.Propiedades Físicas del hidrógeno.....	14
2.3.Propiedades químicas del hidrógeno	17
3.Fundamentos del transporte y almacenamiento de hidrógeno.....	24
4.El Hidrógeno Verde como Vector Energético	24
4.1.Retos en el Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno.	25
4.2.Principales Tecnologías Actuales.	27
5.Tecnología de los líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno.....	33
6.Principios de Funcionamiento de los LOHC	33
6.1.Catalizadores comunes en procesos de LOHC	35
6.2.Composición y Propiedades Fisicoquímicas	45
6.3.Aplicaciones de los LOHC en Transporte y Almacenamiento.....	51
6.4.Limitaciones técnicas y ambientales de la tecnología LOHC	53
7.Evaluación de los sistemas LOHC actuales.....	58
8.Sistemas LOHC más Utilizados.....	58
8.2.Matriz comparativa de indicadores técnicos y económicos.....	72
8.3.EVALUACIÓN DE COSTOS.....	75

9.Comparación de los LOHC con otros métodos de transporte y almacenamiento de hidrógeno	79
10.Comparativa Técnica	79
10.1.Comparativa Económica y de Infraestructura.....	82
10.2.Impacto Ambiental.....	84
10.3.Síntesis de Ventajas y Desventajas de los LOHC.....	85
10.4.Transporte a larga distancia e intercambio internacional	87
10.5.Distribución regional y distancias cortas	88
10.6.Usos finales y flexibilidad	89
11.Proyectos actuales y perspectivas futuras de la tecnología LOHC.....	90
12.Proyectos Internacionales de Referencia	90
12.1.Viabilidad de Implementación a Gran Escala.....	94
12.2.Desafíos y Oportunidades de Desarrollo	96
12.3.Perspectivas Futuras en la Economía del Hidrógeno.....	99
12.4.Aprendizajes y Aplicabilidad en Latinoamérica (Colombia)	102
13.Análisis comparativo de un caso aplicado a nivel industrial.....	105
14.Definición del Caso de Estudio.....	105
14.1.Metodología de Evaluación	106
14.2.Resultados del Análisis Comparativo	108
14.3.Discusión de Resultados	116
14.4.Propuesta de Mejora o Innovación	118
<i>CONCLUSIONES</i>	<i>120</i>
<i>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	<i>123</i>

Lista de Tablas

Tabla 1 Contenido energético de varios combustibles a 1 atm y 25 °C.....	19
Tabla 2 Punto de inflamación de combustibles.	20
Tabla 3 Temperatura de autoignición de combustibles.	23
Tabla 4 Comparación de tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno según condiciones operativas, densidad energética y limitaciones.....	32
Tabla 5 Rendimiento catalítico de hidrogenación de algunos catalizadores para LOHCs.	37
Tabla 6 Rendimiento de hidrogenación de los catalizadores bimetalicos típicos de LOHC.	39
Tabla 7 Rendimiento de los catalizadores típicos para la deshidrogenación de N-heterocíclicos Rendimiento de los catalizadores típicos para la deshidrogenación N-heterocíclica.	41
Tabla 8 Rendimiento de catalizadores bimetalicos típicos.	43
Tabla 9 Sistemas LOHC.	51
Tabla 10 Catalizadores más destacados para diferentes sistemas LOHC.....	57
Tabla 11 Matriz comparativa de indicadores técnicos y económicos.....	72
Tabla 12 Comparación técnico-económica de tecnologías de transporte de hidrógeno.	78
Tabla 13 Comparación técnico-económica de tecnologías de transporte y almacenamiento de hidrógeno (valores aproximados a 2025, en USD).....	79
Tabla 14 Comparativa técnica de métodos de almacenamiento/transporte de H ₂	81
Tabla 15 Síntesis de ventajas y desventajas.....	85
Tabla 16 Tabla de proyectos LOHC (Proyecto – País – Capacidad).....	94
Tabla 17 Eficiencia energética y pérdidas asociadas.	108
Tabla 18 Costos aproximados de transporte.	109
Tabla 19 Comparativa de densidad de H ₂ y cantidad de portador a mover.	110

Lista de Figuras

Figura 1 Diagrama de fases del hidrógeno.	17
Figura 2 Ilustración esquemática del concepto LOHC.....	34
Figura 3 Representación esquemática del sistema LOHC tolueno/metilciclohexano.	61
Figura 4 Esquema computacional del sistema de recuperación termoquímica de calor residual, basado en la producción de hidrógeno mediante portadores orgánicos líquidos (LOHC).	62
Figura 5 Representación esquemática del sistema LOHC dibenciltolueno/perhidrobenciltolueno.	65
Figura 6 Representación esquemática del sistema LOHC N-etilcarbazol/perhidro-N	68
Figura 7 Representación esquemática del sistema LOHC naftaleno/decalina.....	71
Figura 8 Eficiencia del ciclo LOHC - sin y con recuperación	73
Figura 9 Comparación cualitativa de los principales indicadores técnicos para los cuatro sistemas LOHC analizados.....	74
Figura 10 CAPEX portador (500 t/d) - estimado.....	76
Figura 11 OPEX por sistema LOHC - estimado.	77
Figura 12 Densidad Energética y Eficiencia de Métodos de Almacenamiento de Hidrógeno.....	81
Figura 13 Ubicación internacional de proyectos LOHC.	92
Figura 14 Ubicación de proyectos LOHC en Europa.	93
Figura 15 Eficiencia energética y costos totales de transporte de H ₂ según vector.	111
Figura 16 Desglose de costos de conversión, transporte y reconversión	112
Figura 17 Desglose de costos de conversión, transporte y reconversión.	113
Figura 18 Comparación de densidad y volumen requerido de transporte.	113

Figura 19 *Distribución porcentual del costo total estimado por kg de H₂ transportado.* 114

Lista de Ecuaciones

Ecuación(1)..... 15
Ecuación(2)..... 15

Resumen

Título: Transporte Y Almacenamiento De Hidrógeno Verde Por Medio De Líquidos Orgánicos Transportadores De Hidrógeno (LOHC)

Autor: María Camila Marín Ruiz, Maverick Sebastián Garzón Bayona

Palabras Clave: Hidrógeno verde, LOHC, transporte energético, almacenamiento de hidrógeno, sostenibilidad.

Descripción: El hidrógeno verde se consolida como un pilar esencial en la transición hacia un modelo energético sostenible y libre de carbono. No obstante, su implementación enfrenta limitaciones derivadas de la baja densidad y alta inflamabilidad del gas, lo que dificulta su transporte y almacenamiento. Frente a ello, los Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno (LOHC) se presentan como una alternativa tecnológica viable al permitir manipular el hidrógeno de manera segura, estable y reutilizable.

El estudio comparó los sistemas LOHC con las tecnologías de compresión y licuefacción tradicionales, analizando eficiencia, costos, infraestructura y viabilidad. Los LOHC mostraron eficiencias entre 69 % y 88 % según la recuperación térmica, superiores a las de los métodos convencionales que presentan mayores pérdidas energéticas. Además, el CAPEX para un sistema LOHC de 500 t/d es entre 25 % y 30 % menor que el de licuefacción criogénica, con menores riesgos operativos. Se determinó que la principal limitación de los LOHC reside en el costo de los catalizadores (Ru, Pd, Pt) y en la necesidad de optimizar los procesos de deshidrogenación para reducir el consumo térmico. No obstante, su capacidad de integrarse en la infraestructura actual de combustibles líquidos y su alta seguridad operacional los posicionan como una opción estratégica para el transporte de hidrógeno a mediana y larga distancia.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas Magister en Ingeniería química.

Abstract

Title: Transport and storage of green hydrogen by means of organic hydrogen transporting liquids (LOHCs)

Author: María Camila Marín Ruiz, Maverick Sebastián Garzón Bayona

Key Words: Green hydrogen, LOHC, transport, storage, energy transition

Description: Green hydrogen is emerging as a key pillar in the transition toward a sustainable, carbon-free energy model. However, its implementation faces challenges due to the gas's low density and high flammability, which make its transport and storage difficult. In response, Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) have become a viable technological alternative, allowing hydrogen to be handled safely, stably, and in a reusable form.

The study compared LOHC systems with traditional compression and liquefaction technologies, analyzing efficiency, costs, infrastructure, and feasibility. LOHC systems achieved efficiencies between 69% and 88%, depending on heat recovery, outperforming conventional methods that experience greater energy losses. Moreover, the estimated CAPEX for a 500 t/d LOHC system is 25–30% lower than that of cryogenic liquefaction, with reduced operational risks. The main limitation of LOHCs lies in the cost of catalysts (Ru, Pd, Pt) and the need to optimize dehydrogenation processes to lower thermal consumption. Nevertheless, their compatibility with existing liquid fuel infrastructure and high operational safety position them as a strategic option for medium- and long-distance hydrogen transpo

*Thesis

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas M.Sc. in Chemical Engineering

Introducción

La transición energética global ha puesto al hidrógeno verde en el centro de la discusión como una de las alternativas más viables para avanzar hacia la descarbonización. Tal como lo plantea la IRENA (2022), su potencial no radica solo en la producción renovable, sino también en la posibilidad de transformar sectores intensivos en emisiones. Sin embargo, el mayor desafío sigue siendo su almacenamiento y transporte, pues el hidrógeno es un gas de baja densidad y difícil manejo.

En ese escenario, los Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno (LOHC) aparecen como una opción prometedora, al permitir transportar hidrógeno en compuestos líquidos estables que pueden aprovechar la infraestructura existente para combustibles fósiles. A pesar de que a nivel internacional ya se han realizado proyectos demostrativos, en Colombia todavía hay vacíos de información. La UPME (2021), en su Hoja de Ruta del Hidrógeno, reconoce el enorme potencial nacional para producir este vector energético, pero no profundiza en cómo tecnologías como los LOHC se integrarían en la cadena de valor.

Ante esta ausencia de estudios locales, este trabajo busca analizar la viabilidad de los LOHC en el contexto colombiano, evaluando sus ventajas, limitaciones y posibles aportes a la consolidación de un mercado de hidrógeno verde en el país.

1. Objetivos

El alcance de este proyecto de investigación se enfoca en analizar integralmente el transporte y almacenamiento de hidrógeno mediante líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno (LOHC), con énfasis en su tecnología, sistemas comunes, ventajas y desventajas. El proyecto se desarrollará dentro de un marco teórico-conceptual, abordando aspectos fundamentales de la tecnología LOHC y su aplicabilidad en el contexto del transporte y almacenamiento de hidrógeno a nivel mundial.

El proyecto no incluirá la implementación práctica de sistemas LOHC ni la realización de pruebas experimentales. En cambio, se centrará en la recopilación, análisis y síntesis de información proveniente de fuentes secundarias, como literatura científica, informes técnicos y datos de proyectos existentes. Se utilizarán recursos disponibles en línea y en bibliotecas especializadas para llevar a cabo la investigación de manera efectiva y eficiente dentro del tiempo y los recursos asignados.

1.1. Objetivo General

Analizar integralmente el transporte y almacenamiento de hidrógeno mediante líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno (LOHC), con énfasis en su tecnología, sistemas comunes, ventajas y desventajas en comparación con otros métodos.

1.2. Objetivos Específicos

- Investigar la tecnología de los líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno (LOHC), centrándose en su composición, propiedades fisicoquímicas y su aplicación en el transporte y almacenamiento de hidrógeno.
- Comparar y evaluar los sistemas comunes de LOHC utilizados en la actualidad, analizando su eficiencia, seguridad y costos para el transporte y almacenamiento de

hidrógeno a gran escala.

- Identificar las ventajas y desventajas del uso de LOHC en comparación con otros métodos de transporte y almacenamiento de hidrógeno, considerando aspectos como la densidad de energía, la seguridad, la infraestructura requerida y el impacto ambiental.
- Analizar proyectos actuales y futuros a nivel mundial relacionados con el desarrollo y aplicación de tecnologías LOHC en el campo del transporte y almacenamiento de hidrógeno.

2. Marco Referencial

El hidrógeno se ha consolidado como un elemento clave en la transición hacia un modelo energético sostenible, gracias a su potencial para sustituir progresivamente a los combustibles fósiles y reducir las emisiones de carbono. Su carácter de vector energético, lo convierte en una opción versátil para diversas aplicaciones industriales y de consumo. No obstante, su adopción enfrenta múltiples retos relacionados a su almacenamiento y transporte y eficiencia, lo que lo hace indispensable comprender en detalle sus propiedades física y químicas (Molina & Roque Aguado, 2021).

2.1. Generalidades del hidrógeno

El descubrimiento del hidrógeno se remonta a 1766, cuando Henry Cavendish identificó un gas inflamable al experimentar con metales y ácidos. Posteriormente en 1783, Antoine Lavoisier acuñó el término “hidrógeno”, que en griego significa “formador de agua” (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

En términos de abundancia, el hidrógeno constituye alrededor del 75% de la masa visible del universo y cerca del 90% de los átomos existentes (Llorca, 2010). Sin embargo, la atmósfera terrestre es escasa en su forma molecular debido a su elevada difusividad; por ello suele

encontrarse combinado con otros elementos como oxígeno y carbono, formando compuestos como agua e hidrocarburos.

El hidrógeno es el elemento más simple de la tabla periódica, compuesto por un solo protón en su núcleo y un electrón en su órbita. Esta configuración lo hace altamente reactivos, razón por la cual sus átomos tienden a formar moléculas diatómicas para alcanzar estabilidad (U.S. Department of Energy, 2001).

Además, cuenta con tres isótopos: Protio, que representa el 99,9885% del hidrógeno natural; deuterio, presente en un 0,0115%; y tritio, el cual es inestable y prácticamente inexistente en la naturaleza (Molina & Roque Aguado, 2021). Esta simplicidad atómica, sumada a su bajo peso molecular (1,00794 uma), explica su capacidad para difundirse fácilmente incluso a través de materiales considerados herméticos.

2.2. Propiedades Físicas del hidrógeno

2.2.1. Densidad.

Al ser el elemento más ligero de la tabla periódica, presenta una densidad extremadamente baja tanto en estado líquido como gaseoso. Esta característica está directamente influenciada por las condiciones de presión y temperatura, factores decisivos para determinar la manera en que puede almacenarse y transportarse de forma eficiente (Molina & Roque Aguado, 2021).

Para comprender esta propiedad, suele emplearse el concepto de peso específico, definido como la relación entre la densidad de una sustancia y la de un material de referencia en condiciones estándar. En líquidos, la referencia del agua ($\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$). De este modo, un fluido con un peso específico superior a 1,0 será más denso que el agua, mientras que valores inferiores indican menor densidad. Bajo esta lógica, el hidrógeno líquido posee un peso específico de apenas 0,0708, lo que lo convierte en un fluido sumamente liviano en comparación con el agua. Para dimensionarlo,

un metro cúbico de agua contiene cerca de 111 kg de hidrógeno, mientras que el mismo volumen de hidrógeno líquido solo alcanza 71 kg. Esto se debe a que la estructura molecular del agua permite empaquetar una mayor cantidad de átomos de hidrógeno por unidad de volumen en relación con el hidrógeno en estado puro (Molina & Roque Aguado, 2021).

Algo similar ocurre con otros líquidos portadores de hidrógeno, como el metanol, que puede contener aproximadamente 100 kg de hidrógeno por metro cúbico, superando incluso al hidrógeno líquido en capacidad volumétrica.

2.2.2. Factor de compresibilidad.

Es un parámetro que permite medir qué tan cercano es el comportamiento de un gas real respecto a un gas ideal. Se define como la relación entre un volumen real ocupado por un gas en determinadas condiciones de presión y temperatura, y el volumen que ocuparía bajo las mismas condiciones si se comportara como un gas ideal. Dicho de otro modo, El factor de compresibilidad actúa como un factor de corrección que se incorpora en la ecuación de estado de los gases ideales, con el propósito de describir con mayor precisión el comportamiento de los gases reales (Molina & Roque Aguado, 2021).

Este parámetro resulta particularmente útil en el caso del hidrógeno, ya que permite estimar la cantidad de gas almacenada en un recipiente bajo diferentes condiciones operativas. Como puede observarse en la literatura, al aumentar progresivamente la presión, el volumen ocupado por el hidrógeno gaseoso se reduce de forma significativa, lo cual es fundamental para diseñar sistemas de almacenamiento y transporte más eficientes (Molina & Roque Aguado, 2021).

$$Z = (V_{real})/(V_{ideal}) \quad (1)$$

$$P \times V = Z \times n \times R \times T \quad (2)$$

2.2.3. Temperatura de cambio de fase

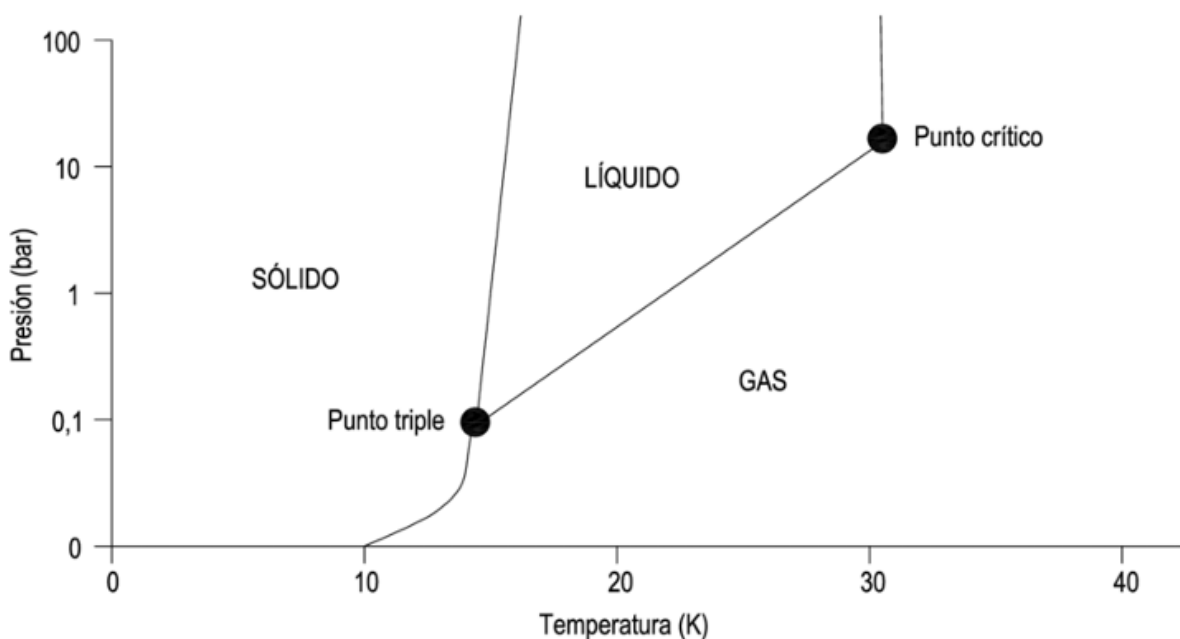
Cada sustancia posee valores característicos de fusión y ebullición a una presión determinada. En el caso del hidrógeno, a presión atmosférica permanece en estado líquido únicamente a temperaturas inferiores a 20 K (-423,7 °F), y se solidifica por debajo de 14 K (-434,5 °F). Su punto triple —es decir, la condición en la que coexisten simultáneamente las fases sólida, líquida y gaseosa— se localiza en 0,07 bar y 13,8 K (-434,8 °F) (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

La temperatura de ebullición constituye un parámetro crucial, pues define la temperatura mínima a la que un combustible debe enfriarse, bajo presión atmosférica, para mantenerse en estado líquido. En general, este valor aumenta con la presión hasta alcanzar el punto crítico, donde desaparece la distinción entre fase líquida y gaseosa. Para el hidrógeno, este punto crítico se ubica alrededor de 33,15 K (≈ -240 °C) y una presión crítica de 1,296 MPa ($\approx 12,8$ atm), por encima de lo cual ya no puede existir fase líquida separada (HyResponder, 2021).

Las fugas representan uno de los principales desafíos técnicos en su almacenamiento. Esto se debe a que las moléculas de hidrógeno son extremadamente pequeñas y pueden atravesar materiales que son impermeables a otros gases. Cuando ocurren fugas de hidrógeno líquido, el gas liberado se evapora con facilidad debido a su bajo punto de ebullición, y puede originar atmósferas explosivas al mezclarse con el aire. No obstante, gracias a la alta difusividad del hidrógeno, estas atmósferas tienden a dispersarse rápidamente, reduciendo el riesgo de acumulaciones peligrosas (U.S. Department of Energy, 2001).

Figura 1

Diagrama de fases del hidrógeno.



Nota. Adaptado MOLINA y ROQUE AGUADO, et al. Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. La Coruña: Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións, 2021. p.154. ISBN 978-84-9749-798-5.

2.3. Propiedades químicas del hidrógeno

2.3.1. Contenido energético.

Al analizar el hidrógeno como vector energético, es decir, como un combustible capaz de almacenar y transportar energía, se observa que posee propiedades sumamente atractivas, pero también ciertos desafíos frente a otros combustibles convencionales. Una de sus principales ventajas es que, al reaccionar con oxígeno, el único subproducto generado es agua, lo que lo convierte en un recurso limpio y altamente deseable en la transición hacia energías más sostenibles (Molina & Roque Aguado, 2021).

La energía liberada en dicha reacción se mide mediante dos parámetros; el poder calorífico superior (PCS) y el poder calorífico inferior (PCI). Ambos indican la cantidad de energía contenida en unidad de masa de hidrógeno, pero difieren en el tratamiento del vapor de agua formado. El PCS incluye la energía liberada por la combustión completa y la del vapor de agua al condensarse, mientras que el PCI asume que el vapor permanece en estado gaseoso y, por tanto, no incorpora la energía de condensación (Molina & Roque Aguado, 2021).

De acuerdo con la tabla 1, el hidrógeno presenta un PCI de 119,93 MJ/kg, valor que lo convierte en el combustible con mayor contenido energético gravimétrico, superando aproximadamente en 2,5 veces al metano y en más del doble a hidrocarburos como el propano (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

No obstante, al considerar la densidad energética volumétrica, el panorama cambia. Aunque su densidad gravimétrica es la más alta de todos los combustibles, el carácter extremadamente ligero del hidrógeno hace que su densidad volumétrica sea muy baja. Bajo condiciones estándar, la densidad energética volumétrica del hidrógeno gaseosos es casi cuatro veces menor que la del metano, lo que implica la necesidad de grandes volúmenes para obtener un aporte energético equivalente (Molina & Roque Aguado, 2021). Esta condición se traduce en una limitante práctica: el almacenamiento y transporte de hidrógeno requiere contenedores de gran tamaño y peso, lo cual encarece y complica su manipulación frente a los combustibles fósiles tradicionales.

Tabla 1

Contenido energético de varios combustibles a 1 atm y 25 °C.

Combustible	PCS (MJ/kg)	PCI (MJ/kg)
Hidrógeno	141,86	119,93
Metano	55,53	50,02
Propano	50,36	45,60
Gasolina	47,50	44,50
Diésel	44,80	42,50
Metanol	19,96	18,05

Nota. Elaboración propia con base a MOLINA y ROQUE AGUADO, et al. Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. La Coruña: Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións, 2021. p.154. ISBN 978-84-9749-798-5.

2.3.2. Punto de inflamación o flashpoint.

Corresponder a la temperatura mínima a la que un líquido inflamable libera suficiente vapor para generar una mezcla capaz de encenderse al entrar en contacto con el aire. En términos generales, este valor siempre se encuentra por debajo del punto de ebullición del combustible, constituyendo una medida crítica de seguridad en el manejo y almacenamiento de sustancias energéticas (Molina & Roque Aguado, 2021).

Para los combustibles líquidos bajo condiciones atmosféricas, el flashpoint representa el límite inferior de inflamabilidad. Sin embargo, en el caso de los combustibles gaseosos, este parámetro resulta prácticamente irrelevante, ya que sus valores se sitúan muy por debajo de la

temperatura ambiente, lo que los hace inflamables en un rango amplio de condiciones (Molina & Roque Aguado, 2021).

Tal como se observa en la Tabla 2, el hidrógeno presenta un punto de inflamación extremadamente bajo (-253 °C), seguido por el metano (-188 °C) y el propano (-104 °C). En contraste, combustibles líquidos convencionales como la gasolina (-43 °C) o el metanol (11 °C) muestran valores significativamente más altos. Esto confirma la alta facilidad de ignición del hidrógeno, lo que refuerza la necesidad de medidas estrictas de seguridad en su manipulación, transporte y almacenamiento.

Tabla 2

Punto de inflamación de combustibles.

Combustible	Punto de inflamación
Hidrógeno	-253 °C
Metano	-188 °C
Propano	-104 °C
Gasolina	-43 °C
Metanol	11 °C

Nota. Elaboración propia con base a MOLINA y ROQUE AGUADO, et al. Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. La Coruña: Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións, 2021. p.154. ISBN 978-84-9749-798-5.

2.3.3. Rango de inflamabilidad

El rango de inflamabilidad de un gas o vapor corresponde a los límites de concentración en el aire dentro de los cuales una mezcla puede encenderse y sostener la combustión. Se define a través de dos parámetros:

- Límite inferior de inflamabilidad (LII): es la concentración mínima del gas en el aire necesaria para que la llama pueda propagarse al entrar en contacto con una fuente de ignición. Por debajo de este umbral, la mezcla se considera demasiado pobre en combustible.
- Límite superior de inflamabilidad (LSI): es la concentración máxima de gas en el aire que permite la propagación de la llama. Por encima de este valor, la mezcla es demasiado rica en combustible para arder (Molina & Roque Aguado, 2021).

En el caso del hidrógeno, su rango de inflamabilidad es particularmente amplio, lo que lo convierte en un combustible altamente sensible. En condiciones atmosféricas, el hidrógeno es inflamable en un rango de 4% a 75% de concentración en aire, y puede ser explosivo en concentraciones que oscilan entre 15% y 59%. Esto significa que, dependiendo de la proporción con oxígeno, la combustión puede variar de un incendio controlado a una explosión violenta (U.S. Department of Energy, 2001).

Los sistemas de pila de combustible y los motores de combustión interna suelen operar con mezclas pobres de hidrógeno y oxígeno. Este diseño garantiza el consumo total del hidrógeno disponible y evita que queden remanentes inflamables. Sin embargo, un aspecto clave es que el hidrógeno solo se vuelve inflamable cuando existe oxígeno presente. De ahí que el gas, en contenedores cerrados y libres de oxígeno, no represente riesgo de ignición.

El peligro aumenta en situaciones de fuga, ya que, en las zonas periféricas, donde el hidrógeno se mezcla con el aire, pueden generarse mezclas inflamables. Si además estas fugas ocurren en espacios confinados, el riesgo se intensifica: una combustión contenida puede dar lugar a una explosión, ya que el rápido aumento de presión y temperatura puede destruir violentamente el recipiente. Por ello, liberar hidrógeno en un ambiente cerrado es mucho más peligroso que en

espacios abiertos, donde su alta difusividad permite dispersar la mezcla rápidamente (Molina & Roque Aguado, 2021).

2.3.4. Energía de ignición

Se define como la cantidad mínima de energía externa que requiere una mezcla de combustible para iniciar la combustión. Esta energía debe aplicarse durante un tiempo suficiente para que el combustible alcance su temperatura de ignición. Entre las fuentes de ignición más frecuentes se encuentran las chispas eléctricas y las llamas abiertas (U.S. Department of Energy, 2001).

En caso del hidrógeno, aunque su temperatura de autoignición es superior a la de hidrocarburos como el propano o la gasolina, su energía de ignición es significativamente más baja. Esto significa que necesita muy poca energía para iniciar la combustión, lo que lo convierte en un gas más fácil de encender en comparación con los combustibles fósiles tradicionales (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

2.3.5. Temperatura de autoignición.

Es la temperatura mínima, bajo condiciones atmosféricas, a la cual una sustancia puede arder de manera espontánea en contacto con el aire, sin requerir una fuente externa de ignición como chispas o llamas.

En caso del hidrógeno, este calor se sitúa en torno a los 585 °C (1085 °F), lo que lo convierte en un gas con una autoignición relativamente elevada. Eso implica que una mezcla hidrógeno-aire no se encenderá fácilmente sin una fuente de ignición externa, a diferencia de combustibles como la gasolina 385 °C) o el metanol (230–480 °C) que presentan umbrales mucho menores (Molina & Roque Aguado, 2021).

Sin embargo, pese a este valor elevado, la baja energía mínima de ignición del hidrógeno hace que siga siendo altamente susceptible a incendiarse si existe la chispa adecuada en condiciones de mezcla inflamable. Por lo tanto, el almacenamiento y manipulación de hidrógeno requieren medidas de seguridad muy estrictas para evitar accidentes.

Tabla 3

Temperatura de autoignición de combustibles.

Combustible	Temperatura de autoignición
Hidrógeno	585 °C
Metano	540 °C
Propano	490 °C
Gasolina	385 °C
Metanol	230-480 °C

Nota. Elaboración propia con base a MOLINA y ROQUE AGUADO, et al. Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. La Coruña: Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións, 2021. p.154. ISBN 978-84-9749-798-5.

2.3.6. Toxicidad

El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido, lo que hace que sus fugas sean prácticamente imperceptibles sin la ayuda de sensores especializados. A diferencia de muchos combustibles fósiles, no es tóxico ni contaminante; sin embargo, sus características fisicoquímicas implican la necesidad de medidas de seguridad particulares debido a su alta reactividad (Molina & Roque Aguado, 2021).

Aunque el hidrógeno no provoca efectos tóxicos directos sobre la salud humana, puede generar riesgos de asfixia en espacios cerrados, que desplaza el oxígeno presente en el aire. En

contraste, en espacios abiertos, este riesgo disminuye considerablemente gracias a la elevada difusividad de sus moléculas, lo que facilita su rápida dispersión y reduce la probabilidad de acumulaciones peligrosas (U.S. Department of Energy, 2001).

Por ello, el uso de hidrógeno exige garantizar una ventilación adecuada en áreas de almacenamiento y operación, junto con sistemas de detección temprana de fugas, con el fin de salvaguardar la seguridad de los trabajadores y de las instalaciones.

3. Fundamentos del transporte y almacenamiento de hidrógeno

4. El Hidrógeno Verde como Vector Energético

El hidrógeno verde (producido por electrólisis del agua usando energía renovable) se considera un vector energético limpio clave para descarbonización. (Banco Mundial, 2023, párr. 2; Foro Económico Mundial, 2024, párr. 1). Actualmente la mayor parte del hidrógeno mundial proviene de combustibles fósiles (reforma de gas o carbón), generando emisiones comprobables al 3% de las emisiones globales de CO₂. (Banco Mundial, 2023, párr. 5). En 2023 la producción total fue de 97 (Mt/año), de las cuales menos del 1% fue de bajas emisiones (verde o azul) (IEA, 2024, párr. 2). Para lograr objetivos climáticos y cerrar brechas de emisiones, se proyecta que la demanda global de hidrógeno deba multiplicarse por cinco hacia 2050, lo que implicaría aumentar por más de 75 veces la capacidad de electrolizadores de hidrógeno verde en 2030. La IEA reporta que la capacidad instalada global de electrólisis alcanzó 1,4 (GW) a finales de 2023, con China liderando los proyectos anunciados, y podría crecer a casi 520 (GW) para 2030. (Banco Mundial, 2023, párr. 9).

El hidrógeno bajo en carbono es considerado un elemento transformador por su potencial para revolucionar sectores difíciles de electrificar. (Foro Económico Mundial, 2024, párr. 2; Banco Mundial, 2023, párr. 7). Por ejemplo, permite la fabricación limpia de productos industriales básicos y la descarbonización de transportes pesados como el marítimo y la aviación (Banco Mundial, 2023, párr. 7). En el transporte terrestre, los vehículos con pila de combustible de hidrógeno ofrecen emisiones nulas (solo vapor de agua), mejorando la calidad del aire urbano y reduciendo la huella de carbono respecto a combustibles fósiles (Foro Económico Mundial, 2024, párr. 3; Banco Mundial, 2023, párr. 8).

En síntesis, el hidrógeno verde funciona como un “vector energético versátil y limpio” que amplía las opciones de uso de las renovables más allá de la electricidad (Foro Económico Mundial, 2024, párr. 1; Banco Mundial, 2023, párr. 2). Sin embargo, producirlo aún es más costoso: la IEA estima que hoy la producción renovable es entre 1,5 y 6 veces más cara que el hidrógeno fósil sin captura (IEA, 2024, párr. 4), aunque este sobrecosto solo añade unos pocos puntos porcentuales al precio final de productos derivados (IEA, 2024, párr. 5).

En conjunto, la transformación hacia hidrógeno verde exige escalar enormemente la capacidad de electrólisis y el despliegue de energías renovables para cubrir la creciente demanda, manteniendo objetivos de sostenibilidad global (Banco Mundial, 2023, párr. 10; IEA, 2024, párr. 6).

4.1. Retos en el Almacenamiento y Transporte de Hidrógeno.

El hidrógeno presenta desafíos singulares. Su densidad energética volumétrica es muy baja; a temperatura ambiente tiene 12 (MJ/m³), por lo que debe comprimirse a altas presiones (200-700 bar) o licuarse para aumentar su densidad aparente. Incluso comprimido a 700 (bar), el hidrógeno almacena menos energía por litro que un combustible líquido como la gasolina. Esta baja densidad

volumétrica obliga a contenedores muy resistentes y voluminosos para el transporte, lo que implica mayor peso y costo en los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, los tanques de gas comprimido son estructuras compuestas (revestimiento de polímero interior y fibra de carbono exterior), pero el hidrógeno tiene una permeabilidad muy superior al metano a través de estos materiales. Dichas fugas no solo suponen pérdida de presión gradual, sino que pueden dañar y debilitar el tanque con el tiempo. En resumen, maximizar la densidad del hidrógeno almacenado sigue siendo un reto técnico central.

La seguridad y manejo del hidrógeno también requieren especial atención. El hidrógeno es no tóxico y, al ser mucho más ligero que el aire, se dispersa rápidamente en caso de fuga, lo cual puede reducir riesgos locales. Sin embargo, es altamente inflamable en un amplio rango de mezclas (4-75% en aire) y tiene menor energía de ignición que gasolina o gas natural. Esto significa que puede encenderse más fácilmente por lo que requiere estrictas medidas de ventilación, monitoreo de fugas y detectores especiales. Además, el hidrógeno puede ocasionar fragilización por hidrógeno en metales comúnmente usados en tanques o tuberías, degradando la resistencia mecánica. Por ello, el diseño de sistemas de hidrógeno debe usar materiales compatibles y procedimientos específicos de pruebas y capacitación en seguridad. Con las debidas precauciones (sistemas de contención, ventilación y detección), la experiencia acumulada hasta ahora muestra que el hidrógeno puede manejarse con niveles de seguridad comparables a los combustibles convencionales.

El despliegue de infraestructura para hidrógeno es otro desafío fundamental. Hasta la fecha existe una red muy limitada de gasoductos de hidrógeno y estaciones de abastecimiento. La IEA estima que se han anunciado proyectos que sumarían casi 40.000 (Km) de tuberías para 2035, pero solo 2% de esa longitud cuenta con decisión final de inversión. El desarrollo de esta infraestructura

es intensivo en capital y requiere largos plazos de planificación. Los gasoductos son en general la forma más costo-eficiente de transportar grandes volúmenes de hidrógeno, pero para largas distancias el transporte marítimo puede ser más barato. Esto último exige construir nuevas terminales de regasificación o barcos-tanque especializados para hidrógeno líquido o amoniaco. Según proyecciones actuales, podrían materializarse más de 100 nuevas terminales portuarias y de exportación de hidrógeno/ amoniaco hacia 2030. Además, el almacenamiento a gran escala es insuficiente: se proyectan solo 10 (TWh) de capacidad hasta 2035 contra los 230(TWh) que el escenario net Zero requeriría. En resumen, la falta de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución es un cuello de botella que incrementa enormemente los costos iniciales del hidrógeno. Esto, sumado al hecho de que la producción renovable es aún más cara que la fósil, hace que la economía del hidrógeno dependa de políticas de apoyo y economías de escala para hacerse competitiva.

4.2.Principales Tecnologías Actuales.

Para el transporte y almacenamiento de hidrógeno se emplean varias tecnologías maduras o emergentes:

4.2.1. Gas comprimido

“El método más común es almacenar hidrógeno en tanques a alta presión (usualmente 350-700 bar). Esto permite transportar hidrógeno gaseoso en camiones tubo o cilindros” (Fernández-Bolaños Badía, 2005, p. 128). La ventaja es que “la tecnología está bien establecidas y no requiere refrigeración. Sin embargo, los tanques deben resistir presiones extremas, por lo que son caros y pesados (composites de fibra de carbono)” (Fernández-Bolaños Badia, 2005, p. 128). Además, como ya se mencionó, “el hidrógeno tiende a filtrarse a través del revestimiento interior, por lo que hay una pérdida gradual de gas y posible daño estructural” (Fernández-Bolaños Badia, 2005,

p. 129). “El hidrógeno comprimido se emplea por ejemplo en vehículos de pila de combustible (con cisternas de 700 bar) y en redes de distribución de corto alcance, pero su densidad de almacenamiento volumétrica limitada obliga a reducir autonomía o aumentar frecuencias de repostaje en aplicaciones móviles” (Fernández-Bolaños Badia, 2005, p. 129).

En Colombia, el transporte por carretera mediante tube trailers resulta viable para distancias cortas y medianas (hasta 300 km) y volúmenes de hasta 4.000 t/año. Un estudio reciente estima que los costos logísticos para distancias de 100-300 km oscilan entre 1,0 y 2,0 USD/kg de H₂, dependiendo del tamaño del camión y la escala del proyecto (Erazo-Cifuentes et al., 2022). La alternativa de gasoductos dedicados es más competitiva para volúmenes grandes (≥ 100.000 t/año), pudiendo reducir los costos de transporte por debajo de 0,1 USD/kg a distancias menores de 500 km, pero requiere inversiones iniciales elevadas y planificación a largo plazo (IEA, 2023).

Desde un punto de vista crítico, el hidrógeno comprimido se posiciona como la mejor opción para proyectos piloto y primeras fases de la economía del hidrógeno en Colombia, donde los volúmenes aún son limitados y la infraestructura puede desarrollarse gradualmente. No obstante, para una economía de gran escala, depender exclusivamente de este método sería ineficiente, debido a los altos costos por kg y a la baja densidad volumétrica comparada con otras opciones.

4.2.2. Hidrógeno líquido

Para transportar grandes cantidades a largas distancias, “el hidrógeno se licua enfriándolo a -253°C ” (U.S. Department of Energy, 2023, párr. 1). La licuefacción es un proceso intensivo en energía: consume más del 30% del contenido energético del hidrógeno (U.S. Department of Energy, 2023, párr. 2) y requiere tanques criogénicos altamente aislados.

Como ventaja, “el hidrógeno líquido tiene una densidad energética más alta que el gas comprimido: aproximadamente $70(Kg/m^3)$ en comparación $0,08(Kg/m^3)$ a presión atmosférica” (U.S. Department of Energy, 2023, párr. 3), ya que un camión cisterna criogénico puede llevar mucho más hidrógeno que uno de gas comprimido.

Un reto adicional es la evaporación o boil-off: parte del hidrógeno líquido se evapora constantemente debido al calor infiltrado, especialmente en cargas pequeñas (U.S. Department of Energy, 2023, párr. 4). En Colombia, esta opción enfrenta desafíos adicionales: no existen plantas de licuefacción ni terminales criogénicas para hidrógeno, por lo que la implementación implicaría altos costos de capital. Aun así, en escenarios de exportación a media distancia —por ejemplo, Cartagena–Europa (~ 4.500 NM)— se ha estimado que el LH_2 podría ofrecer el menor costo total de entrega, si se logra infraestructura a gran escala (Burdack et al., 2023).

Críticamente, el hidrógeno líquido se considera hoy una opción de mediano plazo para el país: atractiva para exportación masiva cuando haya mercados asegurados, pero menos adecuada para uso local o proyectos piloto debido a su complejidad tecnológica y alto costo de licuefacción.

4.2.3. Hidruros metálicos

Estos materiales sólidos (aleaciones de metales como Mg, Ti, La) “absorben hidrógeno en su estructura cristalina, formando hidruros estables a moderada presión y temperatura” (Université Sorbonne Paris Nord, 2020, p. 7). ofreciendo una densidad volumétrica muy alta (hasta 14-15 MJ/L en algunos compuestos) y una gran seguridad operativa, ya que no requieren presiones extremas ni criogenia (Larpruenrudee et al., 2025). Sin embargo, su baja fracción gravimétrica (1-8 % en peso) implica transportar grandes masas de material para almacenar cantidades relativamente pequeñas de hidrógeno.

La desorción de H₂ suele requerir temperaturas de 300-500 °C, lo que obliga a integrar sistemas de calentamiento adicionales. En Colombia, no existen proyectos industriales de hidruros metálicos; su uso es más factible en aplicaciones estacionarias de pequeña escala, como almacenamiento en plantas piloto o respaldo en micro redes renovables.

Desde una perspectiva crítica, esta tecnología tiene alto potencial a futuro, pero su estado actual de madurez y los costos de material la hacen poco competitiva para transporte masivo o exportación en el corto plazo.

4.2.4. Líquidos orgánicos de hidrógeno

El transporte de hidrógeno a gran escala es uno de los principales desafíos técnicos en el desarrollo de una economía del hidrógeno verde. Frente a las limitaciones de las tecnologías convencionales, los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno surgen como una opción atractiva y viable. Estos compuestos permiten almacenar hidrógeno en forma líquida de manera segura, facilitando su transporte utilizando infraestructuras similares a las de los combustibles fósiles.

Tal como explica Xarxa H2CAT (s.f), “los líquidos orgánicos permiten el transporte y uso del hidrógeno a larga distancia donde los otros sistemas no son lo suficiente competitivos “(párr.1). Esta afirmación pone en evidencia una de las grandes ventajas de esta tecnología: su capacidad para superar barreras logísticas que hasta ahora han limitado el uso extensivo del hidrógeno.

El proceso consiste, principalmente, en dos etapas. Primero, se genera el hidrógeno, idealmente mediante electrólisis alimentada por fuentes renovables. Luego, este hidrógeno es incorporado a un líquido orgánico, por ejemplo, el tolueno mediante una reacción de hidrogenación, dando lugar a un compuesto saturado como el metilciclohexano. Como señala la misma fuente, “para cargar o hidrogenar se requieren típicamente dos etapas: la generación de hidrógeno, preferentemente a partir de electrólisis, y la posterior hidrogenación de un líquido para

formar un compuesto hidrogenado con una degradación parcial de energía en forma de calor” (Xarxa H2CAT, s.f., párr.1).

Este enfoque no solo mejora la seguridad y facilidad de transporte, sino que también permite reutilizar el portador líquido tras liberar el hidrógeno, generando un sistema más eficiente y circular. Aunque, el desafío principal es que las etapas de hidrogenación y deshidrogenación consumen energía particularmente la deshidrogenación, que es endotérmica y requieren catalizadores costosos (Ru, Pd, Pt) (Cabrera et al., 2024). Además, el portador debe regenerarse después de cada ciclo y puede degradarse, lo que añade costos operativos.

En Colombia, los LOHC podrían ser una opción atractiva para transporte terrestre de hidrógeno desde regiones productoras (La Guajira, Cesar) hasta centros de consumo o puertos en distancias de 100-500 km, especialmente en fases iniciales en las que no se justifique construir gasoductos. A nivel crítico, su adopción dependerá de la disponibilidad de catalizadores, de la integración térmica para reducir pérdidas de eficiencia y de estudios piloto que validen su competitividad frente al amoníaco.

4.2.5. Amoníaco

El amoníaco se perfila como una opción estratégica, gracias a sus características físicas que lo hacen más fácil de manejar en comparación con el hidrógeno puro. Mientras que licuar hidrógeno requiere temperaturas extremadamente bajas hasta -252°C , el amoníaco puede ser licuado a -33°C , lo cual implica un ahorro energético considerable.

Su principal desventaja es que requiere un proceso de cracking para liberar hidrógeno de alta pureza, lo que consume energía y aumenta el costo final. Sin embargo, para exportaciones a gran escala (>10.000 t/año) hacia mercados europeos o asiáticos, el amoníaco suele ofrecer el costo

de entrega más competitivo, estimado en $\approx 2-3$ USD/kg de H_2 para 2030 (Hydrogen Council, 2021).

En el contexto colombiano, el amoníaco es actualmente la opción más madura para grandes proyectos de exportación, pues permite aprovechar infraestructura existente y lograr economías de escala. Su riesgo principal es la toxicidad y el manejo seguro, que exige marcos regulatorios estrictos.

Tabla 4

Comparación de tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno según condiciones operativas, densidad energética y limitaciones.

Tecnología	Condiciones(bar -°C)	Densidad energética (MJ/L)	Ventajas	Limitaciones
Gas comprimido	200-700 bar, 25°C	1.3-5.6	Tecnología madura; adecuada para aplicaciones móviles. Mayor densidad que el gas comprimido; viable para exportación a gran escala.	Baja densidad volumétrica; tanques pesados y costosos. Alto consumo energético (30-35% PCI) y pérdidas por evaporación.
H_2 líquido	-253 °C	8.5	Alta densidad volumétrica; mayor seguridad en almacenamiento estacionarios	Peso elevado, cinética lenta; costos altos.
Hidruros metálicos	1-30 bar. 20-400 °C	5-8	Alta densidad volumétrica; infraestructura portuaria y logística ya existente	Toxicidad; requiere proceso de craqueo para liberar H_2
Amoníaco (NH_3)	10 bar. -33 °C	12.7	Compatible con la infraestructura actual de hidrocarburos; reutilizable y seguro	Consumo energético en hidrogenación/deshidrogenación; degradación de catalizadores.
LOHC	10-50 bar, 100-300 °C	5-6		

Nota. Adaptado de DOE (2023), IEA (2024), Kumar et al. (2024).

5. Tecnología de los líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno

6. Principios de Funcionamiento de los LOHC

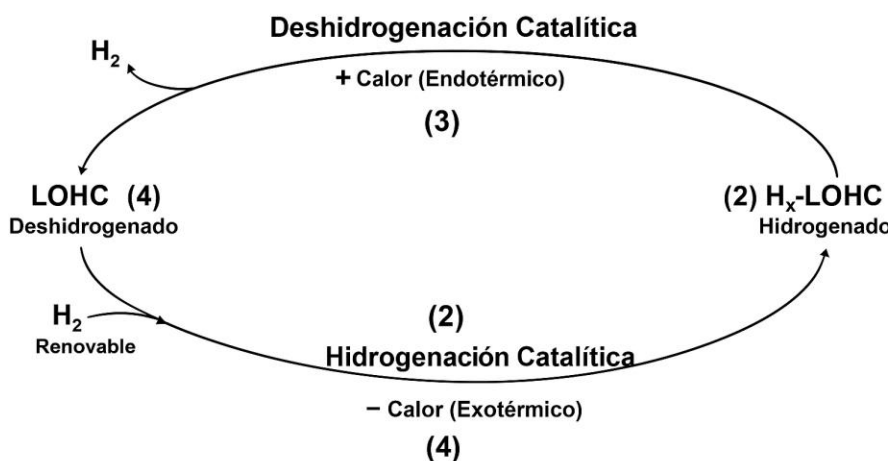
Los LOHC son compuestos orgánicos líquidos que pueden absorber, almacenar y liberar hidrógeno mediante reacciones químicas reversibles de hidrogenación y deshidrogenación (Aakko Saksa et al., 2018). En la terminología técnica, se le conoce como “baterías de hidrógeno líquidas” porque el portador en su forma base (sin hidrógeno), se somete a hidrogenación catalítica con H_2 , produciendo su forma hidrogenada (H_n). Este portador de hidrógeno se traslada al sitio de consumo, donde mediante la reacción inversa (deshidrogenación) libera (H_2) y regenera el portador original (H_0) (Clean Air Task Force, 2022). Por ejemplo, el tolueno (forma H_0) se hidrogena a metilciclohexano (forma H_{18}) para el transporte, y luego el metilciclohexano se deshidrogena liberando hidrógeno y recuperando el tolueno inicial (Clean Air Task Force, 2022). De este modo, el ciclo LOHC consiste en etapas de hidrogenación, transporte, deshidrogenación y retorno del portador, permitiendo el transporte seguro de (H_2) en forma química (Aakko Saksa et al., 2018).

Un análisis termodinámico básico del ciclo LOHC revela que la eficiencia energética del almacenamiento depende crucialmente del manejo de ese calor de reacción. Si el calor exotérmico de la hidrogenación se desaprovecha (p.ej. disipándose al ambiente), entonces la etapa de deshidrogenación necesitará un aporte externo equivalente, reduciendo el rendimiento global. Estudios comparativos indican que, sin reciclaje de calor, la eficiencia global del ciclo LOHC ronda apenas un ~69%, mientras que aprovechando el calor de hidrogenación (recirculándolo para la etapa endotérmica) la eficiencia puede subir a ~88% (Wang et al., 2022). En otras palabras, casi un 20–30% de la energía se pierde como calor no recuperado si no se integra térmicamente el

proceso. Esta eficiencia energética del ciclo LOHC, aun en el mejor caso (~89%), suele ser inferior a la del almacenamiento de H_2 por compresión a alta presión (Niermann et al., 2019). Sin embargo, teóricamente el ciclo LOHC puede acercarse a un rendimiento casi adiabático: “la eficiencia de ciclo cerrado para almacenar hidrógeno asciende a ~98% si es posible recuperar el calor de reacción exotérmica” (Jorschick et al., 2017). Este valor representa el límite máximo termodinámico aprovechando totalmente el calor liberado durante la carga. En la práctica, habrá penalizaciones y pérdidas de calor que reducen algo el rendimiento real (Jorschick et al., 2017), pero mediante diseño ingenieril (intercambiadores de calor, reactores integrados, etc.) se busca acercarse a esa eficiencia ideal.

Figura 2

Ilustración esquemática del concepto LOHC.



Nota. Adaptada con base a AAKKO-SAKSA, Päivi T., et al. Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion. En: Journal of Power Sources. 2018, vol. 396, pp. 803-823.

Las reacciones de deshidrogenación se llevan a cabo típicamente con catalizadores metálicos en condiciones moderadas. La hidrogenación de compuestos aromáticos (por ejemplo, tolueno a metilciclohexano) se cataliza frecuentemente con metales de transición como Ru o Ni, operando a temperaturas de (100 - 250 °C) y presiones de (10 – 50 bar) (Aakko Saksa et al., 2018). Este proceso es exotérmico, por lo que puede requerir disipar calor adicional. En contraste la deshidrogenación (por ejemplo, metilciclohexano → tolueno + H_2) es endotérmica y se cataliza típicamente con platino o paladio a temperaturas mayores (100 - 400 °C) y presiones usualmente inferiores a (10 bar) (Aakko Saksa et al., 2018). La optimización de estos catalizadores y condiciones es fundamental para la viabilidad técnica de los sistemas LOHC.

6.1. Catalizadores comunes en procesos de LOHC

En los últimos años, los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC) se han convertido en una alternativa prometedora para el almacenamiento seguro y eficiente de hidrógeno. Sin embargo, la viabilidad de estos sistemas depende en gran medida del desempeño de los catalizadores utilizados en las reacciones de hidrogenación y deshidrogenación.

La mayoría de los catalizadores empleados en esta tecnología han sido diseñados para cumplir una sola función: o bien catalizan la incorporación de hidrógeno (hidrogenación), o bien promueven su liberación (deshidrogenación), pero no ambas. Como explican Zhang et al. (2023), “la mayoría de los catalizadores relevantes se han utilizado con una única función, lo que significa que pueden funcionar tanto en la hidrogenación como en la deshidrogenación, pero no en ambas” (p. 6).

Entre los materiales catalíticos más eficaces se encuentran aquellos basados en metales nobles, tales como rutenio (Ru), paladio (Pd), platino (Pt) y rodio (Rh), que han demostrado un

excelente desempeño en ambos procesos. En palabras de los autores: “los catalizadores con metales nobles, como Ru, Pd, Pt y Rh, mostraban un excelente rendimiento en la hidrogenación y deshidrogenación de LOHC” (Zhang et al., 2023, p. 6).

Ahora bien, no solo el tipo de metal influye en la actividad catalítica, sino también el soporte sobre el cual está depositado. La estructura y naturaleza del material soporte puede mejorar significativamente la eficiencia del catalizador. Así lo subrayan los investigadores: “la selección de un portador de catalizador adecuado para cargar los componentes metálicos activos puede mejorar aún más el rendimiento catalítico del catalizador” (Zhang et al., 2023, p. 6).

6.1.1. Catalizadores de hidrogenación de LOHC

6.1.1.1 Catalizadores de hidrogenación monometálicos

Este enfoque moderno se ha construido sobre una base sólida desarrollada durante décadas. De hecho, los primeros LOHC investigados fueron compuestos bien conocidos en la industria petroquímica, como el benceno, el tolueno y el naftaleno. Estos materiales no solo eran fáciles de conseguir, sino que sus derivados hidrogenados ya tenían aplicaciones industriales de gran valor.

Como destacan Zhang et al. (2023), “los materiales portadores de hidrógeno orgánico líquido desarrollados tempranamente, por ejemplo, benceno, tolueno y naftaleno, son materias primas básicas e importantes en la industria petroquímica, cuyos productos tras la hidrogenación son ampliamente utilizados y de alto valor industrial” (p. 6).

La tecnología para hidrogenar estos compuestos es considerada madura y ha sido optimizada durante décadas. Por ello, existe una amplia experiencia en el diseño y evaluación de los catalizadores asociados a estas reacciones. En este contexto, los metales del Grupo VIII de la

tabla periódica han sido fundamentales, siendo los más comunes el níquel (Ni), el platino (Pt), el paladio (Pd) y el rutenio (Ru).

En palabras de los autores: “la hidrogenación de benceno, tolueno y naftaleno se ha llevado a cabo con una tecnología madura, y los catalizadores correspondientes se han estudiado ampliamente”; además, “la mayoría de los metales activos en sus catalizadores de hidrogenación proceden del Grupo VIII” (Zhang et al., 2023, p. 6).

Este conocimiento técnico acumulado en la industria petroquímica ha sido clave para avanzar en el diseño de sistemas LOHC más modernos, permitiendo adaptar tecnologías ya conocidas para enfrentar los retos actuales del almacenamiento de hidrógeno.

Tabla 5

Rendimiento catalítico de hidrogenación de algunos catalizadores para LOHCs.

LOHCs	Catalizadores	T (°C)	P(H ₂) (MPa)	Tiempo (h)	Conv ^a (%)	Rendimiento(b) (%)	TOF (h ⁻¹)
BEN	Ru/SBA-15	20	1	-	100	100	85.3
BEN	Ru/MOF	60	6	1.5	100	100	3200
BEN	4,2 wt% Ru/C-sílice	110	8	0.53	100	99.8	37.700
BEN	Ru (0)-Zeolita-Y	22	0.28	1	100	100	1040
BEN	Ru/CNTs	80	4	0.5	100	99.97	6983
BEN	Pd/SiO (2) (co-SEA)	150	7	6	84.1	84.1	-
TOL	Nanoflujos de Ni	140	5	0.5	100	100	-
TOL	Pd/SiO (2) (co-SEA)	150	7	6	85.4	85.4	-
TOL	(MP)/CeO ₂ -A-400	100	0.5	3	90.8	90.8	-
NAP	Pt/WO ₃ -500	70	3	1	100	100	-
NAP	Pd/HY-9,5	200	4	1	100	73.15	-
TEN	1 % en peso Ni/Al (2) O ₃ -YH ₃	150	10	5	-	95	-

DBT	Ni70/AlSiO-1/1	150	7	1.5	100	100	-
DBT	0,3 wt% Pt/Al (2) O3	270	3	1.42	-	100	-
DBT	5 wt% Pd/Al (2) O3	260	3	6	-	100	-
NEC	Ru/pg-BC	130	6	1.17	100	99.41	-
NEC	Raney-Ni	180	5	1.3	-	86.2	-
NEC	Ni70/AlSiO-1/1	150	7	1.5	100	100	-
NEC	1,3 wt% Ru/YH3	130	7	2.5	100	100	-
NEC	5 wt% Ru/TiO2	130	7	-	-	95	-
NEC	Ru negro	130	7	-	-	85	-
NEC	1,5 % en peso Ru-Ni1Al2- LDO	150	8	1	100	100	-
NEC	1wt%Ni/Al (2) O3- YH3	180	10	1.5	100	100	-
NEC	5 % en peso Ru/LDH- 3,9CNT	120	6	0.4	100	98.31	-
NEC	Ru/P25	150	7	24	100	32.4	-
NEC	Ru/anatasa	150	7	24	100	95.7	-
NEC	Ru/Ni-Fe LDH	150	6	1.33	-	98.88	-
NEC	5 wt% Ru/Al (2) O3	150	7	0.5	-	100	-
NEC	Ni70/AlSiO-1/1	150		7	1	100	100

Nota. Adaptado de “*Heterogeneous Catalysts in N-Heterocycles and Aromatics as Liquid Organic*

Hydrogen Carriers (LOHCs): History, Present Status and Future”, por J. Zhang, F. Yang, B.

Wang, D. Li, M. Wei, T. Fang y Z. Zhang, 2023, *Materials*, 16(10), Artículo 3735.

<https://doi.org/10.3390/ma16103735>. Licencia CC BY 4.0.

6.1.1.2 Catalizadores bimetálicos de hidrogenación

En la búsqueda de soluciones más eficientes y económicas para el almacenamiento de hidrógeno mediante LOHC, el desarrollo de catalizadores de hidrogenación con alto rendimiento y bajo costo ha sido una prioridad constante en la investigación. Un enfoque que ha demostrado

ser particularmente prometedor es el uso de catalizadores bimetalicos, que combinan dos metales para mejorar la actividad, selectividad y estabilidad del material catalítico.

Esta estrategia consiste en dopar un segundo metal sobre un catalizador originalmente mono metálico, lo que permite modificar la estructura electrónica y las propiedades superficiales del catalizador, optimizando así su rendimiento. Como explican Zhang et al. (2023), “el dopaje de un segundo componente metálico en catalizadores monometálicos, es decir, un catalizador bimetalico, es una estrategia prometedor” (p. 7).

Durante años, se han diseñado numerosos catalizadores bimetalicos para la hidrogenación de compuestos aromáticos como el benceno, el tolueno y el naftaleno, con resultados alentadores. Sin embargo, con la introducción de compuestos N-heterocíclicos como el NEC (carbazol sustituido con grupos N) los cuales presentan una alta densidad de almacenamiento de hidrógeno y condiciones suaves de deshidrogenación la atención de la comunidad científica se ha desplazado gradualmente hacia este tipo de moléculas.

En palabras de los autores: “cuando se dispuso de compuestos N-heterocíclicos, como el NEC, con una alta densidad de almacenamiento de hidrógeno y condiciones de deshidrogenación suaves, la investigación sobre catalizadores bimetalicos de hidrogenación de LOHC se centró gradualmente en el sistema de compuestos N-heterocíclicos” (Zhang et al., 2023, p. 7).

Tabla 6

Rendimiento de hidrogenación de los catalizadores bimetalicos típicos de LOHC.

LOHCs	Catalizadores	T (°C)	P (MPa)	Tiempo (h)	Conv ^a (%)	Rendimiento(b) (%)
BEN	Pd-Ni/SiO ₂ (2) (co-SEA)	150	7	6	99.9	99.9
BEN	Pd-Pt/SiO ₂ (2) (co-SEA)	150	7	6	90.8	90.8

BEN	0,024 % en peso Ru- 1,00 % en peso Ni/C	60	4.83	2	100	100
BEN	Ru _{0,56} Ni _{0,44} /C	60	5.3	0.5	-	99.8
BEN	1 wt% Ru ₂ Pt ₁ MIL- 101	60	1	6	100	100
TOL	Pd-Ni/SiO ₂ (2) (co- SEA)	150	7	6	99.9	99.9
TOL	Pd-Pt/SiO ₂ (2) (co- SEA)	150	7	6	91.4	91.4
TOL	6 wt% Pt ₁ Pd ₁ /HBEA	150	7-12	2	100	100
TOL	Pt-Rh/MWNTs	20	1	3	100	100
NAP	Ru/Ni/Ni(OH) ₂ /C	100	4.48	1	-	>99
NAP	Ru/Ni/NiO/C	100	4.5	1	100	100
NAP	Ru/Co/Co (3) O ₄ /C	100	4.5	0.8	100	100
NEC	5,0wt% Ni _{0,5} Ru _{4,5} /pg-BC	130	6	1.17	100	99.06
NEC	5,0 % en peso Co@Ru/NGC	130	6	1	100	99.1
NEC	Ru-Ni/P25	150	7	24	100	93
NEC	Ru-Ni/anatasa	150	7	24	100	94.8
NEC	Ru _{0,7} Ni _{0,3} /SBA15	100	5	1.33	100	99.82
NEC	Ru _{2,5} Ni _{2,5} /Al (2) O ₃	150	4	0.5	100	100

Nota. Adaptado de “Heterogeneous Catalysts in N-Heterocycles and Aromatics as Liquid Organic

Hydrogen Carriers (LOHCs): History, Present Status and Future”, por J. Zhang, F. Yang, B. Wang,

D. Li, M. Wei, T. Fang y Z. Zhang, 2023, *Materials*, 16(10), Artículo 3735.

<https://doi.org/10.3390/ma16103735>. Licencia CC BY 4.0.

6.1.2. Catalizadores de deshidrogenación de LOHC

6.1.2.1 Catalizadores monometálicos de deshidrogenación

Al igual que en los procesos de hidrogenación, los metales nobles juegan un papel clave en la etapa de deshidrogenación dentro de los sistemas de portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC). Esta etapa, que consiste en liberar el hidrógeno previamente almacenado, también requiere catalizadores altamente activos, estables y selectivos para que el proceso sea técnicamente viable y eficiente.

En particular, los compuestos aromáticos como el benceno, tolueno y naftaleno, que han sido ampliamente utilizados como LOHC, responden favorablemente a la acción de catalizadores basados en platino (Pt). El platino ha demostrado un rendimiento excepcional, no solo por su capacidad para resistir condiciones severas, sino también por su selectividad química, algo esencial para evitar la degradación del portador.

Como explican Zhang et al. (2023), “los catalizadores a base de Pt suelen mostrar un rendimiento catalítico muy bueno, porque el Pt metálico puede catalizar selectivamente la ruptura de un enlace C–H, mientras que su capacidad para destruir el C–C es débil” (p. 9). Esta propiedad es fundamental para preservar la integridad estructural del portador líquido durante la reacción, evitando pérdidas de material o la formación de subproductos indeseados.

Gracias a estas ventajas, el platino se ha convertido en uno de los catalizadores más confiables en la deshidrogenación de LOHC aromáticos, aunque su elevado costo sigue siendo una barrera que impulsa la búsqueda de alternativas más económicas o estrategias como el dopaje metálico y el diseño de catalizadores bimetálicos.

Tabla 7

Rendimiento de los catalizadores típicos para la deshidrogenación de N-heterocíclicos

Rendimiento de los catalizadores típicos para la deshidrogenación N-heterocíclica.

LOHCs	Catalizadores	T (°C)	P (MPa)	Tiempo (h)	Conv ^a (%)	Rendimiento(b) (%)	Liberación de H2(% en peso)
12H- NEC	5wt% Pd/NGC	180	0.1	10	100	98.72	5.76
12H- NEC	2,5 % en peso Pt/SiO2 TiO (OH)2	180	0.1	7	100	97.9	5.75
12H- NEC	2,5wt% Pd/LDHs-us	180	0.1	6	100	-	5.72

12H-NEC	1wt%Pd-EU/KIT-6	190	0.1	6	100	100	*
12H-NEC	5wt%Pd/Al (2) O3	180	0.1	4	100	100	*
12H-NEC	5wt% Pt/Al (2) O3	180	0.1	5	100	100	*
12H-NEC	4wt% Pd/SiO2	170		1.6	100	100	5.8
12H-NEC	2,5wt% Pd/rGO-EG	170	0.1	12	100	84.61	5.49
12H-NEC	5 wt% Pt/TiO2	180	0.1	6	100	79	5.38
12H-NEC	2,32wt% Pd/rGO	180	0.1	-	100	97.65	5.74
12H-NPC	1 wt% Pd/Al (2) O3-120	180	7	6	100	100	5.43
12H-NPC	3wt% Pd@MIL-101	190	0.1	4	100	100	5.43

Nota. Adaptado de “Heterogeneous Catalysts in N-Heterocycles and Aromatics as Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): History, Present Status and Future”, por J. Zhang, F. Yang, B. Wang, D. Li, M. Wei, T. Fang y Z. Zhang, 2023, *Materials*, 16(10), Artículo 3735. <https://doi.org/10.3390/ma16103735>. Licencia CC BY 4.0.

6.1.2.2 *Catalizadores bimetálicos de deshidrogenación*

Tras evidenciar los beneficios de los catalizadores bimetálicos en los procesos de hidrogenación de LOHC, su aplicación se ha extendido también a la etapa de deshidrogenación, donde los desafíos técnicos son aún mayores. Como se ha mencionado previamente, los metales nobles como el platino han sido ampliamente utilizados por su selectividad y estabilidad; sin embargo, su elevado costo ha impulsado la búsqueda de alternativas más sostenibles sin sacrificar el rendimiento.

En este contexto, los catalizadores bimetalicos han mostrado un gran potencial, ya que la combinación de dos metales activos permite ajustar tanto la reactividad como la resistencia del sistema frente a condiciones operativas exigentes. Como destacan Zhang et al. (2023), “es bien sabido que los catalizadores bimetalicos adecuados pueden alcanzar un excelente rendimiento catalítico y bajos costes de preparación” (p. 9). Esta afirmación refleja el creciente consenso en la comunidad científica sobre la viabilidad de estos sistemas como sustitutos o incluso mejoras frente a sus contrapartes mono metálicas.

Gracias a esta estrategia, se ha logrado el desarrollo de numerosos catalizadores bimetalicos para deshidrogenar una variedad de compuestos LOHC, incluyendo tanto aromáticos tradicionales como el benceno y el tolueno, así como compuestos N-heterocíclicos más modernos como el NEC. Esta versatilidad refuerza su valor como herramienta clave en la evolución hacia tecnologías de almacenamiento de hidrógeno más eficientes, duraderas y económicamente competitivas.

Tabla 8

Rendimiento de catalizadores bimetalicos típicos.

LOHCs	Catalizadores	T (°C)	P (MPa)	Tiempo (h)	Conv ^a (%)	Rendimiento(b) (%)	Liberación de H ₂ (wt%)	H ₂ Tasa evolución mmol/gmet
CYH	10wt%Ni0.8Cu0.2/ACC	350	-	10		25.78	-	-
CYH	10 wt% Ag-1 wt% Pd/ACC	300	-	7		-	-	-

CYH	10 wt% Ag-1 wt% Rh/ACC	300	6	-	-	-
CYH	10 wt% Ag-1 wt% Pt/ACC	300	-	6	-	-
CYH	5 wt% 1:4 Ag-Rh/Y (2) O ₃	300	0.1	4	-	-
CYH	5 wt% 1:4 Ag-Rh/ACC	300	0.1	5	-	-
MCH	2,5wt%Pt0,8Ir0,2/Mg- Al-O	350	-	1.6	91.1	99.9
262.1- 445.3MCH-	2,0 wt% Pt-0,5 wt% Sn/MgAl ₂ O ₃	300	-	12	90.5	-
MC-H	Pt-Cu/S-1	400	0.1	6	92.26	-
12H--NEC	5 wt% PdCo/NGC	180	0.1	6	100	97.87
-12H-NEC	Pd (3) (3,75 wt%)- Ni1/SiO ₂	180	0.1	8	100	91.1
12H-NEC	Pd (3) (3,75wt%)- Cu1/SiO ₂	180	0.1	8	100	83.11
12H-NEC	Pd(3) (3,75wt%)- Au1/SiO ₂	180	0.1	8	100	94.9
12H-NEC	0.65mol%Pd1.3- 0.52mol% Au1/rGO	180	0.1	4	100	100

12H-NEC	0.58mol%Pd1.3- 0.42mol% Ru1/rGO	180	0.1	4	100	84.11	5.48
12H-NEC	Pd1(2.5wt%)- Co1/Al2O3	180	0.1	8	100	85.4	5.52
12H-NEC	Pd4Ni1/KIT-6	180	0.1	6	-	-	5.74
12H-NEC	Pd1.2Cu/rGO	180	0.1	7	100	100	5.79
12H-NEC	5wt%Pd1-Ni1/Al2O3	180		7	100	100	5.43

Nota. Adaptado de “Heterogeneous Catalysts in N-Heterocycles and Aromatics as Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): History, Present Status and Future”, por J. Zhang, F. Yang, B. Wang, D. Li, M. Wei, T. Fang y Z. Zhang, 2023, *Materials*, 16(10), Artículo 3735. <https://doi.org/10.3390/ma16103735>. Licencia CC BY 4.0.

6.2. Composición y Propiedades Fisicoquímicas

6.2.1. Caracterización de los compuestos orgánicos en los LOHC

Los Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno representan una solución prometedora para el almacenamiento y transporte seguro de hidrógeno, especialmente en el contexto donde la infraestructura convencional del hidrógeno convencional comprimido o líquido presenta limitaciones técnicas o económicos. Estos sistemas están compuestos por pares de compuestos orgánicos que pueden interconvertirse de manera reversible mediante reacciones de hidrogenación y deshidrogenación.

Pero no todos los compuestos orgánicos son aptos para este propósito. Elegir el LOHC adecuado implica un análisis detallado de sus propiedades físico químicas, ya que estas características afectan directamente la eficiencia energética, la seguridad del sistema, la viabilidad técnica, costos operativos y de inversión.

Los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) están compuestos por pares de moléculas que pueden transformarse mediante reacciones reversibles de hidrógeno y deshidrogenación, la selección de un compuesto LOHC adecuado requiere del análisis de diversas propiedades fisicoquímicas que afectan directamente en su eficiencia, seguridad y costos. A continuación, se describen algunas de las características más relevantes.

6.2.2. Estado físico y estabilidad térmica

En la práctica, para que un líquido orgánico portador de hidrógeno pueda integrarse de manera eficiente en sistemas reales de transporte o almacenamiento de hidrógeno, no basta con que funcione en el laboratorio. Debe comportarse como un fluido fácil de manipular y capaz de mantener sus propiedades a lo largo del tiempo.

Una de las características más deseadas es que el LOHC permanezca en estado líquido tanto antes como después del proceso de hidrogenación. Esto es clave, ya que trabajar con líquidos simplifica el diseño del sistema: se pueden bombear, almacenar y transferir utilizando infraestructuras ya existentes en muchas industrias, como la de los combustibles fósiles. Además, evita la necesidad de recurrir a condiciones extremas de presión o temperatura como ocurre con el hidrógeno comprimido o licuado (Preuster, Papp & Wasserscheid, 2017).

Pero no basta con que sea líquido, el LOHC debe tener una alta estabilidad térmica. Esto significa que, al ser sometido a temperaturas elevadas durante las reacciones de hidrogenación y deshidrogenación, el compuesto no debe descomponerse ni formar residuos que afecten el sistema.

Si un LOHC se degrada fácilmente, no solo se pierde capacidad de almacenamiento, sino que generan impurezas que pueden dañar los catalizadores o requerir tratamientos adicionales.

6.2.3. Capacidad de almacenamiento de hidrógeno

Una de las preguntas clave al evaluar cualquier sistema de almacenamiento de hidrógeno es cuanta energía realmente puede transportar. En el caso de los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno, esta capacidad se mide principalmente de dos formas: de manera gravimétrica, es decir, cuantos gramos de hidrógeno se pueden almacenar por cada 100 gramos de líquido; y de manera volumétrica, que se refiere a cuantos kilogramos de hidrógeno pueden concentrarse en un metro cubico del material. Un LOHC eficiente no solo debe poder almacenar grandes cantidades de hidrógeno sin requerir tanques enormes o condiciones especiales, sino hacerlo de forma segura, estable y económicamente viable.

6.2.4. Temperaturas de hidrogenación y deshidrogenación

En los sistemas LOHC, las temperaturas a las que se realizan los procesos de hidrogenación y deshidrogenación son un factor crítico tanto desde el punto de vista técnico como económico. Para que el sistema sea viable a gran escala, estas reacciones deben ocurrir en rangos de temperatura que permitan un balance adecuado entre eficiencia energética y estabilidad del material.

Generalmente, la hidrogenación, es decir la carga del compuesto con hidrógeno, se lleva a cabo de temperaturas moderadas que oscilan entre los 100 C y los 200 c. Esto permite que el hidrógeno se incorpore al compuesto orgánico sin que haya una degradación significativa del portador. Por su parte, la deshidrogenación, que es la etapa en la que el hidrógeno se libera nuevamente para su uso, requiere temperaturas más elevadas, comúnmente entre los 200 C y los 320 C, dependiendo de la naturaleza del LOHC empleado (Taube et al., 1983).

Sin embargo, alcanzar y mantener estas temperaturas implica un consumo energético importante, especialmente durante la deshidrogenación. Por eso, uno de los grandes retos en el desarrollo de tecnologías es lograr sistemas que funcionen de forma eficiente a temperaturas más bajas, sin comprometer la capacidad de almacenamiento ni la velocidad de reacción. Investigaciones recientes se han enfocado en mejorarla actividad de los catalizadores y en el diseño de portadores más reactivos, justamente para reducir las exigencias térmicas del proceso (Southall & Lukashuk, 2022; Preuster et al., 2017).

La elección del sistema LOHC adecuado depende entonces de un delicado equilibrio entre temperatura, eficiencia y estabilidad, lo que hace que este parámetro sea clave tanto en la selección del portador como en el diseño del reactor donde se realizan las reacciones.

6.2.5. Presiones de operación

Uno de los aspectos clave en el diseño y funcionamiento de los sistemas LOHC es la presión de operación, tanto durante la carga como en la descarga del hidrógeno. Estas presiones no solo determinan las condiciones técnicas del proceso, sino que también influyen directamente en la selección de materiales, el diseño del reactor y, por supuesto, el consumo energético y la seguridad del sistema.

Durante la hidrogenación, que es el proceso en el que el compuesto orgánico capta hidrógeno, generalmente se requiere operar bajo presiones elevadas, típicamente en el rango de 30 a 50 bar. Estas condiciones son necesarias para favorecer la solubilidad del hidrógeno en el líquido orgánico y maximizar la eficiencia de la reacción. En sistemas industriales, estas presiones son manejable y bien conocidas a la experiencia acumulada en procesos similares, como la hidrogenación catalítica en la industria petroquímica (Preuster et al., 2017).

Por otro lado, la deshidrogenación puede llevarse a cabo a presiones cercanas a la atmosféricas, lo cual representa a una ventaja significativa, especialmente en aplicaciones móviles, como vehículos de pila de combustible o sistemas de energía distribuida. Operar a baja presión no solo reduce el riesgo de fugas, si no que simplifica los requerimientos técnicos del sistema, haciéndolo más ligero, más seguro y menos costosos (southall & Lukashuk, 2022).

Esta diferencia entre las presiones de hidrogenación y deshidrogenación también puede aprovecharse como una herramienta de diseño para favorecer la liberación del hidrógeno sin necesidad de grandes compresores o equipos de vacíos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las reacciones de deshidrogenación son endotérmicas y suelen requerir temperaturas altas, por lo que existe un compromiso entre presión, temperatura y velocidad de reacción que debe evaluarse cuidadosamente según la aplicación deseada (Preuster et al., 2017)

La hidrogenación suele requerir presiones elevadas de entre 30 a 50 bar. Mientras que la deshidrogenación puede realizarse a presiones cercanas a la atmosférica, lo que favorece su aplicación a sistemas móviles (Preuster et al., 2017).

6.2.6. Viscosidad y densidad

Una baja viscosidad en los LOHC resulta fundamental para la fácil manipulación durante el transporte y la circulación dentro de los sistemas de almacenamiento y reacción. Cuanto más fluido es un compuesto, menor será la energía requerida para bombearlo a través de tuberías, intercambiadores de calor o reactores. Esto no solo mejora la eficiencia energética del proceso, sino que también reduce el desgaste los equipo y los costos operativos (Brus et al., 2020; Preuster et al., 2017).

Por otro lado, una alta densidad del LOHC, especialmente en su forma hidrogenada es deseable porque permite transportar una mayor cantidad de hidrógeno en un menor volumen. Esto

significa que se puede mover más energía en menos espacio, lo cual es particularmente importante en aplicaciones móviles, como vehículos impulsados por hidrógeno, o en entornos donde el almacenamiento compacto es una prioridad, como en barcos o sistemas integrados (Preuster et al., 2017).

En conjunto, estas propiedades fisicoquímicas determinan cuán viable y eficiente puede ser un LOHC en aplicaciones de mundo real. Un sistema que fluya con facilidad y concentre grandes cantidades de hidrógeno será más competitivo y atractivo dentro de una economía basada en el almacenamiento y transporte del hidrógeno (Brus et al., 2020; Preuster et al., 2017).

6.2.7. Estabilidad química y ciclos de reutilización

Para que un sistema LOHC sea viable a largo plazo es su estabilidad química durante repetidos ciclos de carga y descarga de hidrógeno. En la práctica, esto significa que el compuesto debe conservar su estructura molecular a lo largo del tiempo, sin tener que sufrir degradaciones que generen residuos, impurezas o productos no deseados. Cada vez que el LOHC se somete a una reacción de hidrogenación o deshidrogenación, lo ideal es que el proceso se completamente reversible y que el material portador pueda volver a ser utilizado sin perder eficiencia.

Cuando un LOHC no es suficiente estable, pueden formarse subproductos que se acumulan en el sistema, alteran las condiciones de operación y reducen la vida útil del catalizador. Esto no solo implica mayores costos por reposición de materiales, sino que también la necesidad de incorporar sistemas de purificación o tratamientos adicionales, lo cual complica el diseño del proceso y reduce su rentabilidad.

Por otro lado, una alta estabilidad permite que el mismo fluido sea reutilizado durante decenas de ciclos, manteniendo un rendimiento constante y sin comprometer la seguridad del sistema. En este contexto, compuestos como el dibenzyltolueno entre otros destacan por su elevada

estabilidad térmica y química. Según Preuster et al. (2017), estos materiales pueden soportar condiciones exigentes de operación sin descomponerse ni generar contaminantes relevantes, lo que los convierte en candidatos atractivos para implementación a gran escala en una economía del hidrógeno sostenible.

Tabla 9*Sistemas LOHC.*

Agentes	Formula	Portadores de hidrógeno	Formula química	Punto de fusión (°C)	Punto de ebullición (°C)	Capacidad de almacenamiento de H2 (% kg/m3)	Temperatura de deshidrogenación (°c)
Benceno	C_6H_6	Ciclohexano	C_6H_{12}	6.5	80.7	7.2/55.9	300-320
Tolueno	C_7H_8	Metilciclohexano	C_7H_{14}	-	101	6.2/47.4	300-350
Naftaleno	$C_{10}H_8$	Decalina	$C_{10}H_{18}$	-31	187	7.3/65.4	320-340
Dibenzotolueno	$C_{21}H_{20}$	Perhidro-dibenzotolueno	$C_{21}H_{38}$	-39	390	6.2/57	260-310
Bifenilo	$C_{12}H_{10}$	Biciclohexilo	$C_{12}H_{22}$	3	227	7.27/-	310-330
Difenilmetano	$C_{13}H_{12}$	Diciclohexilmetano	$C_{13}H_{24}$	-	153	6.66/-	340-360
Carbazol	$C_{12}H_8N$	Perhidrocarbazol	$C_{12}H_{20}$	65	124	6.7/-	150-170
N-etilcarbazol	$C_{14}H_{13}N$	Perhidro-N-etilcarbazol	$C_{14}H_{25}$	-	-	5.8/-	170-200

Nota. Adaptada de CHU, Chenyang, et al. Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: Catalyst, renewable carrier, and technology – A review. En: Carbon Resources Conversion. 2023, vol. 6, nro. 4. pp. 334-351.

6.3. Aplicaciones de los LOHC en Transporte y Almacenamiento

Los LOHC se perfilan como una solución versátil para distintas aplicaciones del hidrógeno, gracias a su facilidad de manejo y compatibilidad con la infraestructura energética existente. En el

sector del transporte, por ejemplo, su principal ventaja es que pueden emplearse con equipos convencionales usados en hidrocarburos, como bombas, tanques o tuberías. Esto se debe a que compuestos como el metilciclohexano (MCH) y el tolueno son líquidos estables a temperatura ambiente y poseen baja volatilidad. Como afirma Clean Air Task Force (2022), “portadores como MCH/tolueno son líquidos a temperatura ambiente y tienen baja volatilidad, por lo que su transporte y manipulación puede realizarse con equipos convencionales de hidrocarburos” (párr. 6).

El funcionamiento teórico de este sistema en estaciones de servicio consistiría en liberar el hidrógeno mediante deshidrogenación local alimentando celdas de combustible para vehículos y devolver el portador regenerado para su rehidrogenación. Esto permitiría un modelo de operación similar al del diésel para flotas de autobuses o camiones, aunque aún no se han desarrollado aplicaciones comerciales a gran escala bajo este esquema (Clean Air Task Force, 2022).

En el ámbito estacionario, los LOHC también tienen aplicaciones prometedoras. Podrían integrarse como almacenamiento intermedio en redes eléctricas o plantas renovables, acumulando hidrógeno producido a partir de energía solar o eólica durante los picos de generación y liberándolo progresivamente según la demanda. Según Abdin et al. (2021), “los sistemas LOHC permiten almacenar grandes volúmenes de H₂ de forma más económica que las alternativas convencionales”, y también señalan que “el capital inicial necesario es unas cuatro veces menor que para hidrógeno líquido a granel” (p. 9).

Esto es posible porque los LOHC utilizan la infraestructura existente, minimizan las pérdidas por evaporación y no requieren condiciones criogénicas extremas. Otra ventaja importante es la seguridad operativa. El hidrógeno permanece contenido dentro de un líquido no explosivo, lo que reduce significativamente los riesgos asociados a su manejo. Esto resulta útil

para aplicaciones como almacenamiento subterráneo o transporte en tanques presurizados, donde los LOHC se comportan de manera mucho más estable que el hidrógeno puro (Abdin et al., 2021).

En cuanto al comercio internacional de hidrógeno, los LOHC han sido explorados como alternativa para su exportación a larga distancia. Un ejemplo destacado es el proyecto SPERA Hydrogen de Chiyoda Corporation, que utiliza el ciclo tolueno/MCH para transportar hidrógeno en buques cisterna tradicionales. El proceso consiste en hidrogenar el tolueno en el país productor, transportar el MCH líquido por mar o ferrocarril, y deshidrogenarlo en el país importador para recuperar el hidrógeno. Esto permite usar infraestructuras petroleras ya existentes, evitando la necesidad de tanques criogénicos o redes eléctricas especializadas (Clean Air Task Force, 2022).

No obstante, esta tecnología enfrenta desafíos importantes. El contenido de hidrógeno en el MCH es relativamente bajo (alrededor del 6 %), lo que implica que la mayor parte del peso transportado corresponde al portador y no al combustible. Además, la etapa de deshidrogenación requiere un insumo energético considerable: según Clean Air Task Force (2022), “la etapa de deshidrogenación podría consumir hasta el 50 % del hidrógeno inicial” (párr. 10). Por esta razón, si bien los LOHC simplifican la logística de transporte y almacenamiento, su eficiencia energética global sigue siendo inferior a alternativas como el amoníaco.

6.4. Limitaciones técnicas y ambientales de la tecnología LOHC

Si bien la tecnología LOHC ofrece ventajas significativas (alta densidad de H₂ almacenado, seguridad mejorada, compatibilidad con infraestructura existente), también presenta limitaciones técnicas y ambientales importantes que deben ser abordadas:

6.4.1. Degradación de catalizadores y del portador

Las reacciones de hidrogenación/deshidrogenación requieren catalizadores heterogéneos (usualmente metales preciosos sobre soportes). Un problema técnico crítico es la desactivación del

catalizador con el uso continuo. Durante la deshidrogenación, las altas temperaturas y la presencia de compuestos aromáticos favorecen la formación de depósitos de carbono (coque) sobre la superficie metálica, envenenando los sitios activos (Wünsch, Berg y Pfeifer, 2020). Por ejemplo, con catalizadores de Pt se observa que se forman depósitos carbonosos en la etapa de liberación de H₂, aunque dichos depósitos pueden removerse parcialmente al re-exponer el catalizador a hidrógeno en la etapa de carga (efecto regenerativo) (Wünsch, Berg y Pfeifer, 2020). Aun así, el ciclo repetido provoca cierto deterioro: “la molécula portadora de LOHC tiene la posibilidad de degradar sus propiedades químicas y físicas debido a las condiciones severas de operación” (Preuster, Papp y Wasserscheid, 2017). Adicionalmente, los metales activos pueden sufrir sinterización o envenenamiento. Por ejemplo, aunque el Pt puro muestra excelente actividad catalítica inicial, “a menudo es propenso a la degradación debido a la fuerte absorción de intermediarios/productos” (Zhang et al., 2024) en su superficie – esto lleva a pérdida de actividad con el tiempo. Para mitigar estos efectos, se investigan catalizadores bimetalicos o dopados que resistan mejor la coquización y el envenenamiento. Un caso reportado es el de catalizadores de Ni-Cu para la deshidrogenación: la adición de Cu reduce la formación de coque en catalizadores de Ni, al modificar la estructura electrónica y sitios activos (Zhang et al., 2018; Xia et al., 2017). En general, el desarrollo de catalizadores más robustos y regenerables es un campo activo de investigación, dado que la viabilidad económica del LOHC depende de maximizar la vida útil de los catalizadores y minimizar paradas para regeneración.

6.4.2. Condiciones operativas exigentes (temperatura y seguridad)

La etapa de liberación de hidrógeno (deshidrogenación) típicamente requiere temperaturas de ~250–300 °C o superiores para alcanzar conversiones altas, lo cual implica diseñar reactores capaces de operar de forma segura y estable a alta temperatura. Esto conlleva desafíos de ingeniería

térmica (proveer calor uniformemente, evitar puntos calientes) y de seguridad industrial, puesto que se manejan sustancias orgánicas calientes. No obstante, a diferencia del hidrógeno gaseoso a alta presión, los LOHC son líquidos cerca de ambiente, no volátiles, lo que elimina en gran medida el riesgo de explosión por sobrepresión. De hecho, algunos portadores como el dibenzil-tolueno hidrogenado son líquidos no inflamables y de baja reactividad – “flame-retardant... sin potencial de riesgo” según estudios (Wünsch, Berg y Pfeifer, 2020, p. 2) – lo que mejora la seguridad intrínseca durante el transporte y almacenamiento. Aun así, deben considerarse riesgos como posibles fugas de líquido caliente, para lo cual se requiere un adecuado diseño de contención, materiales resistentes a la corrosión y sistemas de seguridad similares a los de una planta de proceso petroquímico. En términos operativos, otro aspecto es que la hidrogenación suele requerir presiones de H₂ elevadas (hasta 50–100 bar en algunos sistemas), implicando compresores robustos y protocolos de seguridad para manejar hidrógeno comprimido. En resumen, la tecnología LOHC traslada gran parte del riesgo del dominio del gas hidrógeno (muy inflamable) al dominio de un combustible líquido más manejable, pero introduce desafíos de manejo térmico y materiales por las condiciones necesarias de reacción.

6.4.3. Sostenibilidad y consideraciones ambientales

Desde el punto de vista ambiental, es fundamental evaluar la toxicidad y ciclo de vida de los compuestos LOHC. Muchos portadores candidatos son derivados aromáticos (por ejemplo, tolueno, naftalenos sustituidos, carbazoles) que pueden tener efectos tóxicos si se liberan al medio ambiente. Un estudio eco-toxicológico completo sugiere que se debe diseñar el LOHC teniendo en cuenta su perfil toxicológico (mutagénico, carcinogénico, etc.), privilegiando compuestos de menor impacto ambiental (Niermann et al., 2019). En general, las moléculas “descargadas” (aromáticas) tienden a ser más biodegradables y menos tóxicas que sus formas “cargadas”

totalmente hidrogenadas (Niermann et al., 2019). Por ejemplo, se encontró que en sistemas basados en N-alkilcarbazoles, la forma completamente hidrogenada resultó tóxica para organismos acuáticos (*Daphnia magna* en ensayos de laboratorio), mientras que la forma descargada correspondiente mostró toxicidad mínima (Niermann et al., 2019). Además, después de ~10 ciclos de carga/descarga bajo ciertas condiciones, se observó degradación del material LOHC: en el caso de N-etilcarbazol, su capacidad de almacenamiento de H₂ disminuyó ~2% (pérdida de capacidad) debido a la formación de subproductos no reversibles (Niermann et al., 2019). Esos productos degradados pueden acumularse y presentar toxicidad para la vida acuática (Niermann et al., 2019) u otros efectos ambientales si no se los gestiona adecuadamente. Esto implica que, tras muchos ciclos, podría ser necesario reprocesar o reemplazar parte del inventario de LOHC, gestionando los residuos conforme a regulaciones ambientales (similar al aceite térmico usado). Por otro lado, estudios indican que las mezclas de isómeros en algunos LOHC (por ejemplo, mezcla de isómeros de dibenziltolueno) pueden bajar el punto de fusión y mejorar propiedades, pero complican el análisis toxicológico del producto, especialmente porque estos compuestos son insolubles en agua (Wünsch, Berg y Pfeifer, 2020). En caso de derrames, su baja solubilidad podría limitar una contaminación acuosa amplia, pero también dificulta su degradación natural. En este sentido, aunque los LOHC se comparan a menudo con combustibles líquidos convencionales (derivados del petróleo) – y de hecho “el manejo de riesgos de los LOHC es nominal en comparación con el crudo, dado que conocemos la química de estas moléculas” (Wünsch, Berg y Pfeifer, 2020), no dejan de ser sustancias químicas industriales que requieren un manejo y disposición responsables.

Tabla 10*Catalizadores más destacados para diferentes sistemas LOHC.*

Sistema LOHC (H0 ↔ Hn)	Catalizador (hidrogenación)	Cond. H2g (°C, bar)	Eficiencia H2g	Catalizador (deshidrogenación)	Cond. DesH (°C, bar)	Eficiencia DesH
Tolueno ↔ Metilciclohexano (aromático sencillo)	Ni/Al2O3 3 (Mono)	~200 °C , ~30 bar H2	~99% conv. (carga completa)	Pt-Fe en zeolita (Bimetálico) <i>subnanométrico</i>	~270 °C, ~1 bar	~99% H2 liberado (H2 99.9% puro)
N-Etilcarbazol (NEC) ↔ 12H-NEC (heterocíclico aromático)	Ru/Al2O3 3 (Mono)	~180 °C , ~50 bar H2	~95–100% conv. (completa)	Pd/Al2O3 (Mono)	160–180 °C, ~1 bar	100% liberación H2 (completa)
Dibenzil-tolueno (DBT) ↔ Perhidro-DBT (aromático multi-anillo)	Raney Ni (Mono)	170 °C, 8 bar H2	~100% conv. (en 40 min)	Pt/Al2O3 + 0.25% S (Mono*)	290 °C, ~1 bar	~100% H2 liberado
Benceno ↔ Ciclohexano (aromático básico)	Pt/Al2O3 3 (Mono)	~150 °C , ~5 bar H2	~95% conv. (aprox.)	Nicu/SBA-15 (Bimetálico)	300 °C, 1 bar	~100% (98% efic. teórica)

Nota. Datos adaptados de Preuster et al. (2017), Wünsch et al. (2020), Zhang et al. (2018, 2024), Xia et al. (2017), Moraes et al. (2023), Zhu et al. (2022), Alconada et al. (2025) y Lindfors et al. (1993).

Como muestran los resultados, los catalizadores de metales nobles (Pt, Pd, Ru) ofrecen las mayores eficiencias, aunque presentan limitaciones de costo y vida útil. Investigaciones recientes han demostrado que los nanoclústeres bimetálicos Pt-Fe permiten obtener “la tasa de deshidrogenación de metilciclohexano más alta reportada, con una pureza de H₂ del 99.9% y estabilidad superior a 2000 horas” (Zhang et al., 2023, p. 7).

7. Evaluación de los sistemas LOHC actuales

8. Sistemas LOHC más Utilizados

Los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC) que han recibido mayor atención en las investigaciones incluyen compuestos aromáticos como el metilciclohexano (MCH), el N-etilcarbazol (NEC) y el dibenciltolueno (DBT). Estos compuestos se destacan por su capacidad de almacenar y liberar hidrógeno de forma reversible, lo que los convierte en candidatos prometedores para el transporte seguro y eficiente de este vector energético.

8.1.1. Tolueno / Metilciclohexano (MCH)

El par tolueno/metilciclohexano (MCH) ha sido pionero en el desarrollo de la tecnología LOHC. El MCH se obtiene al hidrogenar tolueno, un compuesto aromático ampliamente disponible en la industria química. Una demostración emblemática de su uso fue el proyecto SPERA Hydrogen liderado por Chiyoda Corporation, en el cual se transportó hidrógeno desde Brunéi hasta Japón utilizando MCH como portador. En origen, el tolueno se hidrogenó a MCH; tras el envío marítimo, el MCH se deshidrogenó en destino para liberar el H₂ y el tolueno regenerado se retornó a Brunéi, cerrando el ciclo (Mitsubishi Corporation, 2021). Este proyecto comprobó la viabilidad de una cadena de suministro global de hidrógeno mediante LOHC.

Una ventaja clave del sistema tolueno/MCH es su compatibilidad logística. Tanto el MCH (portador cargado de H₂) como el tolueno (portador descargado) son líquidos a temperatura ambiente, lo que permite manipularlos con la infraestructura convencional de combustibles líquidos (buques tanque, camiones cisterna, oleoductos). Esto supone costos logísticos reducidos, ya que no se requieren tanques criogénicos ni compresión extrema del hidrógeno. Además, el MCH cumple con las metas de capacidad de almacenamiento de hidrógeno propuestas por el DOE

(superiores al 5,5% en peso), alcanzando aproximadamente un 6,1% en peso de hidrógeno almacenado (Wikener et al., 2023). En términos volumétricos, el MCH puede almacenar cerca de 46–48 kg H₂/m³, equivalente a ~5,5 MJ/L, un valor competitivo frente a otros portadores líquidos (Teichmann et al., 2012). Estas cifras ubican al sistema MCH en el rango alto de densidad energética entre los LOHC convencionales.

Desde el punto de vista operativo, la reacción de hidrogenación del tolueno es exotérmica (libera calor) y ocurre típicamente a temperaturas moderadas (~150 °C) en presencia de catalizadores (por ejemplo, catalizadores de Ni o Pt soportados). Por el contrario, la deshidrogenación del MCH es endotérmica y requiere temperaturas elevadas, del orden de 300–350 °C, para lograr velocidades adecuadas de liberación de H₂. De hecho, en la planta demostrativa de Chiyoda se empleó un reactor a ~350 °C con catalizador de Pt/Al₂O₃, logrando conversiones de MCH >95% y selectividades a tolueno >99% (Mitsubishi Corporation, 2021). Esta necesidad de alta temperatura implica un consumo energético significativo durante la descarga de hidrógeno; si el calor de reacción no es recuperado o provisto externamente, la eficiencia energética neta puede verse reducida (Wang et al., 2016). En ausencia de recuperación de calor, la eficiencia global del ciclo MCH/Tolueno suele ubicarse en el rango del 60–70%, comparable a la de otros LOHC aromáticos, mientras que con integración térmica puede elevarse por encima del 85–90% (Wang et al., 2016).

En términos de seguridad, el sistema MCH presenta riesgos similares a los de combustibles líquidos convencionales. Tanto el tolueno como el MCH son sustancias inflamables con puntos de inflamación bajos (alrededor de 4 °C y –3 °C, respectivamente).

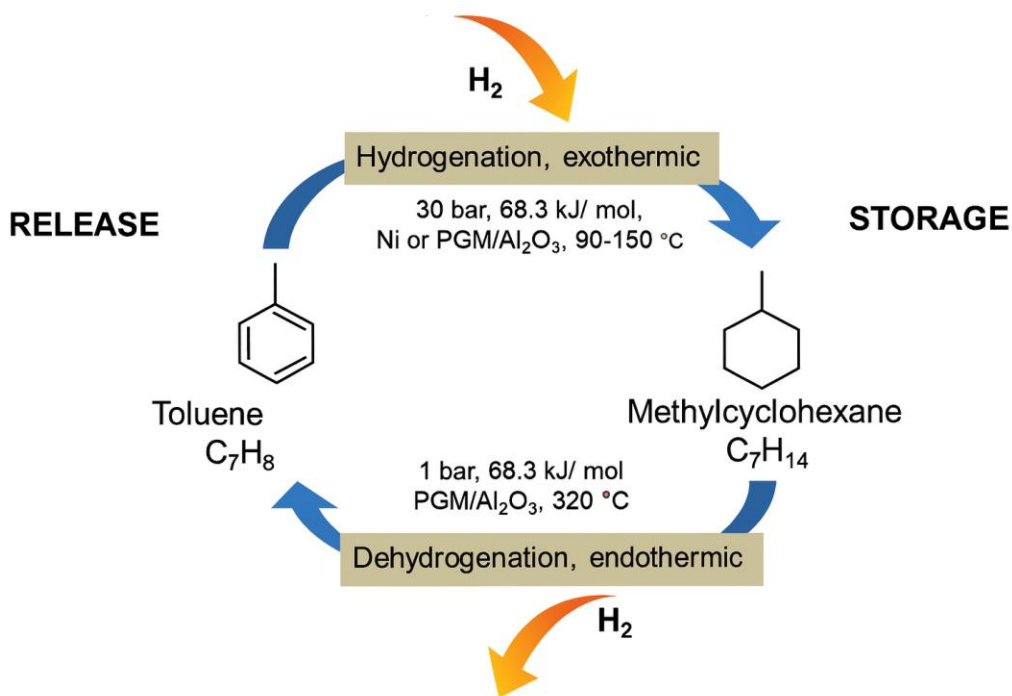
Esto implica que forman vapores combustibles a temperatura ambiente, requiriendo medidas estrictas de seguridad (atmósferas inertes, ventilación, prevención de chispas) al igual que

la gasolina o el diésel. No obstante, su manejo es bien conocido industrialmente. Toxicológicamente, el tolueno es un solvente orgánico de moderada toxicidad (TLV-TWA de 20 ppm); el MCH, por su parte, es menos estudiado, pero se asume un perfil de riesgo similar al de hidrocarburos alifáticos. En suma, operar con MCH demanda precauciones estándar para hidrocarburos: contención de vapores y control de fuentes de ignición.

Desde la perspectiva económica, el sistema tolueno/MCH tiene la ventaja de un bajo costo de insumo. El tolueno es un producto petroquímico masivo (utilizado en combustibles y disolventes) con precio relativamente bajo (~0,5–1,0 USD/kg). Esto reduce la inversión inicial en el portador. Adicionalmente, la infraestructura necesaria (reactores de hidrogenación/deshidrogenación, tanques) es compartida en gran medida con otros LOHC, por lo que el CAPEX específico del sistema MCH resulta competitivo. Un estudio estimó que para una planta de procesamiento de 500 toneladas de H₂ por día, la inversión de capital asciende a unos 60 millones USD, incluyendo la adquisición del LOHC (Sievi et al., 2019). En ese escenario, la porción correspondiente al llenado inicial de tolueno/MCH sería apenas 8 millones USD (frente a cifras varias veces superiores en otros portadores más costosos). En cuanto a los costos operativos (OPEX), estos vienen dominados por el consumo energético en la deshidrogenación y la reposición de pequeñas pérdidas de portador. El sistema MCH tiende a requerir un aporte energético ligeramente mayor que otros LOHC por su elevado calor de reacción; por ello, se han reportado costos operativos cercanos a 1,3 USD por kg de H₂ liberado (Carvalho, 2023), asumiendo precios de energía actuales. Esta cifra es algo más alta que la de sistemas alternativos, aunque puede atenuarse si se aprovechan fuentes de calor residual. No obstante, el perfil económico general del MCH sigue siendo atractivo en proyectos donde el costo del portador y la simplicidad logística priman sobre la máxima eficiencia térmica.

Figura 3

Representación esquemática del sistema LOHC tolueno/metilciclohexano.

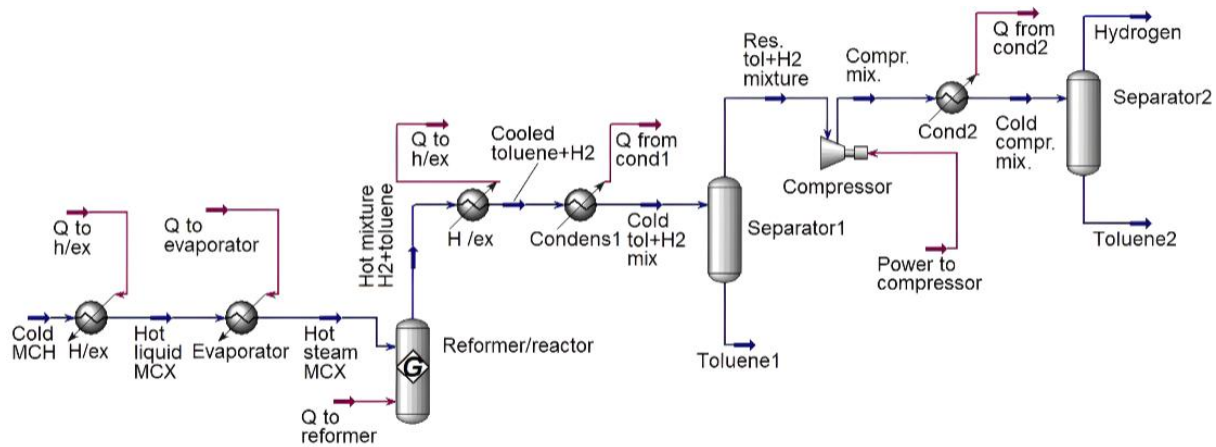


Nota. Tomada de Modisha, P. M., et al. (2019). *The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers. Energy & Fuels*, 33(4), 2778–2796.

En la Figura 3 se presenta el esquema general del proceso LOHC tolueno/MCH, donde se observa la hidrogenación del tolueno para producir MCH, el transporte del portador líquido y la deshidrogenación para liberar el hidrógeno y regenerar el tolueno.

Figura 4

Esquema computacional del sistema de recuperación termoquímica de calor residual, basado en la producción de hidrógeno mediante portadores orgánicos líquidos (LOHC).



Nota. Esquema del proceso LOHC tolueno/metilciclohexano (MCH). Tomado de “Liquid organic hydrogen carriers: A review of progress and challenges” (Zhang et al., 2022, figura Y, p. Z).

Copyright 2022 por Elsevier Ltd.

8.1.2. Dibenziltolueno (H18-DBT / DBT)

El dibenziltolueno (DBT), usualmente empleado en mezcla técnica (p. ej. Marlotherm SH), se ha consolidado como uno de los portadores LOHC más prometedores en la última década. Su forma completamente hidrogenada (conocida como H18-DBT o perhidrodibenziltolueno) puede almacenar hasta 6,2% en peso de hidrógeno, equivalente a una densidad volumétrica de ~ 57 kg H₂/m³, valores muy competitivos dentro de los LOHC. Una de las ventajas sobresalientes del DBT es su estabilidad fisicoquímica: posee un punto de ebullición por encima de 370 °C y un

punto de fusión inferior a $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que significa que permanece líquido en prácticamente cualquier condición ambiental habitual (Scholten et al., 2024). Asimismo, su presión de vapor es extremadamente baja ($\approx 0,07\text{ Pa}$ a $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, comparada con $\sim 8000\text{ Pa}$ del tolueno), minimizando pérdidas por evaporación y reduciendo riesgos de explosividad (He, Pei & Chen, 2015). Esta alta estabilidad térmica y baja volatilidad hacen al DBT muy seguro de manejar: el portador descargado (DBT aromático) tiene un punto de inflamación cercano a $190\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo prácticamente ininflamable a temperatura ambiente. Por ello, el sistema DBT ofrece un perfil de seguridad superior al de MCH y otros LOHC volátiles, al no formar atmósferas explosivas bajo condiciones normales (Müller et al., 2015). Adicionalmente, estudios toxicológicos indican que las mezclas de dibenziltolueno presentan baja reactividad y ecotoxicidad (comparables o menores a las del diésel), sin evidenciar problemas mayores de biodegradabilidad en entornos controlados (Stark et al., 2015). Esto sugiere un impacto manejable en caso de derrames o exposición ambiental, siempre que se atienda a la recuperación del portador.

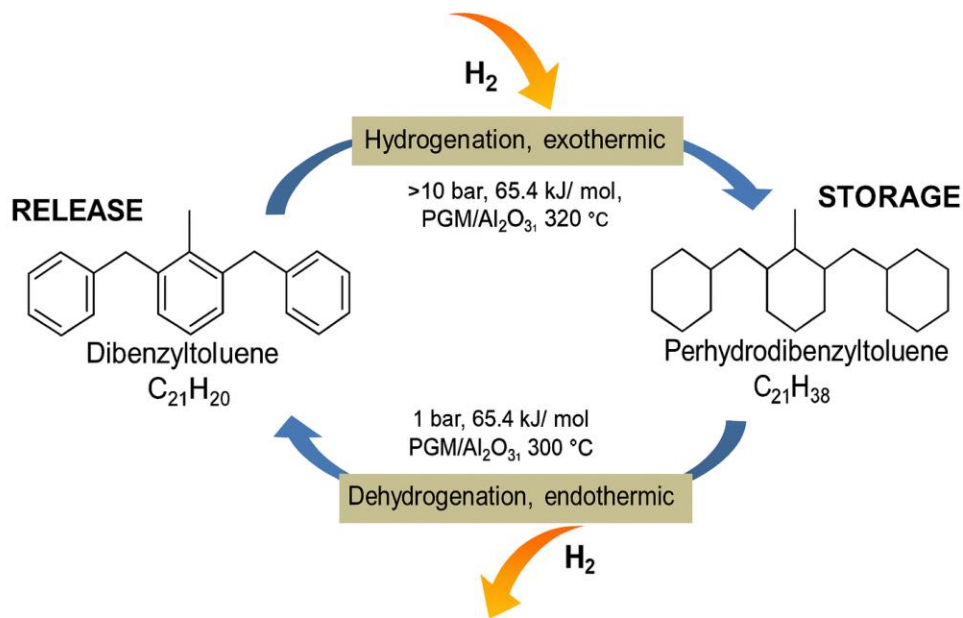
Técnicamente, el ciclo DBT/H18-DBT se caracteriza por requerir condiciones similares o algo más benignas que el sistema MCH en cuanto a reacción. La hidrogenación del DBT (producción de H18-DBT) es exotérmica y se realiza eficientemente a temperaturas de $130\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$ con catalizadores de metales nobles (Pt, Ru) dada la estructura aromática más compleja del DBT. La deshidrogenación del H18-DBT, por su parte, demanda temperaturas del orden de $270\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$ para lograr la liberación casi completa de las 18 moléculas de H_2 adsorbidas. En general, la entalpía de reacción por mol de H_2 para el sistema DBT ($\approx 65\text{ kJ/mol H}_2$) es ligeramente inferior a la de MCH, lo que se traduce en un requerimiento térmico algo menor por unidad de hidrógeno liberada. Sin embargo, sigue siendo un proceso fuertemente endotérmico; si no se proporciona calor externo, la eficiencia energética puede caer a $\sim 64\%$ (valor estimado para un ciclo completo

sin recuperación de calor, con H18-DBT enfriado a ambiente, según HySafe, 2021). Este aspecto ha motivado iniciativas para integrar calor residual industrial en el ciclo DBT: en Alemania, por ejemplo, se están desarrollando plantas piloto que aprovechan corrientes calientes de procesos químicos para suplir la energía de deshidrogenación, elevando la eficiencia global del ciclo. Con estas estrategias de integración térmica, el sistema DBT puede alcanzar eficiencias del 85–90% (Wang et al., 2016), volviendo sus pérdidas energéticas muy bajas.

En cuanto al análisis económico, el CAPEX asociado al sistema DBT es moderado-alto principalmente por el costo del portador. El DBT no es un producto barato; su precio comercial ronda los 4–5 USD/kg (Niermann et al., 2019; Wikipedia, 2023), sensiblemente mayor que el de tolueno. Para implementar una cadena LOHC con DBT se requeriría una inversión inicial notable en la adquisición del fluido. Retomando el ejemplo de 500 t/d de H₂, solo el llenado del bucle de DBT/H18-DBT podría suponer decenas de millones de dólares (en torno a 35–40 M USD, asumiendo volúmenes equivalentes a almacenar 500 t H₂ simultáneamente). A ello se suma la inversión en los reactores de hidrogenación/deshidrogenación, que para DBT tiene estimaciones de 0,13 millones USD por tonelada diaria de capacidad (Niermann et al., 2019), cifras similares a otros LOHC.

Figura 5

Representación esquemática del sistema LOHC dibenciltolueno/perhidrobenciltolueno.



Nota. Tomada de Modisha, P. M., et al. (2019). The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers. *Energy & Fuels*, 33(4), 2778–2796.

8.1.3. N-etilcarbazol (H12-NEC / NEC)

El N-etilcarbazol (NEC) fue identificado tempranamente como un LOHC potencial debido a su alta capacidad teórica y cinéticas de reacción favorables. En este sistema, la forma cargada de hidrógeno es la dodecahidro-N-etilcarbazol (H₁₂-NEC), que puede almacenar hasta 5,8% en peso de H₂ (aprox. 52 kg H₂/m³ en densidad volumétrica). Aunque su capacidad gravimétrica es ligeramente inferior a la de MCH o DBT, el NEC cumple con el umbral generalmente deseado (>5

wt% H₂) (Abdin et al., 2021) y presenta una característica muy interesante: entalpía de reacción más baja. La hidrogenación completa del NEC (de forma aromática a saturada) libera alrededor de 50–55 kJ por mol de H₂, significativamente menor que en sistemas aromáticos puros (~65–68 kJ/mol en MCH/DBT). Consecuentemente, la deshidrogenación del H₁₂-NEC requiere menos aporte calorífico, pudiendo llevarse a cabo a temperaturas más reducidas. En la práctica, se reporta que el NEC libera H₂ en el rango de 180–230 °C en presencia de catalizadores adecuados (p. ej. Ru/Al₂O₃), bastante por debajo de los ~300 °C típicos de otros LOHC (He et al., 2015; Teichmann et al., 2011). Esta menor “severidad” operacional conlleva ventajas: facilita el diseño de reactores más compactos, reduce la degradación térmica del portador y mejora la eficiencia térmica intrínseca del ciclo. De hecho, estimaciones sugieren que, sin recuperación de calor, la eficiencia del NEC puede situarse alrededor del 70% (algo superior a MCH/DBT), y con recuperación podría superar el 90% (gracias al menor calor a disipar) (He et al., 2015; Li et al., 2024). Por tanto, el sistema NEC destaca por su facilidad de liberación de hidrógeno, requiriendo menores temperaturas y siendo más flexible en la integración con fuentes de calor de baja entalpía.

En el aspecto de seguridad operativa, el N-etilcarbazol presenta un comportamiento dual. Por un lado, su portador cargado (H₁₂-NEC) es líquido (p.f. –85 °C) y relativamente no volátil (p.e. ~200 °C), con lo cual no genera vapores inflamables a temperatura ambiente y su punto de inflamación sería elevado (no reportado, pero presumiblemente >100 °C). Esto implica un bajo riesgo de incendio o explosión durante el transporte del portador hidrogenado, superando en seguridad al MCH. Por otro lado, el portador descargado (NEC sólido), al no estar en fase vapor, tampoco constituye peligro de inflamabilidad inmediata; sin embargo, si se calienta por encima de su punto de fusión, tiene un punto de inflamación también alto (~186 °C), por lo que sigue siendo mucho menos inflamable que tolueno/MCH. En suma, el sistema NEC es seguro en cuanto a riesgo

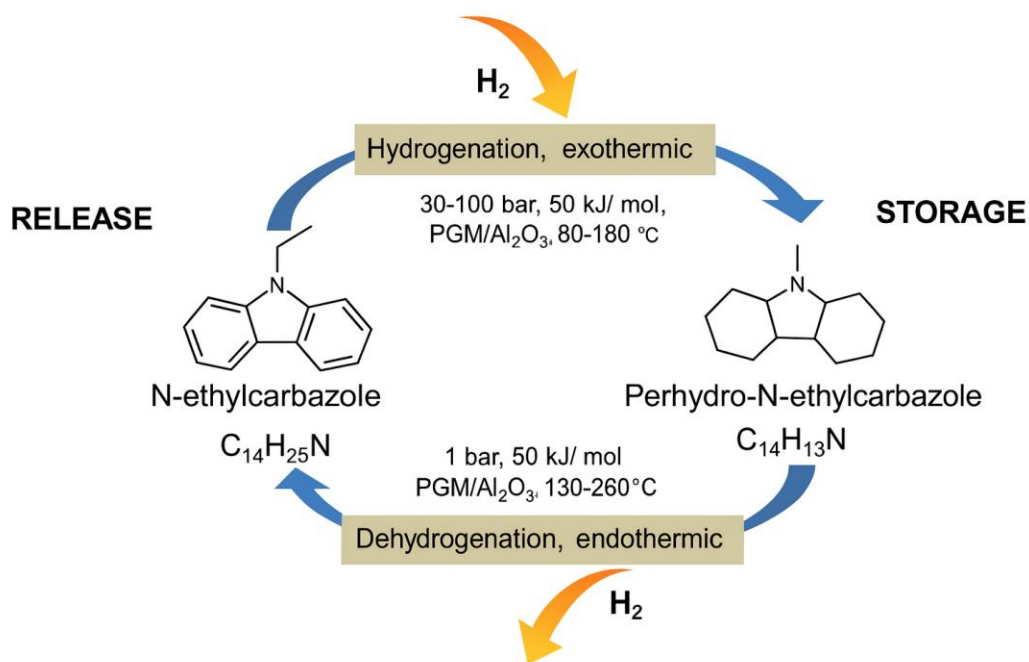
de fuego, más aun considerando que su presión de vapor es insignificante. No obstante, en términos de toxicidad y ambiental, algunos estudios señalan que el N-etilcarbazol podría presentar mayor ecotoxicidad y persistencia que el DBT (Stark et al., 2015). El anillo de carbazol es estructuralmente más complejo (contiene nitrógeno) y ciertos ensayos muestran baja biodegradabilidad del NEC en medios acuáticos. Esto sugiere que un derrame de NEC podría ser más dañino al ecosistema que uno de DBT, requiriendo remediación específica. Por fortuna, al ser sólido a temperatura ambiente, el NEC tendería a solidificar y facilitar su contención mecánica en caso de fuga.

Finalmente, al evaluar la viabilidad económica del sistema N-etilcarbazol, surgen algunas barreras. El costo del portador es sustancialmente mayor que el de MCH o DBT, pues el NEC es un compuesto especializado sintetizado en menores volúmenes (no cuenta con una cadena de suministro establecida a escala de commodities). Se estima que el precio del NEC podría superar los 5–6 USD/kg dada su disponibilidad limitada. Esto implicaría que, para implementar una cadena LOHC basada en NEC, la inversión inicial en portador sería muy elevada (por ejemplo, >50 M USD en el escenario de 500 t/d H₂ analizado previamente). Además, habría costos añadidos en infraestructura: tanques con calentamiento, aislamientos térmicos, posiblemente aleaciones especiales para sistemas a alta temperatura continua, etc. En conjunto, el CAPEX del sistema NEC se perfila como el más alto entre los LOHC considerados, factor que ha frenado su desarrollo comercial. De hecho, a la fecha no se conocen proyectos piloto a escala industrial usando NEC, en contraste con MCH y DBT que sí han sido demostrados. En cuanto al OPEX, el NEC presentaría algunas ventajas –su menor requerimiento energético reduce costos de energía por kg de H₂, potencialmente pudiendo alcanzar ~1,0 USD/kg H₂ o menos bajo optimización–, pero estas

podrían verse neutralizadas por los gastos operativos en calefacción continua del portador y un recambio periódico si hubiera degradación por sobrecalentamientos prolongados.

Figura 6

Representación esquemática del sistema LOHC N-etilcarbazol/perhidro-N



Nota. Tomada de Modisha, P. M., et al. (2019). The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers. *Energy & Fuels*, 33(4), 2778–2796.

8.1.4. Naftaleno / Decalina

El sistema naftaleno/decalina representa uno de los LOHC aromáticos clásicos estudiados, si bien hoy en día se considera menos práctico que los anteriores. La decalina (decahidronaftaleno)

es el portador rico en hidrógeno obtenido al saturar completamente el naftaleno, un hidrocarburo aromático policíclico de dos anillos. Este par destaca por ofrecer la capacidad gravimétrica más alta entre los LOHC convencionales: la decalina puede alojar hasta 7,3% en peso de hidrógeno, lo que equivale a cerca de 65–70 kg H₂/m³ en densidad volumétrica (Teichmann et al., 2011; Abdin et al., 2021) – superando incluso al DBT en este indicador. Tal contenido de hidrógeno se debe a que cada molécula de naftaleno (C₁₀H₈) admite 8 átomos de H₂ adicionales para convertirse en decalina (C₁₀H₁₈). En cuanto a densidad energética, la decalina hidrogenada alcanza aproximadamente 8,0 MJ/L, acercándose al 95% de la densidad volumétrica de la gasolina (unos 8,4 MJ/L). Estos números hacen del sistema naftaleno/decalina un atractivo teórico en términos de almacenamiento de hidrógeno por unidad de masa y volumen del portador.

Sin embargo, el naftaleno presenta limitaciones importantes que han frenado su desarrollo como LOHC práctico. La más notoria es que el naftaleno (forma descargada) es un sólido cristalino a temperatura ambiente, con un punto de fusión de alrededor de 80 °C. Esto implica que, de forma análoga al NEC, el portador descargado se solidifica tras liberar el hidrógeno. En la práctica, manejar grandes cantidades de naftaleno sólido sería inviable sin proveer calor de mantenimiento: los tanques de almacenamiento y contenedores de retorno tendrían que mantenerse por encima de 80 °C continuamente, con el consiguiente gasto energético y complejidad.

En términos operativos, las reacciones de este sistema son similares a otros hidrocarburos cíclicos. La hidrogenación del naftaleno a decalina es altamente exotérmica (involucra saturar dos anillos aromáticos) y suele realizarse en fases de dos etapas: primero hidrogenando a tetralina (C₁₀H₁₂, un anillo saturado, otro aromático) y luego a decalina, con catalizadores de Ni o metales nobles, típicamente a 150–200 °C y presión moderada de H₂ (Teichmann et al., 2011). La deshidrogenación de la decalina es endotérmica y requiere temperaturas cercanas a 270–300 °C

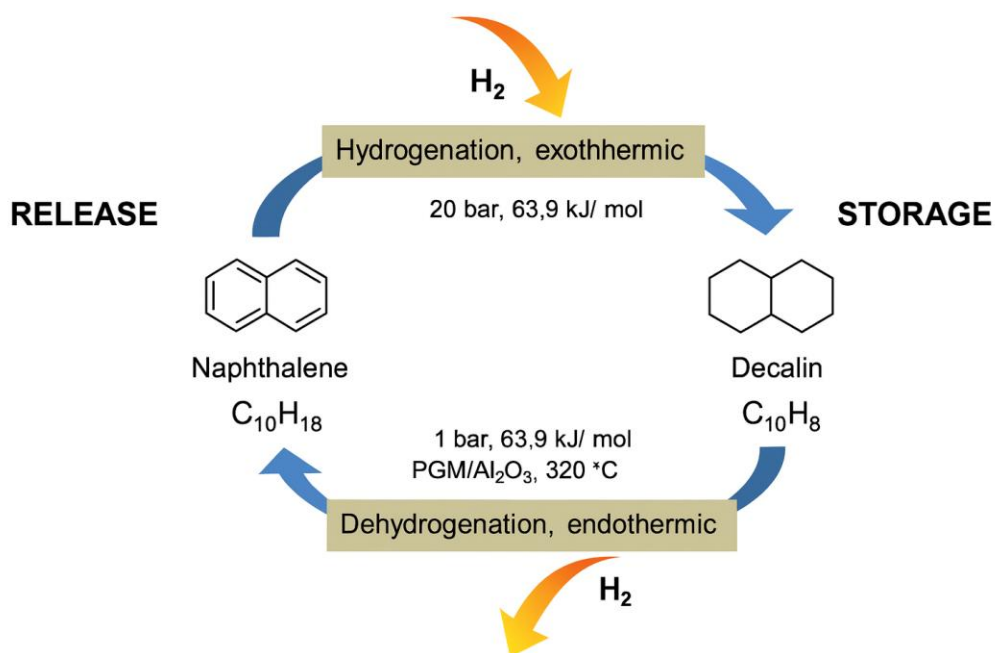
para completarse, ya que debe reformar ambos anillos aromáticos. La entalpía de reacción promedio por mol de H_2 (~64 kJ/mol) es un poco menor que la de MCH, lo que sugiere que la eficiencia térmica intrínseca del sistema puede ser ligeramente mejor que la del tolueno/MCH en ausencia de recuperación de calor. Aun así, la diferencia no es drástica: se puede asumir que, sin integración de calor, la eficiencia del ciclo naftaleno/decalina caería en el orden de 60–65%, mientras que con buen aprovechamiento térmico podría llegar al 85–90% (valores semejantes a DBT, dado su parecido energético). En cuanto a la resistencia a ciclos, la decalina tiende a degradarse mínimamente; no obstante, la sublimación del naftaleno (pasa de sólido a vapor) podría ocasionar pérdidas del portador si se le expone a atmósfera abierta, lo que sugiere que se requerirían sistemas cerrados herméticos durante la deshidrogenación y el enfriamiento.

Económicamente, el sistema naftaleno/decalina tendría costos mixtos. Por un lado, el naftaleno es un producto barato y abundante, obtenido como subproducto en refinerías de petróleo y procesos de carbón (alquitranes). Su precio puede ser del orden de 2 USD/kg o menor, lo que hace que la inversión en portador sea relativamente baja comparada con DBT o NEC. Adicionalmente, la decalina puede producirse in situ hidrogenando naftaleno, evitando una compra masiva inicial de decalina. Por otro lado, el CAPEX de infraestructura sería más alto: serían imprescindibles tanques calefaccionados, sistemas de aislamiento térmico, quizá buques y tuberías especialmente diseñados para mantener el producto fundido en todo momento. Este extra en equipos especializados aumentaría la inversión respecto a un sistema LOHC líquido convencional. Por ello, en un análisis global, el CAPEX total del sistema naftaleno podría situarse en un rango medio (más económico en insumos que DBT/NEC pero más costoso en equipamientos que MCH/DBT). Respecto al OPEX, la alta capacidad de almacenamiento significaría transportar más H_2 por volumen de portador, lo que tiende a reducir costos logísticos por kg de H_2 . Sin embargo,

la energía gastada en mantener la temperatura del portador descargado y las posibles pérdidas por sublimación de naftaleno incrementarían los costos operativos. En balance, se puede estimar un OPEX ~1,1–1,2 USD/kg H₂ para el sistema naftaleno/decalina, asumiendo recuperación parcial de calor y gastos de calefacción de retorno. Este valor lo ubica ligeramente por encima del DBT en términos de costo operativo, aunque todavía dentro de un orden de magnitud similar.

Figura 7

Representación esquemática del sistema LOHC naftaleno/decalina



Nota. Tomada de Modisha, P. M., et al. (2019). The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers. *Energy & Fuels*, 33(4), 2778–2796.

8.2. Matriz comparativa de indicadores técnicos y económicos

A continuación, se resumen, en forma de matriz comparativa, los principales indicadores de desempeño para los cuatro sistemas LOHC evaluados. Se incluyen métricas técnicas (capacidad de almacenamiento de hidrógeno, densidad energética, temperaturas de operación, eficiencia alcanzable) así como factores de seguridad, logística y costos estimados.

Tabla 11 Matriz comparativa de indicadores técnicos y económicos.

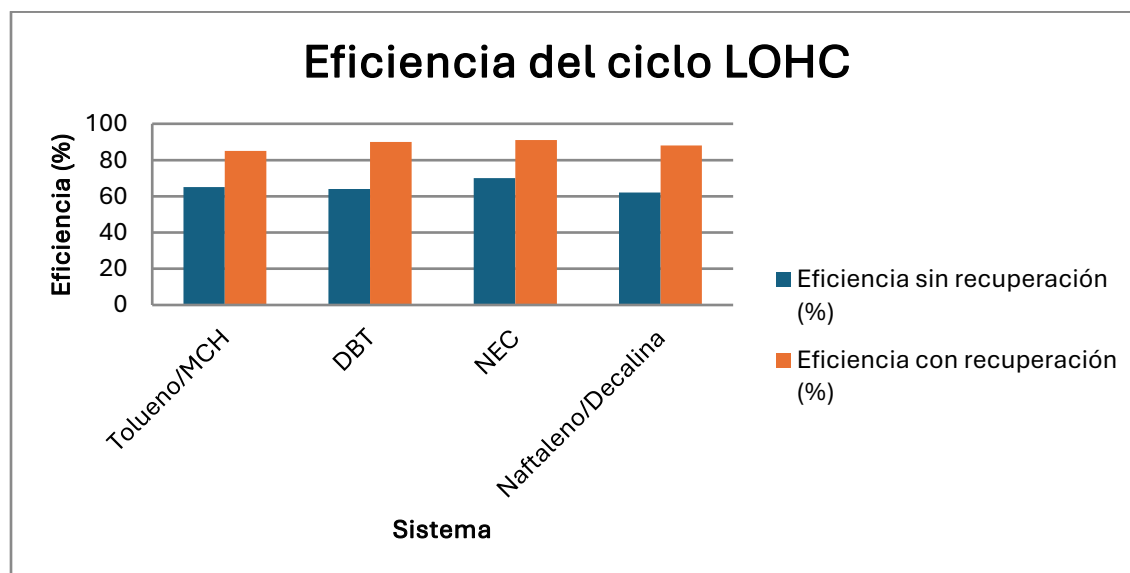
Indicador clave	Tolueno/MCH	Dibenziltolueno (DBT)	N-etilcarbazol (NEC)	Naftaleno/Decalina
Capacidad gravimétrica de H₂ (% peso)	~6,1 – 6,2 % (alto)	~6,2 % (alto)	~5,8 % (moderado)	~7,3 % (muy alto)
Capacidad volumétrica de H₂ (kg H₂/m³)	~46–48 kg/m ³ (≈5,5 MJ/L)	~57 kg/m ³ (≈6,8 MJ/L)	~50–52 kg/m ³ (estimado)	~65–70 kg/m ³ (≈8,0 MJ/L)
Hidrogenación (condiciones)	~150 °C, 20 bar – exotérmica (catalizador Ni/Pt)	~130–150 °C, 10–30 bar – exotérmica (Pt, Ru)	~135–155 °C, 10–20 bar – exotérmica (Ru, Rh)	~150–200 °C, 30 bar – exotérmica (Ni, etapas 2)
Deshidrogenación (condiciones)	~300–350 °C – endotérmica (requiere calor externo)	~270–300 °C – endotérmica (requiere calor externo)	~180–230 °C – endotérmica (más fácil liberar H ₂)	~270–300 °C – endotérmica (requiere calor externo)
Eficiencia energética del ciclo (aprox.)	60–70% (sin recuperación) hasta 85–90% (con)	64–70% (sin recuperación) hasta ~90% (con)	~70% (sin) >90% (con)	~60–65% (sin) ~85–90% (con)
Estado físico del portador (20 °C)	Líquido (MCH y toluenos líquidos, <0 °C fusión)	Líquido (H18-DBT y DBT líquidos, fusión < -30 °C)	Sólido (NEC solidifica, fusión 68 °C)	Sólido (naftaleno solidifica, fusión 80 °C)

Seguridad * (inflamabilidad, toxicidad)	Inflamables (flash ~0 °C); toxicidad moderada (TLV 50 ppm)	No inflamables a T° amb. (flash ~150–190 °C); baja toxicidad (similar diésel)	Poco inflamable (flash >150 °C); posible toxicidad ecologica (no biodegradable)	Poco inflamable (flash ~80 °C); tóxico ambiental (PAH, vapores nocivos)
Costo del portador (USD/kg)	~1 USD/kg (tolueno comercial económico)	~4–5 USD/kg (DBT técnico, químico especializado)	~6+ USD/kg (especialidad química costosa)	~2 USD/kg (naftaleno commodity barato)
Costo operativo OPEX (USD/kg H ₂)	~1,3 USD/kg (energía + pérdidas)	~0,8–1,0 USD/kg (energía optimizada, mín. pérdidas)	~1,0–1,1 USD/kg (menor energía, + calefacción retorno)	~1,1–1,3 USD/kg (energía + calor de mant., etc.)

Nota. Elaboración propia a partir de Ahluwalia et al. (2020); Chiyoda Corporation (2020); Chen et al. (2024); Liu et al. (2025); Zhang et al. (2024); Carvalho (2021)

Figura 8

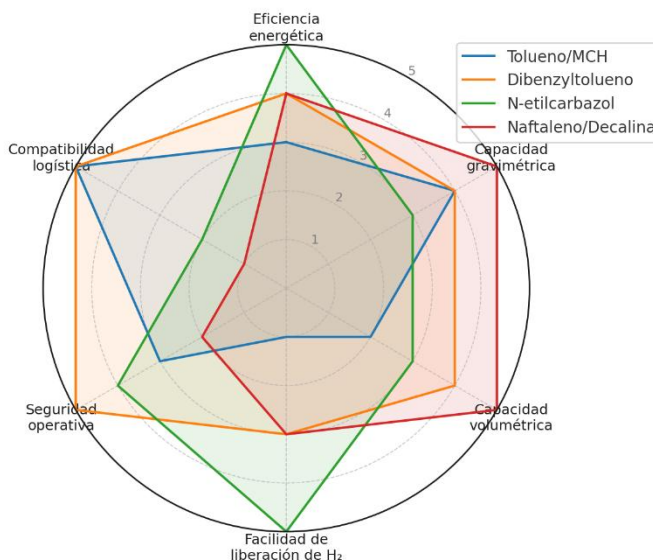
Eficiencia del ciclo LOHC - sin y con recuperación



El siguiente gráfico compara la eficiencia de ciclo de cada portador, destacando NEC y DBT como los más favorables.

Figura 9

Comparación cualitativa de los principales indicadores técnicos para los cuatro sistemas



Como ilustra la figura 8, el gráfico radar comparativo anterior, cada sistema LOHC exhibe un conjunto particular de fortalezas y debilidades. El dibenziltolueno (trazo naranja) muestra un perfil equilibrado alto en seguridad y logística, al ser líquido, seguro y compatible, con buena capacidad y eficiencia. El tolueno/MCH (azul) destaca en logística (muy implementable), pero queda atrás en facilidad de reacción (requiere mayor temperatura) y presenta mayores riesgos de seguridad (inflamabilidad). El N-etilcarbazol (verde) sobresale en eficiencia y facilidad de liberación de H₂ (su punto más alto en el radar), gracias a su menor entalpía de reacción, pero muestra claras deficiencias en logística (sólido) y algo menores en seguridad (toxicidad).

Finalmente, el sistema naftaleno/decalina (rojo) puntúa máximo en capacidad de almacenamiento (ambos ejes de capacidad) pero mínimo en compatibilidad logística (por el naftaleno sólido), y también se ve penalizado en seguridad (toxicidad).

8.3.EVALUACIÓN DE COSTOS

8.3.1. Inversión Inicial (CAPEX)

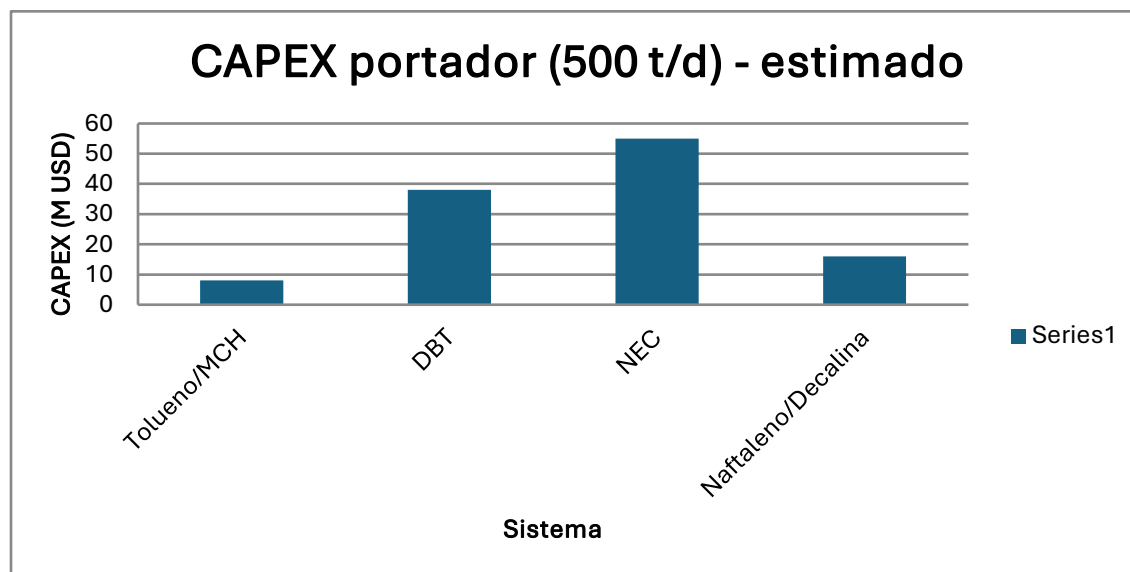
La inversión de capital inicial comprende la construcción de plantas para los procesos de hidrogenación y deshidrogenación, la implementación de sistemas de almacenamiento térmico, así como la adquisición del portador orgánico. Para un sistema con capacidad de procesamiento de 500 toneladas diarias de hidrógeno, se ha estimado una inversión de aproximadamente 60 millones de dólares estadounidenses (Sievi et al., 2019).

Particularmente en los sistemas basados en dibenziltolueno (DBT), el costo del portador se ubica en torno a los 4,4 USD/kg. A esto se suma un costo de 0,134 millones USD por tonelada para el reactor de proceso y 0,003 millones USD por tonelada para los tanques de almacenamiento (Niermann et al., 2019).

El siguiente gráfico compara la inversión inicial estimada (CAPEX) de los distintos sistemas LOHC para un caso de referencia de 500 t/d de hidrógeno.

Figura 10

CAPEX portador (500 t/d) - estimado.



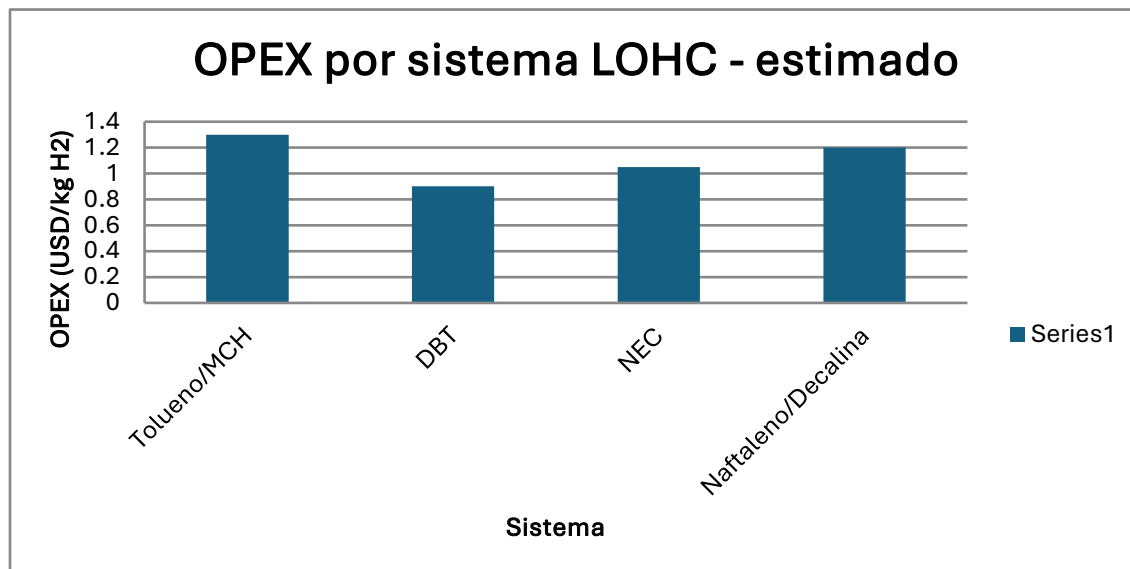
8.3.2. Costos Operativos y de Mantenimiento (OPEX)

Los costos operativos están asociados al consumo energético en la etapa de deshidrogenación, a las pérdidas mínimas del portador en cada ciclo, a la purificación del hidrógeno producido y a los gastos de transporte. Estos costos se sitúan, en promedio, entre 0,77 y 0,90 USD por kilogramo de hidrógeno (AIChE, 2023).

La eficiencia del sistema puede incrementarse mediante la integración de recuperación de calor, lo que permite reducir los costos operativos hasta alcanzar valores cercanos a 0,98 USD/kg H₂, como se ha demostrado en diseños optimizados con DBT/PDBT. En contraste, sistemas que utilizan metilciclohexano (MCH) presentan costos más elevados, estimados en alrededor de 1,30 USD/kg H₂ (Carvalho, 2023). Asimismo, la eficiencia energética global del ciclo LOHC puede pasar de un 60 % a valores superiores al 85 % cuando se incorpora gestión térmica adecuada.

Figura 11

OPEX por sistema LOHC - estimado.



Este gráfico muestra los costos operativos (OPEX) por kilogramo de hidrógeno, donde se aprecia que DBT es la opción más competitiva.

8.3.3. Comparación con Tecnologías Alternativas

A continuación, se presenta una tabla comparativa entre los sistemas LOHC y otras tecnologías comúnmente utilizadas para el transporte de hidrógeno:

Tabla 12 Comparación técnico-económica de tecnologías de transporte de hidrógeno.

Tecnología	CAPEX aproximado	OPEX estimado	Eficiencia energética	Consideraciones relevantes
LOHC (DBT/PDBT)	0,13 M USD/ton	1.10-2.13 USD/kg H2	55 % – 90 %	Compatible con infraestructura existente, alta seguridad
Hidrógeno Comprimido (GH2)	0,6 M USD por estación	1.23-1.80 US/kg H2	70 % – 80 %	Ideal para distancias cortas
Hidrógeno Licuado (LH2)	160 M USD (licuefacción + tanques)	3.5-4 USD/kg H2	25 % – 45 %	Mayor capacidad por viaje, pero pérdidas por evaporación
Amoníaco	450-600 M USD	1.10-1.70 USD/kg H2	60 % – 70 %	Alta densidad, sin necesidad de retorno del portador

Nota. De acuerdo con análisis realizados por organismos europeos (2024), los sistemas LOHC presentan ventajas económicas frente a las demás tecnologías en distancias superiores a los 16.000 kilómetros. En rutas más cortas o intermedias, alternativas como el hidrógeno comprimido o el licuado suelen ser más competitivas en términos de costo.

Con el propósito de actualizar las estimaciones económicas presentadas en este estudio, se efectuó una actualización de los valores base 2019 al año 2025 para las distintas tecnologías de transporte y almacenamiento de hidrógeno analizadas (LOHC, hidrógeno comprimido, hidrógeno líquido y amoníaco). Esta actualización permite reflejar de manera más realista las condiciones económicas actuales, considerando los efectos acumulados de la inflación internacional, las variaciones en los precios de materias primas industriales.

De esta forma, se proyectaron los valores de inversión de capital (CAPEX) y los costos operativos (OPEX) de 2019 hacia 2025 mediante factores de corrección que integran dichos componentes. A continuación, se presenta la Tabla 13, donde se muestran los costos equivalentes al año 2025 y la metodología empleada para la actualización de las cifras.

Comparación técnico-económica de tecnologías de transporte y almacenamiento de hidrógeno (valores aproximados a 2025, en USD)

Tabla 13

Comparación técnico-económica de tecnologías de transporte y almacenamiento de hidrógeno (valores aproximados a 2025, en USD)

Tecnología	CAPEX estimado (2025)	OPEX estimado (2025)
LOHC (DBT / PDBT)	≈ 0,16 M USD/t H ₂	≈ 1,20 – 2,35 USD/kg H ₂
Hidrógeno comprimido (GH ₂)	≈ 0,72 M USD/estación	≈ 1,35 – 1,95 USD/kg H ₂
Hidrógeno líquido (LH ₂)	≈ 190 – 200 M USD (planta 27 000 kg/día)	≈ 3,8 – 4,5 USD/kg H ₂
Amoniaco (NH ₃)	≈ 540 – 720 M USD (planta 1 000 t/día NH ₃)	≈ 1,20 – 1,85 USD/kg H ₂

Nota. Los valores 2025 se obtuvieron aplicando una actualización multiplicativa a los costos

base 2019 según la ecuación: $C_{2025} = C_{2019} \times F_{\text{inflación}} \times F_{\text{materias}} \times F_{\text{FX}} \times F_{\text{tecnología}}$

9. Comparación de los LOHC con otros métodos de transporte y almacenamiento de hidrógeno

10. Comparativa Técnica

Los métodos más relevantes para transportar y almacenar hidrógeno incluyen el hidrógeno comprimido (CGH₂), el hidrógeno líquido (LH₂), los hidruros metálicos y los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC). Cada uno presenta diferencias importantes en cuanto a densidad energético, condiciones operativas, seguridad y complejidad tecnológica.

El hidrógeno comprimido se almacena comúnmente a presiones entre 200 y 700 bar. A 700 bar y temperaturas ambiente, su densidad energética alcanza cerca de 5.6 (MJ/L), cifra que sigue siendo inferior a la de los combustibles líquidos tradicionales (Wang et al., 2016). Aunque es una tecnología madura, requiere cilindros de alta resistencia y sistemas de seguridad robustos, debido al riesgo de fugas y explosivos del gas.

Por su parte, el hidrógeno líquido se almacena a temperaturas criogénicas (-253°C) y ofrece una densidad energética más alta, aproximadamente 8,5 (MJ/L). Sin embargo, su proceso de licuefacción es intensivo en energía, ya que “consume entre el 30% y el 40% del contenido energético del propio hidrógeno” (Yao, Müller-Langer & Robinius, 2023). Además, exige el uso de tanques con aislamiento térmico para minimizar pérdidas por evaporación.

En cuanto a los hidruros metálicos, estos permiten almacenar hidrógeno en estado sólido mediante absorción en estructuras metálicas. Aunque ofrecen alta seguridad operativa, su densidad gravimétrica es limitada. Según Sakintuna, Lamari-Darkrim y Hirscher (2007), “su capacidad rara vez supera el 2-3% en peso de H_2 ”, lo cual limita su uso principalmente a aplicaciones estacionarias.

Los LOHC almacenan hidrógeno de forma química, sin necesidad de operar a altas presiones ni temperaturas extremas. Presentan una densidad gravimétrica de entre 5% y 7% en peso, lo cual los hace competitivos en cuanto a almacenamiento seguro y manejo (Abdin, Tang, Liu & Catchpole, 2021). No obstante, su reacción de deshidrogenación es intensiva en energía térmica. Como señalan Li et al., (2024), “el proceso requiere fuentes de calor externo significativas para liberar hidrógeno de manera eficiente”.

Tabla 14

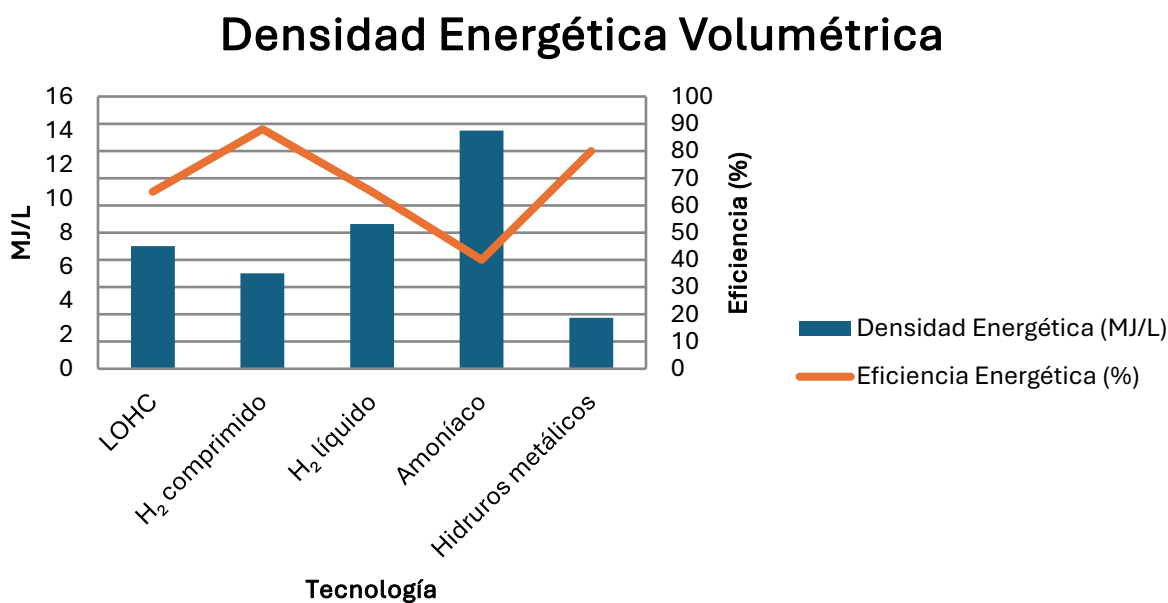
Comparativa técnica de métodos de almacenamiento/transporte de H₂.

Tecnología	Estado/Condiciones (bar, °C)	Densidad H ₂ (MJ/L)	Contenido H ₂ (p/p)	Eficiencia ciclo (%)
H ₂ comprimido	200–700 bar, 15 °C	5,6	~100% (gas)	85–90
H ₂ líquido	~1 bar, -253 °C	8,5	~100% (líquido)	60–70
Amoníaco (NH ₃)	~10 bar, -33 °C	14	~17,6%	30–50
LOHC (DBT)	~1 bar, 20–30 °C	7,2	~6%	60–70
Hidruro metálico	≤10 bar, 20–100 °C	2-4	~1–3%	70–90

Nota. Adaptado de Preuster et al. (2017); Sakintuna et al. (2007); Wang et al. (2016); Abdin et al. (2021); Yao et al. (2023); Li et al. (2024).

Figura 12

Densidad Energética y Eficiencia de Métodos de Almacenamiento de Hidrógeno.



Nota. Los valores mostrados son aproximados y corresponden a rangos típicos reportados en la literatura. Se presentan con fines comparativos entre tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno.

10.1. Comparativa Económica y de Infraestructura

Un aspecto clave en la evaluación económica de los diferentes métodos de transporte y almacenamiento de hidrógeno es el grado de aprovechamiento de infraestructura existente. En este sentido, los LOHC presentan una ventaja notable, ya que pueden integrarse de manera directa en la logística de hidrocarburos convencional. Esto significa que camiones cisterna, buques tanque, oleoductos y tanques de almacenamiento diseñados originalmente para combustibles líquidos pueden adaptarse con modificaciones mínimas, lo cual reduce significativamente el capital de inversión (CAPEX) frente a la construcción de nuevas cadenas de suministro (Preuster et al., 2017; Abdin et al., 2021). De manera similar, el amoníaco cuenta con una cadena industrial global ya consolidada, que incluye producción a gran escala, terminales portuarias, buques especializados y sistemas de almacenamiento refrigerado. Por ello, al usarlo como vector energético, se requiere principalmente incorporar procesos de síntesis con hidrógeno verde y, en el destino, unidades de craqueo para recuperar el hidrógeno en caso de necesitarlo (Yao et al., 2023). En contraste, tanto el hidrógeno comprimido como el hidrógeno líquido dependen de infraestructura altamente especializada: estaciones de compresión de alta presión, cilindros reforzados o tanques criogénicos de doble pared, cuya implementación implica inversiones específicas y de alto costo (Wang et al., 2016).

En cuanto a los costos según la distancia y la escala de transporte, la competitividad varía de forma significativa. Para distancias cortas y volúmenes reducidos, el hidrógeno comprimido suele ser la alternativa más económica, debido a la simplicidad de su proceso y a la menor inversión

en infraestructura. Sin embargo, para el transporte a gran escala y en rutas largas, los vectores químicos como el amoníaco y los LOHC se posicionan como opciones más competitivas que el hidrógeno líquido o comprimido. El amoníaco, en particular, tiende a ofrecer los menores costos cuando se considera el transporte marítimo de grandes volúmenes y su posterior reconversión, aprovechando la infraestructura existente. Los LOHC, por su parte, se vuelven atractivos en escenarios donde es posible aprovechar calor residual industrial para el proceso de deshidrogenación, o en contextos donde la seguridad operativa y la compatibilidad logística resultan factores determinantes (Cava, Gagliardi, Piscolla & Borello, 2023; Clean Air Task Force, 2023; Abdin et al., 2021).

En relación con los costos operativos (OPEX), cada alternativa presenta particularidades relevantes. Los LOHC requieren catalizadores metálicos (Pt, Pd o Ru) y un significativo aporte de energía térmica en la etapa de deshidrogenación; no obstante, el portador líquido se recicla a lo largo de múltiples ciclos, lo que permite amortizar este gasto. En el caso del amoníaco, el OPEX está marcado por el consumo energético de la síntesis Haber-Bosch y el posterior craqueo si se requiere recuperar hidrógeno puro. Sin embargo, cuando el amoníaco se utiliza directamente como fertilizante o combustible, este último proceso se evita, reduciendo los costos. El hidrógeno líquido, en cambio, presenta costos operativos elevados debido a las demandas criogénicas y a las pérdidas inevitables por evaporación (boil-off). Finalmente, el hidrógeno comprimido incurre principalmente en el gasto eléctrico de compresión y en el mantenimiento de los recipientes a alta presión, lo cual se incrementa en la medida que aumenta la escala de transporte (Wang et al., 2016; Yao et al., 2023; Abdin et al., 2021; Cava et al., 2023).

10.2. *Impacto Ambiental*

En términos ambientales, cada método de almacenamiento y transporte de hidrógeno presenta ventajas y limitaciones específicas. El hidrógeno comprimido no genera emisiones locales durante su uso; sin embargo, existe riesgo de fugas que pueden originar mezclas inflamables, y su huella ambiental depende directamente de la fuente de electricidad empleada para la compresión (Wang et al., 2016). El hidrógeno líquido comparte la cualidad de no ser tóxico, aunque su huella ambiental está marcada por el alto consumo energético del proceso de licuefacción y por las pérdidas inevitables de producto debidas al fenómeno de boil-off, además del riesgo de inflamabilidad del gas evaporado (Yao et al., 2023).

El amoníaco constituye una opción con alta densidad de almacenamiento, pero es un compuesto tóxico y corrosivo que exige estrictos protocolos de seguridad para evitar impactos sobre la salud y los ecosistemas. Su uso directo como combustible puede generar emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), y la sostenibilidad de su ciclo depende de que la electricidad utilizada en su síntesis y craqueo provenga de fuentes renovables (Yao et al., 2023).

Los LOHC presentan ventajas al operar a condiciones ambientales, evitando pérdidas por evaporación de hidrógeno y la necesidad de presiones o temperaturas extremas en la logística. No obstante, el proceso de deshidrogenación requiere un aporte considerable de calor, que idealmente debería provenir de fuentes residuales o renovables. Además, aunque se consideran líquidos estables, algunos portadores pueden ser inflamables o tóxicos en caso de derrames, lo que implica un manejo ambiental semejante al de hidrocarburos (Preuster et al., 2017; Abdin et al., 2021; Li et al., 2024).

Finalmente, los hidruros metálicos se consideran muy seguros en operación, dado que el hidrógeno se mantiene fijado en estado sólido. Sin embargo, los impactos asociados a la extracción

y procesamiento de materiales metálicos, junto con su baja capacidad gravimétrica, desaconsejan su aplicación masiva como solución logística (Sakintuna et al., 2007).

10.3. *Síntesis de Ventajas y Desventajas de los LOHC*

La siguiente tabla resume los principales aspectos técnicos, económicos y ambientales de cada método de almacenamiento y transporte de hidrógeno:

Tabla 15

Síntesis de ventajas y desventajas.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
LOHC	Uso de infraestructura existente, líquidos estables, seguridad elevada.	Alta demanda energética en deshidrogenación, inversión inicial elevada.
Hidrógeno comprimido	Tecnología madura, simple para distancias cortas	Baja densidad volumétrica, riesgos por alta presión.
Hidrógeno líquido	Alta densidad energética, útil para largas distancias.	Elevado consumo energético, complejidad criogénica.
Hidruros metálicos	Alta seguridad, estabilidad a largo plazo	Alta masa, baja capacidad gravimétrica, costo elevado.

Nota. A partir de esta comparación, ninguna tecnología es perfecta en todos los criterios; cada una maximiza ciertos aspectos a costa de debilidades en otros. Por ello, la elección óptima depende del escenario específico de uso. A continuación, se presentan recomendaciones según distintas situaciones.

El contraste entre las distintas tecnologías permite evidenciar que cada método responde a condiciones operativas y objetivos distintos, lo cual impide definir un único sistema ideal para todas las aplicaciones. En primer lugar, los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) ofrecen una alternativa intermedia y equilibrada, con una densidad energética moderada (~7 MJ/L) y una gran ventaja en seguridad y compatibilidad logística. Su principal fortaleza radica en que pueden almacenarse y transportarse en condiciones ambientales utilizando infraestructura ya existente para hidrocarburos, lo que reduce costos de inversión y riesgos de operación. No

obstante, su eficiencia global del ciclo se ve limitada por la alta demanda térmica durante la deshidrogenación, que puede alcanzar entre el 30 y 40 % de la energía contenida en el hidrógeno.

En contraste, el hidrógeno comprimido destaca por su alta eficiencia energética ($\approx 85\text{--}90\%$) y su tecnología madura y accesible, siendo ideal para distancias cortas o medianas. Sin embargo, su baja densidad volumétrica ($\sim 5,6\text{ MJ/L}$) obliga a emplear tanques de alta presión (200–700 bar), incrementando los riesgos por fugas y explosión, además de limitar su viabilidad económica en transportes de gran escala.

El hidrógeno líquido ofrece una mayor densidad energética ($\sim 8,5\text{ MJ/L}$), lo que lo hace atractivo para aplicaciones que requieren altas capacidades de almacenamiento, como el transporte marítimo o aeronáutico. Aun así, su manejo es complejo: la licuefacción requiere temperaturas criogénicas ($-253\text{ }^\circ\text{C}$) y consume hasta un 30–40 % de la energía del hidrógeno, reduciendo la eficiencia del ciclo a valores entre 60–70 %. Además, las pérdidas por boil-off y la infraestructura criogénica encarecen su uso prolongado.

Por su parte, el amoníaco (NH_3) se consolida como el vector químico con mayor densidad energética volumétrica ($\sim 14\text{ MJ/L}$), superando incluso al hidrógeno líquido. Puede transportarse a presiones moderadas ($\sim 10\text{ bar}$) y cuenta con una cadena logística global consolidada, lo que reduce los costos de implementación. No obstante, su toxicidad, corrosividad y la emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) durante la combustión o el craqueo lo convierten en una opción de alto riesgo ambiental y de seguridad, sobre todo en zonas pobladas. Además, su eficiencia global es baja ($\approx 30\text{--}50\%$) debido a la energía requerida en los procesos de síntesis y reconversión a H_2 .

Finalmente, los hidruros metálicos presentan un enfoque radicalmente distinto al almacenar hidrógeno de forma sólida. Son altamente seguros y estables, sin riesgo de fugas o explosión, lo que los hace ideales para almacenamiento estacionario o en espacios confinados. Sin embargo, su capacidad gravimétrica es muy baja (1–3 % en peso) y su masa total elevada, lo que limita su uso en transporte. Además, su producción requiere materiales costosos y la liberación del hidrógeno demanda calor adicional, lo que disminuye su eficiencia práctica.

En síntesis, cada alternativa optimiza determinados aspectos a costa de otros. El hidrógeno comprimido destaca por su alta eficiencia y simplicidad operativa, lo que lo hace ideal para distancias cortas y volúmenes moderados. El hidrógeno líquido, en cambio, prioriza la densidad energética y permite almacenar mayores cantidades en menor volumen, aunque implica un alto costo energético debido al proceso de licuefacción. El amoníaco sobresale en capacidad volumétrica y viabilidad económica para el transporte a gran escala, aprovechando su infraestructura global existente; sin embargo, presenta desafíos de seguridad y riesgos ambientales asociados a su toxicidad y emisiones de NO_x. Los hidruros metálicos alcanzan la máxima seguridad y estabilidad, pero sacrifican capacidad de almacenamiento y viabilidad económica por su alta masa y bajo contenido de hidrógeno. Finalmente, los LOHC representan un punto de equilibrio entre seguridad, aprovechamiento de infraestructura existente y densidad energética moderada, siendo más adecuados para entornos industriales, zonas urbanas o proyectos integrados con recuperación de calor residual.

10.4. Transporte a larga distancia e intercambio internacional

El amoníaco suele resultar la opción más económica para exportar hidrógeno en grandes volúmenes (ej. desde regiones con excedente renovable hacia centros de demanda lejanos), dada su altísima densidad y la existencia de buques/terminales comerciales de NH₃. Sin embargo, esta

conveniencia viene acompañada de desafíos en seguridad y eficiencia. Los LOHC ofrecen una alternativa atractiva en este contexto cuando la seguridad es prioritaria o cuando se puede aprovechar infraestructura petrolera: en cadenas intercontinentales, los LOHC pueden competir en costo con el amoníaco si se utiliza calor residual y considerando que eliminan riesgos tóxicos, aunque actualmente tienden a ser ligeramente más costosos que NH_3 puro. En distancias ultra largas ($\gg 10.000$ km) o envíos marítimos, ambas opciones químicas (NH_3 y LOHC) superan claramente al H_2 líquido o comprimido en costo por kg de H_2 entregado.

10.5. Distribución regional y distancias cortas

Para usos locales o transporte terrestre limitado (< 500 km), el hidrógeno comprimido suele ser el método más competitivo. La sencillez de solo comprimir el gas y llevarlo en cilindros o tube-trailers hace que, a pequeña escala, tenga el menor costo y complejidad. Por ejemplo, abastecer estaciones de servicio de hidrógeno dentro de una misma ciudad o polígono industrial con camiones de H_2 a 200-350 bar es práctico y económico, evitando las pérdidas asociadas a licuefacción o conversión química. El hidrógeno líquido también puede emplearse en entornos regionales, sobre todo cuando se requiera almacenar más cantidad que la posible con cilindros (p.ej., suministro de flotas de buses de hidrógeno); no obstante, por sus requerimientos criogénicos, se justifica solo si la logística de H_2 comprimido no alcanza la densidad requerida.

Consideraciones de seguridad y entornos sensibles: Si el factor determinante es la seguridad (por ejemplo, almacenamiento de hidrógeno en entornos urbanos densos, plantas industriales con alta sensibilidad a fugas, o transporte terrestre atravesando zonas pobladas), los LOHC emergen como la opción más conveniente. Su naturaleza no explosiva y la ausencia de necesidad de alta presión o extrema refrigeración reducen significativamente los riesgos de accidentes catastróficos. Incluso frente al amoníaco, los LOHC presentan menor riesgo para la

salud pública, ya que un potencial derrame de LOHC es manejable (similar a un derrame de aceite), mientras que una fuga de amoníaco podría obligar a evacuaciones. Por tanto, para almacenamiento de grandes cantidades de energía en sitios cercanos a poblaciones o con regulaciones estrictas de seguridad, se recomendaría LOHC por encima de H₂ comprimido (riesgo explosivo) o amoníaco (toxicidad). Los hidruros metálicos también son muy seguros, pero por sus otras limitaciones quedan relegados a escenarios estacionarios de nicho.

10.6. Usos finales y flexibilidad

Si el objetivo es utilizar directamente el portador energético en aplicaciones finales, esto puede cambiar la preferencia. Por ejemplo, si un país importador planea usar amoníaco directamente como fertilizante o combustible en turbinas (proyectos de co-combustión con gas natural, etc.), entonces el amoníaco se vuelve doblemente atractivo pues evita tener que convertir de vuelta a H₂ (ahorrando eficiencia y costo). En cambio, si el hidrógeno debe entregarse con alta pureza para, digamos, celdas de combustible de vehículos, un portador como el LOHC puede simplificar la logística y entregar H₂ limpio en destino con menor impacto que manejar amoníaco (el cual requeriría cracking y purificación adicionales en el sitio de consumo). Asimismo, en aplicaciones de economía circular o integración industrial, los LOHC pueden integrarse aprovechando flujos de calor de proceso, mejorando su rendimiento en entornos específicos (por ejemplo, utilizar calor residual de una refinería para deshidrogenar LOHC y alimentar con H₂ un proceso cercano).

11. Proyectos actuales y perspectivas futuras de la tecnología LOHC

12. Proyectos Internacionales de Referencia

Durante la última década, el desarrollo de tecnologías LOHC ha dejado de ser un mero concepto de laboratorio para transformarse en una realidad industrial. En este contexto, distintos países han impulsado proyectos estratégicos que marcan el camino hacia una cadena global de suministro de hidrógeno más segura, eficiente y adaptable. Analizar estos casos permite entender las oportunidades reales de implementación a gran escala, así como los aprendizajes técnicos acumulados.

Japón - EL caso AHEAD y la cadena LOHC- MCH

Japón, con su fuerte dependencia energética del exterior y su política ambiciosa hacia la neutralidad en carbono, ha sido pionero en el impulso de tecnologías LOHC. En particular, la alianza Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development (AHEAD), liderada por Chiyoda Corporation y respaldada por la agencia NEDO, logró en 2020 el primer transporte internacional de hidrógeno mediante metilciclohexano (MCH) como portador líquido. El hidrógeno fue producido en Brunei, convertido en MCH mediante reacción de hidrogenación, transportado por barco convencional hasta Japón, y allí regenerado mediante deshidrogenación (Morimoto et al., 2023).

Este proyecto no solo validó la viabilidad técnica del ciclo LOHC completo a escala comercial, sino que también demostró la posibilidad de reutilizar la infraestructura de hidrocarburos líquidos. La selectividad del sistema, superior al 99,9% en la conversión de MCH a tolueno, junto con la estabilidad térmica y la compatibilidad logística, posicionan al LOHC- MCH como una solución madura para el transporte intercontinental de hidrógeno.

Alemania - Tecnología DBT y despliegue industrial

En Europa, el liderazgo ha crecido principalmente en Alemania donde la empresa Hydrogenious LOHC Technologies ha desarrollado una solución basada en dibenziltolueno (DBT). Este portador presenta ventajas notables frente al MCH, como mayor estabilidad térmica, no inflamabilidad y baja presión de vapor, lo que facilita su manejo en ambientes industriales. Desde 2016, Hydrogenious ha implementado plantas piloto y, en 2023, inicio operaciones de una planta industrial en Dormagen con capacidad de almacenar más de 1800 toneladas de hidrógeno al año (Rüde et al., 2022).

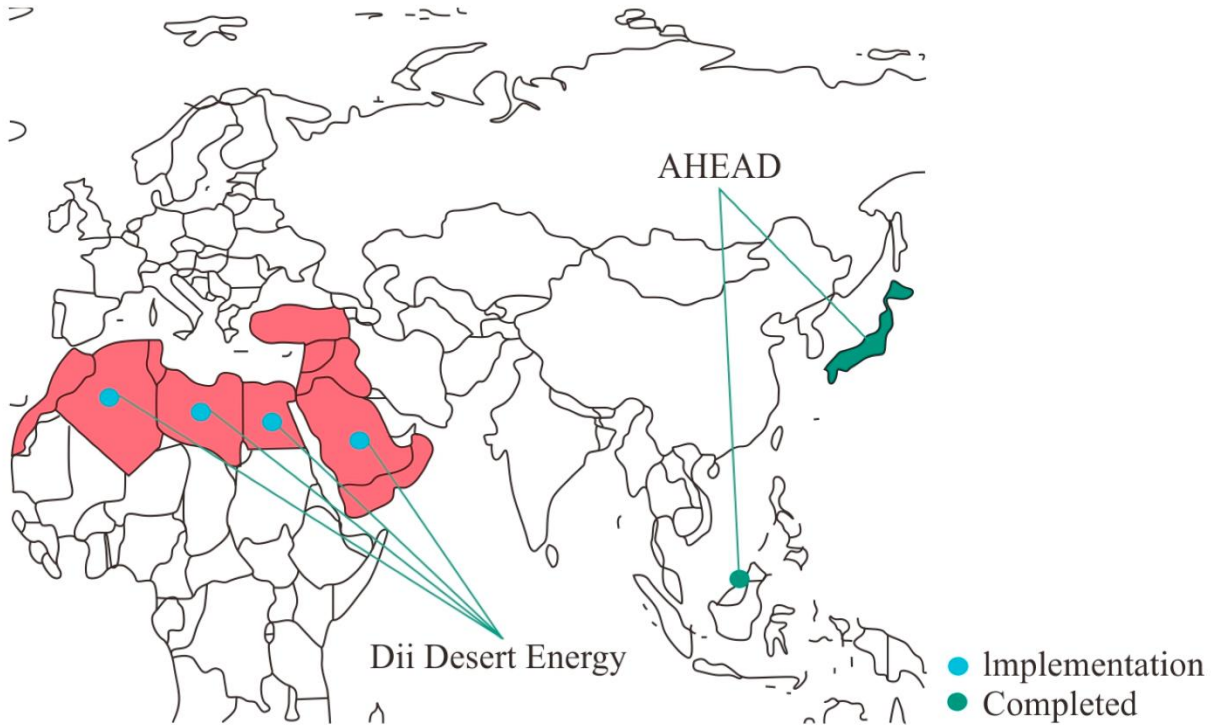
Investigaciones realizadas por la FriedrichAlexander Universität Erlangen Nürnberg (FAU) muestran que este sistema puede operar de manera continua en condiciones severas sin degradación significativa del portador, lo que representa un paso crucial para reducir los costos operativos y de mantenimiento en ciclos largos (Wünsch et al., 2020).

Alternativas emergentes Benziltolueno e innovaciones en catalizadores

Además de los sistemas MCH y DBT, existen propuestas emergentes que buscan mejorar aún más la eficiencia del ciclo LOHC. Entre ellas destaca el sistema benziltolueno /perhydrobenziltolueno (BT/H12-BT), estudiado por el Forschungszentrum Jülich y la FAU Erlangen. Este sistema ha demostrado una mayor densidad de almacenamiento de hidrógeno, mejor cinética de reacción y menor formación de subproductos. Según Rüde et al. (2022), puede operar eficientemente entre 280 y 320 °C, lo que lo convierte en un candidato atractivo para nuevas implementaciones industriales.

Figura 13

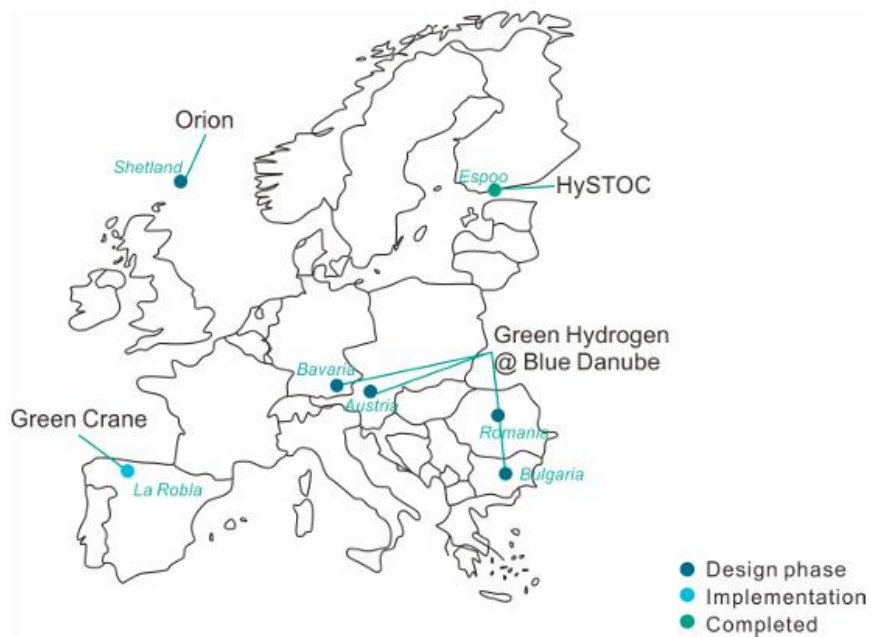
Ubicación internacional de proyectos LOHC.



Nota. Tomado de Application and analysis of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) technology in Practical projects, por H. Li, X. Zhang, C. Zhang, Z. Ding y J. Jin, 2024, Energies, 17(8), 1940

Figura 14

Ubicación de proyectos LOHC en Europa.



Nota. Tomado de Application and analysis of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) technology in Practical projects, por Li, H., Zhang, X., Zhang, C., Ding, Z., & Jin, X., 2024, Energies, 17(8),

1940

Tabla 16 *Tabla de proyectos LOHC (Proyecto – País – Capacidad).*

Proyecto LOHC	País (Ubicación)	Capacidad de H ₂
AHEAD – Cadena global Brunéi–Japón	Brunéi / Japón	~210 toneladas H ₂ en 2020 (demostración, máx. anual).
Planta LOHC “Hector” (Dormagen) – Hydrogenious LOHC	Alemania	1.800 t H ₂ /año (almacenamiento previsto desde 2027).
Petronas ENEOS MCH – Exportación Malasia– Japón	Malasia / Japón	50.000 t H ₂ /año (planificada para ~2027, en estudio).
H2-Industries LOHC Hub – East Port Said, Egipto	Egipto	300.000 t H ₂ /año (planta 1 GW aprobada, waste-to-H ₂).
Exolum-LOHC Immingham (pilot) – Reino Unido	Reino Unido	20 t H ₂ en prueba (400 m ³ LOHC transportados en oleoducto).

Nota. Elaboración propia con datos de proyectos (AHEAD [Mitsui & Co., 2017]; Hydrogenious LOHC Technologies, 2023; International Energy Agency [IEA], 2022; Vassileva, 2022; Exolum, 2024).

12.1. Viabilidad de Implementación a Gran Escala

A medida que los proyectos piloto maduran, la atención se dirige hacia la posibilidad de implementar estas tecnologías a escala global. Esta sección examina los factores técnicos económicos y políticos que condicionan dicha expansión.

Factores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los sistemas LOHC tienen una ventaja Significativa: pueden almacenar grandes cantidades de hidrógeno de forma densa y segura en estado líquido, utilizando infraestructuras ya existentes. Por ejemplo, el DBT tiene una capacidad gravimétrica de almacenamiento del 6.2% en masa, con una densidad energética comparable a combustibles

líquidos (Rüde et al., 2022). No obstante, uno de los principales retos sigue siendo el requerimiento energético para la deshidrogenación, que normalmente se realiza a temperaturas entre 270 y 320°C.

La eficiencia global del ciclo LOHC, considerado por los procesos de carga y descarga, se sitúa en torno al 60 y 70 %, aunque puede elevarse mediante recuperación de calor y diseño optimizado de reactores (Sievi et al., 2019). En este sentido, los avances en catálisis como el uso de platino sobre alúmina o rutenio soportado han sido fundamentales para mejorar la selectividad y la estabilidad del sistema.

Factores económicos

La viabilidad económica depende no solo de los costos directos del portador y los catalizadores, sino también del aprovechamiento de la infraestructura disponible y la posibilidad de integrarse con otras industrias. El metilciclohexano (MCH), por ejemplo, puede aprovechar redes logísticas de hidrocarburos, lo que reduce costos iniciales. Sin embargo, su inestabilidad térmica representa un mayor desgaste del portador, lo cual incrementa los costos operativos a largo plazo (Morimoto et al., 2023).

Por el contrario, el DBT, aunque más costosos por tonelada, presenta una vida útil más prolongada, menor volatilidad y menos pérdidas por evaporación, lo que lo hace ideal para transporte y almacenamiento estacionario. Según análisis de Wünsch et al. (2020), una planta bien optimizada de deshidrogenación puede recuperar hasta el 90% del portador sin degradación significativa, reduciendo el OPEX sustancialmente.

Factores políticos

La implementación masiva de LOHC también está sujeta a factores políticos. En Japón, la estrategia energética nacional contempla el hidrógeno como pilar para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, lo cual se traduce en un fuerte respaldo financiero e institucional a proyectos

como AHEAD. De igual forma, en Alemania el gobierno federal ha incluido la tecnología LOHC dentro de su hoja de ruta para la economía del hidrógeno, destinando inversiones en infraestructuras, I+D y asociaciones público-privadas.

El desafío ahora es armonizar regulaciones internacionales, establecer estándares de seguridad y fomentar acuerdos multilaterales para facilitar el comercio internacional de hidrógeno transportado mediante LOHC.

12.2. Desafíos y Oportunidades de Desarrollo

El hidrógeno presenta desafíos técnicos importantes para su implementación a gran escala, debido a sus propiedades fisicoquímicas. Su naturaleza inflamable y explosiva, junto con su baja densidad volumétrica, lo convierten en gas complejo de transportar de forma segura y económica, especialmente en rutas marítimas de largo alcance (Wijayanta et al., 2019). Las principales tecnologías empleadas actualmente para este propósito incluyen el amoníaco y los portadores líquidos orgánicos de hidrógeno.

El uso de amoníaco líquido plantea dificultades técnicas y de pureza. A pesar de su elevada densidad de almacenamiento, los residuos de amoníaco que permanecen en el hidrógeno tras el proceso de recuperación pueden interferir con el rendimiento de las celdas de combustible y otros sistemas de conversión de energía (Wijayanta et al., 2019). En cuanto al hidrógeno líquido, su manipulación requiere infraestructura criogénica altamente especializada. Esto implica un sistema de aislamiento térmico avanzado en los contenedores, lo que incrementa considerablemente los costos operativos.

Por otro lado, el hidrógeno comprimido resulta viable principalmente para distancias cortas, ya que las altas presiones necesarias para su almacenamiento implican riesgos de seguridad y costos energéticos elevados en su compresión y transporte. En contraste, los LOHC presentan

una alternativa segura y versátil para el transporte y almacenamiento de hidrógeno. Estas sustancias líquidas permiten contener el hidrógeno de manera estable y se pueden manipular utilizando la infraestructura logística existente, como oleoductos, camiones cisterna y buques (Markiewicz et al., 2015). Además, el hidrógeno almacenado puede ser liberado posteriormente para alimentar celdas de combustible, procesos industriales o estaciones de recarga.

Un ejemplo destacado de aplicación a gran escala de esta tecnología es el proyecto desarrollado por la empresa japonesa Chiyoda Corporation, que utilizó el sistema LOHC basado en tolueno / metilciclohexano. Según datos experimentales, lograron una eficiencia de deshidrogenación del 99,9%, una vida útil del catalizador superior a las 10.000 horas y una recuperación de tolueno con una selectividad también superior al 99,9 % (Wijayanta et al., 2019). En 2020, esta empresa transportó exitosamente 2010 toneladas métricas de hidrógeno desde Brunéi a Japón utilizando LOHC, en un proyecto piloto que empleó hidrógeno producido mediante reformado de gas natural y transferido a través de transporte marítimo convencional.

Otro avance significativo proviene de la empresa china Hynertech, que ha impulsado el desarrollo de una planta NEC de 1000 toneladas, utilizando el sistema LOHC H0-NEC / H12-NEC. Hynertech introdujo el concepto de “aceite de hidrógeno”, un líquido de almacenamiento derivado de residuos sólidos industriales y urbanos. Estos residuos son sometidos a procesos de gasificación a alta temperatura para generar hidrógeno y el portador orgánico, lo cual no solo mejora la eficiencia energética, sino que contribuye a la mitigación ambiental al aprovechar desechos peligrosos como materia prima (Ren et al., 2022). Esta empresa también desarrolló la primera celda de combustible que utiliza LOHC como fuente directa de energía, lo que marca un hito en la aplicación vehicular de esta tecnología.

La tecnología LOHC tiene un potencial considerable en el contexto de las energías renovables. Una de las principales limitaciones de las tecnologías actuales de transporte energético es su baja seguridad, el alto consumo energético y las dificultades para el almacenamiento prolongado. Frente a esto, los LOHC se perfilan como una solución eficaz para almacenar energía en forma de hidrógeno de manera segura, estable y escalable. Como lo destaca Markiewicz et al., (2015), “los sistemas LOHC ofrecen ventajas clave en términos de seguridad y compatibilidad con la infraestructura existente, lo que los convierte en candidatos atractivos para su implementación masiva”.

En términos de sostenibilidad, la tecnología LOHC puede integrarse con fuentes renovables de hidrógeno como la electrólisis de agua, el reformado de bioetanol y el craqueo de biomasa. Estas vías de producción no solo permiten generar hidrógeno limpio, sino que facilitan su acoplamiento a ciclos energéticos de bajo impacto ambiental. La electrólisis, por ejemplo, ha demostrado ser una de las técnicas más prometedoras para producir hidrógeno verde en grandes cantidades. Al comparar los costos de transporte y almacenamiento, se ha determinado que el uso de LOHC puede reducir los gastos hasta un 68 % en comparación con el hidrógeno comprimido (Ren et al., 2022).

Replicabilidad de la tecnología LOHC en Colombia

La replicabilidad de la tecnología LOHC en Colombia resulta técnicamente viable gracias a la experiencia petroquímica nacional en procesos de hidrogenación y deshidrogenación, así como a la existencia de infraestructura de poliductos, tanques y terminales que podrían adaptarse al transporte y almacenamiento de portadores líquidos (Exolum, 2024; Fundación Fenoge, 2023). A nivel internacional, ya se han demostrado casos como el piloto de Exolum en el Reino Unido, que utilizó un oleoducto convencional para mover LOHC entre terminales, mostrando la

compatibilidad con sistemas tradicionales (Exolum, 2024). En el contexto colombiano, proyectos como el estudio de factibilidad de TGI en La Guajira, apoyado por H2Uppp, evalúan integrar 2,14 GW de electrólisis y emplear LOHC como vector para transportar hidrógeno verde hacia el interior o para exportación (Fundación Fenoge, 2023). Sin embargo, la viabilidad económica aún enfrenta retos: diversos análisis señalan que almacenar y transportar hidrógeno en LOHC puede ser entre un 30 % y un 50 % más costoso que en hidrógeno comprimido, debido a las pérdidas energéticas de hidrogenación y deshidrogenación, además de los costos de catalizadores y fluidos portadores (Li et al., 2024; ResearchGate, 2022). La Agencia Internacional de Energía advierte que las rutas de hidrógeno líquido y LOHC presentan bajas eficiencias de reconversión y menor madurez tecnológica, lo que requiere innovación para alcanzar competitividad en la próxima década (IEA, 2022). Aun así, Colombia posee ventajas logísticas y geográficas, como su red de poliductos y puertos petroleros (Cartagena, Barranquilla), además de una posición estratégica para exportar tanto a Europa como a Norteamérica en tiempos moderados de envío (Fundación Fenoge, 2023). Estudios de costos en La Guajira muestran que producir hidrógeno verde podría descender de 3,4 USD/kg a ~1,5 USD/kg en 2050, lo cual reforzaría la viabilidad de exportar mediante LOHC (Fundación Fenoge, 2023). En conclusión, si bien persisten desafíos de costos y marcos regulatorios, las condiciones técnicas, industriales y logísticas del país favorecen que el LOHC se convierta en una alternativa complementaria a otras rutas como el amoníaco, posicionando a Colombia como potencial pionero regional en esta tecnología emergente (Li et al., 2024; MDPI, 2023).

12.3. Perspectivas Futuras en la Economía del Hidrógeno

El hidrógeno se perfila como un pilar fundamental en la transición hacia un modelo energético sostenible. En un contexto de la economía del hidrógeno, este vector energético no solo

puede contribuir a mitigar el cambio climático, sino que también ofrece alternativas concretas frente a los desafíos del suministro energético y la sostenibilidad económica. En la primera mitad del siglo XXI, el hidrógeno ha ganado protagonismo en los sistemas de energía limpia y económica circular, y se espera que su influencia aumente significativamente en las próximas décadas.

La sustitución de los combustibles fósiles por fuentes limpias representa un reto técnico, económico y político. En este panorama, el hidrógeno emerge como una opción prometedora dentro de la cadena de suministro energético, ya que puede producirse mediante diversas rutas, como el reformado con vapor de metano la electrólisis del agua, la oxidación de hidrocarburos e incluso procesos innovadores como la descomposición termoquímica del agua usando energía nuclear o técnicas biotecnológicas (Bourane et al., 2016). Según proyecciones del Bank of America, para el año 2050 la industria del hidrógeno podría alcanzar un valor estimado de 2,5 billones de dólares, impulsando sectores como el transporte, la generación de energía y la industria química.

Aunque actualmente la producción de hidrógeno libre de emisiones de CO_2 es costosa, se proyecta que su costo disminuirá progresivamente y que, hacia el año 2060, reemplazará a muchas de las tecnologías tradicionales de producción y uso energético. La descarbonización total de la economía para 2050 dependerá, en gran medida, de la expansión del hidrógeno verde y de soluciones integrales que incluyan su producción, almacenamiento y transporte a gran escala.

Uno de los principales desafíos técnicos del hidrógeno radica en su baja densidad energética, lo cual complica su manejo, especialmente durante el transporte y almacenamiento. En este contexto, los LOHC han demostrado ser una opción viable, ya que permiten transportar hidrógeno de forma segura y eficiente sin requerir condiciones extremas de temperatura o presión.

Como lo afirman Morris et al. (2019), “la facilidad de bombeo y la estabilidad térmica del LOHC bajo condiciones ambientales son factores clave para su implementación Práctica”.

A diferencia del hidrógeno comprimido o líquido, que requiere infraestructuras costosas y riesgosas, los LOHC pueden ser transportados mediante camiones cisterna o tuberías convencionales. Además, los procesos de carga pueden llevarse a cabo directamente en campos de producción de gas o petróleo, y la descarga en estaciones de suministros. El hecho de operar a presión atmosférica y temperatura ambiente reduce notablemente los riesgos de seguridad y la necesidad de costosos sistemas de refrigeración o calentamiento.

En las últimas décadas, la investigación científica ha avanzado en el desarrollo de compuestos químicos adecuados para el transporte de hidrógeno, especialmente los cicloalcanos, compuestos heterocíclicos y aromáticos. Los esfuerzos se han enfocado en diseñar reactores más eficientes y mejorar los catalizadores, con el objetivo de reducir la temperatura necesaria para la deshidrogenación. Empresas como Hydrogenious Technologies y Framatome han trabajado con compuestos como dibenzotiofeno (DBT) como portadores, mientras que Chiyoda Corporation ha operado una planta piloto basada en el sistema tolueno/metilciclohexano, empleando reactores de lecho fijo, de flujo radial o de pulverización pulsada para las etapas de reacción (Modisha et al., 2016).

A pesar de que los LOHC han tomado protagonismo en la investigación, otros líquidos como el amoníaco y el metanol también se han estudiado como posibles portadores de hidrógeno. Aunque el metanol se ha utilizado históricamente como materia prima industrial, hoy se exploran rutas sostenibles para su obtención, como la conversión de CO_2 reciclado o gas de síntesis, y su aplicación en pilas de combustible de membrana. El amoníaco líquido, por su parte, posee una de las mayores densidades volumétricas de hidrógeno ($121 \text{ Kg } H_2/m^3$), lo que lo convierte en un

candidato atractivo desde el punto de vista energético. Sin embargo, su toxicidad, los elevados requerimientos energéticos para su producción y sus riesgos asociados han limitado su adopción a gran escala (Olah et al., 2018).

El diseño experimental de tecnologías LOHC a gran escala puede resultar complejo y costoso. Por ello, el modelado computacional se presenta como una herramienta estratégica para anticipar el comportamiento de los sistemas, optimizar procesos y reducir la necesidad de pruebas físicas extensas. Como señalan Le, Tran y Lee (2024), “el desarrollo de modelos prácticos permite investigar la limitación de los equipos de proceso y reducir los costos generales de implementación”.

12.4. Aprendizajes y Aplicabilidad en Latinoamérica (Colombia)

Los casos analizados brindan lecciones valiosas para Latinoamérica y, en particular, para Colombia, que busca incorporarse a la economía del hidrógeno en los próximos años. En primer lugar, se evidencia que el desarrollo de proyectos LOHC exitosos requiere de una visión estratégica país con apoyo gubernamental e involucramiento de empresas privadas especializadas. Japón y Alemania integraron los LOHC en sus hojas de ruta; de igual forma, Colombia podría fomentar programas piloto LOHC alineados con su Estrategia Nacional de Hidrógeno. El Gobierno colombiano ya ha manifestado intenciones de invertir en hidrógeno verde a gran escala y atraer inversiones por más de US\$45.000 millones en las próximas décadas (New Energy Events, 2023). Incluir a los LOHC dentro de esas inversiones permitiría diversificar las opciones tecnológicas más allá del hidrógeno líquido o el amoníaco, aprovechando sus ventajas únicas.

Un aspecto clave para la aplicabilidad en Colombia es la infraestructura existente de hidrocarburos del país. Colombia cuenta con una extensa red de oleoductos, poliductos, tanques de almacenamiento y terminales portuarias debido a su industria de petróleo y gas. Esta

infraestructura podría ser en muchos casos reutilizada o adaptada para transportar y almacenar hidrógeno en forma de LOHC, de manera similar a lo demostrado por Exolum en Immingham (Exolum, 2024). Por ejemplo, un poliducto que actualmente transporte combustibles líquidos podría, tras limpieza y adaptación de bombas, usarse para movilizar un aceite LOHC cargado de hidrógeno desde la costa Caribe (punto de producción eólico en La Guajira) hacia el interior del país. Esto evitaría la costosa construcción de nuevos gasoductos de hidrógeno o la necesidad de licuar el H₂ para transportarlo en camiones criogénicos. La compatibilidad logística de los LOHC con la industria de hidrocarburos existente encaja particularmente bien con la realidad colombiana, donde empresas como Ecopetrol opera infraestructura que en el futuro podría incorporarse a cadenas de suministro de energías limpias. Así, Colombia tiene la oportunidad de saltarse barreras de infraestructura aprovechando el legado petrolero para impulsar el hidrógeno verde mediante LOHC.

Otro aprendizaje aplicable es la importancia de enfocarse en nichos estratégicos donde los LOHC aporten mayor valor. En Colombia, esto podría ser el abastecimiento de hidrógeno para industrias ubicadas lejos de centros de producción renovable. Por ejemplo, la costa Caribe tiene alto potencial eólico/solar para generar H₂, mientras que la demanda industrial principal está en el centro y occidente del país. Transportar hidrógeno en camiones cisterna como gas comprimido a largas distancias no es eficiente ni seguro en grandes volúmenes; en cambio, si se hidrogena un LOHC en la costa y se envía líquido en camiones o poliductos al interior, la logística sería más sencilla (similar a transportar diésel o gasolina) y con menores riesgos. Al llegar, el hidrógeno podría liberarse para usos industriales (refinerías, acerías) o energéticos (generación eléctrica en picos de demanda). De igual forma, para la eventual exportación de hidrógeno colombiano, los LOHC podrían jugar un rol: países importadores podrían preferir recibir energía en forma de

líquidos estables en lugar de amoníaco tóxico o H₂ criogénico complejo. Esto abre la puerta a que Colombia, en cooperación con socios tecnológicos internacionales, desarrolle una cadena de exportación de hidrógeno en LOHC hacia mercados como Europa o Asia, capitalizando su potencial renovable.

No obstante, también hay desafíos para la replicabilidad en Colombia. La tecnología LOHC es nueva en la región y carece de personal capacitado localmente, lo que implica una curva de aprendizaje y posiblemente la necesidad de alianzas con firmas extranjeras (p. ej., Hydrogenious, Chiyoda) para transferencia de conocimiento. Asimismo, el costo inicial de los equipos (plantas de hidrogenación/deshidrogenación, catalizadores) es elevado; será crucial gestionar financiamiento internacional o mecanismos de cooperación para apalancar proyectos piloto. Colombia podría comenzar con proyectos demostrativos de pequeña escala. Esto permitiría obtener datos locales de rendimiento, costos y seguridad, alimentando estudios de factibilidad más robustos. Igualmente, la adaptación del marco regulatorio nacional sería necesaria: asegurar que el transporte de LOHC esté contemplado en normas de almacenamiento de químicos, que la importación/exportación de hidrógeno en portadores tenga códigos arancelarios claros, y que se reconozca a los LOHC en la taxonomía de proyectos sostenibles.

En síntesis, los aprendizajes globales indican que la tecnología LOHC puede ser replicable en Colombia siempre que se ajusten a las condiciones locales. Las ventajas de seguridad, densidad y uso de infraestructura existente calzan bien con las necesidades de un país con geografía complicada y activos petroleros. La experiencia de África con H₂-Industries sugiere que regiones en desarrollo pueden adoptar LOHC para acelerar su transición energética (El Periódico de la Energía, 2022), combinando energías renovables con soluciones logísticas innovadoras. Colombia puede tomar esa inspiración y, apoyándose en su tradición técnica petrolera, convertirse en pionera

de LOHC en América Latina. El resultado potencial a largo plazo es multiplicar las opciones para almacenar y mover energía renovable, impulsando no solo la descarbonización interna, sino también la posibilidad de integrar a Colombia en las futuras rutas globales del hidrógeno verde.

13. Análisis comparativo de un caso aplicado a nivel industrial

14. Definición del Caso de Estudio

En este capítulo se plantea un escenario hipotético de exportación de hidrógeno a gran escala, con el fin de evaluar comparativamente distintas opciones de transporte. El caso de estudio considera el envío de 100 toneladas de hidrógeno desde Colombia hasta Europa, representando una cantidad de energía significativa ($\approx 3,3 \times 10^6$ kWh en poder calorífico). Dado que no existe un hidroducto transoceánico, se asume que el hidrógeno producido en Colombia será transportado vía marítima. Las condiciones asumidas son las siguientes:

- **Distancia y ruta:** Un trayecto marítimo de aproximadamente 8.000 km (por ejemplo, desde un puerto en la costa caribeña de Colombia hasta un puerto en el norte de Europa). Se contempla un transporte intercontinental por buque como el medio principal.
- **Modos de transporte analizados:** Se evaluarán cuatro formas de enviar el hidrógeno: (1) hidrógeno gaseoso comprimido en contenedores a alta presión, (2) hidrógeno líquido (LH₂) criogénico, (3) amoníaco (NH₃) como portador químico, y (4) un portador orgánico líquido de hidrógeno (LOHC, por sus siglas en inglés) – por ejemplo, un compuesto orgánico como el tolueno metilciclohexano que puede cargarse con hidrógeno. Estas cuatro alternativas cubren los principales vectores de almacenamiento/transporte de hidrógeno considerados a nivel industrial.

- **Infraestructura y suministro:** Se supone que Colombia cuenta con instalaciones para producir hidrógeno verde (p. ej., vía electrólisis) y para convertirlo al vector deseado (licuarlo, sintetizar amoníaco o cargar el LOHC). De igual forma, en Europa se dispondría de la infraestructura para recibir el buque y, según el caso, almacenar el hidrógeno (tanques criogénicos, esferas de amoníaco, etc.) y reconvertir el portador a hidrógeno utilizable (plantas de cracking de amoníaco o de deshidrogenación de LOHC, si aplica). Adicionalmente, se considera que el transporte terrestre interno en origen y destino (por carretera o tubería corta hacia/desde los puertos) tiene un impacto marginal en comparación con el tramo marítimo, por lo que el análisis se enfoca en la etapa transoceánica.

14.1. Metodología de Evaluación

Para realizar el análisis comparativo, se definen criterios técnicos clave y se emplea una combinación de datos bibliográficos y estimaciones propias. Los parámetros de comparación incluyen:

- **Eficiencia energética global:** fracción de la energía del hidrógeno producido en origen que llega finalmente disponible en destino, tras considerar las pérdidas en procesos de compresión, licuefacción, síntesis/quebrado de amoníaco o carga/descarga de LOHC, así como evaporación o fugas.
- **Costos aproximados:** tanto CAPEX (inversiones en infraestructura: plantas de licuefacción, buques especiales, tanques, instalaciones de conversión) como OPEX (costos operativos por kg de H₂ transportado: energía consumida en los procesos, costo del transporte marítimo, mantenimiento, etc.). Se analizan los costos por unidad de hidrógeno entregado (USD/kg H₂) de cada ruta, de manera comparativa.

- **Seguridad y logística:** se consideran los riesgos asociados al manejo de cada alternativa (toxicidad, inflamabilidad, presión/temperaturas extremas) y la complejidad logística (por ejemplo, necesidad de buques dedicados o posibilidad de usar infraestructura existente, estabilidad del almacenamiento durante el viaje, etc.).
- **Impacto ambiental:** de forma cualitativa se discuten aspectos ambientales, como emisiones indirectas (por consumo energético en el proceso, p. ej. CO₂ si la energía no fuese 100% renovable) y riesgos por escapes (por ejemplo, impacto de un derrame de amoníaco vs. un derrame de LOHC).
- **Fuentes de datos:** Para alimentar estos criterios, se recurrió a literatura técnica y reportes industriales recientes. Por ejemplo, se extrajeron eficiencias y consumos energéticos típicos de cada tecnología de estudios publicados (revistas, informes de agencias energéticas) y se utilizaron datos de densidad, contenido de hidrógeno y costos unitarios de fuentes reconocidas. Cuando fue necesario, se adoptaron supuestos simplificadores: por ejemplo, se asume que el 100% del hidrógeno entregado en Europa será utilizado (no se consideran pérdidas en distribución posterior), y que los procesos de carga/descarga operan en régimen estacionario y con eficiencias promedio constantes.
- **Herramientas de análisis:** Se desarrolló un modelo comparativo en una hoja de cálculo para calcular indicadores clave. Este modelo toma como input las 100 toneladas de H₂ y aplica factores de conversión para cada alternativa. Por ejemplo, se calculó cuánta energía (en kWh) consume licuar 100 t de H₂, cuánta para sintetizar y luego craquear amoníaco equivalente, o para hidrogenar/deshidrogenar

el LOHC necesario. Asimismo, se estimó el número de viajes o buques requeridos para cada opción (dado sus distintos contenidos de hidrógeno por volumen), y los costos unitarios correspondientes. Todos los cálculos se realizaron de manera consistente para permitir una comparación homogénea, manteniendo igual la cantidad de hidrógeno entregada y la distancia recorrida. Cabe aclarar que el análisis es de orden preliminar y comparativo: no busca dar un costo absoluto preciso, sino contrastar tendencias entre alternativas bajo las mismas condiciones hipotéticas.

14.2. Resultados del Análisis Comparativo

Tabla 17

Eficiencia energética y pérdidas asociadas.

Vector de transporte	de	Eficiencia energética estimada (%)	Costo aprox. (USD/kg H ₂)	Viabilidad técnica/logística
LOHC (portador líquido orgánico)		≈60% (incl. liberación H ₂)	≈1.1 USD/kg	Media (seguro a T° ambiente; requiere deshidrogenación con gasto energético significativo y retorno del portador)
Amoníaco (NH ₃)		≈60% (hasta ~80% reconversión)	≈1.7 USD/kg	Alta (cadena logística madura; tóxico, manejo especializado requerido)
Hidrógeno líquido (LH ₂)		≈65–70%	≈2.7 USD/kg	Media (tecnología criogénica disponible, pero costosa y con pérdidas por boil-off)
Hidrógeno comprimido (gas)		≈90% (pérdida energética ~10% por compresión)	≈0.6 USD/kg	Baja (viable solo en distancias cortas dada su baja densidad volumétrica)

Nota. Los valores presentados están basados en datos reportados por fuentes técnicas confiables

(IEA, 2024; DOE, 2023; Li et al., 2024; Yao et al., 2023) y representan estimaciones típicas para

cada vector de transporte. Cada vector ofrece un compromiso diferente entre eficiencia, costo y facilidad de implementación. Por ejemplo, el hidrógeno comprimido tiene pérdidas energéticas mínimas y bajo costo de conversión, pero es poco viable para transporte masivo a larga distancia debido a su baja densidad volumétrica (Wang, Zhou & Ouyang, 2016). En cambio, el amoníaco y los LOHC permiten aprovechar infraestructuras industriales existentes (buques, tanques, terminales) y son más adecuados para envío a gran escala, aunque incurren en mayores pérdidas de energía por la necesidad de convertir el H₂ de ida y vuelta (Abdin et al., 2021; Li et al., 2024). El hidrógeno líquido, por su parte, tiene alta pureza y densidad energética intermedia, pero requiere costosos sistemas criogénicos y enfrenta evaporación (boil-off) durante el almacenamiento y transporte (Yao, Müller-Langer & Robinius, 2023).

Estas cifras y clasificaciones sirven como resumen comparativo de los resultados analizados en el capítulo, destacando las ventajas y limitaciones técnicas de cada opción.

Tabla 18

Costos aproximados de transporte.

Vector de transporte	Conversión (USD/kg H ₂)	Transporte marítimo (USD/kg H ₂)	Reconversión en destino (USD/kg H ₂)	Costo total (USD/kg H ₂)	Costo total para 100 toneladas (USD)
LOHC (portador orgánico líquido)	~1.3 (hidrogenación)	~0.7 (flete en buque químico)	~1.0 (deshidrogenación)	~3.0	~300,000
Amoníaco (NH₃)	~1.5 (síntesis Haber-Bosch)	~0.4 (flete en buque amoníaco)	~0.8 (cracking a H ₂)	~2.7	~270,000

Hidrógeno líquido (LH₂)	~2.5 (licuefacción)	~0.7 (flete criogénico)	~0.1 (evaporación a gas)	~3.3	~330,000
Hidrógeno comprimido	~0.5 (compresión)	~4.0 (flete en cilindros)	~0.0 (ya es H ₂ gas)	~4.5	~450,000

Nota. metodológica: Los costos presentados son aproximados y se basan en los valores de referencia utilizados en el caso de estudio (Cap. 6). Se incluyen únicamente los gastos incrementales de conversión, transporte marítimo y reconversión, sin considerar el costo de producción del hidrógeno en origen.

Tabla 19

Comparativa de densidad de H₂ y cantidad de portador a mover.

Vector de transporte	Contenido de H ₂ (wt% o vol.)	Masa de portador para 100 t H ₂ (ton)	Densidad del portador (kg/m ³)	Volumen aprox. para transportar (m ³)	Condiciones de manejo (T, P, estado)
LOHC (Portador líquido orgánico)	~6,2 wt% H ₂ en el portador (ej. perhidro-dibenziltolueno) (≈57 kg H ₂ por m ³ de LOHC cargado)	~1.600 ton (LOHC + H ₂) ≈1.500 ton de líquido orgánico + 100 ton H ₂ (aprox.)	~920 kg/m ³ (líquido orgánico cargado con H ₂)	~1.750 m ³ de líquido LOHC cargado	T ambiente (~25 °C), P ~1 bar (estable a condiciones ambientales).
Amoníaco (NH₃) (Vector químico)	17,8 wt% H ₂ en NH ₃ (≈121 kg H ₂ por m ³ de NH ₃ líquido)	~568 ton de NH ₃ (incluyendo 100 ton H ₂)	~680 kg/m ³ (NH ₃ líquido a ~10 bar, 25 °C)	~835 m ³ de NH ₃ líquido	Líquido refrigerado o presurizado (T ~-33 °C a 1 bar, ó 25 °C a ~10 bar).
H₂ líquido (LH₂) (Hidrógeno criogénico)	100 wt% H ₂ (puro) (densidad de líquido ≈70,9 kg/m ³)	~100 ton de LH ₂ (todo es H ₂)	~71 kg/m ³ (hidrógeno líquido a -253 °C, 1 bar)	~1.410 m ³ de LH ₂	Líquido criogénico (H ₂ puro a ~20 K = -253 °C, P ~1 atm).

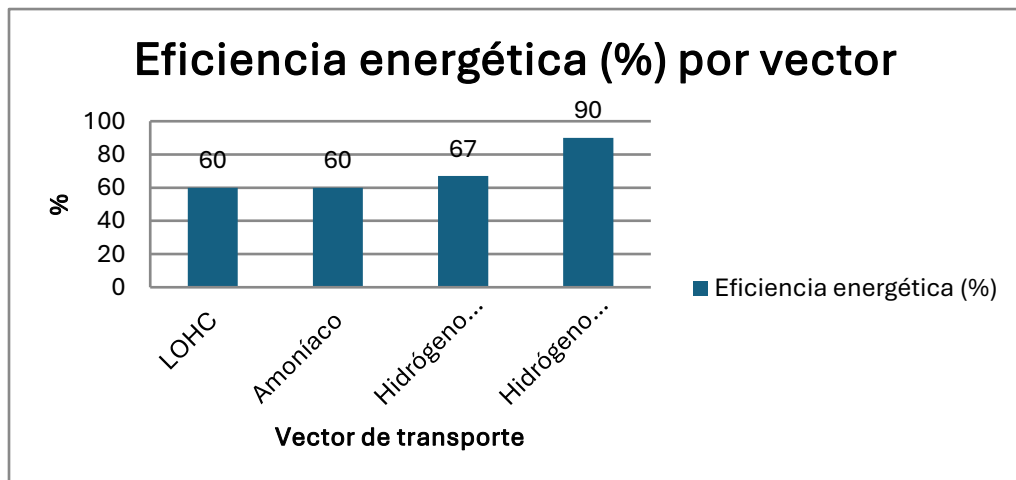
H₂ comprimido (Hidrógeno pressurizado)	100 wt% H ₂ (puro) <i>(densidad del gas a 350 bar)</i>	~100 ton de H ₂ (gas)	~24 kg/m ³ (H ₂ gas a 350 bar, 15 °C)	~4.200 m ³ de H ₂ comprimido	Gas a alta presión (e.g. ~350 bar, T ambiente).
---	---	----------------------------------	---	--	---

Nota. Elaboración propia con datos representativos tomados de la literatura (DOE, 2023; IEA, 2024; Abdin, Tang, Liu & Catchpole, 2021; Li et al., 2024; Yao, Müller-Langer & Robinius, 2023).

En esta comparación hipotética, se observa que los portadores químicos como el LOHC y el amoníaco tienen contenidos de hidrógeno mucho menores (en peso y por volumen) que el hidrógeno puro, por lo que requieren movilizar masas y volúmenes de fluido considerablemente mayores para transportar 100 t de H₂. No obstante, dichos vectores permiten almacenar el hidrógeno en condiciones menos extremas de temperatura o presión que el H₂ puro, a costa de etapas adicionales de conversión energética (como hidrogenación/deshidrogenación para LOHC, o síntesis/descomposición en el caso del NH₃) (Abdin et al., 2021; Li et al., 2024). Esto ilustra las diferencias logísticas entre las alternativas para el envío de hidrógeno a larga distancia (Yao et al., 2023).

Figura 15

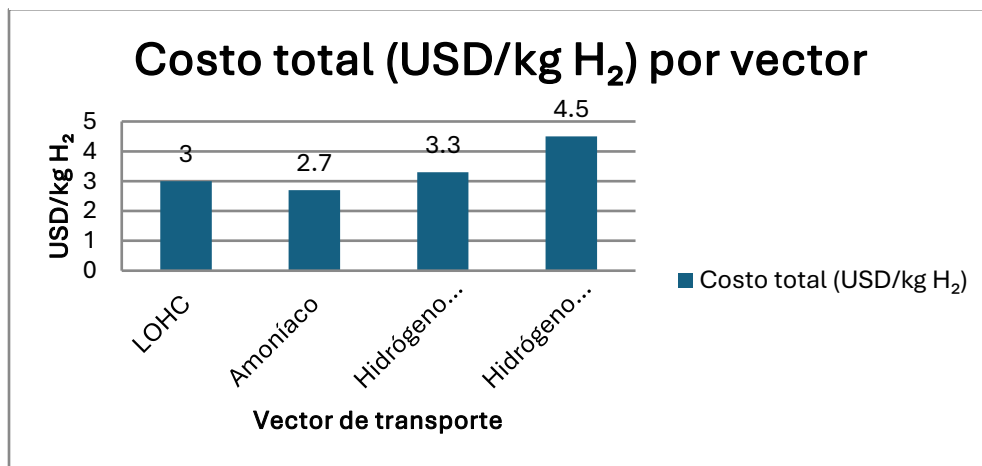
Eficiencia energética y costos totales de transporte de H₂ según vector.



Se observa que, aunque el H₂ comprimido presenta la mayor eficiencia teórica (90 %), su costo logístico resulta el más alto (4,5 USD/kg H₂) debido al gran volumen requerido y la baja densidad energética. En contraste, el amoníaco ofrece el costo más competitivo (2,7 USD/kg H₂), aunque con una eficiencia global reducida (~60 %) por las pérdidas en síntesis y cracking. El LOHC se ubica en un punto intermedio: costo moderado, pero penalizado por la reconversión. El H₂ líquido destaca por un balance aceptable, aunque la licuefacción encarece la cadena.

Figura 16

Desglose de costos de conversión, transporte y reconversión



El

análisis revela diferencias claras en los factores determinantes de los costos: en LOHC y NH₃, la etapa de reconversión representa el mayor peso económico; en el H₂ comprimido, los costos se concentran en la etapa de transporte debido a la baja densidad volumétrica; mientras que en el LH₂, la licuefacción inicial es la etapa más intensiva en consumo energético y económico. Esta comparación permite identificar oportunidades de optimización: el desarrollo de catalizadores más eficientes en LOHC y NH₃, y la reducción del consumo energético en la licuefacción del H₂ líquido.

Figura 17

Desglose de costos de conversión, transporte y reconversión.

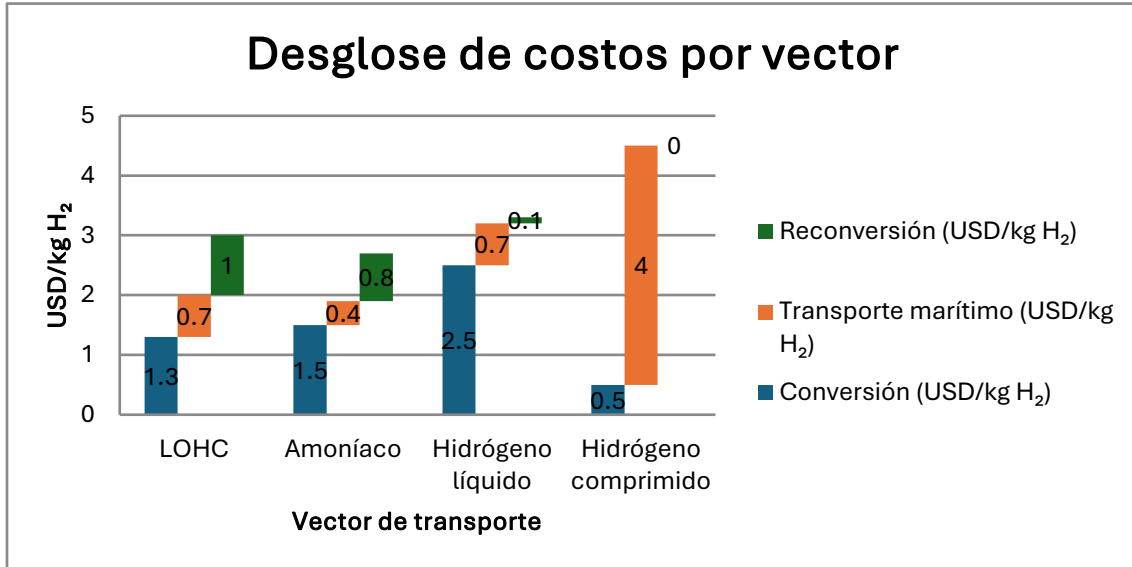
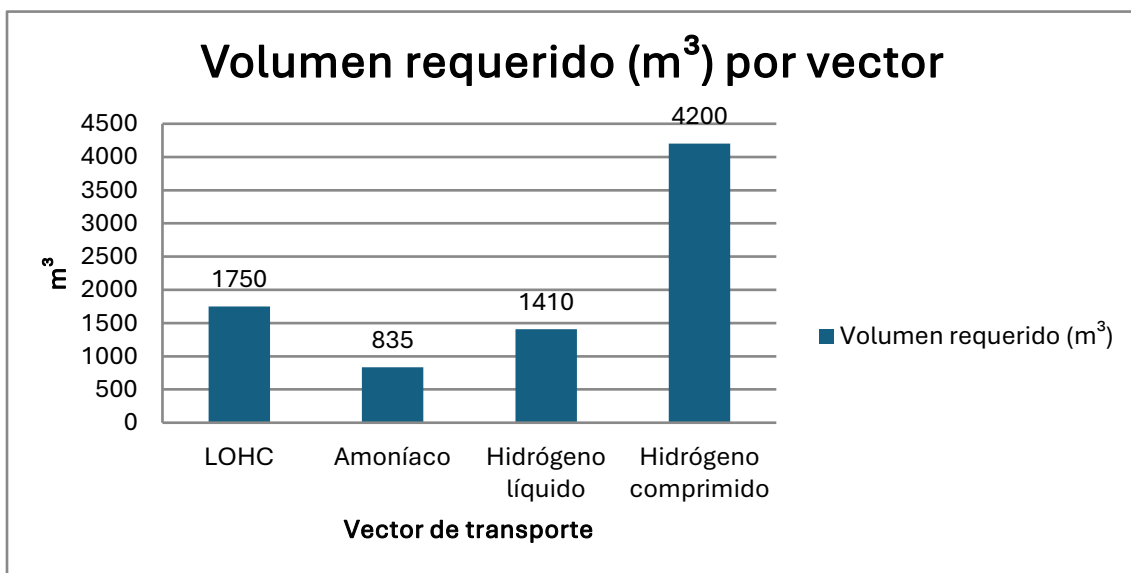


Figura 18

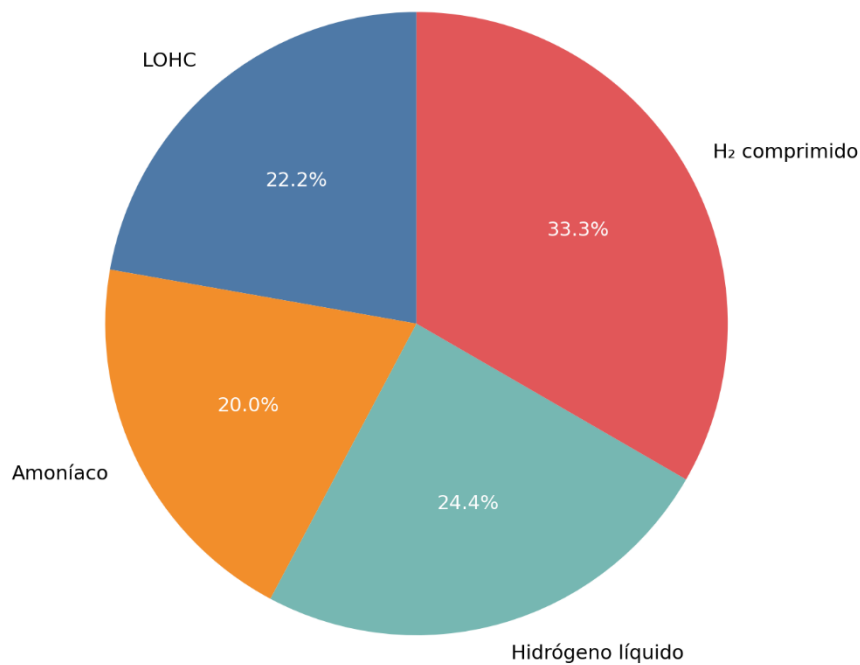
Comparación de densidad y volumen requerido de transporte.



La limitación principal de H_2 comprimido se hace evidente: requiere 4.200 m^3 para transportar la misma cantidad de hidrógeno, frente a apenas 835 m^3 en amoníaco. El LOHC, aunque seguro y fácil de manejar, demanda movilizar una gran masa de portador (1.600 t), lo que encarece la logística. Por ello, los vectores con mayor densidad volumétrica (NH_3 y LH_2) son los más competitivos en transporte a larga distancia, aunque requieren infraestructura compleja para su manejo.

Figura 19

Distribución porcentual del costo total estimado por kg de H_2



Distribución porcentual del costo total estimado por kg de H₂ transportado en cuatro vectores (LOHC, amoníaco, hidrógeno líquido y comprimido). Fuente: elaboración propia a partir de datos de IEA (2024), DOE (2023), Abdin et al. (2021), Li et al. (2024) y Yao et al. (2023).

El gráfico representa cómo se distribuye el costo unitario (USD/kg H₂) entre los cuatro vectores de transporte analizados en el caso hipotético de enviar 100 toneladas de hidrógeno desde Colombia a Europa.

- H₂ comprimido: representa la porción más grande, con ≈33,3% del total. Aunque su conversión (compresión) es barata, la baja densidad del gas hace que el costo logístico del transporte a larga distancia sea muy alto, volviéndolo la opción menos viable.
- Hidrógeno líquido (LH₂): ocupa ≈24,4%, reflejando su alto costo de licuefacción criogénica y transporte en buques especializados. Su ventaja es entregar H₂ puro en destino, pero la penalización energética y económica es considerable.
- LOHC (portadores orgánicos líquidos): representa ≈22,2% del total. Su costo se reparte entre la hidrogenación inicial, el transporte marítimo en buques convencionales y la deshidrogenación en destino. Es intermedio en costos, pero su principal desventaja es la baja eficiencia energética.
- Amoníaco (NH₃): es la fracción más baja, con ≈20%. Se beneficia de infraestructuras ya existentes (plantas, buques y tanques) y de un costo logístico más bajo. Sin embargo, requiere cracking si el uso final exige H₂ puro, lo que encarece y reduce su eficiencia global.

14.3. *Discusión de Resultados*

Los resultados anteriores permiten interpretar los pros y contras de cada alternativa en el escenario planteado, dando pie a varias observaciones importantes. En primer lugar, si descartamos la opción de hidrógeno comprimido por inviabilidad práctica a larga distancia, la comparación esencial queda entre hidrógeno líquido, amoníaco y LOHC. Aquí se evidencia un claro intercambio entre eficiencia y facilidad logística/seguridad. El amoníaco surge como un portador muy competitivo en costo y eficiencia siempre que sus propiedades puedan aprovecharse: por ejemplo, si el hidrógeno exportado desde Colombia está destinado a una aplicación industrial o energética en Europa donde el NH_3 pueda usarse directamente, se evitaría el costo y la pérdida energética de la reconversión, logrando así costos más bajos y eficiencias efectivas más altas (Morimoto et al., 2023; Yao, Müller-Langer & Robinius, 2023). Esta ventaja, sumada a la existencia de buques y experiencia global en transporte de amoníaco, hacen que muchos vean al NH_3 como el vector preferido en el corto plazo para comercio internacional de hidrógeno. Sin embargo, el amoníaco tiene desventajas que no son menores: su toxicidad implica un riesgo ambiental y de seguridad que podría limitar la aceptación social y requerir medidas estrictas, y si el uso final requiere hidrógeno de alta pureza, entonces habrá que craquear el NH_3 nuevamente a H_2 en destino. Dicha etapa de cracking no solo reduce la eficiencia global, sino que también encarece la cadena, hasta el punto de que algunos estudios señalan que al considerar todos los costos (incluyendo reconversión), el amoníaco podría resultar tan o más costoso que otras rutas para distancias largas (Cava et al., 2023; Li et al., 2024).

En cuanto al hidrógeno líquido (LH_2), su fortaleza radica en que entrega el producto directamente como H_2 puro, listo para su uso en cualquier aplicación (movilidad, industria, energía) sin pasos químicos adicionales. Esto lo hace atractivo especialmente si el mercado

objetivo requiere hidrógeno limpio de alta calidad. De hecho, a largo plazo, se proyecta que para usos que demanden hidrógeno puro el LH₂ puede ser económicamente prometedor, con costos estimados competitivos frente a los portadores químicos (Yao et al., 2023; IEA, 2024). No obstante, el LH₂ enfrenta retos tecnológicos importantes: el costo energético de licuefacción es muy alto, y la necesidad de mantener temperaturas criogénicas en todo el ciclo logístico conlleva un desafío de ingeniería considerable. Actualmente, la infraestructura de transporte de hidrógeno líquido está en fase piloto; para que sea viable a gran escala, se requerirán avances en eficiencia de licuefacción y en diseños de buques cisterna especializados. Además, aunque el LH₂ evita la toxicidad del amoníaco, no deja de ser un combustible inflamable y debe garantizarse la seguridad ante posibles fugas, lo cual no es trivial con hidrógeno frío.

Finalmente, el LOHC se perfila como una solución intermedia interesante: sus bajas exigencias de infraestructura nueva y su excelente seguridad de manejo le dan una ventaja en flexibilidad. En un escenario como el considerado, el LOHC sería viable si el objetivo es integrar el transporte de hidrógeno en los flujos logísticos ya existentes de líquidos a granel, minimizando cambios drásticos. De hecho, compañías especializadas han demostrado que este enfoque es práctico a nivel demo, subrayando que el líquido portador puede almacenarse y trasladarse sin pérdidas apreciables y con bajo riesgo (Abdin et al., 2021; Scholten et al., 2024). Sin embargo, la penalización energética del LOHC es significativa; esto implica que su uso solo sería justificable si se cuenta con energía barata y limpia en origen (para hidrogenar el portador) y, preferiblemente, con fuentes de calor residual en destino de modo que el impacto en costo y emisiones se mitigue. En la comparación, el LOHC actualmente resulta menos eficiente y algo más costoso que el amoníaco en la mayoría de las métricas, por lo que su viabilidad dependerá de lograr mejoras tecnológicas. No obstante, tiene un nicho potencial: por ejemplo, podría ser la opción preferible

cuando la seguridad y la facilidad de manejo pesan más que la eficiencia pura, o en escenarios donde la infraestructura de NH_3 no esté disponible pero sí la de combustibles líquidos.

En resumen, no existe una solución única óptima para el transporte de 100 toneladas de hidrógeno desde Colombia a Europa. Cada alternativa presenta compromisos. El amoníaco sobresale en eficiencia/costo si se pueden aprovechar sus ventajas (y aceptar sus riesgos), el hidrógeno líquido sobresale en versatilidad de uso final, aunque con mayores requerimientos técnicos, y el LOHC ofrece una opción segura y adaptable a infraestructuras actuales a cambio de un gasto energético mayor. Para el caso estudiado, la viabilidad de los LOHC podría justificarse si se prioriza la utilización de infraestructura petrolera existente y la minimización de riesgos durante el transporte, siempre que se trabaje en reducir sus costes y pérdidas. En cambio, si el objetivo principal es maximizar la eficiencia y minimizar el costo por kg de H_2 entregado, probablemente el amoníaco sería la elección más lógica (al menos en el corto plazo), mientras que el hidrógeno líquido podría volverse competitivo a medida que la tecnología madure y si el uso final exige hidrógeno puro (Yao et al., 2023; IEA, 2024). Estas consideraciones evidencian la importancia de alinear la elección del portador con las condiciones del contexto: disponibilidad de excedentes energéticos, requerimientos del usuario final, regulación de materiales peligrosos, y sinergias con industrias existentes en ambos extremos de la cadena.

14.4. Propuesta de Mejora o Innovación

En base al análisis, se proponen varias líneas de optimización:

14.4.1. Integración de calor residual

Aprovechar excedentes de calor de procesos industriales para impulsar la deshidrogenación de LOHC. Estudios han demostrado que, al conectar un sistema LOHC a un horno de cemento,

por ejemplo, se puede aumentar la eficiencia global en 12 puntos porcentuales. Esto reduce el consumo eléctrico de deshidrogenación, mejorando la economía del ciclo.

14.4.2. Catalizadores avanzados

desarrollar nuevos catalizadores de hidrogenación/deshidrogenación más activos a menor temperatura. Una catálisis más eficiente permitiría bajar la demanda térmica y potencialmente recuperar o reutilizar energía en proceso.

14.4.3. Uso de infraestructura existente

Implantar el sistema LOHC aprovechando redes actuales de distribución de combustibles líquidos (carreteras, puertos, tanques de diesel). Esto reduce el CAPEX en infraestructura nueva, pues los camiones y depósitos convencionales pueden manipular el LOHC. Del mismo modo, los buques cisterna existentes podrían adaptarse para LOHC.

14.4.4. Modelos de logística inteligente

Planificar rutas que minimicen el retorno de portador vacío y sistemas de control que optimicen el instante de liberación de hidrógeno.

Estas mejoras buscan hacer al LOHC más competitivo: tanto la recuperación de calor industrial como el uso de infraestructuras existentes pueden compensar sus actuales desventajas. Por ejemplo, distribuir hidrógeno en forma LOHC usando ductos de combustibles ligeros ayudaría a evitar el traslado del líquido inerte, mientras que avances en catalizadores reducirían los costes energéticos del craqueo. Así el LOHC podría presentarse como una alternativa sostenible y segura para el transporte de hidrógeno verde en el largo plazo.

Conclusiones

El desarrollo de esta investigación permitió comprender la relevancia del transporte y almacenamiento de hidrógeno mediante líquidos orgánicos transportadores (LOHC) como una alternativa eficiente dentro del contexto de la transición hacia energías limpias. Esta tecnología, basada en procesos reversibles de hidrogenación y deshidrogenación, ofrece una solución innovadora a los problemas logísticos del hidrógeno, reduciendo riesgos de inflamabilidad y mejorando la estabilidad del combustible durante su transporte y almacenamiento.

Los resultados del estudio evidenciaron que las propiedades físico-químicas de los compuestos orgánicos utilizados en los LOHC son determinantes para su desempeño. La capacidad de retención de hidrógeno, la estabilidad térmica y la reversibilidad de las reacciones influyen directamente en la eficiencia del sistema. En este sentido, se resalta la necesidad de continuar desarrollando compuestos que maximicen la capacidad de almacenamiento y minimicen las pérdidas energéticas durante los ciclos operativos.

Asimismo, el análisis comparativo de sistemas LOHC disponibles en la actualidad mostró que los pares tolueno/metilciclohexano y dibenciltolueno/perhidro-dibenciltolueno son los más viables desde el punto de vista técnico y operativo. Estos sistemas han demostrado un buen equilibrio entre eficiencia, seguridad y facilidad de manipulación, aunque presentan desafíos económicos asociados a los costos de los catalizadores y las temperaturas requeridas para su deshidrogenación. En este aspecto, la innovación en catalizadores de bajo costo y alta selectividad surge como un factor clave para su optimización.

En relación con otros métodos de transporte y almacenamiento, se concluye que los LOHC presentan ventajas significativas frente a los sistemas criogénicos y de compresión, al operar en condiciones más seguras y con menor requerimiento de infraestructura especializada. Sin embargo,

su desempeño energético aún puede mejorarse mediante la integración de energías renovables en los procesos de hidrogenación y deshidrogenación, lo que contribuiría a reducir la huella de carbono asociada a la operación del sistema.

Por otra parte, se identificó que los impactos ambientales y económicos del uso de LOHC pueden ser mitigados mediante estrategias de economía circular y recuperación de materiales catalíticos, favoreciendo la sostenibilidad del proceso a largo plazo. Esta visión integra los principios de eficiencia energética, reducción de residuos y reutilización de recursos, aspectos esenciales para la consolidación de una economía del hidrógeno verdaderamente verde.

El análisis de proyectos internacionales demostró que países como Alemania, Japón y Corea del Sur están liderando el desarrollo de infraestructuras basadas en LOHC, lo que confirma su potencial para ser implementado a escala industrial. Estos avances reflejan el compromiso global con la descarbonización del sector energético y la necesidad de contar con soluciones logísticas flexibles que faciliten el intercambio de hidrógeno entre regiones productoras y consumidoras.

Adicionalmente, se concluye que el éxito de esta tecnología dependerá no solo de los avances científicos, sino también del apoyo institucional y normativo que promueva la inversión, la investigación y el desarrollo de proyectos piloto. La colaboración entre universidades, centros de investigación y empresas energéticas resulta indispensable para impulsar su madurez tecnológica y lograr su integración en los mercados internacionales de energía limpia.

Finalmente, esta investigación reafirma que el uso de líquidos orgánicos transportadores de hidrógeno representa una alternativa estratégica y de gran proyección dentro de la economía del hidrógeno verde. Su potencial para mejorar la logística, reducir riesgos y aprovechar

infraestructuras existentes constituye una base sólida para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, eficiente y resiliente ante los desafíos ambientales actuales.

Referencias Bibliográficas

- Abdin, Z., Tang, C., Liu, Y., & Catchpole, K. (2021). Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers. *iScience*, 24(9), 102966.
<https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>
- Abdin, Z., Webb, C., & Gray, E. (2021). Review of liquid organic hydrogen carriers for hydrogen storage and transport. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(24), 15734–15760. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.008>
- Ahluwalia, R. K., & Papadias, D. D. (2021). *Toluene–methylcyclohexane as two-way carrier for hydrogen transmission and storage*. Argonne National Laboratory / U.S. Department of Energy. <https://doi.org/10.2172/1828600>
- Alconada, K., Mariño, F., & Agirre, I. (2025). Exploring perhydro-benzyltoluene dehydrogenation using sulfur-doped PtMo/Al₂O₃ catalysts. *Catalysts*, 15(5), 485.
<https://doi.org/10.3390/catal15050485>
- Alobaid, A. (2025). Metal hydrides for solid hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*. (En prensa).
- Ba, J., Gao, R., Shi, D., Nessa, H. A., Shi, C., Zhang, X., Pan, L., & Zou, J.-J. (2025). Progress in catalysts for hydrogen storage/release in MBT/DBT-based LOHCs: A review. *Chemical Communications*. Advance online publication. <https://doi.org/10.1039/D5CC01352F>
- Brus, D., Preuster, P., & Wasserscheid, P. (2020). Liquid organic hydrogen carriers – Techno-economic analysis of LOHC-based hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(5), 790–800.
- Burdack, A., Duarte-Herrera, L., López-Jiménez, G., Polklas, T., Botero, C., & Vasco-Echeverri, O. (2023). Techno-economic calculation of green hydrogen production and export from

Colombia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(5), 1685–1700.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.123>

Cabrera, G., Mora, M., Gil-Burgos, J. P., Visbal, R., Machuca-Martínez, F., & Mosquera-Vargas, E. (2024). Liquid organic hydrogen carrier concepts and catalysts for hydrogenation and dehydrogenation reactions. *Molecules*, 29(20), 4938.

<https://doi.org/10.3390/molecules29204938>

Carvalho, M. C. S. (2021). *Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): A review and techno-economic analysis* (Tesis de maestría). Instituto Superior Técnico, Universidad de Lisboa.

Cava, C., Gagliardi, G. G., Piscolla, E., & Borello, D. (2023). Techno-economic analysis of hydrogen transport via truck using liquid organic hydrogen carriers. *Processes*, 13(4), 1081. <https://doi.org/10.3390/pr13041081>

Chiyoda Corporation. (2020). *World's first global hydrogen supply chain demonstration (SPERA Hydrogen)*. Chiyoda Corporation. <https://www.chiyodacorp.com>

Clean Air Task Force. (2023). *Realidades técnico-económicas del transporte de hidrógeno a larga distancia* [Informe]. Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/resource/techno-economic-realities-long-distance-hydrogen-transport/>

Erazo-Cifuentes, Y. A., Orejuela, J. P., & Manotas-Duque, D. F. (2022). Technoeconomic comparison of scenarios for the configuration of the renewable hydrogen supply chain in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(6), 293–304.

Fernández-Bolaños Badía, C. (2005). *Energética del hidrógeno: Contexto, estado actual y perspectiva de futuro* (Proyecto de Ingeniería Industrial). Universidad de Sevilla.

Gielen, D., Lathwal, P., & López Rocha, S. C. (2023, 21 abril). Promover el poder del hidrógeno para acelerar la transición hacia la energía limpia. *Blog del Banco Mundial*.

<https://blogs.worldbank.org/es/voices/promover-el-poder-del-hidrogeno-para-acelerar-la-transicion-hacia-la-energia-limpia>

He, T., Pei, Q., & Chen, P. (2015). Liquid organic hydrogen carriers. *Journal of Energy Chemistry*, 24(5), 587–594. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2015.08.004>

International Energy Agency. (2024). *Global hydrogen review 2024*. IEA.

<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

Larpruenrudee, P., Sauret, E., Fitch, A., Islam, M. A., & Haque, N. (2025). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): A comprehensive review of recent progress, techno-economic and environmental aspects. *Energies*, 18(5), 1291.

<https://doi.org/10.3390/en18051291>

Li, H., Zhang, X., Zhang, C., Ding, Z., & Jin, X. (2024). Application and analysis of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) technology in Practical projects. *Energies*, 17(8), 1940.

<https://doi.org/10.3390/en17081940>

Lin, A., & Bagnato, G. (2024). Revolutionising energy storage: The latest breakthrough in liquid organic hydrogen carriers. *International Journal of Hydrogen Energy*, 63(2), 315–329.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.123>

Lindfors, L. P., Salmi, T., & Smeds, S. (1993). Kinetics of toluene hydrogenation on Ni/Al₂O₃ catalyst. *Chemical Engineering Science*, 48(20), 3609–3617.

[https://doi.org/10.1016/0009-2509\(93\)80224-E](https://doi.org/10.1016/0009-2509(93)80224-E)

Mitsubishi Corporation, Port of Rotterdam Authority, Koole Terminals, & Chiyoda Corporation. (2021, 30 julio). *Study for commercial-scale hydrogen imports* [Comunicado de prensa].

Mitsubishi Corporation. <https://kkoole.com/study-for-commercial-scale-hydrogen-imports/>

Morimoto, T., Inoue, Y., Morikami, S., & Matsuoka, N. (2023). Building a hydrogen supply chain with LOHC–MCH: A “real solution” to enable large-scale transportation and storage of hydrogen. *Journal of the Hydrogen Energy Systems Society of Japan*, 48(1), 8–16. https://doi.org/10.50988/hess.48.1_8

Preuster, P., Papp, C., & Wasserscheid, P. (2017). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): Toward a hydrogen-free hydrogen economy. *Accounts of Chemical Research*, 50(1), 74–85.

Pashchenko, D. (2022). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) in the thermochemical waste heat recuperation systems: The energy and mass balances. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(67), 28721–28729. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.208>

Queisser, B. (2024, 5 abril). Cómo desbloquear la innovación en hidrógeno hacia un futuro sostenible. *Foro Económico Mundial*. <https://es.weforum.org/stories/2024/04/desbloquear-la-innovacion-del-hidrogeno-allanando-el-camino-hacia-un-futuro-sostenible/>

Ren, T., Wang, J., & Sun, Y. (2022). Advances in LOHC technology for sustainable hydrogen storage. *Journal of Cleaner Production*, 350, 131519. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131519>

Rüde, T., Dürr, S., Preuster, P., Wolf, M., & Wasserscheid, P. (2022). Benzyltoluene/perhydrobenzyltoluene – Pushing the performance limits of pure hydrocarbon LOHC systems. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(6), 1541–1553. <https://doi.org/10.1039/D1SE01767E>

- Sakintuna, B., Lamari-Darkrim, F., & Hirscher, M. (2007). Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(9), 1121–1140. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.11.022>
- Scarpati, G., D'Angelo, C., Aricò, A. S., Salamone, M. M., Baglio, V., & Antonucci, V. (2024). A comprehensive review on metal hydrides-based relevant properties and critical analysis. *Journal of Alloys and Compounds*. (En prensa).
- Schörner, M., Solymosi, T., Raczka, T., Nathrath, P., Johner, N. P., Zimmermann, T., Mandel, K., Wasserscheid, P., Wintzheimer, S., & Schühle, P. (2024). Inductively heatable catalytic materials for the dehydrogenation of the liquid organic hydrogen carrier (LOHC) perhydro-dibenzyltoluene. *Catalysis Science & Technology*, 14(12), 4450–4457. <https://doi.org/10.1039/D4CY00272E>
- Sievi, G., Preuster, P., & Wasserscheid, P. (2019). Towards an efficient liquid organic hydrogen carrier fuel cell concept. *Energy & Environmental Science*, 12(7), 2305–2314. <https://doi.org/10.1039/C9EE00915A>
- U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (s. f.-a). *Liquid hydrogen delivery*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery>
- U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (s. f.-b). *Safe use of hydrogen*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safe-use-hydrogen>
- Wang, H., Zhou, X., & Ouyang, M. (2016). Efficiency analysis of novel liquid organic hydrogen carrier technology and comparison with high-pressure storage pathway. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(40), 18363–18377. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.003>

- Wünsch, M., Preuster, P., Rihko-Struckmann, L., & Wasserscheid, P. (2020). Experimental assessment of perhydrodibenzyltoluene dehydrogenation reaction kinetics in a continuous flow system for stable hydrogen supply. *Materials*, *14*(24), 7613. <https://doi.org/10.3390/ma14247613>
- Yao, E., Müller-Langer, F., & Robinius, M. (2023). *Long-distance hydrogen transport options: Techno-economic and environmental analysis* (Informe preparado para Clean Air Task Force). Clean Air Task Force.
- Yue, M., Wang, S., Chen, C., & Lu, F. (2021). Techno-economic assessment of LOHC-based energy storage. *Applied Energy*, *285*, 116450. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116450>
- Zhang, J., Yang, F., Wang, B., Li, D., Wei, M., Fang, T., & Zhang, Z. (2023). Heterogeneous catalysts in N-heterocycles and aromatics as liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): History, present status and future. *Materials*, *16*(10), 3735.
- Zhang, Q., Gao, W., Tang, Y., Li, S., & Zhang, Q. (2024). Catalysts and energetics for N-ethylcarbazole (NEC) LOHC: 5.8 wt% and $\sim 50.6 \text{ kJ mol}^{-1} \text{ H}_2$. *Journal of Materials Chemistry A*, *12*(30), 15969–15979. (Advance online publication).
- Modisha, P. M., Ouma, C. N. M., Garidzirai, R., Wasserscheid, P., & Bessarabov, D. (2019). The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers. *Energy & Fuels*, *33*(4), 2778–2796. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b04439>

