

SOCIEDAD  
COLOMBIANA  
DE CIENCIAS  
QUÍMICAS

# EN LA SCCQ SEGUIMOS

## APOYANDO

Durante el presente año la Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas ha realizado un trabajo importante en el apoyo de diferentes eventos que ayudan al crecimiento de nuestra comunidad tanto profesional como estudiantil.

A continuación algunos eventos en los que la Sociedad tiene presencia:



SEXTA VERSION OUQUO  
OLIMPIADAS UNIVERSITARIAS DE QUÍMICA ORGÁNICA  
OCTUBRE 2023



VREDIF 2024 CONGRESS  
IBEROAMERICAN PHARMACOMETRICS NETWORK  
ABRIL 2024



GWB2024  
DESAYUNO MUNDIAL DE MUJERES  
FEBRERO 2024



6 CONGRESOS  
BUCARAMANGA - COLOMBIA  
NOVIEMBRE 2024

Más información en nuestro sitio web [www.sccq.com.co](http://www.sccq.com.co) o escríbenos al correo [sccq@sccq.com.co](mailto:sccq@sccq.com.co)

Síguenos  
en nuestras redes



socolquim



@socolquim



socolquim



@sccq\_oficial



Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas

**COLABORACIÓN ESPECIAL**

**Laboratorio de JARAPE**  
JARAPE  
Químico

**Diseño y Diagramación**  
Nicolás Pinzón Ramírez  
Diseñador Gráfico

**Distribución**  
Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas

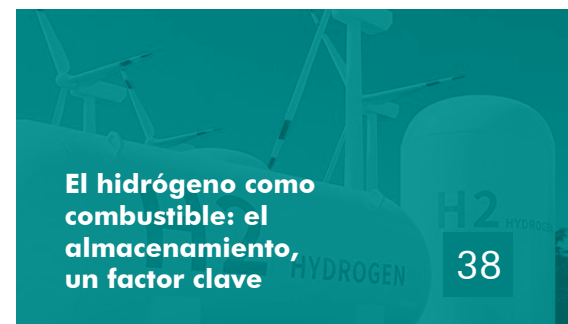
**Comercialización**  
María del Carmen Sierra Buitrago



Portada inspirada Hidrógeno.

# SUMARIO

03	Editorial
04	La Sociedad se comunica
05	El laboratorio secreto de Jarape
06	H <sub>2</sub> : la energía del futuro
14	Energía solar para la generación de hidrógeno verde
24	Celdas de Combustible de Membrana de Intercambio Aniónico - AEMFC Hidrógeno, Combustible del Futuro
34	Entrevista Ingeniero Alejandro Rendón CEO OPEX
38	El hidrógeno como combustible: el almacenamiento, un factor clave
48	Movilidad eléctrica por hidrógeno y baterías de ion-litio: estado actual de las tecnologías y análisis comparativo para el contexto colombiano
58	Notas Químicas
62	Principales tecnologías para la producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis del agua
70	El hidrógeno verde, perspectivas y su lento desarrollo
78	Especies de <i>Croton</i> (euphorbiaceae) utilizadas como fuente alternativa en la producción de biodiesel



# Editorial

## Química e Industria

**A**unque casi a diario se oye hablar de **Transición Energética** desde diferentes sectores y a través de diversos medios de comunicación, aún la mayoría de la sociedad desconoce este concepto y sus implicaciones. ¿Qué implica realmente esta transición y por qué es tan crucial para nuestro futuro? En términos simples, esto significa migrar de un sistema energético basado en combustibles fósiles con altas emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a uno basado en fuentes de energía renovable. Aunque suena sencillo, esto implica cambiar la base de una economía que desde la revolución industrial ha basado su funcionamiento en la extracción de energía del carbón, el petróleo y el gas natural.

Uno de los principales impulsores de esta transición es el compromiso internacional de mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2 grados Celsius, como se acordó en la conferencia de Naciones Unidas sobre cambio climático (COP21) celebrada en París en el año 2015. Este objetivo ambicioso requiere medidas contundentes y la adopción masiva de tecnologías limpias y sostenibles que mitiguen el impacto ambiental de nuestras actividades diarias. En especial, en el sector de energía, responsable de alrededor del 73% de las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel global. La agencia internacional de energías renovables (IRENA) ha establecido que para lograr las metas de la COP21 se debe triplicar el ritmo anual de adición de capacidad instalada de energías renovables. Lo anterior, muestra la magnitud del reto que se ha propuesto la humanidad, es decir, completar la transición energética en menos de 30 años, mientras que históricamente estas transiciones han tardado casi un siglo.

Dentro de este panorama, el hidrógeno verde ha emergido como una pieza clave en el rompecabezas de la Transición Energética. ¿Qué hace que el hidrógeno sea tan relevante ahora, cuando llevamos años investigando sobre su generación mediante la electrólisis del agua? La respuesta radica en los avances tecnológicos y económicos que han vuelto viable y competitiva la producción de hidrógeno verde a gran escala y por supuesto la relevancia que tiene cuando pensamos que se puede producir a partir de energías renovables como la solar y la eólica para descomponer el agua en sus componentes básicos: hidrógeno y oxígeno. Este hidrógeno, conocido como hidrógeno verde por no generar emisiones de CO<sub>2</sub> durante su producción, se convierte en una alternativa limpia y prometedora para impulsar la movilidad, la industria y otros sectores.

Uno de los puntos más destacados del hidrógeno verde es su capacidad para diversificar la canasta energética, al ser una fuente de energía versátil y limpia. Su versatilidad lo hace apto para diversas aplicaciones, por ejemplo, en la industria y en el sector transporte. Además, su complementariedad con las baterías es importante: mientras estas son ideales para almacenar y liberar energía de manera rápida, el hidrógeno puede almacenar grandes cantidades de energía durante períodos más prolongados, siendo una solución integral para las necesidades energéticas del futuro. Por otra parte, el hidrógeno verde

permite almacenar excedentes de electricidad producidos a partir de energías renovables, dando flexibilidad y estabilidad al sistema eléctrico.

Nuestro país tiene un gran potencial para la producción de hidrógeno verde a partir de diversas fuentes de energía renovable, a partir de las cuales se pueden implementar proyectos en los que parte de la electricidad generada se utilice para la producción de hidrógeno verde. Gracias a este potencial, se estima que el hidrógeno verde en Colombia tendría un costo nivelado para el año 2050 en un rango de 1.4 a 1.7 USD/kg-H<sub>2</sub>, siendo el cuarto más competitivo en precio de América Latina. Esto indica una oportunidad de convertirnos en exportadores de un producto que sin duda será una *commodity* de la industria energética a mediano plazo. Desde la academia y la industria nacional se están realizando esfuerzos para construir capacidades técnicas y económicas que nos permitan ingresar en la economía del hidrógeno. El presente número de nuestra revista es una muestra de ello. En estas páginas el lector encontrará artículos que revisan las perspectivas, retos y capacidades nacionales en investigación, desarrollo e innovación alrededor del hidrógeno generado a partir de fuentes de energía renovable. En ellos se analizan diferentes aspectos de la cadena de valor del hidrógeno, como son la generación a partir de energías renovables, el almacenamiento, transporte y dispositivos para su uso final. Además, entrevistamos al director de la empresa OPEX quien nos cuenta los retos a los que se enfrentan los emprendedores para ingresar al futuro mercado del hidrógeno.

En conclusión, el hidrógeno verde no es solo una opción viable, sino una necesidad imperante en nuestra transición hacia un futuro más sostenible y resiliente. Es crucial que este recurso se integre rápidamente en todos los sectores, desde el industrial hasta el residencial y de movilidad. La inversión en tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde y su adopción masiva son pasos fundamentales para construir un mundo más limpio, eficiente y equitativo para las generaciones venideras. La Transición Energética es un desafío global, y el hidrógeno verde es una de las llaves que abrirá las puertas hacia un mañana más prometedor. ■

**Daniel Ramirez Zora**  
Ingeniero de Materiales, Doctor en Ingeniería de Materiales  
Profesor del Departamento de Ingeniería de Materiales  
Grupo de Investigación CIDEMAT.  
Universidad de Antioquia.  
estiben.ramirez@udea.edu.co



**Juan Felipe Montoya Arango**  
Ingeniero Químico, Doctor en Química.  
Profesor del Instituto de Química.  
Grupos de Investigación CIDEMAT Y CATALAD.  
Universidad de Antioquia.  
felipe.montoya@udea.edu.co



# ! LA SOCIEDAD SE COMUNICA!

La intersección entre la industria química, la academia y la investigación científica ha marcado un camino de progreso en Colombia, evidenciado a través de eventos estratégicos y programas formativos como el curso "Gestión Segura de Sustancias Químicas en la Industria", realizado por la Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas (SCCQ), el Consejo Profesional de Química CPQCOL, así como la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI). Este evento se llevó a cabo en el segundo semestre de 2023, contando con la participación de 26 asistentes entre profesionales, estudiantes y expertos en la industria.

Este curso tuvo como propósito principal proporcionar a los participantes las herramientas y conocimientos necesarios para llevar a cabo el inventario nacional de productos químicos de uso industrial, asegurando el cumplimiento de las normativas establecidas. Fue diseñado para profesionales en química y áreas afines, con el fin de ampliar sus conocimientos y habilidades en este ámbito específico, contribuyendo así a una gestión más segura y eficiente de sustancias químicas en el entorno industrial.

Por otra parte, la sexta edición de las Olimpiadas Universitarias de Química Orgánica (OUQUO) 2023, celebrada en octubre, se destacó como un evento significativo organizado por la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, con el patrocinio de la SCCQ (Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas). Este evento tuvo como objetivo principal fomentar el interés por la Química Orgánica y promover el intercambio de conocimientos entre estudiantes, así como el desarrollo de habilidades en la planeación y argumentación científica. La inclusión de universidades de todo el país, con estudiantes de pregrado en diversas áreas afines, como química, química farmacéutica e ingeniería química, proporcionó un ambiente diverso y estimulante junto con el énfasis en la Química Orgánica como temática principal

respondiendo a la intención de profundizar en esta rama específica de la química, fomentando la especialización y el interés en un campo particularmente relevante.

El Desayuno de mujeres en ciencia 2024, tuvo lugar el 27 de febrero de 2024 en el Departamento de Química de la UNAL sede Bogotá, para lo cual se hizo una amplia difusión en las redes sociales, atrayendo a un total de 30 asistentes, conformados por profesionales en química, representantes de empresas de consumibles y estudiantes de pregrado, lo cual resalta el interés y la diversidad de participantes. Este tipo de iniciativas son fundamentales para fomentar la visibilidad de las mujeres en la ciencia y promover la diversidad en el ámbito científico.

En el primer semestre del 2024 se celebró el V Congreso de la Red Iberoamericana de Farmacometría, un evento de gran relevancia en el ámbito de la farmacometría y la investigación científica. Esta reunión congregó a destacados profesionales, investigadores y académicos internacionales y nacionales, con el objetivo de intercambiar conocimientos, experiencias, contribuyendo así al desarrollo científico y tecnológico del país. Se llevó a cabo entre el 22 y el 26 de abril en Bogotá, y estuvo organizado por la Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas.

**Entérate de todos nuestros eventos a través de la página de la SCCQ:** [www.sccq.com.co](http://www.sccq.com.co) y a través de nuestras redes sociales Facebook, Instagram, LinkedIn y X como: SCCQOFICIAL. ■

*Unidos Fortaleciendo el Sector!*

Diana Cristina Sinuco León  
Presidente de la SCCQ

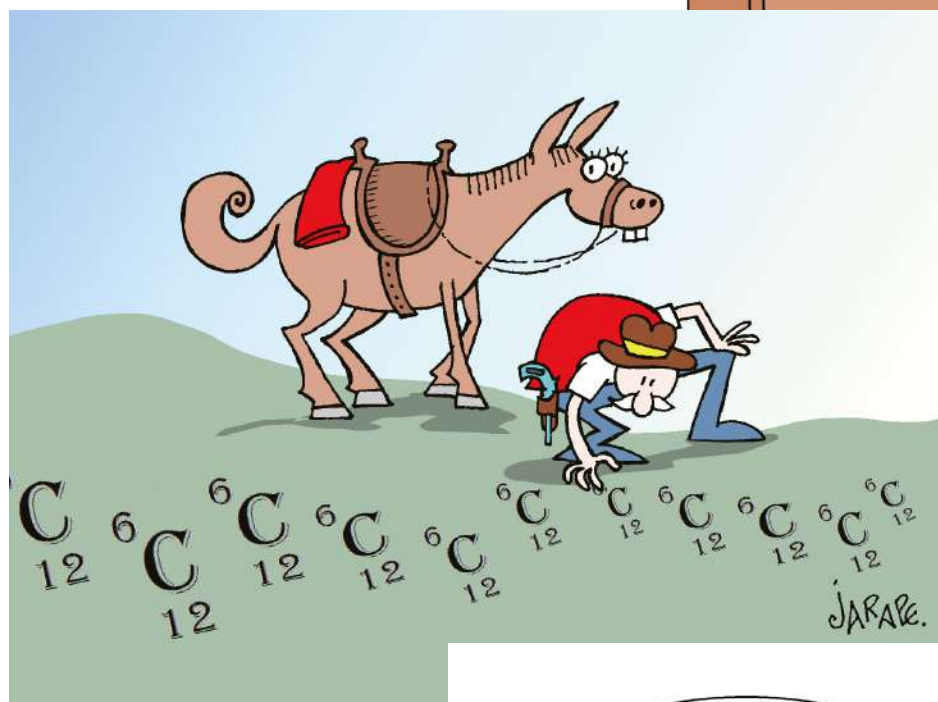


# EL LABORATORIO SECRETO

# DE JARAPE.

jarapelab@yahoo.com

Para ver más caricaturas accede a <http://jarapesciencecartoons.blogspot.com.co>





# H2: La energía del futuro

**Astrid Sánchez<sup>1</sup>, Juan Manuel Peña<sup>2</sup>, Edwin A. Baquero<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Facultad de Ciencias, Departamento de Química. Fisicoquímica Orgánica. Carrera 65 # 59A-100. Medellín, Colombia.

<sup>2</sup> Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Facultad de Ciencias, Departamento de Química. Ciencia de Materiales Avanzados. Carrera 65 # 59A-100. Medellín, Colombia.

<sup>3</sup> Universidad Nacional de Colombia - Sede Bogotá. Facultad de Ciencias, Departamento de Química. Estado Sólido y Catálisis Ambiental (ESCA). Carrera 30 # 45-03. Bogotá, Colombia.

\*Correo de correspondencia: [aesanchezp@unal.edu.co](mailto:aesanchezp@unal.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno ( $H_2$ ) se considera una alternativa energética que podría reducir el impacto ambiental causado por el uso de los combustibles fósiles. Sin embargo, su obtención, almacenamiento, transporte y, consecuentemente, su aplicación presenta varias dificultades. Este documento aborda las posibles soluciones a estos desafíos desde diversas perspectivas. Se describe cómo se puede obtener energía a partir de esta molécula tan sencilla, se destacan las principales dificultades asociadas a su integración como sistema energético y se aclaran algunas expresiones propias del lenguaje utilizado en esta área de la ciencia.

## 2. HIDRÓGENO

El hidrógeno, representado en la tabla periódica por el símbolo H, es el elemento más abundante en el universo con aproximadamente el 75 % de la masa total (ACS, 2020). Además, es el elemento más simple de los 118 que componen la tabla periódica. La palabra "hidrógeno" proviene del griego, que significa "formador de agua", compuesto por "hydros" que significa agua y "genos" que significa generador (ACS, 2020), y es precisamente porque el agua se forma mediante la unión de dos átomos de hidrógeno a un átomo de oxígeno, mediante enlaces químicos covalentes.

Cada átomo de hidrógeno contiene un protón y un electrón, y en menor proporción, existen isótopos de hidrógeno que contienen uno o más neutrones. Aquellos que tienen un neutrón se conocen como deuterio (D), mientras que los que tienen dos neutrones se denominan tritio (T). La proporción de deuterio en relación con el hidrógeno es de aproximadamente uno por cada 6420 átomos de hidrógeno (Organismo Internacional de Energía Atómica, 2023), mientras que la relación entre hidrógeno y tritio es mucho menor, siendo de aproximadamente  $10^8$  a 1 (Ojovan *et al.*, 2019), es decir, 1 átomo de T por cada 100 millones de átomos de H.

La molécula de hidrógeno,  $H_2$ , es la molécula más pequeña y simple, representada con un modelo similar al que se muestra en la Figura 1. En esta molécula, ambos átomos de hidrógeno están unidos por un enlace covalente donde los dos electrones (uno por cada átomo de H) se distribuyen de manera homogénea entre ambos átomos. De manera similar, la molécula de agua, representada en la Figura 2, está compuesta por dos átomos de hidrógeno unidos a un átomo de oxígeno mediante enlaces covalentes. En esta molécula, las densidades electrónicas están más localizadas alrededor del átomo de oxígeno debido a su mayor electronegatividad.

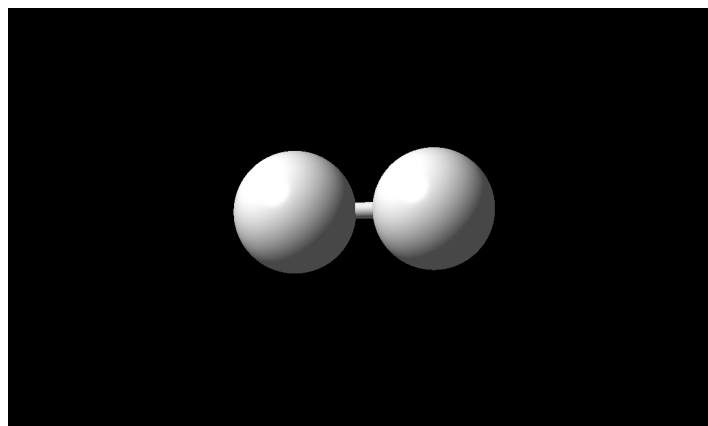


Figura 1. Modelo de una molécula de hidrógeno:  $H_2$ . Cada esfera de color blanco representa un átomo de hidrógeno. Elaboración propia.

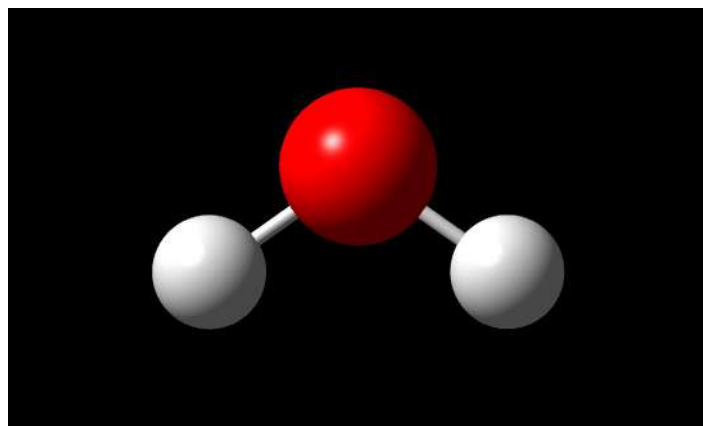


Figura 2. Modelo de una molécula de agua:  $H_2O$ . La esfera de color rojo representa un átomo de oxígeno y las esferas de color blanco representan átomos de hidrógeno. Elaboración propia.



### 2.1. Energía contenida en la molécula $H_2$

¿Cómo es posible que una molécula tan simple y pequeña pueda ser considerada una alternativa energética para el futuro? El hidrógeno posee la mayor densidad de energía por masa en comparación con cualquier otro combustible; no obstante, su baja densidad volumétrica conlleva a una densidad de energía por volumen notablemente reducida (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, n.d.). En otras palabras, aunque cada kilogramo de  $H_2$  posee una cantidad considerable de energía, el volumen necesario para almacenar 1 kg de hidrógeno a condiciones ambientales resulta considerablemente elevado, lo que hace que su almacenamiento sea poco práctico. Esto subraya la necesidad de desarrollar métodos de almacenamiento y transporte avanzados.

Para ilustrar el contenido energético del hidrógeno y la gasolina, es importante explicar que la energía de estos compuestos se mide en mega Joule (MJ),  $1 \text{ MJ} = 1000000 \text{ J}$  o  $1 \times 10^6 \text{ J}$ . Pero, en la vida cotidiana, estamos más familiarizados con la energía de los alimentos que se indica en unidades de calorías, o kilocalorías (kcal).  $1 \text{ MJ}$  equivale a 239.01 kilocalorías (kcal) que se encontrarán, por ejemplo, en 3.4 chocolatinas Jet de 12 gramos (70 kcal/una).

Teniendo esta claridad con respecto a las unidades, es posible comparar el contenido energético del  $\text{H}_2$  y la gasolina. En términos de masa, el  $\text{H}_2$  contiene aproximadamente tres veces más energía que la gasolina, ya que 1 kg de  $\text{H}_2$  produce entre 120 y 143 MJ (entre 409 y 488 chocolatinas Jet de 12 g); mientras que 1 kg de gasolina genera 44 MJ (150 chocolatinas Jet de 12 g) (Kumar et al., 2024; Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, n.d.).

Sin embargo, desde la perspectiva del volumen, el  $\text{H}_2$  líquido presenta una densidad energética de 8 MJ por litro (solo 27.4 chocolatinas Jet) en comparación con los 32 MJ producidos por 1 litro de gasolina (109 chocolatinas Jet).

La energía contenida en el  $\text{H}_2$  se conoce como energía química, la cual puede ser empleada como energía mecánica, eléctrica o térmica, dependiendo del sistema específico de conversión. Por ejemplo, una celda de combustible (Figura 3) genera electricidad a partir de una reacción de óxido-reducción en la cual el hidrógeno reacciona con el oxígeno para formar agua liberando una gran cantidad de energía. Las reacciones que participan en el proceso son:

- (1) Reacción en el ánodo (oxidación):  $2 \text{H}_2 \rightarrow 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$
- (2) Reacción en el cátodo (reducción):  $\text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$
- (3) **Reacción neta:**  $2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$

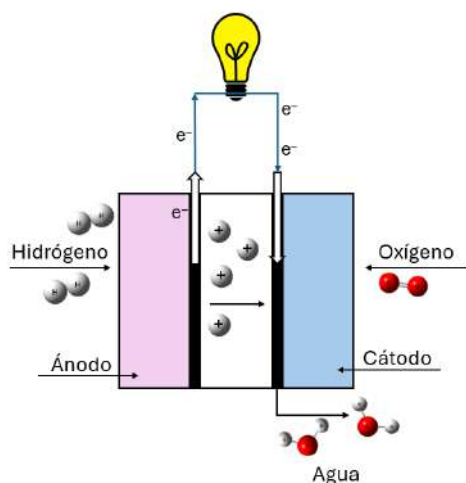


Figura 3. Esquema de una celda de combustible para la obtención de electricidad a partir de hidrógeno. Modificada desde (Basile et al., 2015).

La transición hacia una economía energética basada en el hidrógeno ha planteado una serie de desafíos que están siendo investigados en la actualidad, con el proceso de obtención y, en particular, el almacenamiento y transporte como los principales obstáculos a superar (Ahad et al., 2023).

### 3. DIFICULTADES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL USO DE $\text{H}_2$

Históricamente, la demanda energética ha sido mayormente satisfecha a través del uso de combustibles fósiles, con aproximadamente el 80.7 % de la demanda actual proveniente de fuentes como el petróleo, gas natural y carbón (Massarweh et al., 2023). Sin embargo, el uso generalizado de estos recursos ha contribuido al cambio climático acelerado, la emisión de contaminantes atmosféricos como material particulado, óxidos de nitrógeno y azufre, así como a la generación de impactos ambientales adicionales como la contaminación del agua y la perturbación de los ecosistemas terrestres y marinos debido a la extracción y transporte de estos combustibles (Massarweh et al., 2023).

Frente a este panorama, las fuentes de energía renovable han ganado un interés considerable, con énfasis en el aprovechamiento de la biomasa, energía eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica y oceánica (Massarweh et al., 2023). No obstante, las fluctuaciones inherentes de estos sistemas naturales han limitado su despliegue efectivo. En este contexto, el hidrógeno ha emergido como una alternativa prometedora como combustible y portador de energía debido a su alto contenido energético y al hecho de que su uso produce únicamente agua como subproducto, evitando así la emisión de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), un gas de efecto invernadero.

Por ejemplo, las energías solar y eólica están ampliamente distribuidas en la Tierra y, en muchos casos, superan la demanda energética actual. Sin embargo, su intermitencia y variabilidad en la generación limitan su aplicación generalizada (Shi et al., 2020).

#### 3.1. Obtención de $\text{H}_2$

Ahora bien, ¿por qué no se ha logrado una integración más amplia del hidrógeno como alternativa energética? Esto se debe a que el hidrógeno no se encuentra en la naturaleza en forma de molécula simple como se describió inicialmente ( $\text{H}_2$ ). En su lugar, el hidrógeno se encuentra combinado con otros elementos formando compuestos, como el agua y la mayoría de los compuestos orgánicos e hidrocarburos. Por lo tanto, el hidrógeno se considera un vector energético, un sistema capaz de almacenar energía y liberarla según sea necesario, a diferencia de otras fuentes de energía primaria como el carbón, que se utiliza directamente una vez extraído. La obtención de hidrógeno requiere procesos físicos y químicos que presentan desafíos significativos, incluidos los costos y las emisiones de dióxido de carbono asociados con cada etapa del proceso, los cuales están siendo evaluados desde diversas perspectivas (Awad et al., 2024; Brlec et al., 2022; Di Nardo et al., 2024; Tüysüz, 2024).

En la actualidad, la mayoría del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles (Di Nardo *et al.*, 2024), principalmente mediante el proceso de reformado de metano con vapor de agua (Yu *et al.*, 2021). Sin embargo, una desventaja significativa de este método es la producción de monóxido de carbono (CO), un contaminante atmosférico y de alta toxicidad. No obstante, es posible hacer reaccionar el CO con agua para generar H<sub>2</sub> adicional, aunque esto conlleva a la producción de CO<sub>2</sub>, gas de efecto invernadero. Para abordar este desafío, se ha propuesto la técnica conocida como Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés, Carbon Capture and Storage) (Pruvost *et al.*, 2022).

Por otro lado, el hidrógeno también puede ser producido a partir de fuentes renovables, incluyendo el tratamiento de la biomasa y la descomposición del agua utilizando energía solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica o nuclear. Es importante destacar que la fuente y el tipo de energía utilizada para la producción de hidrógeno determinan su clasificación en términos de color, como verde, azul, gris, turquesa o el reciente llamado blanco, para el cual Colombia tiene un alto potencial (Blay-Roger *et al.*, 2024; World economic forum, 2024).

¿Acaso el hidrógeno tiene diferentes colores? No, el hidrógeno es un gas incoloro. Estos términos se refieren a un código de colores que denota el proceso específico y la materia prima de la cual se obtiene (Di Nardo *et al.*, 2024). Por ejemplo, el hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua utilizando fuentes de energía renovable para el proceso (Di Nardo *et al.*, 2024). Esta opción puede resultar costosa, motivo por el cual la investigación en esta área se centra en el desarrollo de los materiales necesarios para las celdas electroquímicas.

La Tabla 1 describe el código de color empleado, la materia prima y temperatura de operación para la producción de H<sub>2</sub>, mientras la Figura 4 describe esquemáticamente los procesos de obtención en función de la clasificación por color.

La diferencia principal entre el hidrógeno azul y gris radica en la captura del CO<sub>2</sub> generado. En el proceso azul, se utiliza gas natural y el CO<sub>2</sub> emitido es capturado y almacenado en formaciones geológicas, como reservorios agotados de gas natural (Massarweh *et al.*, 2023), lo que reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con el proceso gris. Sin embargo, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> plantea otras consideraciones ambientales y de seguridad que han sido ampliamente discutidas en la literatura especializada. De manera similar, la huella de efecto invernadero del H<sub>2</sub> azul ha sido calculada en un 20 % mayor que la quema directa de gas natural para generación de calor (Tüysüz, 2024), lo cual ha planteado discusiones muy importantes desde un punto de vista ambiental, ya que, económicamente hablando, el proceso es factible. Además, se están desarrollando otras propuestas, como el "agua hydrogen", que busca obtener hidrógeno a partir de arenas bituminosas utilizando tecnologías modernas (Yu *et al.*, 2021).

**Tabla 1.** Materia prima, productos y temperatura de operación para los principales procesos de obtención de H<sub>2</sub> de acuerdo con el código de color. Traducido y modificado de (Blay-Roger *et al.*, 2024; Di Nardo *et al.*, 2024; Massarweh *et al.*, 2023; World economic forum, 2024).

COLOR	MATERIA PRIMA	PRODUCTOS	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)
Negro	Carbón	H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>	800 – 1600
Gris	Gas natural	H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub>	700 – 1000
Azul	Gas natural	H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> (capturado por técnicas CCS)	700 – 1000
Verde	Agua (electricidad proveniente de fuentes renovables)	H <sub>2</sub> , O <sub>2</sub>	100 – 900
Turquesa	Gas natural	H <sub>2</sub> , separación de C en forma sólida	1100 – 1200
Oro	Bio-procesos	C neutro	
Cian	Bio alcoholes	H <sub>2</sub> , polímeros, líquidos orgánicos	300
Púrpura	Agua (electricidad proveniente de energía nuclear)	H <sub>2</sub> , residuos nucleares	
Blanco/dorado	Se encuentra naturalmente en depósitos geológicos	Obtenidos desde exploración geológica	

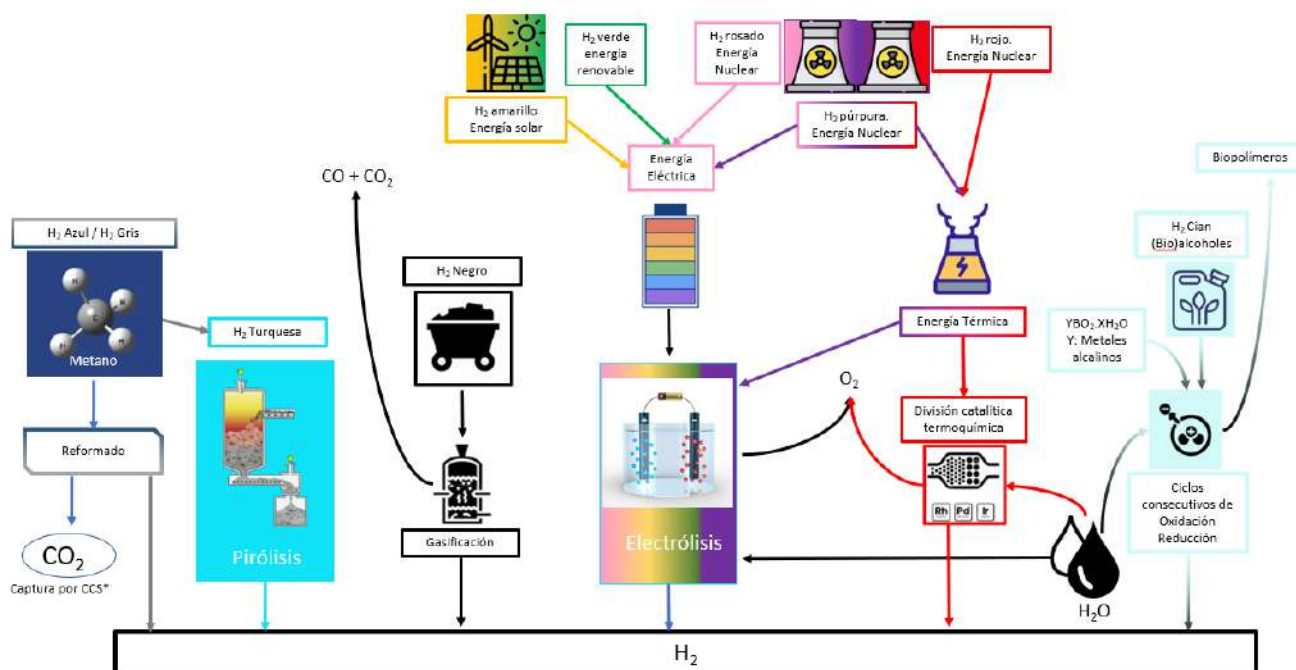


Figura 4. Procesos de producción de H<sub>2</sub> más comunes y su código de color. Modificada desde (Shi *et al.*, 2020).

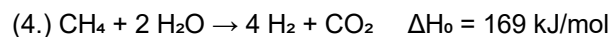
El uso de hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua representa un proceso limpio y bien establecido para la producción de este gas. Sin embargo, cuando se emplea carbón para llevar a cabo la electrólisis y así, obtener hidrógeno, se genera una alta emisión de CO<sub>2</sub>. En contraste, la energía solar o eólica podría suministrar la electricidad necesaria para realizar la producción electrolítica de hidrógeno a nivel local, evitando así costos elevados y problemas de seguridad asociados con las transmisiones de larga distancia (Shi *et al.*, 2020).

La descomposición del agua puede llevarse a cabo mediante procesos fotoelectroquímicos y fotocatalíticos, los cuales aprovechan la energía solar y poseen un alto potencial de escalabilidad (Kumar *et al.*, 2024). Sin embargo, es importante señalar que cada una de estas alternativas presenta desventajas y retos que requieren una investigación exhaustiva. Por ejemplo, en el caso de los métodos catalíticos, se necesita un alto grado de purificación del hidrógeno obtenido debido a la formación de mezclas con otros gases durante su producción (Kumar *et al.*, 2024).

El uso de fotocatalizadores en la descomposición del agua es un proceso que puede ser optimizado. Se ha investigado ampliamente el uso de TiO<sub>2</sub> como fotocatalizador (Brlec *et al.*, 2022); no obstante, en la actualidad se están llevando a cabo numerosos estudios con el fin de desarrollar otros materiales que sean más estables, duraderos y económicamente eficientes. En el caso de los procesos catalíticos, se ha propuesto la utilización de metales,

óxidos metálicos y no metálicos, aleaciones, materiales carbonosos, redes metal-orgánicas y una amplia gama de materiales que requieren métodos de síntesis, caracterización y evaluación detallados.

Estas propuestas y posibles alternativas surgen como opciones al proceso más comúnmente empleado, el reformado de metano con vapor de agua (Kumar *et al.*, 2024), el cual produce una huella de carbono en un rango de 11.3-12.1 toneladas de CO<sub>2</sub> eq por cada tonelada de H<sub>2</sub> producido mediante la siguiente reacción:



En consecuencia, se requieren fuentes no fósiles como el etanol, metanol o glicerol para llevar a cabo el reformado de estas moléculas. Además, también se pueden emplear fuentes renovables como la biomasa y el agua (Kumar *et al.*, 2024). En este sentido, la obtención de hidrógeno a partir de biomasa se lleva a cabo principalmente mediante métodos térmicos como la pirólisis, gasificación y licuefacción. Los productos obtenidos, como los bioaceites, deben someterse a un proceso de refinación adicional. Por otro lado, el glicerol, un subproducto en la obtención de biodiesel, podría utilizarse como molécula portadora para realizar el reformado con vapor de agua y obtener hidrógeno (Kumar *et al.*, 2024), o mediante otros métodos catalíticos sin la producción de CO<sub>2</sub>.

### 3.2. Almacenamiento y transporte

Hasta aquí, es evidente que existen varias opciones para la obtención de hidrógeno. Sin embargo, la etapa más desafiante en el uso de este gas es su almacenamiento y transporte una vez obtenido (Li *et al.*, 2021). Esta dificultad surge, como se explicó anteriormente, debido a su baja densidad volumétrica. En este sentido, el  $H_2$  puede ser almacenado mediante métodos físicos o químicos. Los métodos convencionales incluyen la compresión, licuefacción y criocompresión (Baum *et al.*, 2022). Aunque la compresión ofrece la ventaja de una carga y descarga rápida, requiere presiones extremadamente altas de 700 a 800 bar y mejoras significativas en los tanques de acero utilizados (Baum *et al.*, 2022). Esto último se debe a la gran fugacidad que posee el hidrógeno, por lo que los materiales con los que se deben fabricar los tanques de almacenamiento aumentan los costos del proceso, sin mencionar los riesgos de accidente que generan estos tanques ya que pueden presentar fracturas con el tiempo de uso generando peligro por las altas presiones del gas.

Por otro lado, el almacenamiento en fase líquida requiere temperaturas de operación de  $-253\text{ }^\circ\text{C}$ , lo que hace este proceso técnicamente complejo y costoso, además de presentar problemas de evaporación y fugas. En cuanto al almacenamiento de hidrógeno criocomprimido, genera una alta densidad volumétrica, pero no existen tanques en el mercado debido a que los materiales experimentan fatiga bajo las condiciones de operación; por lo tanto, también se ha considerado el almacenamiento en estado sólido (Massarweh *et al.*, 2023).

Esta última opción resulta atractiva, ya que opera a temperaturas moderadas y a presiones cercanas a las del medio ambiente, lo que permite obtener una mayor densidad de energía con una mejora en la operabilidad (Li *et al.*, 2021). Para el almacenamiento en estado sólido, se pueden utilizar materiales que interactúen con el hidrógeno de manera que se produzca su absorción o adsorción, y posteriormente sea liberado bajo condiciones controladas. La Figura 5 muestra las posibles formas de adsorción de hidrógeno sobre una superficie sólida, ya que la interacción entre la superficie y la molécula de hidrógeno es débil. En el caso de la formación de enlaces químicos, se puede presentar la quimisorción en forma molecular (b) o atómica (c) donde se rompe el enlace que une los átomos de H en el  $H_2$ , formando enlaces con los átomos de la superficie; este modo de adsorción presenta ventajas en la estabilidad del compuesto formado, aunque en algunos casos se requieren procesos adicionales para obtener hidrógeno utilizable o temperaturas de calentamiento más altas, lo que implica un gasto energético adicional (Baum *et al.*, 2022; Lang *et al.*, 2022).

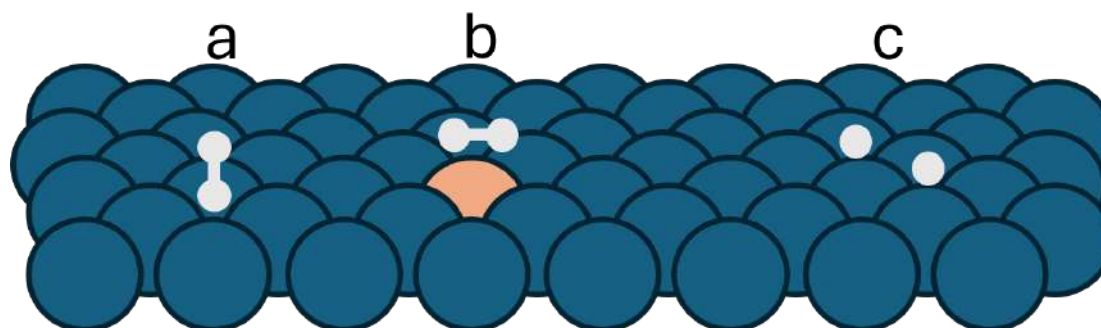


Figura 5. Representación de la de la adsorción de  $H_2$  sobre un sólido, modificado de (Lang *et al.*, 2022). (a) representa una adsorción física por interacción débil, (b) una adsorción química molecular y (c) adsorción química atómica.

Finalmente, una metodología de almacenamiento y transporte de hidrógeno que ha surgido en los últimos años es mediante el uso de Compuestos Orgánicos como Transportadores de  $H_2$  (LOHC por sus siglas en inglés) (Niermann *et al.*, 2019), que son moléculas orgánicas capaces de llevar a cabo una reacción química reversible para la liberación y almacenamiento de  $H_2$  mediante un proceso de deshidrogenación e hidrogenación, respectivamente (Figura 6). Estas moléculas proporcionan una solución para superar los desafíos de almacenamiento y transporte de  $H_2$  al ofrecer una mayor densidad gravimétrica, evitando el uso de tanques de gas o tuberías (Melcher *et al.*, n.d.). Los LOHC son compuestos económicos, seguros, fáciles de manipular (Niermann *et al.*, 2019), y no sufren grandes pérdidas energéticas durante su transporte.

Los requisitos de una molécula para ser un buen LOHC son (Cho *et al.*, 2021): alta viscosidad, punto de fusión bajo, punto de ebullición alto, alta estabilidad térmica (Roth, 2021), altas densidades de almacenamiento de  $H_2$  y que no sea tóxica para el ambiente (Züttel, 2003).

En las últimas décadas, ha habido un crecimiento constante en los estudios relacionados con los LOHC (Niermann *et al.*, 2019). Los estudios más recientes se han enfocado en identificar diversos LOHC, incluyendo portadores de H<sub>2</sub> reversibles e irreversibles (Cho *et al.*, 2021). La búsqueda de nuevas moléculas y sistemas catalíticos eficientes es una oportunidad tanto a nivel de investigación como industrial. Utilizar moléculas residuales industriales promueve una economía circular al maximizar el aprovechamiento de los desechos (Gobierno de la República de Colombia, 2019). En este sentido, el uso de moléculas plataforma derivadas de la biomasa para este fin pueden ser de mucho interés y más en un país como Colombia, que cuenta con un recurso amplio en tema de biomasa.

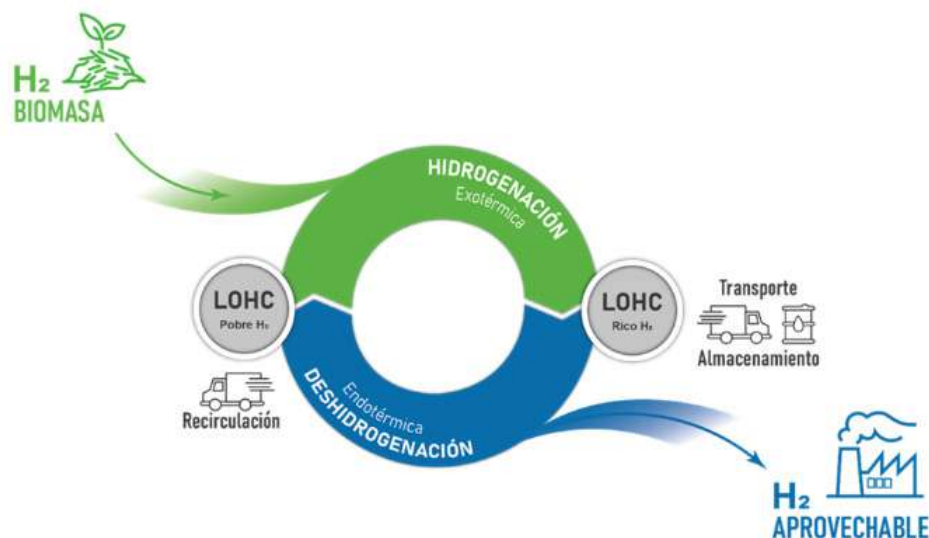


Figura 5. Ciclo de almacenamiento y liberación de H<sub>2</sub> usando LOHC. Elaboración propia.

## 4. CONCLUSIONES

Mediante esta breve introducción al uso del hidrógeno se pretende ofrecer al lector una visión clara de las principales dificultades relacionadas con su obtención, almacenamiento y transporte. La transición energética que se está planteando a nivel mundial demanda esfuerzos políticos, económicos y, especialmente, científicos que posibiliten el desarrollo de alternativas viables desde perspectivas tanto ambientales como económicas.

La combinación de diferentes materias primas, procesos, materiales y fuentes de energía genera una amplia gama de posibilidades que requieren una evaluación detallada mediante diseño, simulación y pruebas a escala de laboratorio y piloto antes de considerar su escalado a nivel industrial. Es fundamental destacar que también existen alternativas en el área de bioprocesos que no han sido abordadas en este artículo.

Aunque inicialmente se propusieron los colores como un código para asociar la cantidad de emisiones generadas en el proceso de obtención del hidrógeno, en la actualidad, la diversidad de posibilidades ha hecho que la asignación de más colores se vuelva compleja. Esto nos lleva a imaginar un amplio espectro de H<sub>2</sub>, similar a un arcoíris. ■

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Vicerrectoría de Investigación de la Universidad Nacional de Colombia por apoyar este trabajo mediante el proyecto financiado con código HERMES 59659 financiado dentro de la Convocatoria Nacional para el Establecimiento de Redes de Cooperación bajo el Marco del Modelo Intersedes 2022-2024.

## 5. REFERENCIAS

- ACS. (2020, June 22). Hydrogen. Molecule of the Week Archive. ACS, "Hydrogen," <https://www.acs.org/molecule-of-the-week/archive/h/hydrogen.html>
- Ahad, M., Bhuiyan, M., Sakib, A., Becerril Corral, A., & Siddique, Z. (2023). An Overview of Challenges for the Future of Hydrogen. *Materials*, 16(20), 6680. <https://doi.org/10.3390/ma16206680>
- Awad, O. I., Zhou, B., Kadirgama, K., Chen, Z., & Mohammed, M. N. (2024). Nonthermal plasma-assisted catalysis NH<sub>3</sub> decomposition for CO<sub>x</sub>-free H<sub>2</sub> production: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 56, 452–470. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.166>
- Basile, A., Iulianelli, A., Bagnato, G., & Dalena, F. (2015). Hydrogen Production for PEM Fuel Cells (pp. 339–356). [https://doi.org/10.1007/978-94-017-7330-0\\_12](https://doi.org/10.1007/978-94-017-7330-0_12)
- Baum, Z. J., Díaz, L. L., Konovalova, T., & Zhou, Q. A. (2022). Materials Research Directions Toward a Green Hydrogen Economy: A Review. *ACS Omega*, 7(37), 32908–32935. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c03996>
- Blay-Roger, R., Bach, W., Bobadilla, L. F., Reina, T. R., Odriozola, J. A., Amils, R., & Blay, V. (2024). Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals, promise, and enigmas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113888. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113888>
- Brlac, K., Kavanagh, S. R., Savory, C. N., & Scanlon, D. O. (2022). Understanding the Photocatalytic Activity of La<sub>5</sub>Ti<sub>2</sub>AgS<sub>5</sub>O<sub>7</sub> and La<sub>5</sub>Ti<sub>2</sub>-CuS<sub>5</sub>O<sub>7</sub> for Green Hydrogen Production: Computational Insights. *ACS Applied Energy Materials*, 5(2), 1992–2001. <https://doi.org/10.1021/acsaem.1c03534>
- Cho, J.-Y., Kim, H., Oh, J.-E., & Park, B. Y. (2021). Recent Advances in Homogeneous/Heterogeneous Catalytic Hydrogenation and Dehydrogenation for Potential Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems. *Catalysts*, 11(12), 1497. <https://doi.org/10.3390/catal11121497>
- Di Nardo, A., Portarapillo, M., Russo, D., Luciani, G., Landi, G., Ruoppolo, G., Pezzella, A., & Di Benedetto, A. (2024). Cyan Hydrogen Process: A New Route for Simultaneous Hydrogen Production and Carbon Valorization. *ACS Omega*. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07277>
- Gobierno de la República de Colombia. (2019). Estrategia Nacional de Economía Circular. Cierre de Ciclos de Materiales, Innovación Tecnológica, Colaboración y Nuevos Modelos de Negocio.
- Kumar, R., Singh, R., & Dutta, S. (2024). Review and Outlook of Hydrogen Production through Catalytic Processes. *Energy & Fuels*, 38(4), 2601–2629. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c04026>
- Lang, C., Jia, Y., Yan, X., Ouyang, L., Zhu, M., & Yao, X. (2022). Molecular chemisorption: a new conceptual paradigm for hydrogen storage. *Chemical Synthesis*. <https://doi.org/10.20517/cs.2021.15>
- Li, Q., Lu, Y., Luo, Q., Yang, X., Yang, Y., Tan, J., Dong, Z., Dang, J., Li, J., Chen, Y., Jiang, B., Sun, S., & Pan, F. (2021). Thermodynamics and kinetics of hydriding and dehydriding reactions in Mg-based hydrogen storage materials. *Journal of Magnesium and Alloys*, 9(6), 1922–1941. <https://doi.org/10.1016/j.jma.2021.10.002>
- Massarweh, O., Al-khuzaei, M., Al-Shafi, M., Bicer, Y., & Abushaikha, A. S. (2023). Blue hydrogen production from natural gas reservoirs: A review of application and feasibility. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 70, 102438. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102438>
- Melcher, B. U., George, M., & Paetz, C. (n.d.). Liquid organic hydrogen carriers – a technology to overcome common risks of hydrogen storage. Retrieved March 10, 2024, from <https://hysafe.info/uploads/papers/2021/5.pdf>
- Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., & Bonhoff, K. (2019). Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy & Environmental Science*, 12(1), 290–307. <https://doi.org/10.1039/C8EE02700E>
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (n.d.). Hydrogen Storage. Retrieved February 26, 2024, from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage#:~:text=On%20a%20volume%20basis%2C%20however,based%20on%20lower%20heating%20values>
- Ojovan, M. I., Lee, W. E., & Kalmykov, S. N. (2019). Short-Lived Waste Radionuclides. In *An Introduction to Nuclear Waste Immobilisation* (pp. 145–154). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102702-8.00011-X>
- Organismo Internacional de Energía Atómica. (2023, March 10). ¿Qué es el deuterio? Ciencia Nuclear En Detalle. <https://www.iaea.org/es-newscenter/news/que-es-el-deuterio#:~:text=El%20deuterio%20es%20un%20compuesto%20por,unos%2033%20gramos%20de%20deuterio.>
- Pruvost, F., Cloete, S., Arnaiz del Pozo, C., & Zabout, A. (2022). Blue, green, and turquoise pathways for minimizing hydrogen production costs from steam methane reforming with CO<sub>2</sub> capture. *Energy Conversion and Management*, 274, 116458. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116458>
- Roth. (2021, May 7). Safety data sheet - Glycerol Formal. <https://www.carlroth.com/medias/SDB-0798-AU-EN.pdf?context=bW-FzdGVyfhHNiY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wyMzk0MTd8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNiY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oMWEvaDNiLzkwMjcyMjg0NjcyMzAucGRmfDgzMjM3NDM5MjA3OGVjYWI2ZWE4Y2M1MmY0YzljOWM4OWMyYml5YzBkNjViNjJhYml4ZjE5M2JlMGUwNzlhZWQ>
- Shi, X., Qian, Y., & Yang, S. (2020). Fluctuation Analysis of a Complementary Wind-Solar Energy System and Integration for Large Scale Hydrogen Production. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 8(18), 7097–7110. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c01054>
- Tüysüz, H. (2024). Alkaline Water Electrolysis for Green Hydrogen Production. *Accounts of Chemical Research*. <https://doi.org/10.1021/acs.accounts.3c00709>
- World economic forum. (2024, January 16). White hydrogen can be a game-changer in Colombia's green transition. Here's why. ENERGY TRANSITION. <https://www.weforum.org/agenda/2024/01/white-hydrogen-and-its-role-within-the-energy-transition/>
- Yu, M., Wang, K., & Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(41), 21261–21273. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016>
- Züttel, A. (2003). Materials for hydrogen storage. *Materials Today*, 6(9), 24–33. [https://doi.org/10.1016/S1369-7021\(03\)00922-2](https://doi.org/10.1016/S1369-7021(03)00922-2)



# ENERGÍA SOLAR PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

**Kevin Ballestas, Juan José Patiño, Carlos Andrés Velásquez, Juan Felipe Montoya, Franklin Jaramillo y Daniel Ramírez**  
Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales – CIDEMAT. Facultad de Ingeniería,  
Universidad de Antioquia., Calle 70 N# 52 – 21, Medellín, Colombia.

\*Correo de correspondencia: [felipe.montoya@udea.edu.co](mailto:felipe.montoya@udea.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, el 76% de la demanda energética primaria mundial se satisface mediante el uso de combustibles fósiles, en consecuencia, la industria energética genera el 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (IEA, 2021). El cambio climático se ha convertido en un gran desafío para la humanidad, generando la necesidad de buscar alternativas a las fuentes de energía convencionales, lo cual ha incrementado el apoyo a la investigación en fuentes energéticas renovables, así como en sistemas de almacenamiento para la energía generada. En este sentido, el hidrógeno ha probado ser una de las soluciones más prometedoras. Por su alta energía específica (energía por unidad de masa), tiene un gran potencial como combustible directo (Edwards *et al.*, 2007), brindándole la capacidad de ser empleado como vector energético en diferentes aplicaciones, principalmente en el sector industrial y de transporte (Steilen & Jörissen, 2015). Así mismo, actúa como complemento para las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) porque permite



almacenar la electricidad excedente proveniente de estas a través de la producción de hidrógeno, mediante electrólisis de agua, para su posterior almacenamiento, transporte o uso directo. Para la producción de hidrógeno pueden emplearse diversas fuentes de energía y métodos, dando origen a los llamados colores del hidrógeno. Dentro de estos resalta el hidrógeno verde, que es el generado a partir de FNCER, entre las cuales la energía solar ha demostrado ser una de las alternativas más promisorias gracias a su alta disponibilidad y el incremento del grado de alistamiento tecnológico (TRL, por sus siglas en inglés) de diversas tecnologías fotovoltaicas y de electrólisis en los últimos diez años. Sin embargo, a pesar del potencial del hidrógeno verde, su viabilidad se ha visto limitada, desde el punto de vista económico, debido a los mayores costos de la energía proveniente de FNCER en comparación con las convencionales.

Este artículo presenta una descripción de diferentes tecnologías empleadas para la generación de hidrógeno verde a partir de energía solar, dentro de las que se encuentran la electrólisis fotovoltaica, la división fotoelectroquímica, la división fotocatalítica y los procesos termoquímicos. Además, se discuten las principales ventajas de estas tecnologías, su viabilidad y proyecciones futuras desde el punto de vista científico y económico. Finalmente, se explora el potencial de energía solar en Colombia, y se revisan las políticas estatales para incentivar la producción de hidrógeno en el país, las cuales marcan el rumbo hacia una transición a la economía del hidrógeno que permita reducir entre 2,5 a 3 megatoneladas (Mt) de emisiones de Dióxido de Carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{eq}$ ) durante la década comprendida entre 2020 y 2030.

## 2. ESTRATEGIAS DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO: CLASIFICACIÓN POR COLORES SEGÚN EL PROCESO Y LA FUENTE DE PRODUCCIÓN

El hidrógeno empleado como vector energético se clasifica por colores según el proceso y la fuente de energía para su producción, dentro de los cuales están el negro, gris, marrón, turquesa, azul, amarillo, verde y rosa (Panić *et al.*, 2022). Sin embargo, la literatura demuestra que no se ha llegado a un consenso respecto a esta clasificación. Aun así, la definición de ciertos colores, como el negro, gris, azul y verde, es clara (ver Figura 1).

Estos se generan a partir de gasificación de carbón negro, reformado de gas natural, reformado de gas natural con captura de carbono (CCUS, captura, uso y almacenamiento de carbono por sus siglas en inglés) y electrólisis a partir de fuentes de energía renovable, respectivamente (World Energy Council, 2021). Por lo anterior, los diferentes tipos de hidrógeno presentan un impacto ambiental distinto, que se puede relacionar con su huella de carbono (HC), definida como la cantidad de  $\text{CO}_2$  generada por cantidad de  $\text{H}_2$  producido, como se muestra en la Figura 1. El hidrógeno negro, gris, azul y verde presentan HC con valores en rangos de  $>19$ ,  $11.3 - 12.1$ ,  $1 - 2.3$  y  $0 - 0.6 \text{ kgCO}_2\text{,eq/kgH}_2$ , respectivamente (Ewing *et al.*, 2020). Estos datos indican claramente que el hidrógeno verde es el más amigable ambientalmente. Más aún, con base a estándares internacionales, como los establecidos por la Unión Europea, sólo el hidrógeno verde y el azul constituyen alternativas ambientalmente sostenibles al contar con una HC menor o igual a  $3 \text{ kgCO}_2\text{,eq/kgH}_2$ . Sin embargo, a pesar de su atractivo ambiental, la producción de hidrógeno verde se ha visto limitada por su alto costo nivelado (LCOH, por sus siglas en inglés) en comparación con otros tipos (ver Figura 1). Para el hidrógeno verde se han reportado valores de LCOH entre  $2.28 - 7.39 \text{ USD/kgH}_2$ , mientras que, para el azul, negro y gris estos valores corresponden a  $1.6 - 2.05 \text{ USD/kgH}_2$  (Yu *et al.*, 2021),  $1.2 - 2 \text{ USD/kgH}_2$  y  $0.67 - 1.31 \text{ USD/kgH}_2$ , respectivamente (Arcos & Santos, 2023; IEA, 2019).

No obstante, el interés en el hidrógeno verde ha venido en aumento gracias a que en los últimos años se han reducido los costos de generación de electricidad a partir de FNCER, en particular de la energía solar fotovoltaica. Esta reducción ha llegado a estimarse hasta en un 85% en la última década, haciendo potencialmente viable la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar (IRENA, 2020). Consecuentemente, en la cumbre COP26, diversos países han postulado que es necesario invertir en la investigación y desarrollo de fuentes de energía renovable para hacerlas la opción más fiable y asequible en el año 2030 (UN, 2021), lo cual se ha visto consolidado con un aumento de apoyo financiero para iniciativas como el "Green Climate Fund" y "Loss and Damage Fund" en la COP28 (UN, 2023).

Lo anterior, muestra el gran potencial del hidrógeno verde producido a partir de energía solar para afrontar el problema de las emisiones de GEI en las próximas décadas. La producción de este tipo de hidrógeno se realiza principalmente por medio de vías fotovoltaicas y no fotovoltaicas, las cuales se explican a continuación.

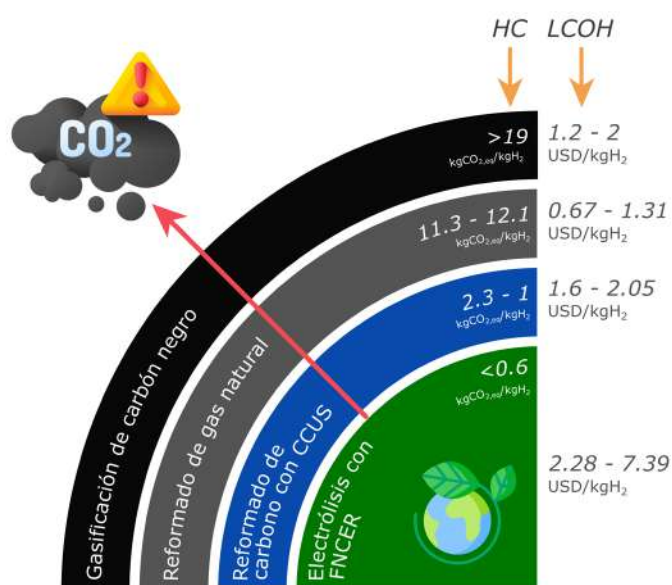


Figura 1. Comparación de obtención, HC y LCOH de hidrógeno negro, gris, azul y verde. Adaptado de (World Energy Council, 2021). Iconos tomados de flaticon.es

### 3. ¿CÓMO SE PUEDE USAR LA ENERGÍA DEL SOL PARA GENERAR HIDRÓGENO VERDE?

La vía fotovoltaica para la generación de hidrógeno a partir de energía solar implica principalmente dos estrategias: conversión de parte de la radiación solar en electricidad (electrones,  $e^-$  y huecos,  $h^+$ , los cuales se refieren a la ausencia de un electrón en un lugar particular de un átomo) que posteriormente se emplea para generar hidrógeno o el aprovechamiento directo de la energía térmica (calor) proveniente del sol.

#### 3.1. Electrólisis fotovoltaica (PV+E): rompiendo moléculas de agua a partir de electricidad generada por energía solar

La electrólisis fotovoltaica es un proceso que utiliza electricidad generada a partir de la radiación solar para lograr la división del agua ( $H_2O$ ) en hidrógeno ( $H_2$ ) y oxígeno ( $O_2$ ), proceso comúnmente denominado como electrólisis. Para esto, se emplean electrolizadores con electrodos separados, en donde ocurren las reacciones para producir  $H_2$  y  $O_2$  (HER y OER, por sus siglas en inglés). Estos electrodos se suelen hacer de materiales metálicos como platino y níquel o sus respectivos óxidos (Luo *et al.*, 2014). De esta manera, los sistemas utilizados para realizar este proceso se conocen como sistemas PV+E (fotovoltaico + electrolizador, según sus siglas en inglés). De manera simple, los sistemas PV+E se pueden describir como un panel solar conectado por medio de

cables a un electrolizador que se encarga de producir  $H_2$  y  $O_2$  al efectuar un proceso de electrólisis (ver PV+E en Figura 2). El electrolizador es el sistema que cuenta con los electrodos y el medio acuoso necesarios para que ocurra la reacción en cuestión. Dependiendo del diseño particular del sistema, puede ser necesario emplear alguna estrategia adicional con el fin de separar el  $H_2$  producido del  $O_2$  (Wang *et al.*, 2020).

Las principales ventajas de este enfoque para la producción de  $H_2$  son su facilidad de escalamiento, el largo tiempo de vida con el que cuentan los sistemas empleados y el hecho de que es viable comercialmente gracias al grado de madurez de las dos tecnologías empleadas (paneles solares y electrolizadores). Sin embargo, estos sistemas en algunos casos pueden ser todavía costosos por su alta complejidad dependiendo de los requerimientos energéticos que se planeen satisfacer (Song *et al.*, 2022).

#### 3.2. División fotoelectroquímica del agua: en búsqueda de las máximas eficiencias

Un panel solar funciona gracias al uso de materiales semiconductores capaces de absorber la radiación solar para generar electrones en estado excitado y a su vez cargas positivas conocidas como huecos. Al igual que el sistema PV+E, el sistema de división fotoelectroquímica (PEC por sus siglas en inglés) emplea un material semiconductor con la misma función que en una celda solar, sin embargo, en los sistemas PEC el material semiconductor no solo cumple con su función de absorbedor, sino que también es empleado directamente para realizar la electrólisis entrando en contacto con el medio acuoso donde se realiza la división del agua. De esta manera, siguiendo la comparación con los sistemas PV+E, se tienen 2 electrodos sumergidos en el medio acuoso, pero al menos uno de ellos también cumple la función de generar portadores de carga a partir de radiación solar. El electrodo en cuestión actúa entonces como un fotoelectrodo. Así, los pares  $e^-/h^+$  allí generados no son alimentados a un circuito externo conectado a un electrolizador, sino que son directamente transportados al medio acuoso para llevar a cabo las reacciones HER y OER (ver PEC en Figura 2) (Samu & Janáky, 2020; Song *et al.*, 2022; Wang *et al.*, 2020). Adicionalmente, dado que existe una interfaz líquido/semiconductor, los sistemas PEC permiten el uso de la energía disipada en el material semiconductor en forma de calor, lo que facilita aún más, desde el punto de vista energético, el proceso de electrólisis ya que se emplea energía de fuente eléctrica y térmica. La principal ventaja de este enfoque para generar  $H_2$  es que las eficiencias teóricas que se pueden llegar a alcanzar son altas. Sin embargo, su costo es alto en comparación a otras tecnologías y los sistemas empleados involucran diseños complejos debido a que se requiere dispositivos con múltiples componentes. Además, se deben superar retos de estabilidad operacional, debido a que el material semiconductor entra en contacto directo con el medio acuoso, lo cual suele ser perjudicial para la integridad del mismo (Song *et al.*, 2022).

### 3.3. División foto-catalítica del agua: suspensión de partículas burbujeantes

Este enfoque emplea luz solar como los anteriores, pero usando un sistema de menor complejidad: un semiconductor en forma de partículas actúa como material absorbente sumergido en un medio acuoso donde es irradiado con luz solar, absorbiendo fotones que generan pares  $e^-/h^+$  en el semiconductor, que posteriormente migran a la superficie del material para promover las reacciones HER y OER en medio acuoso. (ver PC en Figura 2) (Chen *et al.*, 2017).

Por cuestiones termodinámicas, la cantidad de materiales capaces de llevar a cabo por sí solos la división de agua por este método es limitada, y siempre es necesario el uso de co-catalizadores, los cuales son nanomateriales que se cargan sobre el semiconductor para que las reacciones que generan  $H_2$  y  $O_2$  ocurran más fácilmente. Además, permiten mejorar la extracción de cargas fotogeneradas ( $e^-$  y  $h^+$ ) hacia la superficie de tal manera que se aproveche una mayor proporción de la energía que ingresa en el sistema para generar hidrógeno y que aumente la durabilidad del material semiconductor (Yang *et al.*, 2013).

Los sistemas fotocatalíticos pueden funcionar de dos maneras: empleando uno o dos semiconductores. En el primero un único semiconductor genera los pares  $e^-/h^+$  para que ocurran las reacciones que producen  $H_2$  y  $O_2$ . El segundo emplea dos materiales semiconductores distintos para absorber la radiación, de tal manera que uno de ellos aporte los electrones para la HER y el otro aporte los huecos para la OER. Esta última estrategia también se conoce como esquema Z y fue propuesta en 1979 (Bard, 1979), aunque solo pudo ser llevada a la realidad en 2001 (Abe *et al.*, 2001).

Este enfoque para generar  $H_2$  resalta por su baja complejidad y representa la manera ideal para producir hidrógeno. Sin embargo, su principal inconveniente radica en que las eficiencias obtenidas son menores en comparación con las demás estrategias discutidas. Además, la durabilidad de los materiales usados aún es deficiente y se requiere de un proceso de separación del  $H_2$  y el  $O_2$  generado (Song *et al.*, 2022).

### 3.4. División del agua por medios termoquímicos a partir del sol: materiales que se calientan mucho

Esta estrategia se sale del ámbito fotovoltaico y se enfoca en el ámbito termoquímico, pues la generación de hidrógeno a partir de agua se da gracias a ciclos de reacciones químicas en los que la energía solar se emplea como fuente térmica. Existen muchas reacciones de complejidad variable que se pueden emplear para esto (Abanades *et al.*, 2006), pero las más estudiadas se basan en calentar un óxido metálico ( $MO_{oxidado}$ , M:metal, O:oxígeno) de tal manera que este pierda total o parcialmente el oxígeno que tiene ( $MO_{oxidado} \rightarrow MO_{reducido} + O_2$ ). Posteriormente, la especie queda en un estado inestable que tiene tendencia a recuperar el oxígeno perdido, de tal manera que cuando se pone agua en contacto con esta, el oxígeno del agua pasa a la especie inestable, generando así  $H_2$  ( $MO_{reducido} + H_2O \rightarrow MO_{oxidado} + H_2$ ). Después, la especie queda disponible nuevamente como óxido, de tal manera que el ciclo puede darse de nuevo. La energía solar provee el calor para generar la especie inestable, lo cual se logra a partir de concentradores solares que permiten llegar a flujos de radiación correspondientes a más de 5000 soles (Steinfeld, 2005).

Los ciclos químicos para este proceso pueden ser de dos pasos o de múltiples pasos. Los primeros permiten un escalamiento de la tecnología más sencillo, pues los reactores necesarios son más simples; sin embargo, suelen necesitar de altas temperaturas (1300 – 1800°C) para generar las especies inestables requeridas. Los segundos, en cambio, requieren de menores temperaturas (<1000°C) pero los reactores necesarios son de mayor complejidad (Song *et al.*, 2022). El ciclo del óxido de cerio (IV) ( $CeO_2$ ), empleado desde 2005, ha demostrado ser uno de los más atractivos para este proceso gracias a su sencillez, y en tiempos recientes ha habido avances en su mejora (Le Gal & Abanades, 2012; Muhich & Steinfeld, 2017).

Por el principio de operación de este proceso, el diseño de reactores y concentradores capaces de suministrar un flujo de radiación adecuado es particularmente importante (ver STC en Figura 2). Es por esto que este enfoque para generar  $H_2$  a partir de energía solar está ligado al ámbito tecnológico, y actualmente se han presentado diversos diseños interesantes de reactores que apuntan al escalamiento de esta tecnología (Boretti, 2021).

La principal ventaja de este enfoque para generar  $H_2$  es que su costo es relativamente bajo desde el punto de vista de los materiales necesarios para llevar a cabo las reacciones químicas. Sin embargo, los principales retos que presenta se generan por las altas temperaturas que se necesitan, lo cual hace que se requiera el uso de concentradores solares de buen desempeño y del diseño de reactores robustos hechos con materiales con buena resistencia a altas temperaturas. Además, las eficiencias que se han logrado alcanzar con estos sistemas son bastante bajas en comparación con el resto de las estrategias ya mencionadas (Song *et al.*, 2022).



### 3.5. Comparación de los enfoques

Los enfoques mencionados para la producción de H<sub>2</sub> verde a partir de energía solar se pueden comparar a partir de 3 aspectos clave: eficiencia, durabilidad y costos.

Desde el punto de vista de la **eficiencia**, la estrategia PV+E ofrece los mayores valores de conversión solar a hidrógeno (STH, por sus siglas en inglés), habiendo llegado a valores que rondan el 30% (Jia *et al.*, 2016). Luego de estos, los sistemas PEC proveen las mejores eficiencias, logrando valores de STH superiores al 19% (Cheng *et al.*, 2018). Finalmente, los mejores valores de STH para sistemas fotocatalíticos y termoquímicos rondan el 9% y < 1%, respectivamente (Chueh *et al.*, 2010; Zhou *et al.*, 2023).

Desde el punto de vista de la **durabilidad**, los sistemas de PV+E llevan la delantera gracias al grado de madurez de las tecnologías requeridas. La fuente de energía eléctrica clásica para estos sistemas son los paneles solares de silicio, cuyas vidas útiles pueden superar los 25 años (218.400 horas). Los electrolizadores requeridos, que pueden ser de varios tipos, alcanzan vidas útiles que rondan las 90.000 horas (~10 años) (Schmidt *et al.*, 2017). Por otra parte, los sistemas fotocatalíticos han logrado operar de manera estable durante lapsos de ~4800 horas (Liu *et al.*, 2015). Valores de ~1000 y ~500 horas se han reportado para sistemas PEC y termoquímicos, respectivamente (Song *et al.*, 2022; Vilanova *et al.*, 2018). Lo anterior hace que los sistemas PV+E sean los únicos, actualmente, capaces de garantizar vidas útiles superiores a 10 años (Song *et al.*, 2022).

Desde el punto de vista del **costo**, las estimaciones que se pueden realizar son aproximadas debido a que los enfoques ya presentados para la producción de H<sub>2</sub> verde, con excepción de los sistemas PV+E, se encuentran en una etapa de investigación relativamente temprana. Esto hace que los costos estimados suelen moverse en un rango de precios amplio. Aun así, en la literatura se encuentran reportados diferentes valores de costos (evaluados por medio del LCOH) para estas estrategias. Para los sistemas PV+E, los costos reportados están en el rango de USD 5.78 – 23.27 /kgH<sub>2</sub> (Razi & Dincer, 2020). Para los sistemas PEC, costos en el rango de USD 2.9 – 18.8 /kgH<sub>2</sub> se han reportado, siendo estos influenciados por las eficiencias de los sistemas (Frowijn & van Sark, 2021; Grimm *et al.*, 2020; Pinaud *et al.*, 2013). Para sistemas fotocatalíticos, los costos rondan los USD 18.32 /kgH<sub>2</sub> (Frowijn & van Sark, 2021). Para los medios termoquímicos, los costos se encuentran en el rango de USD 2.96 – 15.44 /kgH<sub>2</sub> y dependen de la ruta química empleada (Moser *et al.*, 2019; Pregger *et al.*, 2009).

Según lo anterior, a pesar de los altos costos asociados, los sistemas PV+E representan la estrategia más viable en la actualidad para la producción de H<sub>2</sub> a partir de energía solar gracias a las altas eficiencias que han sido logradas, el alto grado de desarrollo de las tecnologías necesarias para su implementación y la excelente estabilidad que ofrecen. La Figura 2 (parte central) muestra una comparación de los enfoques mencionados anteriormente en cuanto a **eficiencia, estabilidad y costos**. Es importante aclarar que la información presentada tiene en cuenta costos actuales encontrados en la literatura; sin embargo, se siguen realizando esfuerzos en estrategias alternativas a la PV+E debido al potencial de alcanzar valores de LCOH más bajos a través de mejoras en la eficiencia y estabilidad que permitan lograr sistemas económicamente competitivos. Por ejemplo, sistemas fotocatalíticos con valores de STH entre 5 y 10% y tiempos de vida de 5 años podrían alcanzar costos en el rango de 1.6-3.2 USD/kgH<sub>2</sub>, mientras que sistemas fotoelectroquímicos con STH entre 10 y 15% y tiempos de vida de 10 años podrían alcanzar costos en el rango de 4-10.4 USD/kgH<sub>2</sub> (Pinaud *et al.*, 2013).

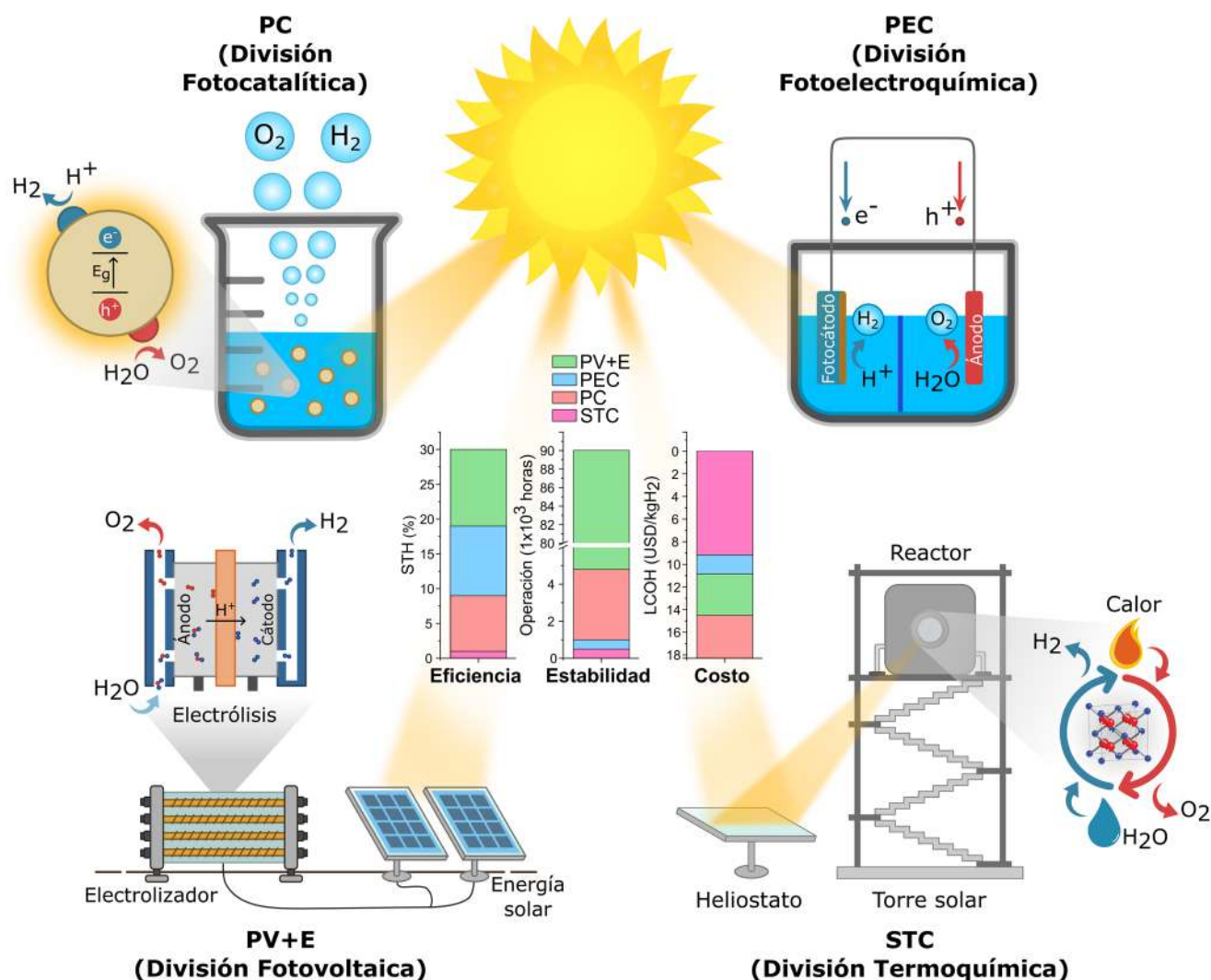


Figura 2. Comparación de funcionamiento, eficiencia, estabilidad y costo de estrategias para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar. La parte inferior de las barras de color de costos corresponden a los valores medios del LCOH calculados a partir de los rangos presentados en el texto (Cheng *et al.*, 2018; Chueh *et al.*, 2010; Frowijn & van Sark, 2021; Grimm *et al.*, 2020; Jia *et al.*, 2016; Liu *et al.*, 2015; Moser *et al.*, 2019; Pinaud *et al.*, 2013; Pregger *et al.*, 2009; Razi & Dincer, 2020; Schmidt *et al.*, 2017; Song *et al.*, 2022; Vilanova *et al.*, 2018; Zhou *et al.*, 2023).

#### 4. POTENCIAL DE HIDRÓGENO SOLAR EN COLOMBIA

Primeramente, se hace necesario estimar el potencial de energía solar como fuente renovable en diferentes zonas del país. Para esto se deben considerar factores naturales, geológicos, económicos y culturales, asegurando la viabilidad tecnológica y la legalidad de la construcción de infraestructura en cada zona (García Orrego, 2021). Así, fijando la densidad de potencia en 0.5 MW/ha y la eficiencia de conversión de energía de paneles solares en 20%, se determina que la potencia instalable (de paneles) en Colombia es de alrededor de 8172 GW, con lo que se generarían aproximadamente 11569 TWh anualmente (García Orrego, 2021). Esto ubica a Colombia como un país privilegiado para el aprovechamiento de energía solar y brinda indicios promisorios sobre la generación de hidrógeno haciendo uso de esta. Además, entidades internacionales como la IRENA han llevado a cabo estudios en los que Colombia se proyecta como un país líder para la producción de hidrógeno verde, siendo el cuarto país con el costo previsto de generación más económico (IRENA, 2022).

Concordantemente, en el país se han venido implementando políticas que promueven la transición energética. En 2014, se dieron pasos importantes al integrar las FNCER a través de la ley 1715 (Congreso de Colombia, 2014), lo que enfatizó la necesidad de diversificar la matriz energética del país. Posteriormente, en 2018, estas fuentes de energía fueron incorporadas al plan energético nacional (PEN) (UPME

(Unidad de Planeación Minero Energética), 2020), el cual trazó una visión a largo plazo (2030-2050) para la transición energética en el país. En 2019, se dio un impulso a la movilidad sostenible mediante la ley 1964 (Ley 1964 de 2019, 2019), que buscó reducir el uso de combustibles convencionales.

Finalmente, entre los años 2021 y 2023, Colombia ha dado un paso decisivo hacia el uso del hidrógeno en el futuro cercano. A través de la ley 2099 (Ley 2099 de 2021, 2021), el hidrógeno verde ha sido oficialmente reconocido como una FNCER, incorporándolo al PEN y marcándose una hoja de ruta para el mismo, la cual establece propuestas de alcanzar para el año 2030 una producción de 50 kilotoneladas de hidrógeno azul y una capacidad instalada de electrólisis de entre 1 y 3 Gigavatios (GW) para la producción de hidrógeno verde. Se espera que estas medidas contribuyan a reducir de 2,5 a 3 Mt de emisiones de CO<sub>2eq</sub> entre 2020 y 2030 (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2022; Ministerio de Minas y Energías, s/f).

Para fomentar la adopción de FNCER por parte de la industria, las leyes mencionadas ofrecen beneficios como la reducción del 50% en impuesto de renta, exención de IVA y aranceles e incentivos tributarios (Congreso de Colombia, 2014; Ley 2099 de 2021, 2021). Además, para 2030 se proyecta la instalación de 50 hidrogenadoras en todo el país (Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), 2022; Ministerio de Minas y Energías, s/f). En la Figura 3 se resume el avance de las políticas en la adopción de energías renovables y los planes para desarrollar y aplicar el hidrógeno en el PEN.

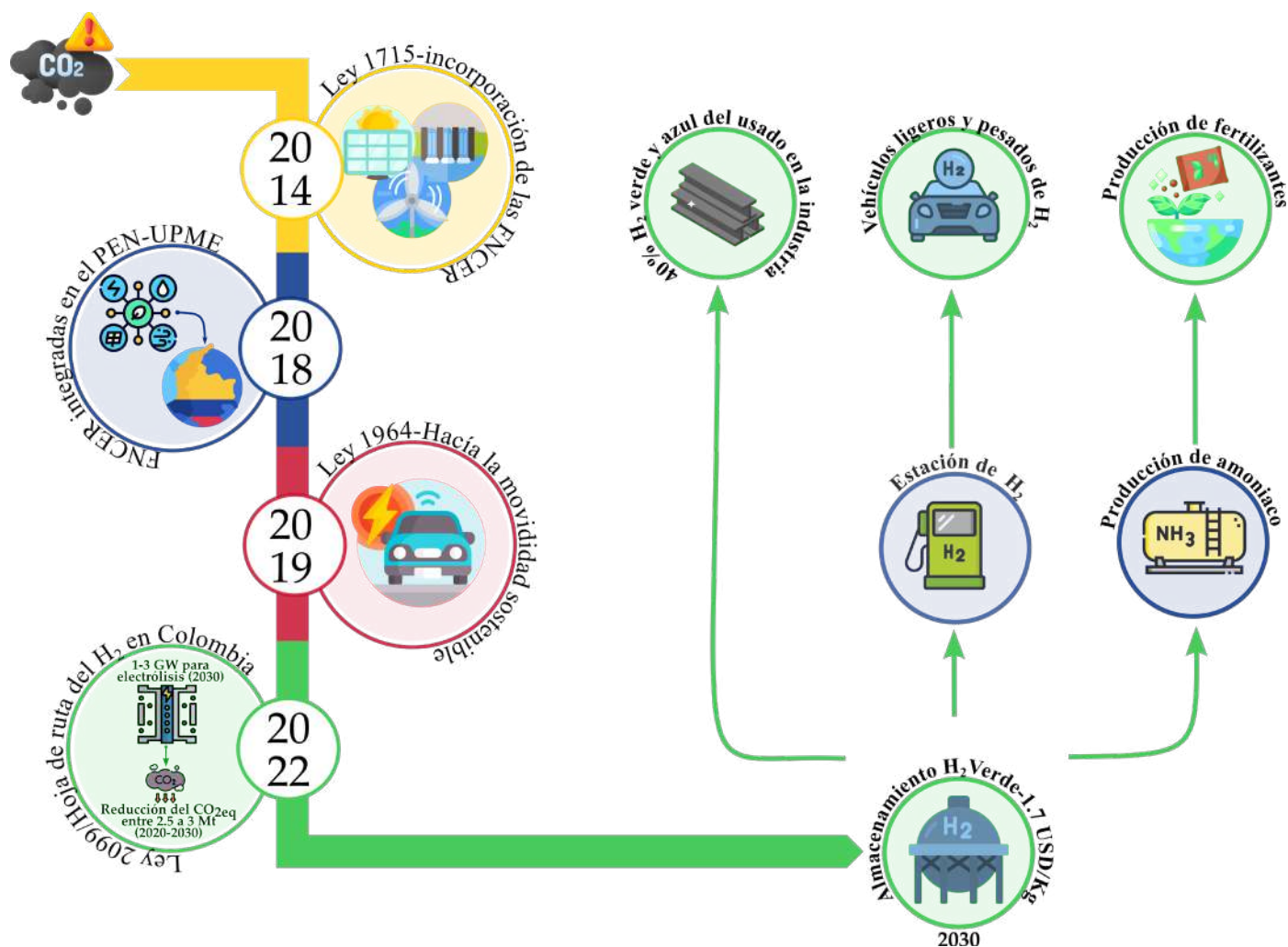


Figura 3. Avance de las energías renovables e incorporación del hidrógeno en Colombia. Íconos tomados de flaticon.com



## 5. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVA

En resumen, la necesidad de reducir las emisiones de carbono ha conllevado recientemente a grandes esfuerzos en el desarrollo e implementación de tecnologías energéticas alternativas, dentro de las cuales el hidrógeno ha surgido como un vector energético viable para aplicaciones en los sectores de industria, transporte y almacenamiento de energía. Dentro de los diferentes tipos de hidrógeno, el hidrógeno verde es el más llamativo gracias a su baja huella de carbono y el creciente auge de tecnologías solares, influenciado en gran medida por la disminución de costos de los paneles solares en la última década. Este se puede producir a través de diferentes estrategias, dentro de las que se encuentran la electrólisis fotovoltaica, la división fotoelectroquímica, la división fotocatalítica y la vía termoquímica. La primera de estas se posiciona en la actualidad como la opción viable por su eficiencia, estabilidad y madurez tecnológica, contando con instalaciones piloto desplegadas en diferentes partes del mundo. Sin embargo, alternativas como la fotoelectroquímica y la fotocatalítica siguen siendo foco de investigación gracias a los potenciales bajos costos que se puede llegar a tener. Finalmente, Colombia se encuentra ante la oportunidad de hacer realidad la producción de hidrógeno a partir de energía solar, con pronósticos que lo posicionan como el futuro cuarto país con el hidrógeno verde más económico en el mundo. Consecuentemente, se han establecido leyes y políticas que promueven el desarrollo de energías renovables y fomentan el uso del hidrógeno como una fuente de combustible limpia y sostenible. Estos esfuerzos marcan un futuro prometedor en el cumplimiento de los objetivos nacionales, que apuntan a producir 50 kilotoneladas de hidrógeno azul y alcanzar una capacidad instalada de electrólisis de entre 1 y 3 Gigavatios (GW) para 2030. ■

## AGRADECIMIENTOS

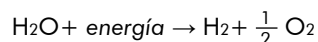
Los autores agradecen al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación-Minciencias, por la financiación del proyecto: “Generación de hidrógeno de bajo impacto ambiental mediante el aprovechamiento de energías renovables, para su posterior uso como combustible limpio en sistemas de transporte” a través del contrato 177-2021.



## CONCEPTOS CLAVE:

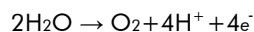
### Reacción de división de agua (water splitting):

Reacción química global en la que se produce H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> a partir de agua (H<sub>2</sub>O) suministrando energía al proceso. En caso de que la energía empleada sea eléctrica, el proceso también es conocido como electrólisis. La reacción global se desarrolla por medio de dos reacciones parciales: la reacción de evolución de oxígeno (OER) y la reacción de evolución de hidrógeno (HER).



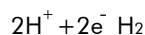
### Reacción de evolución de oxígeno (OER):

Reacción parcial de oxidación que permite la formación de oxígeno gaseoso gracias a la pérdida de electrones del agua.



### Reacción de evolución de hidrógeno (HER):

Reacción parcial de reducción que permite la formación de hidrógeno gaseoso empleando los electrones liberados por el agua.



### Eficiencia solar a hidrógeno (Solar To Hydrogen efficiency, STH):

Representa la razón entre el contenido energético del hidrógeno producido en un proceso y el contenido energético de la luz solar entrante, lo cual se suele expresar como un porcentaje

[<https://chemistry-europe.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/chem.201503580>].

### Costo nivelado del hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH):

Indica el costo de producir 1 kg de hidrógeno en un sistema considerando los costes de capital y de su respectivo funcionamiento, lo cual permite comparar diferentes estrategias de producción sobre una base similar

[<https://www.linkedin.com/pulse/what-levelized-cost-clean-hydrogen-production-greg-perkins/>].

### Densidad de potencia:

En el caso en el que fue indicado en el texto, indica la potencia total en una zona determinada que se puede producir a partir de la radiación que se recibe del sol, la cual puede variar en diferentes lugares

[<https://calculator.academy/solar-power-density-calculator/>].

### Eficiencia de un panel solar:

Relación entre la energía producida por una celda solar y la energía incidente del sol. Así, indica la fracción de la energía incidente que es efectivamente aprovechada como electricidad

[<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency>].

### Potencia instalada:

Se refiere a la potencia generable a partir de determinadas instalaciones solares, e indica de cierta manera la dimensión de la infraestructura solar instalada. A manera de ejemplo ilustrativo, 1 GW de potencia instalada corresponde a 5 millones de paneles solares comerciales de 200 W, cada uno de los cuales puede tener un área de 1.5 m x 0.7 m.

## 6. REFERENCIAS

- Abanades, S., Charvin, P., Flamant, G., & Neveu, P. (2006). Screening of water-splitting thermochemical cycles potentially attractive for hydrogen production by concentrated solar energy. *Energy*, 31, 2805–2822. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.11.002>
- Abe, R., Sayama, K., Domen, K., & Arakawa, H. (2001). A new type of water splitting system composed of two different TiO<sub>2</sub> photocatalysts (anatase, rutile) and a IO<sub>3</sub><sup>-</sup>/I<sup>-</sup> shuttle redox mediator. *Chemical Physics Letters*, 344, 339–344. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0009-2614\(01\)00790-4](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0009-2614(01)00790-4)
- Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. *Gases*, 3, 25–46. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Bard, A. J. (1979). Photoelectrochemistry and heterogeneous photo-catalysis at semiconductors. *Journal of Photochemistry*, 10, 59–75. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0047-2670\(79\)80037-4](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0047-2670(79)80037-4)
- Boretti, A. (2021). Technology Readiness Level of Solar Thermochemical Splitting Cycles. *ACS Energy Letters*, 6, 1170–1174. <https://doi.org/10.1021/acsenylett.1c00181>
- Cheng, W.-H., Richter, M. H., May, M. M., Ohlmann, J., Lackner, D., Dimroth, F., Hannappel, T., Atwater, H. A., & Lewerenz, H.-J. (2018). Monolithic Photoelectrochemical Device for Direct Water Splitting with 19% Efficiency. *ACS Energy Letters*, 3, 1795–1800. <https://doi.org/10.1021/acsenylett.8b00920>
- Chen, S., Takata, T., & Domen, K. (2017). Particulate photocatalysts for overall water splitting. *Nature Reviews Materials*, 2. <https://doi.org/10.1038/natrevmats.2017.50>
- Chueh, W. C., Falter, C., Abbott, M., Scipio, D., Furler, P., Haile, S. M., & Steinfield, A. (2010). High-Flux Solar-Driven Thermochemical Dissociation of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O Using Nonstoichiometric Ceria. *Science*, 330, 1797–1801. <https://doi.org/10.1126/science.1197834>
- Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. *Diario Oficial*, 104. Ley 1964 de 2019, (2019). <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/06/ley-1964-2019.pdf>
- Ley 2099 de 2021. (2021). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>
- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). (2022). Política de Transición Energética. [https://www.minagricultura.gov.co/Normalidad/Conpes/CONPES\\_4075\\_DE\\_2022.pdf](https://www.minagricultura.gov.co/Normalidad/Conpes/CONPES_4075_DE_2022.pdf)
- Edwards, P. P., Kuznetsov, V. L., & David, W. I. F. (2007). Hydrogen energy. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 365, 1043–1056. <https://doi.org/10.1098/rsta.2006.1965>
- Ewing, M., Israel, B., Jutt, T., Talebian, H., & Stepanik, L. (2020). Hydrogen on the path to net-zero emissions. PEMBINA Institute: Calgary, AB, Canada.
- Frewijn, L. S., & van Sark, W. G. (2021). Analysis of photon-driven solar-to-hydrogen production methods in the Netherlands. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 48, 101631.
- García Orrego, S. (2021). Análisis espacial multicriterio para la ubicación de parques eólicos y granjas solares en Colombia [Universidad Nacional de Colombia]. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79490>
- Grimm, A., de Jong, W. A., & Kramer, G. J. (2020). Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 22545–22555. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.092>
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen. IEA Publications, June. <https://doi.org/10.1787/1e0514c4-en>
- IEA. (2021). World Energy Outlook 2021. IEA Publications, 15. [www.iea.org/weo](http://www.iea.org/weo)
- IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2020. En International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- IRENA. (2022). Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part I - Trade Outlook for 2050 and Way Forward. En Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Trade Outlook for 2050 and Way Forward. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>
- Jia, J., Seitz, L. C., Benck, J. D., Huo, Y., Chen, Y., Ng, J. W. D., Bilir, T., Harris, J. S., & Jaramillo, T. F. (2016). Solar water splitting by photovoltaic-electrolysis with a solar-to-hydrogen efficiency over 30%. *Nature Communications*, 7, 13237. <https://doi.org/10.1038/ncomms13237>
- Le Gal, A., & Abanades, S. (2012). Dopant Incorporation in Ceria for Enhanced Water-Splitting Activity during Solar Thermochemical Hydrogen Generation. *The Journal of Physical Chemistry C*, 116, 13516–13523. <https://doi.org/10.1021/jp302146c>
- Liu, J., Liu, Y., Liu, N., Han, Y., Zhang, X., Huang, H., Lifshitz, Y., Lee, S.-T., Zhong, J., & Kang, Z. (2015). Metal-free efficient photocatalyst for stable visible water splitting via a two-electron pathway. *Science*, 347, 970–974. <https://doi.org/10.1126/science.aaa3145>
- Luo, J., Im, J.-H., Mayer, M. T., Schreiber, M., Nazeeruddin, M. K., Park, N.-G., Tilley, S. D., Fan, H. J., & Grätzel, M. (2014). Water photolysis at 12.3% efficiency via perovskite photovoltaics and Earth-abundant catalysts. *Science*, 345, 1593–1596. <https://doi.org/10.1126/science.1258307>
- Ministerio de Minas y Energías. (s/f). Colombia's Hydrogen Roadmap. <https://www.mincit.gov.co/-/getattachment/minindustria/reindustrializacion-basada-en-energias-renovables/ruta-de-hidrogeno-de-colombia/colombia-s-hydrogen-roadmap/complete-document-colombias-hydrogen-roadmap.pdf.aspx>
- Moser, M., Pecchi, M., & Fend, T. (2019). Techno-Economic Assessment of Solar Hydrogen Production by Means of Thermo-Chemical Cycles. *Energies*, 12. <https://doi.org/10.3390/en12030352>
- Muhich, C., & Steinfeld, A. (2017). Principles of doping ceria for the solar thermochemical redox splitting of H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub>. *Journal of Materials Chemistry A*, 5, 15578–15590. <https://doi.org/10.1039/c7ta04000h>
- Panić, I., Cuculic, A., & Čelić, J. (2022). Color-Coded Hydrogen: Production and Storage in Maritime Sector. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10. <https://doi.org/10.3390/jmse10121995>
- Pinaud, B. A., Benck, J. D., Seitz, L. C., Forman, A. J., Chen, Z., Deutsch, T. G., James, B. D., Baum, K. N., Baum, G. N., Ardo, S., Wang, H., Miller, E., & Jaramillo, T. F. (2013). Technical and economic feasibility of centralized facilities for solar hydrogen production via photocatalysis and photoelectrochemistry. *Energy Environ. Sci.*, 6, 1983–2002. <https://doi.org/10.1039/C3EE40831K>
- Pregger, T., Graf, D., Krewitt, W., Sattler, C., Roeb, M., & Möller, S. (2009). Prospects of solar thermal hydrogen production processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 4256–4267. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.03.025>
- Razi, F., & Dincer, I. (2020). A critical evaluation of potential routes of solar hydrogen production for sustainable development. *Journal of Cleaner Production*, 264, 121582. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121582>
- Samu, G. F., & Janáky, C. (2020). Photocorrosion at Irradiated Perovskite/Electrolyte Interfaces. *Journal of the American Chemical Society*, 142, 21595–21614. <https://doi.org/10.1021/jacs.0c10348>
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 30470–30492. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
- Song, H., Luo, S., Huang, H., Deng, B., & Ye, J. (2022). Solar-Driven Hydrogen Production: Recent Advances, Challenges, and Future Perspectives. *ACS Energy Letters*, 7, 1043–1065. <https://doi.org/10.1021/acsenylett.1c02591>
- Steilen, M., & Jörissen, L. (2015). Chapter 10 - Hydrogen Conversion into Electricity and Thermal Energy by Fuel Cells: Use of H<sub>2</sub>-Systems and Batteries. En P. T. Moseley & J. Garcke (Eds.), *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* (pp. 143–158). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00010-3>
- Steinfeld, A. (2005). Solar thermochemical production of hydrogen - A review. *Solar Energy*, 78(5), 603–615. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.12.012>
- UN. (2021). COP26: Together for our planet. United Nations. <https://www.un.org/en/climate-change/cop26>
- UN. (2023, diciembre 13). What happened at COP28? <https://news.un.org/en/story/2023/12/1144742>
- UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. En Plan Energético Nacional 2020-2050. [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN\\_2020\\_2050/Plan\\_Energético\\_Nacional\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_2020_2050/Plan_Energético_Nacional_2020_2050.pdf)
- Vilanova, A., Lopes, T., Spenke, C., Wullenkord, M., & Mendes, A. (2018). Optimized photoelectrochemical tandem cell for solar water splitting. *Energy Storage Materials*, 13, 175–188. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ensm.2017.12.017>
- Wang, H., Wang, X., Zhang, H., Ma, W., Wang, L., & Zong, X. (2020). Organic-inorganic hybrid perovskites: Game-changing candidates for solar fuel production. *Nano Energy*, 71, 104647. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2020.104647>
- World Energy Council. (2021). National Hydrogen Strategies. Working Paper, 1–20. [https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working\\_Paper\\_-\\_National\\_Hydrogen\\_Strategies\\_-\\_September\\_2021.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_National_Hydrogen_Strategies_-_September_2021.pdf)
- Yang, J., Wang, D., Han, H., & Li, C. (2013). Roles of Cocatalysts in Photocatalysis and Photoelectrocatalysis. *Accounts of Chemical Research*, 46, 1900–1909. <https://doi.org/10.1021/ar300227e>
- Yu, M., Wang, K., & Vredenburg, H. (2021). Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 21261–21273. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016>
- Zhou, P., Navid, I. A., Ma, Y., Xiao, Y., Wang, P., Ye, Z., Zhou, B., Sun, K., & Mi, Z. (2023). Solar-to-hydrogen efficiency of more than 9% in photocatalytic water splitting. *Nature*, 613, 66–70. <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05399-1>



# Celdas de Combustible de Membrana de Intercambio Aniónico - AEMFC Hidrógeno, Combustible del Futuro

Joe Alejandro Flórez, Santiago Rojo Osorio, Nicolás Segura Carvajal, Javier González Ocampo y Carlos Sánchez-Sáenz\*  
Grupo de Ingeniería electroquímica- GRIEQUI, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín

\*Correo de correspondencia: [cisanche@unal.edu.co](mailto:cisanche@unal.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

Ante la creciente demanda energética mundial, cualquier avance tecnológico que se adopte debería considerarse solo si tiene el concepto de “sostenible” como eje central; cualquier uso no sostenible de los recursos naturales implica una carencia de estos en el futuro. Los recursos son finitos, por lo que se requiere el uso responsable de ellos pensando en las generaciones futuras.

Las sustancias portadoras de energía son parte fundamental del sistema energético. Los combustibles son el portador de energía por excelencia, su energía se extrae mediante dispositivos que usan algún tipo de transformación química, lo que implica generación de subproductos que, en el caso de los hidrocarburos son gases de efecto invernadero, por lo que no son un portador de energía sostenible. Un sistema energético debe cumplir dos condiciones: i) extracción sostenible, ii) recurso renovable. El hidrógeno es considerado el combustible del futuro, tiene almacenada más del doble de energía que la gasolina y sus productos de oxidación son agua y calor. Un sistema energético con hidrógeno como portador de energía cumple la primera condición.

El hidrógeno, sin embargo, no existe en estado natural, debe producirse consumiendo energía, de tal manera que su papel en el sistema energético no es como fuente de energía, sino como portador de energía, es decir como vector energético, por ejemplo, la producción de hidrógeno mediante energía solar permite almacenar dicha energía para poder ser usada en cualquier otro momento y lugar.

El hidrógeno puede producirse de varias formas, una de ellas es mediante reformado de hidrocarburos, que son no renovables, por lo que esta opción carece de sentido en el marco de la sostenibilidad. Otra forma es mediante la electrólisis del agua, en la cual la energía invertida en su producción es mayor a la energía que se puede extraer por su oxidación. Esta es una diferencia clave entre los hidrocarburos y el hidrógeno: la gasolina proviene de procesar petróleo, el cual ya está formado, y para procesarlo necesariamente se invierte menos energía de la que se le puede extraer a la gasolina: los hidrocarburos son una fuente de energía en sí misma, a diferencia del hidrógeno. La energía contenida en la oxidación del hidrógeno con oxígeno se puede extraer mediante una máquina térmica (un motor de combustión) aprovechando la energía térmica que se libera en el proceso. Otra forma es mediante una celda de combustible en la cual el proceso ocurre vía electroquímica, produciendo directamente energía eléctrica.

Las celdas de combustible constituyen una de las tecnologías de hidrógeno más prometedoras, pero existen varios retos que retrasan su comercialización. Uno de los más desafiantes es el desarrollo de electrodos libres de metales nobles, ya que no son abundantes en la naturaleza. Este problema se ha venido abordando por la comunidad científica llevando las investigaciones hacia las celdas de combustible alcalinas que, a pesar de tener rendimientos inferiores a las celdas ácidas, abren la posibilidad de utilizar metales abundantes en el planeta, como el hierro, níquel, y cobalto.

## 2. CELDAS DE COMBUSTIBLE

La primera denominación de celda de combustible se debe a Ludwig Mond y Charles Langer en 1889. En la década de 1930 comienzan a verse avances conceptuales importantes gracias a Francis Thomas Bacon, quien estudiando celdas con electrodos de platino y electrolito de ácido sulfúrico, logró densidades de potencia lo suficientemente altas como para fabricar dispositivos utilizables en aplicaciones prácticas. Sus investigaciones lo llevaron a fabricar en 1959 la primera celda completamente operativa, la cual tuvo una potencia de 5 kW. La "Celda Bacon", como fue llamada por su inventor, llamó la atención de la NASA, donde integraron exitosamente esta tecnología en los programas espaciales Gemini y Apolo (Sharaf & Orhan, 2014).

Otros eventos destacables en la historia de las celdas de combustible los constituyen las celdas de óxido sólido (SOFC) en 1939, las celdas de ácido fosfórico (PAFC) en 1961, las celdas de metanol directo (DMFC) en 1992, y la salida al mercado del polímero más influyente en el desarrollo de las tecnologías basadas en membranas de intercambio protónico: el Nafion® en 1968 (Sharaf & Orhan, 2014), que dio lugar al desarrollo acelerado de las celdas PEMFC, basadas en electrolito polimérico sólido.

Durante la segunda mitad del siglo XX quedó en evidencia la urgencia de hacer una transición hacia energías limpias. La idea de utilizar el hidrógeno como portador de energía ha estado en discusión, existiendo el término "economía de hidrógeno" desde 1968 (Bockris, 2013). Su naturaleza renovable, bajo impacto ambiental y alta densidad energética son cualidades muy valiosas y difíciles de encontrar en otros compuestos. Sin embargo, han existido varias limitaciones técnicas que han impedido que las celdas de combustible sean comercialmente viables.

La atención de los investigadores se ha centrado principalmente en las celdas tipo PEM, por lo menos hasta el año 2010; en estas, dado su carácter ácido, se han usado metales nobles y los del grupo platino han mostrado ser excelentes catalizadores lo que, junto con la disponibilidad de Nafion®, permitió su desarrollo, logrando dispositivos capaces de producir potencias grandes. Sin embargo, la necesidad de metales del grupo platino limita su viabilidad como solución para suministrar energía limpia y sostenible. Esta inviabilidad ha hecho que la atención se desvíe hacia el desarrollo de otro tipo de celdas, por ejemplo, las celdas alcalinas, especialmente las de electrolito de membrana de intercambio aniónico (AEMFC, por sus siglas en inglés). En este medio la actividad del platino para la oxidación de hidrógeno es menor que en medio ácido, sin embargo, se han venido desarrollando otros catalizadores para su reemplazo (Xiao *et al.*, 2021).

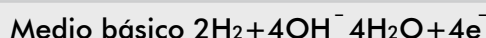
Sin embargo, la principal limitante en el desarrollo de las AEMFC radica en las membranas de intercambio aniónico, su fabricación económica, con buena conductividad y estabilidad, es un problema en el cual apenas se han realizado avances importantes recientemente. Por esto, alrededor del año 2010, la tendencia se ha inclinado hacia el desarrollo de estas celdas, siendo considerada como una tecnología que podría establecerse como parte de una solución sostenible a la problemática energética global.

### 3. FUNDAMENTOS EN CELDAS DE COMBUSTIBLE

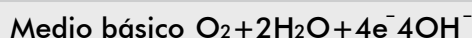
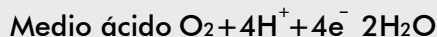
Una celda de combustible convierte la energía química de un combustible directamente en energía eléctrica mediante su oxidación vía electroquímica. Consta de tres componentes activos: un ánodo donde se oxida el combustible, un cátodo donde se reduce el comburente, y un electrolito que transporta los iones de un electrodo al otro. En la Tabla 1 se muestran las reacciones químicas que ocurren en una celda de combustible de hidrógeno. Es importante notar que la reacción global no cambia según el pH del medio, pero sí lo hacen las semirreacciones en cada electrodo, por lo que el portador de carga que debe transportarse a través del electrolito cambia: en medio ácido se transportan iones  $H^+$  desde el ánodo hacia el cátodo, mientras que en medio básico se transportan iones  $OH^-$  desde el cátodo hacia el ánodo.

Tabla 1. Reacciones químicas que ocurren en una celda de combustible de hidrógeno.

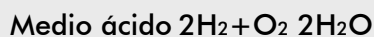
#### Ánodo



#### Cátodo



#### Global



Existen varios tipos de celdas de combustible, y se clasifican según el material del electrolito (Sharaf & Orhan, 2014). Las de electrolito sólido polimérico son las que más se han estudiado y desarrollado, ya que funcionan a bajas temperaturas, lo que permite un arranque rápido, útil en aplicaciones móviles, y son capaces de entregar potencias altas ocupando relativamente poco volumen. Las membranas de intercambio protónico (PEM) generan un medio ácido mientras que las de intercambio aniónico (AEM) generan un medio básico.

En la Figura 1 se muestra el funcionamiento de una AEMFC, las reacciones se dan de acuerdo con la Tabla 1, se debe destacar que los electrones recorren el circuito externo desde el ánodo hacia el cátodo lo que permite obtener energía eléctrica a partir de la energía química de la reacción.

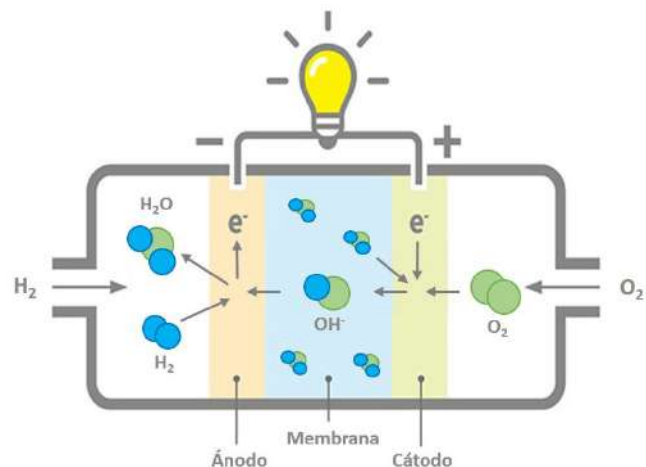


Figura 1. Esquema del funcionamiento de una celda de combustible de membrana de intercambio aniónico (Elaboración propia).

El funcionamiento de una celda se puede visualizar mediante las curvas de polarización, se identifican tres zonas de control cinético (Figura 2), comprender su importancia es esencial para su desarrollo y optimización.

La zona de control por activación permite observar el comportamiento global de los electrocatalizadores, indica la limitación de velocidad por las reacciones electroquímicas y debido a que los electrodos tienen, usualmente, actividades catalíticas diferentes, se atribuye dicha limitación al electrodo con menor actividad (Xiao *et al.*, 2021), al incrementar la actividad catalítica se observa una menor disminución del voltaje, es decir mejores electrocatalizadores presentan menos sobrepotenciales de activación.

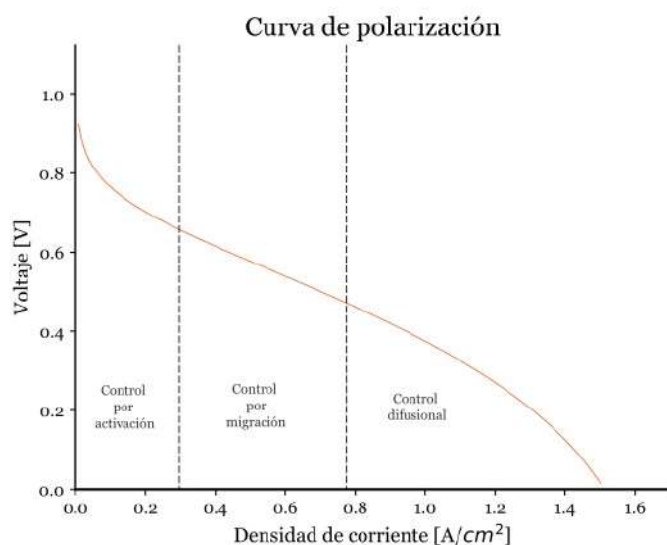


Figura 2. Curva de polarización con las zonas de control (Elaboración propia).

La zona de control por migración permite observar la resistencia eléctrica intrínseca de la celda. Esta resistencia se debe a los materiales utilizados y a la estructura interna, esta resistencia ocasiona sobrepotenciales óhmicos que limitan el flujo de corriente a través de la celda (Albarbar & Alrweq, 2018). La principal resistencia corresponde al electrolito o membrana, pues tiene una conductividad eléctrica baja comparada con los demás componentes de la celda (Abderezak, 2018). La optimización de materiales y la estructura interna son cruciales para minimizar esta resistencia.

Por último, la zona de control difusional corresponde a la limitación de la velocidad de reacción por la difusión de los reactivos hasta los electrodos, se relaciona con la difusión de especies reactivas a través de los poros de los electrodos y la disponibilidad de reactivos en la interfaz electrodo-electrolito (Albarbar & Alrweq, 2018; Kurzweil & Alrweq, 2016). Se debe garantizar un suministro adecuado de reactivos a la superficie del electrodo, por esto, es preciso diseñar canales de flujo eficientes mediante placas bipolares que permitan una distribución uniforme de los reactivos y de esta manera lograr coeficientes de transferencia de masa grandes de tal forma que la corriente límite sea lo más grande posible.

### 3.1. Membranas de Intercambio Iónico – Electrolitos Sólidos

Las membranas de intercambio iónico son estructuras laminares que permiten el transporte de iones. Consisten en una matriz polimérica hidrofóbica cargada que permite la atracción y el transporte de contraiones, es decir, iones de carga opuesta a la de sus grupos funcionales (Hsu & Gierke, 1983). Estas cargas facilitan la absorción de agua, formándose túneles acuosos por donde se mueven los iones (Figura 3). Al ser usadas como electrolitos se ubican entre ambos electrodos, a la vez impiden el entrecruzamiento de las alimentaciones y permiten el transporte de iones.

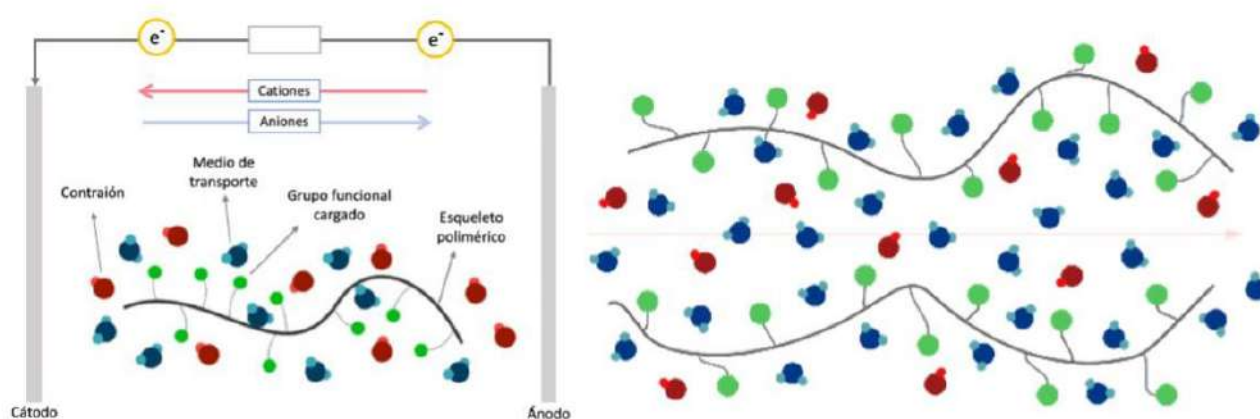


Figura 3. Modelo estructural de una membrana de intercambio iónico (Hsu & Gierke, 1983).

### Propiedades de Interés en las Membranas de Intercambio Iónico

Las propiedades y partes estructurales de las membranas están estrechamente vinculadas, por esta razón parámetros concernientes al esqueleto hidrofóbico se relacionan con las propiedades mecánicas; mientras que factores relativos a los grupos funcionales que llevan la carga determinan el transporte de iones (e.g. movilidad, conductividad o difusividad) y estabilidad química (durabilidad). Aunque el rol de las membranas poliméricas en las celdas de combustible es la conducción iónica y la separación de las corrientes de alimentación, las propiedades estructurales (principalmente hinchamiento, absorción de agua y estabilidad dimensional) son factores importantes para considerar en la práctica (Merle *et al.*, 2011).

Por otro lado, la cantidad de agua, la interconexión y tamaño de los canales iónicos son parámetros fundamentales para obtener un transporte efectivo y reducir el desgaste. Existen tres modelos microestructurales: disperso, agregado y sobre-ensamblado (Figura 4) (Hagesteijn *et al.*, 2018; Pan *et al.*, 2014). Algunos polímeros tienen abundantes, pero pequeños e incomunicados *clusters* iónicos, generando vías ciegas e ineficientes (Figura 4.a); mediante estrategias de modificación de ionómeros (polímeros con carga) como la adición de radicales hidrofóbicos (brazos o extensiones del esqueleto) o reticulación (conexión química) de cadenas, es posible aumentar el tamaño y mejorar la interconexión de los *clusters* (Figura 4.b); no obstante, la agregación excesiva puede resultar en la partición de los *clusters*, desembocando en canales grandes pero incomunicados, (Figura 4.c). En general, los cambios o transformaciones de los sistemas

poliméricos pueden ser perjudiciales para ciertas características de estos. La reticulación, una de las técnicas más comunes para controlar la absorción de agua, puede ocasionar aumentos en la fragilidad de las membranas; análogamente, la adición de polímeros sin carga, estrategia usada en pro de mejorar la resistencia mecánica, puede tener efectos adversos en la conductividad. Tras modificar un sistema polimérico, es pertinente realizar una caracterización exhaustiva, en vista de los diferentes efectos que puede tener en otras propiedades. Definitivamente, las investigaciones en polímeros para celdas de combustible comparten dos aspectos principales: la importancia de realizar una caracterización completa; y las principales propiedades por mejorar, que son el transporte iónico y la durabilidad (Hsu & Gierke, 1983).

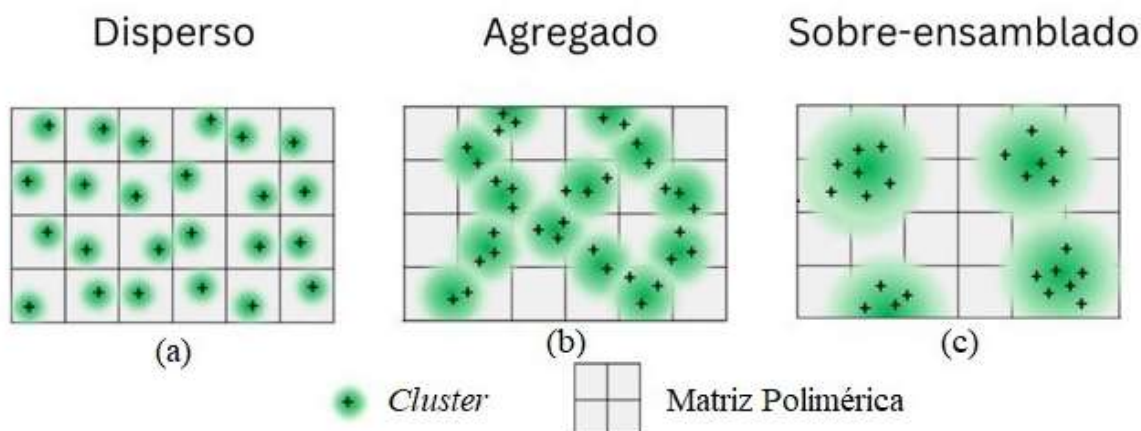


Figura 4. Modelos estructurales de los caminos iónicos en una membrana de intercambio iónico (Hagesteijn *et al.*, 2018).

## Fabricación de Membranas de Intercambio Iónico

El procedimiento más común de preparación de membranas consiste en la disolución del polímero y esparcimiento sobre una superficie (*casting*), seguido de una etapa de inversión de fase que se divide en 3 categorías: inducción térmica, inducción libre de solvente e inducción por vapor (You *et al.*, 2020). En el primero, el polímero se enfría para inducir la solidificación por evaporación del solvente. En la inversión por inducción de vapor, la película polimérica se sumerge en un líquido inmiscible; la formación de la membrana ocurre por penetración (difusión) del líquido en los poros. Por último, la técnica por inducción de vapor es esencialmente igual al anterior, pero con un paso adicional: antes de la inmersión en el líquido inmiscible, la película polimérica se somete a un ambiente saturado de ese líquido con el fin de reducir la transferencia de masa; lo anterior ocasiona cambios microestructurales en la formación e interconexión de los *clusters* iónicos. En todos los métodos de separación de fase, una solución líquida del polímero se precipita en dos fases: un sólido rico en polímeros que forman la matriz y un líquido que forma el interior de los poros. De igual forma, la temperatura e interacciones entre el polímero, solvente y el medio inmiscible que ocupa los poros determinan la velocidad de la inversión de fase, y por tanto la morfología de los canales iónicos (Jiang *et al.*, 2021).

## 3.2. Electrocatalizadores para Celdas de Combustible Alcalinas

### Electrocatalizadores Anódicos

Para la reacción de oxidación de hidrógeno (*HOR*), los catalizadores basados en metales del grupo platino (*PGM*) son los que presentan mayor actividad catalítica (Habrioux *et al.*, 2020). En medio básico, la menor actividad para *HOR* ha implicado la necesidad de altas cargas de metales preciosos, lo que finalmente aumenta el costo del equipo y limita las ventajas de las *AEMFC* respecto a las *PEMFC*. Por este motivo los investigadores se han centrado en desarrollar, por un lado, nanoestructuras que optimicen el uso de materiales y mejoren la actividad catalítica, y por otro lado materiales libres de *PGM* con actividades catalíticas competitivas.

Una clasificación ampliamente aceptada para los electrocatalizadores *HOR* los divide en tres grupos:

- i). Catalizadores basados en *PGM*
- ii). Catalizadores libres de metales nobles
- iii). Catalizadores libres de metales



Los electrocatalizadores del grupo i) son los más eficientes para la HOR en medio alcalino y por lo tanto los más estudiados. Se han desarrollado y caracterizado materiales basados en *Pt*, *Ru*, *Pd*, *Ir* y *Rh*, tanto en electrodos monometálicos como en aleaciones con diversos metales de transición.

A pesar de que las densidades de corriente pueden diferir entre diferentes estudios, se puede generalizar que la actividad catalítica HOR sigue el orden  $Pt > Rh > Ir > Pd$  en una solución  $KOH$  0,1 M. Más aún, las densidades de corriente de intercambio  $i_0$  reportadas en la literatura se encuentran en estos intervalos:

Tabla 2. Corrientes de intercambio para catalizadores PGM (Xiao et al., 2021).

CATALIZADOR	CORRIENTE DE INTERCAMBIO $i_0$ [mA/cm <sup>2</sup> ]
<i>Pt/C</i>	0,107-0,69
<i>Rh/C</i>	0,164-0,93
<i>Ir/C</i>	0,023-0,53
<i>Ru/C</i>	0,06-0,227
<i>Pd/C</i>	0,005-0,122

El planteamiento de la teoría del mecanismo bifuncional, impulsada por el desarrollo de un material heteroestructurado de *Pt* con *clusters* de  $NiOH_2$  (Subbaraman et al., 2011), impulsó el desarrollo de electrocatalizadores basados en aleaciones entre PGM y otros metales, ya que la adición de un segundo metal con buena oxofilicidad conlleva una mejora en la actividad catalítica por el mecanismo bifuncional. Las aleaciones basadas en *Pt* han sido las más desarrolladas debido a las altas corrientes de intercambio que logran. Un buen desarrollo de estas aleaciones implica una optimización de la proporción en la que se encuentra cada metal. Aleaciones *Pt-M* con  $M=Ru, Ni, Fe, Co, Cu, Ir, Au$  han sido sintetizadas y caracterizadas. Las aleaciones *Pt-Ru*, *Pt-Co*, *Pt-Fe* y *Pt-Ni* logran mejor actividad catalítica que el *Pt/C*, siendo el *Pt-Ni* el que mejor actividad presenta, con un  $i_0=1,55$  mA/cm<sup>2</sup> (Xiao et al., 2021).

Las nanopartículas de estructura núcleo-coraza constituyen un diseño eficaz para electrocatalizadores basados en PGM, debido a que en este tipo de nanoestructuras se optimiza el uso de materiales y se mejora la actividad catalítica por efectos estructurales. Por ejemplo, nanopartículas de Ru y Pt en estructura núcleo-coraza, con núcleo de carbono y coraza de Ru y Pt (se simboliza como Ru@Pt/C), presentan actividad catalítica de aproximadamente el doble al de la aleación Ru<sub>0.6</sub>Pt<sub>0.4</sub>, y aproximadamente cuatro veces mayor al de Pt/C (Xiao *et al.*, 2021). Son de destacar los siguientes catalizadores:

*Pd@Pt/C* con  $i_0=0,354$  mA/cm<sup>2</sup>, *Pd<sub>3</sub>Cu@Pt/C* con  $i_0=0,461$  mA/cm<sup>2</sup>, *Pd<sub>3</sub>Fe@Pt/C* con  $i_0=0,511$  mA/cm<sup>2</sup>, *Pd<sub>3</sub>Co@Pt/C* con  $i_0=0,570$  mA/cm<sup>2</sup> y *Ir@Ni/C* con  $i_0=1,22$  mA/cm<sup>2</sup>.

Los electrocatalizadores del grupo ii) presentan actividades catalíticas inferiores a los del grupo i), pero la alta abundancia de metales como el Ni, Co, Cu, Fe y Mo, y su alta estabilidad en medio básico, ha hecho que los investigadores se esfuercen en desarrollar materiales basados en estos elementos. En general, los mejores catalizadores para la HOR libres de PGM que se han desarrollado hasta el momento se basan en Ni (Xiao *et al.*, 2021). En particular, un electrocatalizador basado en Ni<sub>3</sub>N sobre espuma de Ni ha sido el que mejor actividad catalítica ha mostrado, con una corriente de intercambio normalizada al área geométrica de 3,08 mA/cm<sup>2</sup> (Xiao *et al.*, 2021; Krammer *et al.*, 2019), que es 1,4 veces mayor que la del Pt sobre fibra de Ni (carga de Pt de 1,5 mg/cm<sup>2</sup>), pero no alcanza a superar la del Pt/C. Los materiales del grupo iii) son los menos prometedores en cuanto a aplicaciones prácticas. Este tipo de materiales normalmente involucra nanocarbonos modificados con heteroátomos no metálicos como N, B, S, P y Se. Claramente el sitio activo de estos materiales no involucra un ion metálico (Zou & Zhang, 2015).

## Electrocatalizadores Catódicos

A diferencia de los catalizadores para la HOR, para la reacción de reducción de oxígeno (ORR) se han reportado catalizadores basados en metales de transición no nobles que superan en rendimiento a catalizadores basados en PGM (Habrioux *et al.*, 2020). Además de la poca abundancia del Pt y su alto costo, otro motivo que justifica la necesidad de desarrollar materiales libres de Pt es que, a pesar de la mejor estabilidad termodinámica del Pt a pH alto, es menos estable en condiciones alcalinas que en ácidas. De hecho, para el Pt(111)/C la pérdida de platino en la superficie fue 17 veces mayor en una solución 0,1 M NaOH que en una 0,1 M HClO<sub>4</sub> tras ciclos de potencial entre 0,05-1,05 V vs RHE (Lopes *et al.* 2016). Un motivo para la baja estabilidad de los catalizadores basados en Pt/C en medio básico fue evidenciado por Lafforgue *et al.* que mediante experimentos FTIR *in situ* demostraron que las nanopartículas de Pt catalizaron la corrosión local del soporte de carbono, lo que condujo a la precipitación de carbonato en las proximidades de la nanopartícula de Pt y el soporte de carbono, destruyendo el sitio de anclaje entre la partícula y el soporte, provocando que esta se desprendiera.

En cuanto a electrocatalizadores basados en PGM, se han fabricado y caracterizado una gran variedad de materiales. Para sentar valores de referencia, en la Tabla 3 se presentan las actividades catalíticas específicas de algunos catalizadores basados en PGM.

Tabla 3. Actividades específicas para catalizadores PGM/C (Xiao *et al.*, 2021)

CATALIZADOR	Actividad específica a 0,9 V, vs NHE [mA/cm <sup>2</sup> ]
Pt/C	0,13-0,35
Rd/C	0,15
PtCu/C	0,80
P-PtNi/C	1,65



Hydrogen H<sub>2</sub>  
Zero emission

Al igual que en la sección anterior, las aleaciones *Pt-M* con  $M = \text{Cu, Co, Pd, Ni}$  aprovechan la sinergia entre los metales para mejorar la actividad catalítica, en algunos casos hasta en dos órdenes de magnitud respecto al *Pt/C* (Xiao *et al.*, 2021). Los materiales atómicamente dispersos también son de gran interés debido a que pueden lograr utilizar casi el 100% del material. Un material destacable fue sintetizado por Zhang *et al.*, el cual logra una actividad específica 267 veces mayor que el *Pt/C* comercial con un material atómicamente disperso de *Pt-Co-N-C*. Las nanoestructuras de tipo núcleo-coraza también han sido estudiadas, principalmente con núcleo de *Pd* para evitar la corrosión de los soportes de carbono, las cuales muestran una buena actividad catalítica comparado con el *Pt/C*, pero sin ser excepcionalmente altas (Xiao *et al.*, 2021).

El *Pd* presenta actividades ORR en medio alcalino comparables con el *Pt*, e incluso mejores, además de ser intrínsecamente más estable (Pourbaix, 1966). Dos materiales basados en *Pd* muy destacables son el *PdMo* y el *PdBi* intermetálico, los cuales logran las excepcionales actividades específicas de 11,64 y 9,20 mA/cm<sup>2</sup> (Xiao *et al.*, 2021). El uso de distintos materiales como soporte ha sido una estrategia ampliamente explorada para mejorar la actividad catalítica y la estabilidad de los catalizadores. Se ha demostrado que la porosidad y el tamaño de los poros juegan un papel importante en la mejora del rendimiento de la ORR y en el transporte de masa de O<sub>2</sub> en la región de alta densidad de corriente (Kabir *et al.*, 2018)<sup>21</sup>. Algunos carbonos porosos destacables son el negro de humo, nanohojas de grafeno (GNS), óxido de grafeno reducido (rGO) y nanoesferas de carbono dopadas con N.

Existen varios tipos de materiales libres de PGM que presentan actividad catalítica para la ORR, siendo de los más comunes las estructuras de carbono dopadas con nitrógeno disperso en metales de transición no preciosos. Los materiales de carbono con nanoestructuras definidas tienen varias propiedades interesantes para un electrocatalizador, como alta conductividad eléctrica, gran área superficial y una amplia ventana de potencial. Sin embargo, estos materiales en su forma prístina no tienen una buena actividad catalítica para la ORR. Cuando estos nanocarbonos se dopan con heteroátomos como el nitrógeno, la estructura electrónica de los átomos de carbono adyacentes a los átomos de nitrógeno (que se cree son sitios activos para la ORR/OER) se modifica y puede desplazar el *band gap* y modular la distribución de la carga, lo que da lugar a una mayor adsorción disociativa de las moléculas de O<sub>2</sub> (Sarapuu *et al.*, 2018). Otros heteroátomos como el P, B y S también mejoran la actividad ORR cuando se usan como dopantes en nanocarbonos.

Una estrategia más prometedora consiste en modificar estructuras de carbono con heteroátomos y metales de transición no preciosos. Este tipo de materiales, simbolizados como *M-N-C*, son de los más prometedores para reemplazar los materiales basados en PGM (Xiao *et al.*, 2021). De hecho, la densidad de potencia de celdas AEMFC con *Fe-N-C* como cátodo ha aumentado de 0,107 W/cm<sup>2</sup> hasta 1,44 W/cm<sup>2</sup> entre el 2015 y 2020 (Firouzjaie & Mustain, 2020). Curiosamente, este tipo de catalizadores tiene un mejor rendimiento ORR en condiciones alcalinas que en condiciones ácidas, lo cual probablemente se debe al efecto sinérgico entre el mecanismo de transferencia de esfera externa y la desproporción heterogénea del anión hidropéroxido (Xiao *et al.*, 2021).

El origen de la actividad catalítica de los catalizadores *M-N-C* es de alta complejidad ya que existen sitios activos de diferente naturaleza. Por ejemplo, la ORR puede ocurrir sobre las diferentes funcionalidades de N, sobre el *M-N<sub>x</sub>* y, además, se ha informado que nanopartículas ricas en metales encapsuladas en carbono grafitico también pueden actuar como sitios activos en estos catalizadores (Firouzjaie & Mustain, 2020). Acerca de las diferentes funcionalidades de N, se ha informado que el N piridínico y el N grafitico son sitios activos para la ORR en medio alcalino, y que el N piridínico cataliza dicha reacción mediante la vía 4e<sup>-</sup>, mientras que el N grafitico mediante la vía 2e<sup>-</sup>, sugiriendo que el N piridínico es más activo para la ORR (Yasuda *et al.*, 2013). Sin embargo, otros autores sugieren que ambas funcionalidades son importantes para mejorar el rendimiento de los catalizadores, ya que el N grafitico puede mejorar la densidad de corriente y el N piridínico el potencial de inicio (Lai *et al.*, 2012). Acerca de los sitios metálicos, utilizando iones CN<sup>-</sup> que bloquean el sitio *M-N<sub>x</sub>* inhibiendo su actividad, se ha observado una disminución significativa de la actividad catalítica, y en medio básico se observó un desplazamiento de la vía 4e<sup>-</sup> hacia la vía 2e<sup>-</sup> (Tylus *et al.*, 2014). Por otro lado, mediante la síntesis de catalizadores que contienen selectivamente centros *Fe-N<sub>x</sub>* y nanopartículas de *Fe* encapsuladas en carbono, se reveló que la reducción de O<sub>2</sub> en los centros *Fe-N<sub>x</sub>* ocurre vía 4e<sup>-</sup>, mientras que en las nanopartículas *Fe/Fe<sub>3</sub>C* ocurre vía 2e<sup>-</sup> (Kim *et al.*, 2017). De hecho, la mayoría de los complejos orgánicos macrocíclicos de *Fe* y *Mn* catalizan la reducción de O<sub>2</sub> vía 4e<sup>-</sup>, mientras que los de *Co* y *Cr* vía 2e<sup>-</sup> (Zagal *et al.*, 2014).



## 4. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

Las celdas de combustible con membrana de intercambio de protones (*PEM*) tienen grandes ventajas como baja temperatura de operación, emisiones mínimas y arranque rápido, lo que las hace prácticas para aplicaciones vehiculares; han logrado un enorme desarrollo y están a punto de comercialización a gran escala, sin embargo, tienen el reto de los materiales requeridos para la operación en alta acidez, entre otros, los catalizadores basados en metales nobles, principalmente del grupo platino. Por lo anterior, las celdas de combustible con membrana de intercambio aniónico (*AEM*) son de gran interés para la reducción o eliminación de estos metales, manteniendo las ventajas de las celdas tipo *PEM* (He *et al.*, 2022). Sin embargo, presentan grandes retos para su comercialización masiva. Recientemente el desarrollo de catalizadores libres de metales preciosos que funcionan excepcionalmente bien en medio alcalino, así como el desarrollo de membranas de alta conductividad aniónica, han permitido el desarrollo de las celdas de combustible tipo *AEM*. Es necesario continuar con la investigación en celdas de combustible de membrana de intercambio aniónico (*AEMFC*), ya que esta tecnología promete ser una solución sostenible al problema de la movilidad vehicular.

El calentamiento global debido a la emisión de gases de efecto invernadero se ha convertido en una prioridad internacional. El Acuerdo de París de 2015 plantea la necesidad de mantener el incremento de la temperatura media del planeta por debajo de 2°C. En Colombia, la contribución total determinada compromete una reducción de emisiones del 51% en 2030 con el objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad hacia mediados de siglo. En este contexto, el hidrógeno se presenta como un medio para el logro de este objetivo, cuyo papel será clave en el largo plazo para descarbonizar sectores de difícil electrificación. Esta situación es semejante a la de otras economías, por lo que el hidrógeno de bajas emisiones dará lugar a un mercado global donde Colombia jugará un papel destacado (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

El transporte terrestre es una de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero, para lograr la reducción en concordancia con el acuerdo de París, es esencial que el combustible de los vehículos sea descarbonizado, entonces se debe realizar la transición a vehículos cero emisión tales como aquellos movidos por baterías o por celdas de combustible de hidrógeno (Watabe & Leaver, 2021).

El hidrógeno tiene el potencial de convertirse en el combustible del futuro y reemplazar los combustibles fósiles. Para que esto ocurra es necesario avanzar en el desarrollo de tecnologías tanto para producirlo como para utilizarlo, además de contar con fuentes de energía renovable. ■

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación-Minciencias, por la financiación del proyecto: “Desarrollo de un Prototipo de Generación Eléctrica de 1 kw Basado en Celdas de Combustible Poliméricas Aniónicas, *AEMFC*, con Hidrógeno como Combustible”, código 70743, a través del contrato 177-2021.

## 5. REFERENCIAS

- Abderezak, Bilal, "Introduction to Transfer Phenomena in PEM Fuel Cells," 2018.
- Albarbar, A., Alrweq, M., "Proton Exchange Membrane Fuel Cells: Review," in Proton Exchange Membrane Fuel Cells, Springer International Publishing, 2018, pp. 9–29. doi: 10.1007/978-3-319-70727-3\_2.
- Bockris, John O. M. The hydrogen economy: Its history. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, vol. 38, no 6, p. 2579-2588.
- Firouzjaie, H. A. and Mustain, W. E., "Catalytic Advantages, Challenges, and Priorities in Alkaline Membrane Fuel Cells," ACS Catalysis, vol. 10, no. 1. American Chemical Society, pp. 225–234, Jan. 03, 2020. doi: 10.1021/acscatal.9b03892.
- Habrioux, A., Morais, C., Napporn, T. W. and Kokoh, B., "Recent trends in hydrogen and oxygen electrocatalysis for anion exchange membrane technologies," Current Opinion in Electrochemistry, vol. 21. Elsevier B.V., pp. 146–159, jun. 01, 2020. doi: 10.1016/j.coelec.2020.01.018.
- Hagesteijn, K. F. L., Jiang, S. and Ladewig, B. P., "A review of the synthesis and characterization of anion exchange membranes," Journal of Materials Science, vol. 53, no. 16. Springer New York LLC, pp. 11131–11150, Aug. 01, 2018. doi: 10.1007/s10853-018-2409-y.
- He, C, Yang-Neyerlin, Ami C. and Pivovar, Bryan S., "Probing Anion Exchange Membrane Fuel Cell Cathodes by Varying Electrocatalysts and Electrode Processing", Journal of The Electrochemical Society, vol.169, 2022, 024507
- Hsu, W. Y., Gierke, T. D., "Ion transport and clustering in Nafion®, perfluorinated membranes", 1983
- Jiang, S., Sun, H., Wang, H., Ladewig, B. P. and Yao, Z., "A comprehensive review on the synthesis and applications of ion exchange membranes," Chemosphere, vol. 282. Elsevier Ltd, nov. 01, 2021. doi: 10.1016/j.chemosphere.2021.130817.
- Kabir, S., Serov, A. and Atanassov, P., "3D-Graphene supports for palladium nanoparticles: Effect of micro/macropores on oxygen electroreduction in Anion Exchange Membrane Fuel Cells," J Power Sources, vol. 375, pp. 255–264, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.08.092.
- Kim, J. H., Sa, Y. J., Jeong, H. Y. and Joo, S. H., "Roles of Fe–Nx and Fe–Fe3C@C Species in Fe–N/C Electrocatalysts for Oxygen Reduction Reaction", ACS Appl Mater Interfaces, vol. 9, no. 11, pp. 9567–9575, Mar. 2017, doi: 10.1021/acscami.6b13417.
- Kurzweil, P., "Brennstoffzellen-technik," 2016.
- Lafforgue, C., Maillard, F., Martin, V., Dubau, L. and Chatenet, M., "Degradation of Carbon-Supported Platinum-Group-Metal Electrocatalysts in Alkaline Media Studied by in Situ Fourier Transform Infrared Spectroscopy and Identical-Location Transmission Electron Microscopy," ACS Catal, pp. 5613–5622, 2019, doi: 10.1021/acscatal.9b00439.
- Lai, L. et al., "Exploration of the active center structure of nitrogen-doped graphene-based catalysts for oxygen reduction reaction," Energy Environ Sci, vol. 5, no. 7, pp. 7936–7942, Jul. 2012, doi: 10.1039/c2ee21802j.
- Lopes, P. P., Strmcnik, D., Tripkovic, D., Connell, J. G., Stamenkovic, V. and Markovic, N. M., "Relationships between Atomic Level Surface Structure and Stability/Activity of Platinum Surface Atoms in Aqueous Environments," ACS Catal, vol. 6, no. 4, pp. 2536–2544, Apr. 2016, doi: 10.1021/acscatal.5b02920.
- Merle, G., Wessling, M. and Nijmeijer, K., "Anion exchange membranes for alkaline fuel cells: A review," Journal of Membrane Science, vol. 377, No.1–2. pp. 1–35, Jul. 15, 2011. doi: 10.1016/j.memsci.2011.04.043.
- Ministerio de Minas y Energía, "Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia", 944 Bogotá, 2021
- Ni, W., Krammer, A., Hsu, C. S. Chen, H. M., Schöler, A. and Hu, X., "Ni3N as an Active Hydrogen Oxidation Reaction Catalyst in Alkaline Medium," Angewandte Chemie - International Edition, vol. 58, no. 22, pp. 7445–7449, May 2019, doi: 10.1002/anie.201902751.
- Pan, J. et al., "Constructing ionic highway in alkaline polymer electrolytes," Energy Environ Sci, vol. 7, no. 1, pp. 354–360, 2014, doi: 10.1039/c3ee43275k.
- Pourbaix, M., "Atlas of Electrochemical Equilibria in-Aqueous Solutions," 1966.
- Sarapuu, A., Kibena-Pöldsepp, E., Borghei, M. and Tammeveski, K., "Electrocatalysis of oxygen reduction on heteroatom-doped nanocarbons and transition metal-nitrogen-carbon catalysts for alkaline membrane fuel cells," Journal of Materials Chemistry A, vol. 6, no. 3. Royal Society of Chemistry, pp. 776–804, 2018. doi: 10.1039/c7ta08690c.
- Sharaf, O. Z. and Orhan, M. F. "An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 32. pp. 810–853, abr. 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.01.012.
- Subbaraman, R. et al., "Enhancing hydrogen evolution activity in water splitting by tailoring Li+-Ni(OH)2-Pt interfaces," Science (1979), vol. 334, no. 6060, pp. 1256–1260, Dec. 2011, doi: 10.1126/science.1211934.
- Tylus, U. et al., "Elucidating oxygen reduction active sites in pyrolyzed metal-nitrogen coordinated non-precious-metal electrocatalyst systems," Journal of Physical Chemistry C, vol. 118, no. 17, pp. 8999–9008, May 2014, doi: 10.1021/jp500781v.
- Watabe, Akihiro and Leaver, Jonathan, "Comparative economic and environmental benefits of ownership of both new and used light duty hydrogen fuel cell vehicles in Japan", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, No. 52, Julio, 2021, pp. 26582-26593
- Xiao, F et al., "Recent Advances in Electrocatalysts for Proton Exchange Membrane Fuel Cells and Alkaline Membrane Fuel Cells," Advanced Materials, vol. 33, no. 50. John Wiley and Sons Inc, Dec. 01, 2021. doi: 10.1002/adma.202006292.
- Yasuda, S., Yu, L., Kim, J. and Murakoshi, K., "Selective nitrogen doping in graphene for oxygen reduction reactions," Chemical Communications, vol. 49, no. 83, pp. 9627–9629, Oct. 2013, doi: 10.1039/c3cc45641b.
- You, W., Noonan, K. J. T. and Coates, G. W., "Alkaline-stable anion exchange membranes: A review of synthetic approaches," Progress in Polymer Science, vol. 100. Elsevier Ltd, Jan. 01, 2020. doi: 10.1016/j.progpolymsci.2019.101177.
- Zagal, J. H., Recio, F. Javier, Guñerrez, C. A., Zuñiga, C., Pérez, M. A. and Caro, C. A., "Towards a unified way of comparing the electrocatalytic activity MN4 macrocyclic metal catalysts for O2 reduction on the basis of the reversible potential of the reaction", Electrochem commun, vol. 41, pp. 24–26, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.elecom.2014.01.009.
- Zhang, L. et al., "Coordination of Atomic Co-Pt Coupling Species at Carbon Defects as Active Sites for Oxygen Reduction Reaction," J Am Chem Soc, vol. 140, no. 34, pp. 10757–10763, Aug. 2018, doi: 10.1021/jacs.8b04647.
- Zou, X. and Zhang, Y., "Noble metal-free hydrogen evolution catalysts for water splitting," Chem Soc Rev, vol. 44, no. 15, pp. 5148–5180, Aug. 2015, doi: 10.1039/c4cs00448e.



*La Entrevista*

# Ingeniero Alejandro Rendón

## CEO OPEX

Los invitamos a ver la entrevista en nuestro canal de YouTube de la Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas @sociedadcolombianadeciencias

La entrevista fue llevada a cabo por nuestro colega y miembro de la sociedad, Juan Felipe Montoya, Ingeniero Químico de la Universidad de Antioquia y Doctor en Química de la Universidad Autónoma de Barcelona, quién ha trabajado en proyectos de investigación y desarrollo relacionados con la síntesis y caracterización de nanomateriales con aplicaciones en celdas solares de tercera generación, fotocatalisis y producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica, y que también hace parte de un programa financiado por Minciencias denominado **“Programa integral para la generación y uso de hidrógeno como combustible limpio que contribuya a la reducción del impacto ambiental en el transporte de Colombia”**. En el marco de este programa se desea hacer apropiación social del conocimiento, conocer lo que la industria necesita para que la investigación que se realiza en las universidades esté conectada con las necesidades reales del sector industrial.

**Nuestro invitado especial es el Ingeniero Alejandro Rendón, CEO de Opex, empresa en Colombia especializada en sistemas de almacenamiento de energía y transición energética, generadores de hidrógeno, equipos de repostaje de hidrógeno y quien le apuesta fuertemente a la implementación de estas nuevas tecnologías. ¡Bienvenidos a este gran encuentro de la revista Química e Industria!**

### **Cuéntenos sobre OPEX y ¿cómo la empresa se interesó en abrir una línea de negocio de H<sub>2</sub> verde?**

OPEX nació hace 12 años, siempre con una visión muy orientada hacia la transición energética en el sector logístico, especialmente estoy hablando de todas las máquinas e infraestructura que requiere al sector logístico para el movimiento de materiales, tales como los montacargas, los camiones, entre otros equipos que se requieren para esta tarea.

En 2014, más o menos, empezamos con la comercialización y renta de baterías de plomo y de litio para montacargas. Durante todos estos años, hemos vivido las cosas buenas y las cosas malas que tienen estas tecnologías. En principio, las baterías de plomo se utilizan para abastecer energía a los montacarga. Empezamos a traer esas baterías de Alemania, la mejor tecnología que había en el mercado, una marca de mucha trayectoria que se llama UPKY, al principio los montacargas funcionaban con combustión y posteriormente pasaron a ser eléctricos. Desde ese entonces, los montacargas tienen unos tiempos de carga que son muy largos ya que requieren infraestructura eléctrica compleja porque son subestaciones muy grandes que deben tener espacios destinados especialmente a la carga de baterías y del montacargas.

Y eso hace, que la tarea logística se vuelva un problema, en eficiencia, en disponibilidad de las máquinas, en que los operarios y colaboradores estén detenidos mientras las máquinas se cargan. En 2018 estuvimos en diferentes países y congresos donde nos enteramos que ya existían operaciones de montacargas, especialmente con celda de combustible que funcionaba con hidrógeno, y notamos que esa tecnología resolvía los problemas que teníamos en ese momento. Nos descreció el hecho de que en una demostración una batería de hidrógeno se cargó en 3 minutos, lo cual podría permitirnos eliminar los tiempos muertos que teníamos con baterías de plomo y de litio.

¡Decidimos apostarle a traer esa tecnología aquí a Colombia!

Antes de traerla nos fuimos a cotizar con las empresas gasistas que hay en el país y vimos que no era viable porque era un hidrógeno gris que presenta altas emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que aquí no hay producción de hidrógeno de bajas emisiones. Adicionalmente, eran muy caros y la presentación en la que nos la entregaban no nos funcionaba ya que para estas aplicaciones se requiere que el hidrógeno esté a una alta presión, mayor a los 200 bares.

Se nos creó entonces la necesidad de generar nuestro propio hidrógeno, teníamos que tener claramente definido el abastecimiento, de esta manera empezó nuestro camino en la generación de hidrógeno. Empezamos en 2019 trayendo un vehículo de celda de combustible, un carro Hyundai-Nexo y una estación de repostaje pequeña con una capacidad prácticamente de abastecer 3 montacargas y el vehículo de celda de combustible. Empezamos a hacer pruebas, a familiarizar a la gente con la tecnología, a que pudieran verla y conocerla; invitamos a personas del común, a inversionistas y a las empresas que durante muchos años hemos atendido y así, les mostramos los posibles usos y las ventajas de esta tecnología.

### **¿Cuáles son las principales actividades en la cadena de valor del hidrógeno y a cuáles le apunta OPEX?**

OPEX no podía hacerlo todo, no podía ser el generador y el usuario del hidrógeno, entonces nos dimos cuenta que era necesario crear un grupo empresarial que atendiera a varios de los eslabones de la cadena de valor. Opex especialmente se dedica al uso del hidrógeno en movilidad en centros de distribución, montacargas, y en camiones de carga pesada, también en transporte de última milla, que contribuye significativamente a las emisiones de gases o las canastas de gases efecto invernadero que hay en el país.

Por ello se creó **HEVOLUCIÓN**, una empresa que hace parte del mismo grupo empresarial, y está encargada de montar proyectos de generación de hidrógeno. Actualmente está instalando una planta de producción de 1000 kg/día de H<sub>2</sub>. Esta producción la toma OPEX y la pone a disposición de la industria para su uso.

Desde OPEX, facilitamos a las empresas que venían siendo clientes de nosotros desde hace muchos años para que puedan implementar esta tecnología en camiones y en montacargas. De esta manera, por ejemplo, podemos habilitar un camión para que pueda funcionar con hidrógeno, ya sea en un 100% o en mezcla, cambiando las baterías de plomo y de litio por celdas de combustible. Adicionalmente, para que eso se pueda dar de una manera exitosa, necesitamos habilitar también la infraestructura de carga, de estaciones de repostaje, electrolizadores, sistemas de almacenamiento, todo lo que se requiere para que un camión o un montacargas pueda andar con hidrógeno de bajas emisiones.

### **Describe las principales ventajas competitivas de Colombia para ser un productor de H<sub>2</sub> verde y los riesgos que tenemos para que ese potencial no se materialice.**

Con eso fue que empezamos a innovar en este tema, porque cuando nos dimos cuenta que Colombia tenía ese potencial de generar hidrógeno a un bajo precio, que finalmente eso es lo que habilita que sea viable o no, nos interesó mucho empezar este proyecto.

Vemos que Colombia tiene recurso solar en abundancia, también recurso eólico, muchos recursos renovables, pero que se encuentran alejados de los centros de consumo; entonces tenemos

cómo generar hidrógeno barato, pero todavía está la barrera de ¿cómo hacer para transportarlo?.

Nos dábamos cuenta a nivel global, en los países que ya vienen trabajando en esto hace mucho tiempo, hablan de que el hidrógeno verde es aquel que se produce con fuentes no convencionales de energía renovable y en Colombia casi siempre se habla de energía solar y eólica; pero los capex son muy altos y los tamaños de los proyectos tienen que ser muy grandes para que el precio del hidrógeno sea lo suficientemente atractivo para una aplicación industrial.

En realidad, hay proyecciones de que el hidrógeno va a ser muy barato en 2030 y en adelante, pero todavía hay muchas cosas que resolver en el país desde un punto de vista energético, sobre todo para destinar esa energía a otras cosas que no sea solamente la producción de hidrógeno.

Nosotros empezamos a plantear la posibilidad de tener una planta solar o una planta eólica para la producción de hidrógeno, pero cualquiera de ellas tendría que ser muy grande para dar viabilidad financiera al proyecto y estábamos perdiendo de vista, quizá la ventaja más grande que tenemos, particularmente en la región, que es la energía hidráulica, pequeña escala, pequeños aprovechamientos de agua. Cuando nos dimos cuenta de que teníamos disponibilidad energética 24/7 en pequeñas centrales hidroeléctricas, eso nos habilitó un mundo desconocido para muchos. En Europa es bastante desconocido, porque no tienen la ventaja que tenemos nosotros acá en la región andina, que son variaciones de altura, tenemos caídas de agua muy grandes, potencial hídrico maravilloso; y creo que abrimos una ventana a un mundo que era desconocido. Nosotros vamos a generar hidrógeno verde con una pequeña central hidroeléctrica, nos da una ventaja muy grande, producir energía 24 horas, 7 días a la semana con una confiabilidad muy alta, con estabilidad energética, cosa que no se puede hacer con energía solar y eólica. Eso nos permitió habilitar un proyecto con electrolizadores alcalinos que son significativamente más bajos en precios que los electrolizadores PEM. Eso hizo que los capex se nos redujeran significativamente y que el costo del hidrógeno que vamos a producir sea lo suficientemente bajo para que sea interesante para el mercado colombiano.

Estamos aprovechando esa fuente en particular que vemos que hay posibilidades de integrar las fuentes solares y eólicas en el mediano plazo; pero en el corto plazo, la viabilidad financiera y técnica de los proyectos la encontramos con energía hidráulica, eso es una ventaja que tenemos acá en Colombia casi que de manera única y estamos corriendo para ganar mercado y poder aprovechar nuestra diferenciación no solamente en precio, sino en disponibilidad.

### **¿Es viable desarrollar una industria nacional de componentes o equipos para producir hidrógeno verde tales como electrolizadores, celdas de combustible, cátodos, ánodos, etc.?**

Nosotros creemos que en realidad ha sido un problema cultural el hecho de que no desarrollemos infraestructura aquí en Colombia. La electrólisis es una tecnología que yo me atrevería a decir, lleva más de 100 años de existencia. Hace poco visitamos en Perú una planta que lleva 60 años funcionando y todavía tienen los mismos electrolizadores. Ellos compraron la tecnología en Europa, desde allí les brindaban soporte técnico y les mostraban la tecnología como una caja negra a la que no podían acceder porque podía pasar una catástrofe ¿Y qué pasaba cuando no venían entonces a prestar el servicio técnico?, les tocaba a ellos desarmar, mirar qué está malo, cómo arreglarlo y así darse cuenta que funcionaba lo que hacían y que realmente no era Rocket Science como se los habían pintado, pues simplemente es abrir un electrolizador y cambiar una membrana.

Los mercados europeos se dedicaron a resolver sus problemas y dejaron de atender el mercado latinoamericano por atender su mercado. No podemos estar dependiendo siempre de tecnologías extranjeras, porque eso hace que sean muy lentos los desarrollos.

Algo similar nos pasó a nosotros con los electrolizadores que hemos traído Colombia, hemos tenido la oportunidad de tener las 3 tecnologías que hay disponibles en el mercado, electrolizadores alcalinos, electrolizadores PEM y electrolizadores AEM. El AEM lo estamos trayendo con la Universidad de Los Andes, a través de uno de los proyectos también de regalías que financia el Gobierno y hemos tenido la oportunidad de repararlos y mirar de qué se trata esta tecnología y vemos totalmente viable el que pueda hacerse aquí en Colombia.

*Yo creo que hay que empezar a trabajar en la formación de profesionales que atiendan este sector porque todavía son pocos, no solamente aquí en Colombia sino a nivel mundial. Ahí es donde veo que podemos avanzar rápidamente en Colombia, integrar a la Academia y a la industria para poder tener el rigor científico que se requiere para que quede bien hecho.*

### **¿Cuáles han sido las dificultades técnicas que han encontrado para poner en operación una planta de producción de hidrógeno?**

Curiosamente las dificultades no han sido técnicas. Aquí en Colombia hay muy buen personal técnico. Lo que más nos ha generado barreras realmente ha sido la regulación, sobre todo energética, que no nos permite aprovechar la infraestructura existente. Por ejemplo, sacar del sistema interconectado nacional, una pequeña central eléctrica que ya existe y utilizarla para producir hidrógeno, es complejo. Se requiere hablar con todo el mundo para poder hacer un cambio, demora demasiado tiempo hacer un trámite y desafortunadamente es lo que al principio nos

dió más dificultad para poner a andar el proyecto que tenemos actualmente en cuestión.

Otra es el desconocimiento, porque cuando se habla a la gente de hidrógeno piensan que eso explotará, ha tocado ir evangelizando, mostrando que eso es una tecnología madura, que lleva años en el mercado, que es segura y que el proyecto debe ser riguroso desde un punto de vista técnico para que no haya posibilidad de que se materialicen los riesgos que existen al trabajar con cualquier combustible. No deja de ser más que un combustible gaseoso, en este caso a alta presión, pero si se mitigan los riesgos no debería ser un problema.

### **Desde las universidades ¿qué programas de formación se deben incluir para formar profesionales competentes en la nueva economía del hidrógeno?**

Hablando de los profesionales colombianos que quieran apostarle a estas nuevas formas de energía, tal vez hay que pensar en que las soluciones deben estar diseñadas para las necesidades del mercado local, teniendo en cuenta que es muy diferente y con muchas particularidades. En el estudio de estas tecnologías normalmente se utilizan referencias de otros países y no siempre funcionan para lo que hay aquí, entonces se deben buscar soluciones pensadas para las necesidades del mercado local.

En ese sentido, aquí hay varios ingenieros mecánicos apasionados por los motores de combustión, podría ser interesante tener líneas de investigación de cómo utilizar el hidrógeno como combustible en las tecnologías con las que cuenta el país hoy, o sea, sistemas de combustión en los que se pueda aprovechar el hidrógeno de manera eficiente y donde genere impacto. Es importante contar con desarrollo de infraestructura para no depender de las importaciones y de la disponibilidad de los fabricantes extranjeros, debemos empezar a pensar en que se puedan fabricar electrolizadores, que es una de las grandes barreras.

La electroquímica juega un papel interesante, creemos que las tecnologías que traemos actualmente pueden ser mejoradas con los desarrollos que hay actualmente en las universidades del país. Hemos tenido la oportunidad de hablar con casi todas las universidades, se están haciendo desarrollos y mejorando las eficiencias de las tecnologías comerciales.

Lo fundamental para habilitar estos desarrollos es formar profesionales que sean capaces de crear modelos de negocio apropiados para el mercado nacional, alejándose de lo convencional para poder adoptar en el país la nueva economía del hidrógeno.

Hablando del mercado internacional, hay una gran acogida de los derivados del hidrógeno de bajas emisiones. Por ejemplo, desde la química se está trabajando en combustible sostenible para aviones, que se puede generar de varias maneras, tomando como materia prima el hidrógeno de bajas emisiones. Este tipo de

derivados son muy valorados en el exterior y aquí tenemos la ventaja de poder producirlos en grandes cantidades.

### **¿Qué recomendaciones daría para los nuevos profesionales, aquellos que están trabajando actualmente en la transición energética?**

En todos los temas de transición energética siempre sirve ser testarudo, pensar en soluciones que hagan feeds con el mercado tanto local como internacional y yo creo que eso requiere de estar todo el tiempo iterando, buscar la manera de viabilizar. Eso nos ha servido a nosotros: ¡estrellarnos!

La primera recomendación que doy siempre, y no solamente a los profesionales de la transición energética, sino a todo el mundo, es “learning by doing” aprender haciendo, vale la pena aventurarse, emprender, arriesgarse.

Nuestros proyectos los viabilizamos con capital de riesgo y hay inversionistas que están alineados con los planes de sostenibilidad, apuestas a largo plazo y en verdad creo que hemos dado muy buenos resultados y las proyecciones que tenemos son muy buenas. En realidad, lo que nos estamos jugando aquí no es que un proyecto sea viable económicamente, nos estamos jugando, la vida. No solamente la nuestra, sino de todo el mundo y de todas las especies con las que compartimos este hogar llamado planeta Tierra, eso es lo que hay que defender de manera contundente. El tema no es cuánto me voy a ahorrar por usar H<sub>2</sub> verde sino ¿cuánta vida le vas a salvar al planeta? ■

### **Por otra parte, respuestas a preguntas como las siguientes las podrás encontrar en nuestro canal de YouTube**

¿Cómo visualiza el mercado del hidrógeno verde en los próximos años a nivel local e internacional?

¿Qué tan factible ve la exportación del hidrógeno a otros países?

¿Cómo se transportaría el hidrógeno al consumidor final?

¿Se puede aprovechar la infraestructura existente, por ejemplo, aquella para transporte de gas natural?

Encuentra la entrevista completa en nuestro canal de YouTube de la Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas @[@sociedadcolombianadeciencias](https://www.youtube.com/c/SociedadColombianadeciencias)





# EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE: EL ALMACENAMIENTO, UN FACTOR CLAVE

**Esteban Correa<sup>1</sup>, Alejandro Zuleta<sup>2</sup>, Adrian Tamayo<sup>3</sup>, Carolina Ramírez<sup>3</sup>, Andrés Felipe Vargas<sup>3</sup>, Camilo Munera<sup>4</sup>, Francisco Bolívar<sup>5</sup>, Felix Echeverría<sup>5</sup>.**

<sup>1</sup> Grupo de Investigación Materiales con Impacto – MAT&MPAC, Facultad de Ingenierías, Universidad de Medellín UdeM, Carrera 87 N° 30 – 65, Medellín, Colombia.

<sup>2</sup> Grupo de Investigación de Estudios en Diseño - GED, Facultad de Diseño Industrial, Universidad Pontificia Bolivariana UPB, Circular 1°. N° 70-01, Medellín, Colombia.

<sup>3</sup> Grupo de Calidad, Metrología y Producción, Instituto Tecnológico Metropolitano - ITM, Medellín, Antioquia 050034, Colombia.

<sup>4</sup> Director de investigación y desarrollo – Hevolucion S.A.S, Calle 9B sur N° 25 –138, Medellín, Colombia.

<sup>5</sup> Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales - CIDEMAT, Universidad de Antioquia UdeA; Calle 70 N° 52- 21, Medellín, Colombia.

\*Correio de correspondencia: [escorrea@udemedellin.edu.co](mailto:escorrea@udemedellin.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la alta emisión de gases contaminantes asociada a la utilización de combustibles fósiles no renovables demuestra la necesidad de alejarnos de la dependencia de este tipo de fuentes de energía para migrar hacia alternativas más limpias y sostenibles que permitan enfrentar la crisis energética actual. Lo anterior resalta la importancia de fomentar políticas y mecanismos que alineen el cuidado por el ambiente con el uso de fuentes de energía diferentes a los recursos fósiles. En este sentido, el hidrógeno se constituye como opción atractiva que emerge como una solución frente a esta situación.

Por lo anterior, el hidrógeno se ha convertido en el centro de atención de diversos gobiernos a nivel global con más de 1,000 proyectos alrededor del tema, los cuales representan una inversión total de 320 mil millones de dólares (Hydrogen Council and McKinsey & Company 2023). En particular, el gobierno de Colombia muestra un gran interés en promover la investigación y el desarrollo en temas relacionados con sistemas de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno. Estos asuntos que son de alta relevancia para el país ya que, de acuerdo con la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia (Ministerio de Minas y Energía de Colombia 2021), se ha identificado que el país cuenta con las características necesarias para sacar provecho de este elemento como un vector energético renovable y consolidarse como líder regional de la transición energética. Todo esto permitiría, además, aportar nuevas alternativas que contribuyan al mejoramiento de las condiciones de seguridad energética de la nación.

El hidrógeno es el elemento químico más liviano de la tabla periódica y de mayor abundancia en la naturaleza, y que además posee un alto contenido energético por peso ( $120 \text{ MJ/kg} = 33.33 \text{ kWh}$ ) en comparación con otros combustibles (Abe *et al.* 2019; Huang *et al.*, 2023) (Figura 1).

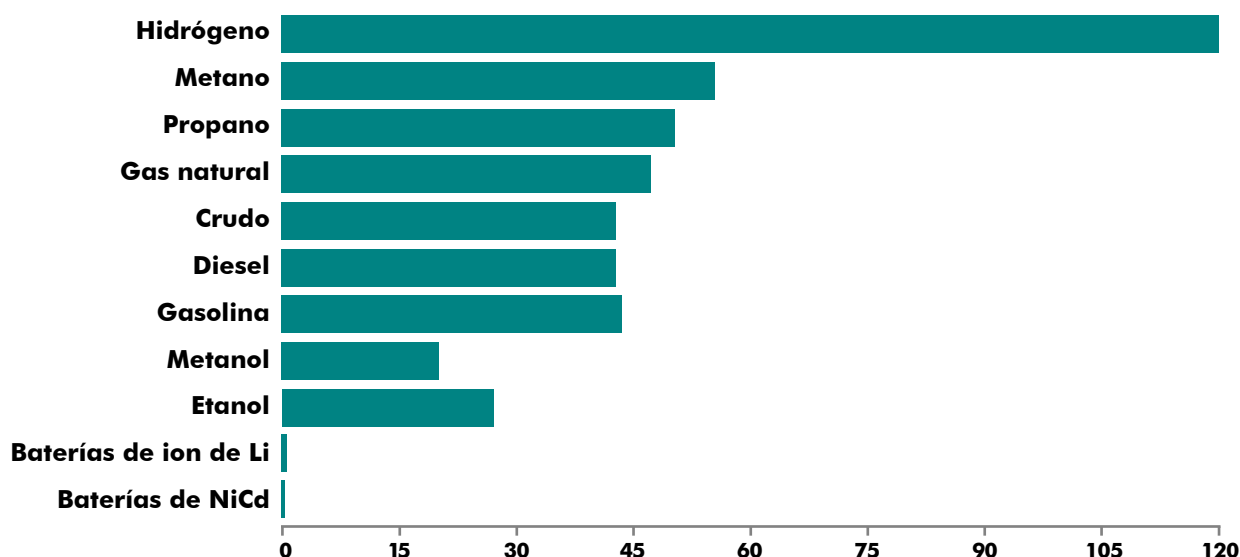


Figura 1. Densidad energética del hidrógeno en comparación con otros gases/líquidos de uso común (información recopilada de: (Dawood *et al.*, 2020; Zhang *et al.* 2023; Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office n.d.)

Es esencial comprender que el hidrógeno en sí mismo no se considera como una fuente de energía, ya que este no se encuentra de manera aislada en la naturaleza, sino que está asociado a otras sustancias químicas; esto, requiere de procesos de separación para poder ser utilizado en el almacenamiento y transporte de energía, siendo clasificado, al igual que la electricidad, como un vector o portador energético (Mantilla & Santos 2022). Al utilizar el hidrógeno como vector energético, se puede almacenar y transportar la energía generada por fuentes renovables como lo son, por ejemplo, la solar, eólicas o mareomotriz, en momentos de alta producción hacia momentos de alta demanda (Osman *et al.* 2022). Esto ayuda a abordar el desafío de la intermitencia de algunas fuentes renovables y permite un suministro más constante y flexible de energía limpia.

Es importante mencionar que la consideración del hidrógeno como un vector energético limpio depende de su método de producción, ya que puede obtenerse tanto a partir de fuentes de energía renovable (hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa y geotérmica) como de fuentes no renovables (carbón, gas natural y energía nuclear) (Abe *et al.* 2019). Por lo anterior, es común encontrar información que, en función de su cadena productiva, hace referencia a la categorización de esta sustancia por colores: marrón, gris, azul y verde (Huang *et al.*, 2023). El hidrógeno marrón y gris son aquellos que se obtienen a partir de procesos que involucran el uso de carbón y gas natural, respectivamente, generando en ambos casos  $\text{CO}_2$  (Mantilla & Santos 2022). Por otra parte, el hidrógeno azul se produce a partir de gas natural o biogás mediante un proceso de captura y almacenamiento de  $\text{CO}_2$  bajo tierra, lo que permite lograr un sistema neutro en carbono (Mantilla & Santos 2022; Howarth & Jacobson 2021). Finalmente, el hidrógeno verde es aquel que se produce a partir de la electrólisis del agua empleando fuentes de energía limpias y renovables (Mantilla & Santos 2022).

En función de lo anterior, se han identificado cuatro aspectos que plantean desafíos técnicos y económicos para emplear este material como vector energético: producción, almacenamiento, seguridad y uso (Dawood *et al.*, 2020; Amirthan & Perera 2022), especialmente si se pretende emplear fuentes de energías limpias y renovables para su producción, pues actualmente el hidrógeno gris cuesta entre 1.5-2.5 USD/kg mientras que el hidrógeno obtenido a partir de fuentes renovables puede ser aproximadamente 4.5 veces más costoso (Amirthan & Perera 2022). A pesar de esto, se proyecta que para el año 2030 el costo del hidrógeno verde sea de aproximadamente 2 USD/kg (Dawood *et al.*, 2020; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2020; Bloomberg NEF 2020). Sin embargo, esto depende no solo de ocuparse de la etapa de producción sino también de su almacenamiento, pues uno de los principales grandes desafíos técnicos en este sentido tiene que ver actualmente con la baja densidad del hidrógeno ( $0.09 \text{ g/cm}^3$ ), lo que requiere la consideración de nuevas tecnologías para el desarrollo de infraestructura, materiales, contenedores, control de fugas, transporte y distribución. Por lo anterior, una de las características buscadas en cuanto a la tecnología asociada al uso del hidrógeno es el desarrollo de sistemas de almacenamiento adecuados, considerando su viabilidad técnica, económica y social.

De manera general, el hidrógeno se puede almacenar utilizando métodos físicos o químicos. En el caso de los métodos físicos, el gas puede comprimirse a alta presión, lo que permite almacenar una gran cantidad de energía en un espacio reducido. Además, el hidrógeno también puede almacenarse como un líquido criogénico. Por otra parte, los métodos químicos involucran el uso de hidruros metálicos, compuestos a base de hidruros o amoníaco (Abe *et al.* 2019; Amirthan & Perera 2022). Además de esto, es importante mencionar que, desde el ámbito social, uno de los principales retos es lograr que el almacenamiento de hidrógeno sea aceptado por la población en general. La percepción de riesgo y seguridad que tiene la comunidad puede generar resistencia y preocupación en relación con los métodos de almacenamiento, su uso en medios de transporte y la ubicación de infraestructura relacionada en zonas urbanas o cercanas a áreas residenciales. Es fundamental impulsar una comunicación clara y transparente, así como abordar las inquietudes de la población, con el fin de fomentar la aceptación social del almacenamiento de hidrógeno y promover la adopción de diversas tecnologías asociadas a esto.

El propósito de este texto es el de proporcionar una visión general acerca del almacenamiento de hidrógeno, a través de la exploración de dos métodos físicos y tres químicos (Figura 2), a la vez que se identifican las principales ventajas, limitaciones, retos, oportunidades y perspectivas asociadas con estos tipos de sistemas, brindando un panorama general del papel que desempeña el almacenamiento de hidrógeno en la construcción de un futuro energético más viable, sostenible y limpio.



Figura 2. Sistemas de almacenamiento que serán analizados en el texto.



## 2. TIPOS DE ALMACENAMIENTO

### 2.1. Almacenamiento físico

El almacenamiento físico de hidrógeno se realiza a través de diversos métodos, tales como el gas comprimido, los líquidos criogénicos y el hidrógeno líquido, cada uno presenta ventajas y desafíos en términos de capacidad, eficiencia, seguridad y cinética. El almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido implica su compresión y almacenamiento en tanques de alta presión. En este sentido se están llevando a cabo investigaciones para mejorar este método en términos de capacidad de almacenamiento, eficiencia y seguridad. Por otra parte, los líquidos criogénicos, como el nitrógeno líquido y el gas natural licuado, se utilizan debido a su alta densidad energética, lo que requiere sistemas de almacenamiento criogénico eficientes y seguros, mientras se investigan alternativas con mejores propiedades.

Es importante mencionar que en cuanto al almacenamiento de líquidos criogénicos, el hidrógeno se almacena a temperaturas extremadamente bajas para mantener su estado líquido lo que permite mejorar la densidad energética de éste. La investigación en cuanto a esta técnica de almacenamiento se centra en mejorar la eficacia y seguridad de los sistemas de almacenamiento criogénico, así como en explorar criógenos alternativos con propiedades mejoradas (Usman 2022).

#### Gas a alta presión

Una de las formas comúnmente utilizadas para almacenar hidrógeno, es cuando este gas se comprime y almacena a presiones muy altas, generalmente en cilindros o tanques especiales diseñados para soportar condiciones extremas. Al comprimir el hidrógeno, su densidad energética aumenta, lo que permite almacenar una mayor cantidad de energía en un volumen más pequeño. Esto hace que el transporte y la distribución del hidrógeno sean viables. Sin embargo, el almacenamiento a alta presión también presenta desafíos. Se requieren materiales fuertes y resistentes, como aleaciones de acero o compuestos de carbono. El alto peso y volumen de los cilindros genera una desventaja para aplicaciones móviles; comparado con otras tecnologías, el almacenamiento de hidrógeno a altas presiones presenta una baja densidad volumétrica de almacenamiento. Adicionalmente, puede ser peligroso almacenar un gas comprimido a altas presiones y más si es un gas tan pequeño como el hidrógeno, que puede escaparse en una mínima abertura en el cilindro (Nash *et al.* 2012).

Vale la pena señalar que el proceso de compresión del gas genera calor, lo que puede provocar un aumento de la temperatura en el tanque de almacenamiento. Este aumento de temperatura puede hacer que aumente la presión, lo que puede ser peligroso si no se gestiona adecuadamente. Por lo tanto, es esencial contar con un sistema de enfriamiento para mantener una temperatura y un nivel de presión seguros en el tanque de almacenamiento (Eberle *et al.*, 2009).

#### Almacenamiento criogénico

El almacenamiento criogénico de hidrógeno implica enfriar el hidrógeno a temperaturas por debajo de -253 grados Celsius y luego comprimirlo a altas presiones, típicamente alrededor de 700 bar. La combinación de bajas temperaturas y altas presiones (compresión) permite obtener el hidrógeno en forma líquida por lo que se puede almacenar más energía en un volumen más pequeño comparado con el almacenamiento a altas presiones en forma gaseosa (Folkson 2022).

El hidrógeno líquido se almacena en tanques aislados para evitar la transferencia de calor del entorno. Estos tanques están diseñados para soportar el frío extremo y evitar el escape del hidrógeno líquido debido a las altas presiones. Cuando se necesita el hidrógeno líquido almacenado, se puede bombear fuera del tanque de almacenamiento y volver a convertirlo en estado gaseoso mediante un proceso llamado vaporización (Eberle *et al.*, 2009).

La principal desventaja del almacenamiento de hidrógeno líquido son las importantes pérdidas por evaporación que se producen durante el almacenamiento y el transporte. A pesar de los esfuerzos para minimizar estas pérdidas, siguen siendo significativas. Estas pérdidas no solo dan como resultado una disminución en el volumen de hidrógeno almacenado, sino que también plantean problemas de seguridad. El gas de hidrógeno liberado es altamente inflamable y puede crear un entorno peligroso si no se gestiona adecuadamente. Además, la necesidad de equipos criogénicos especializados y aislamiento para mantener las bajas temperaturas requeridas para el almacenamiento de hidrógeno líquido agrega complejidad y costo a la infraestructura de almacenamiento (Jordan 2022).



## 2.2 Almacenamiento químico

### Hidruros metálicos

Como su nombre lo indica los hidruros metálicos son compuestos de al menos un elemento metálico unido químicamente a hidrógeno y pueden ser de tipo intersticial, sustitucional o complejo; en el primer caso el hidrógeno entra a ocupar espacios entre los átomos metálicos, en el segundo reemplaza posiciones del metal en la estructura y en el último se generan estructuras cristalinas complejas que involucran enlaces covalentes. La gran atención recibida por este tipo de materiales como medio para almacenar hidrógeno de una manera segura y barata, se debe particularmente a la alta densidad energética que presentan, relativo bajo costo y por ser una solución ambientalmente sostenible; todo lo anterior los ponen en primeros lugares para el desarrollo de la economía del hidrógeno por su compatibilidad con aplicaciones móviles de todo tipo y sistemas de energías renovables (Kukkapalli *et al.*, 2023).

En comparación con otros métodos de almacenamiento los hidruros metálicos pueden ofrecer mejores capacidades de almacenamiento, sin requerir el uso de condiciones de temperatura y/o presión extremas, lo cual no solo los hace más seguros sino más prácticos para usos diarios (Usman 2022). Sin embargo, los retos que se enfrentan son asegurar que sean soluciones sostenibles, que tengan alta capacidad de almacenamiento de H<sub>2</sub> y que sean estables, reutilizables, livianos, seguros y viables financieramente, entre otros. Los estudios reportados incluyen una gran cantidad de elementos metálicos en su gran parte aquellos con números atómicos menores a 30 y entre los más estudiados están aquellos basados en Mg, Al y Ti, al igual que la adición de algunas tierras raras en especial La y Ce. De todos estos estudios se tiene que hay diferentes factores que pueden influenciar de manera importante su desempeño, tales como el tamaño y forma de las partículas y la composición química, esto último incluyendo el metal base y la presencia de aditivos y/o impurezas (Usman 2022; Kukkapalli *et al.*, 2023).

El hidruro de magnesio está entre los hidruros más estudiados para aplicaciones de almacenamiento de hidrógeno junto con muy variadas adiciones de otros metales (Usman 2022). Lo anterior se debe principalmente a la alta capacidad de almacenamiento que de base ofrece el Mg con hasta un 7.6 %w, ser un elemento liviano, de gran abundancia en la naturaleza, no ser contaminante y tener una alta reversibilidad en el proceso de hidrogenación/deshidrogenación. Sin embargo, aspectos tanto termodinámicos como cinéticos hacen necesario el desarrollo de tecnología que permita su uso práctico. Entre los elementos estudiados con adiciones al Mg, formando hidruros binarios, están Al, Fe y Ni. Otros elementos estudiados en la formación de hidruros son Li, Na, B y Ca, aun cuando en mucho menor escala que los mencionados anteriormente (Nazir *et al.* 2022). Entre las estrategias para encontrar una solución al reto de almacenamiento sólido de hidrógeno se tiene, junto con el uso de materiales ligeros, la reducción de tamaño a dimensiones nanométricas, lo cual a su vez requiere de tecnologías de nano-confinamiento de dichas partículas (Nazir *et al.* 2022). La adición de otros elementos, así como de catalizadores de las reacciones y a la vez la reducción de tamaño considera en buena parte el uso de la molienda mecánica, la cual a su vez introduce modificaciones estructurales en los materiales (Dewangan *et al.* 2022). Se tienen varios sistemas de hidruros metálicos, donde A y B representan respectivamente elementos con alta y baja afinidad química por hidrógeno y entre los compuestos más estudiados están los intermetálicos tipo AB (por ejemplo, TiFe), los tipo AB<sub>5</sub> (por ejemplo, LaNi<sub>5</sub>), los AB<sub>2</sub> (por ejemplo, ZrV<sub>2</sub>), los A<sub>2</sub>B (por ejemplo, Mg<sub>2</sub>Ni) y más recientemente se estudian aleaciones de alta entropía. También se pueden encontrar estudios acerca de otras familias de compuestos intermetálicos, entre los que se tienen los tipos AB<sub>3</sub>, A<sub>2</sub>B<sub>7</sub>, A<sub>6</sub>B<sub>23</sub>, A<sub>2</sub>B<sub>17</sub> y A<sub>3</sub>B (Dewangan *et al.* 2022).

Según datos publicados, los hidruros metálicos de Mg y Fe muestran una muy alta capacidad volumétrica (~150 g l<sup>-1</sup>), en comparación con otros sistemas y en general los hidruros reportan el menor costo específico en volumen (~125 USD m<sup>-3</sup>) (Rasul *et al.* 2022). Una extensiva recopilación y análisis de las revisiones publicadas recientemente sobre materiales para almacenamiento de hidrógeno la ha reportado F.J. Desai *et al.* (Desai *et al.* 2023). Adicional a los diferentes tipos de compuestos intermetálicos ya mencionados, en los cuales las adiciones de B al material base A, se realizan buscando modificar el desempeño de manera tal que se cumplan con los requerimientos de entidades gubernamentales como el departamento de energía de los Estados Unidos (DOE) para el caso de aplicaciones en transporte liviano, también se reporta la adición de otros materiales no metálicos como polímeros y materiales carbonáceos (Desai *et al.* 2023).

El uso de hidruros metálicos como medio de almacenamiento y transporte de hidrógeno, se reconoce como el medio más viable para futuras aplicaciones y es urgente su desarrollo para cumplir las metas establecidas, dado que para el 2050 se espera que el hidrógeno sea el medio de almacenar la energía proveniente de fuentes renovables, para luego convertirlo en energía eléctrica (Ahmed *et al.*, 2023).

### Compuestos a base de hidruros

Los hidruros complejos son una clase de compuestos químicos que están formados por la unión de un metal con el hidrógeno, en presencia de uno o más ligandos. Los ligandos son las moléculas o iones que se unen al metal y permiten la estabilización de la estructura del complejo. Estos hidruros complejos son considerados como otra clase de materiales de bajo peso que pueden ser usados en el almacenamiento de hidrógeno. Están formados principalmente por elementos ligeros de los grupos 1, 2, y 3 de la tabla periódica, tales



como el litio (Li), el sodio (Na), el boro (B) y el aluminio (Al) (Jain *et al.*, 2010). Estos hidruros han despertado el interés de los investigadores como materiales que podrían ser usados en el almacenamiento de hidrógeno, ya que los hidruros metálicos convencionales están formados por elementos pesados de la tabla periódica principalmente (Rusman & Dahari 2016).

Los hidruros complejos livianos están emergiendo como candidatos potenciales para el almacenamiento de hidrógeno debido a que pueden tener altas capacidades de almacenamiento, altas densidades de almacenamiento de hidrógeno y bajas presiones y temperaturas de deshidrogenación, propiedades que pueden ser interesantes para aplicaciones de movilidad. Sin embargo, la principal desventaja de estos tipos de hidruros frente a los hidruros convencionales es su baja capacidad gravimétrica de almacenamiento. Además, aunque los hidruros complejos tienen altas densidades de energía, se debe tener mucho cuidado en su manejo, ya que pueden descomponerse en compuestos muy estables, reduciendo así su capacidad de hidrogenación. No obstante, se sigue investigando algunas alternativas que permitan minimizar tales inconvenientes, por ejemplo, la desestabilización termodinámica mediante la adición de nuevos elementos al sistema mediante una sustitución catiónica o aniónica, o la adición de compuestos de hidruros reactivos. Además, también se están utilizando catalizadores y el nano-confinamiento para lograr la desestabilización termodinámica.

Algunos de los hidruros complejos que han despertado el mayor interés son los alanatos  $[\text{AlH}_4]$ , amidas  $[\text{NH}_2]$ , imidas y borohidruros  $[\text{BH}_4]$ . En estos sistemas, el hidrógeno se suele ubicar en las esquinas de un tetraedro (Züttel 2003). Los alanatos y los boratos son de interés especialmente por su peso ligero y la capacidad que tienen de generar un gran número de átomos de hidrógeno por átomo metálico. Por otro lado, se sabe que los boratos son estables y se descomponen a altas temperaturas. En el caso de los alanatos, se destacan por su alta capacidad de almacenamiento; sin embargo, se descomponen en dos etapas tras la deshidrogenación.

### • Alanatos de sodio

Los alanatos son compuestos que contienen aluminio e hidrógeno. Los alanatos de sodio, que son hidruros complejos de aluminio y sodio, son los más conocidos. El tetrahidroaluminato de sodio ( $\text{NaAlH}_4$ ) y el hexahidroaluminato trisódico ( $\text{Na}_3\text{AlH}_6$ ) son ejemplos de alanatos de sodio. El hidruro de sodio aluminio ( $\text{NaAlH}_4$ ) es un posible candidato para su uso en el almacenamiento de hidrógeno debido a su alta capacidad de almacenamiento teórica (5,6%), su bajo costo y su disponibilidad en gran volumen (Jain, *et al.*, 2010). Sin embargo, los hidruros de aluminio complejos no son considerados portadores de hidrógeno debido a su irreversibilidad y mala cinética. Se está investigando el uso de metales de transición o tierras raras para hacer que los hidruros de aluminio complejos sean reversibles. Por ejemplo, se ha encontrado que al dopar los hidruros de aluminio con compuestos de titanio se mejora la deshidrogenación y la reversibilidad.

### • Alanatos de litio

Los alanatos de litio son muy atractivos para el almacenamiento de hidrógeno debido a su alto contenido de este elemento. El contenido de hidrógeno que se puede almacenar en estos compuestos oscila entre 10.2% y 11.2% en peso para  $\text{LiAlH}_4$  y  $\text{Li}_3\text{AlH}_6$ , respectivamente (Sakintuna *et al.*, 2007). Por ejemplo, el  $\text{LiAlH}_4$  tiene una presión de equilibrio de hidrógeno extremadamente alta, incluso a temperatura ambiente. El  $\text{LiAlH}_4$  es, de hecho, un ejemplo de hidruro inestable, que se descompone fácilmente, pero que no puede volver a hidrogenarse (Sakintuna *et al.*, 2007; Jain *et al.*, 2010).



## • Borohidruros metálicos

Los borohidruros, son la designación que se le hace a un grupo de hidruros complejos en los que el hidrógeno forma un enlace covalente con los átomos centrales en la unión del complejo  $[BH_4^-]$ . Los borohidruros de los metales de transición alcalinos han despertado el interés de muchos investigadores debido a que pueden tener altas densidades de almacenamiento de hidrógeno gravimétrico y a sus propiedades ajustables. Además, la descomposición de los borohidruros difiere de la descomposición de los alanos ya que no se forman productos intermedios de hexahidruros durante el proceso. Por tanto, el hidruro metálico binario y el boro elemental son los productos finales del proceso de descomposición. Sin embargo, se tienen los siguientes inconvenientes asociados con los borohidruros que deben ser solucionados para tratar de aprovechar el potencial que tienen estos. El primer problema es que tienen una alta estabilidad termodinámica, lo que no los hace prácticos para las aplicaciones de almacenamiento de hidrógeno. El segundo problema es que estos borohidruros forman boranos, que son un subproducto volátil indeseable, y que tienen una cinética lenta. Por dichas razones, este tipo de compuestos no es muy recomendable para el almacenamiento de hidrógeno reversible. A pesar de dichos inconvenientes, la estabilidad termodinámica y la cinética de este tipo de materiales pueden ser mejoradas utilizando técnicas de desestabilización o dopándolos con otros materiales (Jain *et al.*, 2010).

## Amoníaco

Como se estableció anteriormente, el almacenamiento de hidrógeno involucra diversos métodos físicos y químicos. Los métodos químicos incluyen hidruros metálicos, hidruros químicos y solventes. De los solventes, el amoníaco ( $NH_3$ ) sobresale por sus propiedades distintivas. Presenta una densidad gravimétrica de hidrógeno particularmente alta, lo que lo convierte en una opción atractiva para el almacenamiento y el transporte de hidrógeno. Su seguridad es un aspecto fundamental, ya que posee una temperatura de ignición más elevada y un límite de inflamabilidad en el aire más bajo que el hidrógeno, lo que lo hace más seguro de manipular. El  $NH_3$  se puede utilizar directamente como combustible, eliminando la necesidad de descomposición, y tiene aplicaciones en la generación de energía y pilas de combustible. A pesar de sus ventajas, existen desafíos relacionados con el  $NH_3$ ; su combustión a altas temperaturas puede dar lugar a la formación de  $NO_x$  y su velocidad de combustión es ligeramente inferior en comparación con el hidrógeno. Además, su manipulación requiere precaución debido a su toxicidad y corrosividad. En lo que respecta a la eficiencia energética y los costos, el  $NH_3$  para uso directo se presenta como una opción rentable, especialmente en aplicaciones industriales (Wijayanta *et al.* 2019).

Para aprovechar al máximo el potencial del amoníaco, se están realizando avances en varias áreas. Se están investigando catalizadores que permitan la síntesis y descomposición del amoníaco a temperaturas más suaves, abordando así uno de los obstáculos clave para su uso como portador de hidrógeno. Además, se están explorando enfoques que involucran el almacenamiento de amoníaco en estado sólido, lo que podría contribuir a resolver problemas de toxicidad y facilitar su manipulación (Makepeace *et al.* 2019; Restelli *et al.* 2023). En resumen, el amoníaco se destaca como un prometedor medio de almacenamiento de hidrógeno, con ventajas significativas en términos de seguridad y eficiencia energética en comparación con los otros métodos. El amoníaco exhibe una alta temperatura de autoignición de aproximadamente  $650\text{ }^\circ\text{C}$ , lo que lo hace más seguro que el hidrógeno ( $520\text{ }^\circ\text{C}$ ), el metano ( $630\text{ }^\circ\text{C}$ ) y el propano ( $450\text{ }^\circ\text{C}$ ). El amoníaco es un gas a condiciones atmosféricas, pero generalmente se transporta en forma líquida debido a su mayor densidad. Se utiliza en tuberías, vagones cisterna y buques cisterna, y se enfría a aproximadamente  $-33\text{ }^\circ\text{C}$  en buques cisterna, lo que permite el uso de contenedores no presurizados. El almacenamiento de amoníaco en estado líquido es similar al del propano y se logra aumentando la presión a temperatura ambiente (aproximadamente  $0.99\text{ MPa}$  a  $25\text{ }^\circ\text{C}$ ) o disminuyendo la temperatura a presión atmosférica (alrededor de  $-33.4\text{ }^\circ\text{C}$ ); ambos métodos son rentables y utilizan infraestructura existente. Para mejorar la seguridad durante el almacenamiento, se ha desarrollado el almacenamiento de amoníaco en forma sólida mediante complejos de aminas metálicas. Estos complejos, como  $Mg(NH_3)_6Cl_2$  y  $Ca(NH_3)_8Cl_2$ , tienen una densidad gravimétrica de hidrógeno de alrededor del 10% en peso. Por otro lado, se ha destacado que el uso directo del amoníaco, sin necesidad de descomposición, se considera una opción económica, especialmente en aplicaciones industriales. En situaciones que requieren una alta pureza de hidrógeno, como para pilas de combustible, el hidrógeno líquido puede ser ligeramente más económico que el amoníaco con descomposición (Aziz *et al.*, 2020; Asif *et al.* 2023).

## Metanol

El metanol es un portador de hidrógeno atractivo debido a su alto contenido de hidrógeno ( $12,5\%$  en peso y  $98,9\text{ kg/m}^3$ ), su estabilidad a temperatura ambiente ( $T_{eb} = 64,7\text{ }^\circ\text{C}$ ) y su compatibilidad con la infraestructura existente (Li *et al.* 2023). La producción de metanol ( $CH_3OH$ ) se realiza principalmente mediante el reformado del gas natural o la gasificación del carbón. Ambos procesos son exotérmicos, por lo que se llevan a cabo a temperaturas moderadas ( $250\text{ }^\circ\text{C}$ ) y altas presiones ( $5\text{-}10\text{ MPa}$ ). El exceso de calor se utiliza para generar electricidad. Sin embargo, el reformado y la gasificación generan inevitablemente excedentes de  $CO_2$ . Por ello, se está investigando el desarrollo de métodos renovables de producción de metanol a partir de materias primas de baja intensidad de carbono, que permitan reducir las emisiones de  $CO_2$  (Ulucan *et al.* 2023). El hidrógeno se puede recuperar del metanol mediante diversos procesos, que incluyen descomposición, oxidación parcial, reformado con vapor y reformado oxidativo con vapor. El reformado con vapor de metanol es el método más utilizado en la actualidad, ya que se puede realizar a temperaturas mucho más bajas ( $200\text{-}350\text{ }^\circ\text{C}$ ) que el reformado con gas

natural (700-800 °C). Además, este método produce una cantidad relativamente pequeña de CO en comparación con el reformado de otros combustibles, y el metanol no contiene azufre (Clematis *et al.* 2023).

### 3. RETOS Y OPORTUNIDADES

Con el objetivo prioritario de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el gobierno colombiano diseñó en el 2022 una ambiciosa ruta de hidrógeno que establece la necesidad de inyectar un capital que oscila entre 2.500 y 5.500 millones de dólares para el desarrollo del mercado del hidrógeno en el país de aquí al 2030. Esta inversión prevé la creación de una capacidad instalada de entre 1 y 3 GW de electrolizadores para la generación de hidrógeno verde, así como la producción anual mínima de 50 mil toneladas de hidrógeno azul para la misma fecha. Además, la ruta plantea que un 40% de los combustibles fósiles en la industria serán reemplazados por hidrógeno de bajas emisiones.

Para alcanzar los objetivos planteados, se requiere la implementación de medidas concretas que faciliten la creación de infraestructuras para el transporte y distribución de hidrógeno. Estas infraestructuras desempeñarán un papel crucial al respaldar la cadena de producción y suministro en un mercado que proyecta alcanzar las 90 mil toneladas de hidrógeno al final de esta década. Surgen oportunidades significativas en el mercado al aprovechar las infraestructuras existentes de transporte de electricidad y gas natural, así como las estaciones de servicio ya establecidas en Colombia, minimizando costos y maximizando la eficiencia en la implementación de estas tecnologías emergentes.

Un ejemplo destacado es la extensa red de tuberías en Colombia que se extiende por más de 9.000 kilómetros, incluyendo poliductos y oleoductos, que podría transformarse en una opción ideal para el transporte de hidrógeno una vez quede en desuso para el transporte de hidrocarburos. Se ha estimado que el hidrógeno puede ser transportado de manera más eficiente que el metano, con un flujo tres veces más rápido y el mismo gasto energético. No obstante, esta transformación requeriría una actualización y construcción extensiva de las infraestructuras existentes, dado que el contacto del hidrógeno con los aceros de estas tuberías podría provocar fallas prematuras, subrayando la urgencia de mejoras para garantizar la viabilidad y seguridad del hidrógeno en el panorama energético colombiano.

En cuanto al transporte de hidrógeno en Colombia a través de carreteras, ya sea en forma gaseosa, amoníaco o mediante portadores químicos, se enfrenta a un gran desafío debido a la falta de competitividad en el sector de carga del país. La infraestructura colombiana, especialmente en términos de conectividad vial y calidad de las carreteras, presenta deficiencias significativas, lo que impacta los costos del hidrógeno y añade una capa adicional de complejidad técnica y logística a este panorama desafiante.

Superar estos desafíos implica realizar inversiones considerables en infraestructura, tecnología y regulaciones. La colaboración estrecha entre el gobierno y el sector privado se vuelve esencial para asegurar que la distribución de hidrógeno sea viable, segura, eficiente y sostenible en Colombia.





#### 4. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

Distintos métodos para el almacenamiento de hidrógeno se han discutido, incluidos los físicos (gas comprimido e hidrógeno líquido) y los químicos (hidruros metálicos, hidruros complejos y amoníaco). Cada método tiene sus propias ventajas e inconvenientes. El almacenamiento de gas comprimido tiene una alta densidad volumétrica, pero requiere tanques de alta presión. El almacenamiento de hidrógeno líquido tiene una densidad volumétrica aún mayor, pero requiere temperaturas criogénicas. El almacenamiento de hidruros metálicos tiene la ventaja de ser ligero y tener una alta densidad gravimétrica, pero puede ser lento en reaccionar. El almacenamiento de hidruros complejos tiene el potencial de ser ligero y tener una alta densidad gravimétrica, pero aún está en fase de desarrollo. El almacenamiento de amoníaco tiene la ventaja de ser relativamente seguro y tener una alta densidad volumétrica, pero puede ser corrosivo y tóxico.

No existe un único método "perfecto" de almacenamiento de hidrógeno. El mejor método variará en función de la aplicación concreta. Por ejemplo, el almacenamiento de gas comprimido puede ser adecuado para aplicaciones estacionarias en las que se requiere una alta densidad volumétrica, como en las pilas de combustible. El almacenamiento de hidrógeno líquido puede ser adecuado para aplicaciones de transporte en las que se requiere una alta densidad volumétrica y largos tiempos de almacenamiento. El almacenamiento de hidruro metálico puede ser adecuado para aplicaciones portátiles en las que se requiera ligereza y alta densidad gravimétrica, como en los vehículos de pilas de combustible. El almacenamiento de hidruros complejos y el almacenamiento de amoníaco pueden ser adecuados para aplicaciones en las que se requiere una alta densidad volumétrica y largos tiempos de almacenamiento, como en los sistemas estacionarios de almacenamiento de energía. Uno de los mayores retos existentes es el de desarrollar materiales de almacenamiento de hidrógeno que sean seguros, eficaces y rentables. Otro reto es desarrollar sistemas de almacenamiento de hidrógeno que sean compatibles con las infraestructuras existentes.

A pesar de los retos, existe una importante actividad de investigación y desarrollo en el campo del almacenamiento de hidrógeno. Esto se debe al creciente interés por el hidrógeno como vector de energía limpia, que está impulsando la inversión en investigación y desarrollo de sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Esta inversión está ayudando a acelerar el desarrollo de nuevas y mejores tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Como resultado, es probable que veamos avances significativos en el campo del almacenamiento de hidrógeno en los próximos años.

En general, el futuro del almacenamiento de hidrógeno parece prometedor. Con la investigación y el desarrollo continuados, podemos esperar ver el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno nuevas y mejoradas que sean seguras, eficientes, rentables y compatibles con la infraestructura existente. Todo ello desempeñará un papel clave en el éxito del desarrollo de una economía del hidrógeno. ■

## 5. REFERENCIAS

Abe, J.O., A.P.I. Popoola, E. Ajenifuja, and O.M. Popoola. 2019. "Hydrogen Energy, Economy and Storage: Review and Recommendation." *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (29): 15072–86. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>.

Ahmed, Md Rasel, Tiritha Barua, and Barun K Das. 2023. "A Comprehensive Review on Techno-Environmental Analysis of State-of-the-Art Production and Storage of Hydrogen Energy: Challenges and Way Forward." *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 45 (2): 5905–37. <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2211029>.

Amirthan, T., and M.S.A. Perera. 2022. "The Role of Storage Systems in Hydrogen Economy: A Review." *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 108 (December): 104843. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104843>.

Asif, Muhammad, Syeda Sidra Bibi, Sheraz Ahmed, Muhammad Irshad, Muhammad Shakir Hussain, Hassan Zeb, Muhammad Kashif Khan, and Jaehoon Kim. 2023. "Recent Advances in Green Hydrogen Production, Storage and Commercial-Scale Use via Catalytic Ammonia Cracking." *Chemical Engineering Journal* 473 (October): 145381. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.145381>.

Aziz, Muhammad, Agung TriWijayanta, and Asep Bayu Dani Nandiyanto. 2020. "Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization." *Energies* 13 (12): 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>.

Bloomberg NEF. 2020. "Hydrogen Economy Outlook: Key Messages." <https://data-bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.

Clematis, Davide, Daria Bellotti, Massimo Rivarolo, Loredana Magistri, and Antonio Barbucci. 2023. "Hydrogen Carriers: Scientific Limits and Challenges for the Supply Chain, and Key Factors for Techno-Economic Analysis." *Energies* 16 (16): 6035. <https://doi.org/10.3390/en16166035>.

Dawood, Furat, Martin Anda, and G.M. Shafiullah. 2020. "Hydrogen Production for Energy: An Overview." *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (7): 3847–69. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>.

Desai, Fenil J, Md Nizam Uddin, Muhammad M Rahman, and Ramazan Asmatulu. 2023. "A Critical Review on Improving Hydrogen Storage Properties of Metal Hydride via Nanostructuring and Integrating Carbonaceous Materials." *International Journal of Hydrogen Energy* 48 (75): 29256–94. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.029>.

Dewangan, Sheetal Kumar, Man Mohan, Vinod Kumar, Ashutosh Sharma, and Byungmin Ahn. 2022. "A Comprehensive Review of the Prospects for Future Hydrogen Storage in Materials-application and Outstanding Issues." *International Journal of Energy Research* 46 (12): 16150–77. <https://doi.org/10.1002/er.8322>.

Eberle, Ulrich, Michael Felderhoff, and Ferdi Schüth. 2009. "Chemical and Physical Solutions for Hydrogen Storage." *Angewandte Chemie International Edition* 48 (36): 6608–30. <https://doi.org/10.1002/anie.200806293>.

Folkson, Richard. 2022. "Hydrogen as an Energy Vector for Transportation Vehicles." In *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*, edited by Richard Folkson and Steve B T - Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance (Second Edition) Sapsford, 151–71. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90979-2.00013-5>.

Howarth, Robert W, and Mark Z Jacobson. 2021. "How Green Is Blue Hydrogen?" *Energy Science & Engineering* 9 (10): 1676–87. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>. Huang, Junbo, Paul Balcombe, and Zongxian Feng. 2023. "Technical and Economic Analysis of Different Colours of Producing Hydrogen in China." *Fuel* 337 (April): 127227. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127227>.

Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. n.d. "Hydrogen Storage." Accessed October 3, 2023. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>.

Hydrogen Council, and McKinsey & Company. 2023. "Hydrogen Insights 2023. An Update on the State of the Global Hydrogen Economy, with a Deep Dive into North America." <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>.

International Renewable Energy Agency (IRENA). 2020. "Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal." [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf).

Jain, I. P, Pragma Jain, and Ankur Jain. 2010. "Novel Hydrogen Storage Materials: A Review of Lightweight Complex Hydrides." *Journal of Alloys and Compounds*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2010.04.250>.

Jordan, Thomas. 2022. "Hydrogen Technologies." In *Hydrogen Safety for Energy Applications*, edited by Alexei Kotchourko and Thomas B T - Hydrogen Safety for Energy Applications Jordan, 25–115. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820492-4.00005-1>.

Kukkappalli, Vamsi Krishna, Sunwoo Kim, and Seth A Thomas. 2023. "Thermal Management Techniques in Metal Hydrides for Hydrogen Storage Applications: A Review." *Energies* 16 (8): 3444. <https://doi.org/10.3390/en16083444>.

Li, Chao'en, Valerie Sage, Tianyi Wang, Liangguang Tang, Yunxia Yang, Woo Jin Lee, Renata Lippi, Feng Wang, Karen Kozielski, and Jim Patel. 2023. "Evaluation and Outlook for Australian Renewable Energy Export via Circular Liquid Hydrogen Carriers." *International Journal of Hydrogen Energy*, October. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.009>.

Makepeace, Joshua W, Teng He, Claudia Weidenthaler, Torben R. Jensen, Fei Chang, Tejs Vegge, Peter Ngene, et al. 2019. "Reversible Ammonia-Based and Liquid Organic Hydrogen Carriers for High-Density Hydrogen Storage: Recent Progress." *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (15): 7746–67. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.144>.

Mantilla, Sebastián, and Diogo M F Santos. 2022. "Green and Blue Hydrogen Production: An Overview in Colombia." *Energies* 15 (23): 8862. <https://doi.org/10.3390/en15238862>.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. 2021. "Hoja de Ruta Del Hidrógeno En Colombia." Bogotá. [https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja\\_Ruta\\_Hidrogeno\\_Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf).

Nash, D., D. Aklil, E. Johnson, R. Gazey, and V. Ortisi. 2012. "Hydrogen Storage: Compressed Gas." In *Comprehensive Renewable Energy*, 1–4:119–43. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00197-7>.

Nazir, Ghazanfar, Adeela Rehman, Sajjad Hussain, Sikandar Aftab, Kwang Heo, Muhammad Ikram, Supriya A Patil, and Muhammad Aizaz Ud Din. 2022. "Recent Advances and Reliable Assessment of Solid-State Materials for Hydrogen Storage: A Step Forward toward a Sustainable H<sub>2</sub> Economy." *Advanced Sustainable Systems* 6 (11): 2200276. <https://doi.org/10.1002/advs.202200276>.

Osman, Ahmed I, Neha Mehta, Ahmed M Elgarahy, Mahmoud Hefny, Amer Al-Hinai, Ala'a H Al-Muhtaseb, and David W Rooney. 2022. "Hydrogen Production, Storage, Utilisation and Environmental Impacts: A Review." *Environmental Chemistry Letters* 20 (1): 153–88. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01322-8>.

Rasul, M.G., M.A Hazrat, M.A. Sattar, M.I. Jahirul, and M.J. Shearer. 2022. "The Future of Hydrogen: Challenges on Production, Storage and Applications." *Energy Conversion and Management* 272 (November): 116326. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116326>.

Restelli, Federica, Elvira Spatolisano, Laura A. Pellegrini, Alberto R. de Angelis, Simone Cattaneo, and Ernesto Roccaro. 2023. "Detailed Techno-Economic Assessment of Ammonia as Green H<sub>2</sub> Carrier." *International Journal of Hydrogen Energy*, July. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.206>.

Rusman, N. A.A., and M. Dahari. 2016. "A Review on the Current Progress of Metal Hydrides Material for Solid-State Hydrogen Storage Applications." *International Journal of Hydrogen Energy*. Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.244>.

Sakuntina, Billur, Farida Lamari-Darkrim, and Michael Hirscher. 2007. "Metal Hydride Materials for Solid Hydrogen Storage: A Review." *International Journal of Hydrogen Energy*. Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.11.022>.

Ulucan, Tolga Han, Sneha A. Akhade, Ajith Ambalakatte, Tom Autrey, Alasdair Cairns, Ping Chen, Young Whan Cho, et al. 2023. "Hydrogen Storage in Liquid Hydrogen Carriers: Recent Activities and New Trends." *Progress in Energy* 5 (1): 012004. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/acac5c>.

Usman, Muhammad R. 2022. "Hydrogen Storage Methods: Review and Current Status." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 167 (October): 112743. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112743>.

Wijayanta, Agung Tri, Takuya Oda, Chandra Wahyu Purnomo, Takao Kashiwagi, and Muhammad Aziz. 2019. "Liquid Hydrogen, Methylcyclohexane, and Ammonia as Potential Hydrogen Storage: Comparison Review." *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (29): 15026–44. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112>.

Zhang, Tongtong, Joao Uratani, Yixuan Huang, Lejin Xu, Steve Griffiths, and Yulong Ding. 2023. "Hydrogen Liquefaction and Storage: Recent Progress and Perspectives." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 176 (April): 113204. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113204>.

Züttel, Andreas. 2003. "Materials for Hydrogen Storage." *Materials Today* 6 (9): 24–33. [https://doi.org/10.1016/S1369-7021\(03\)00922-2](https://doi.org/10.1016/S1369-7021(03)00922-2).



# MOVILIDAD ELÉCTRICA POR HIDRÓGENO Y BATERÍAS DE ION-LITIO: ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS Y ANÁLISIS COMPARATIVO PARA EL CONTEXTO COLOMBIANO

**Santiago Cartagena Ocampo, Ferley Alejandro Vásquez, Diana Orozco, Jorge Calderon.**

Centro de Investigación, Innovación y Desarrollo de Materiales – CIDEMAT. Universidad de Antioquia.,  
Street 70 N# 52 – 21, Medellín, Colombia.

\*Correo de correspondencia: [andres.calderon@udea.edu.co](mailto:andres.calderon@udea.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

El petróleo es la principal fuente de energía en el sector del transporte. En el año 2021, los productos derivados del petróleo representaron alrededor del 90% del consumo total de energía en los Estados Unidos. En contraste, el uso de electricidad proporcionó menos del 1% del uso total de energía en este sector (Energy Information Administration (EIA), 2023). En 2020 la Agencia Europea de Medio Ambiente sugirió que alrededor del 27% del CO<sub>2</sub> es emitido por el sector del transporte, y más del 70% de las emisiones son causadas por vehículos. En Colombia la participación de la energía eléctrica en el sector industrial es de 20% aproximadamente, mientras que para el sector transporte no llega al 1% de la demanda de energía, siendo los combustibles fósiles la principal fuente de energía en ambos sectores (UPME, 2021). Adicionalmente, el sector transporte en Colombia es el responsable de 12% del total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y del 53,9% del total de las pérdidas de energía en el país.

Claramente un paso importante hacia la disminución de los efectos del cambio climático es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Colombia se ha propuesto reducir las emisiones en un 51% en el 2030, respecto al escenario de referencia, con el fin de alcanzar el carbono neutral en su economía hacia mediados de siglo, a través de la Ley 1964 del 2019 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019). Para lograr dicho objetivo la descarbonización del sector transporte será fundamental. Actualmente existen 3 tecnologías probadas para lograr la descarbonización del sector transporte: (i) Vehículos eléctricos de batería (VEB), vehículos eléctricos de celda de combustible a base de hidrógeno (VECC) y vehículos con motor de combustión interna que funcionan con biocombustibles o combustibles sintéticos (VCIBC).

Los VEB son vehículos que funcionan con energía eléctrica proporcionada por una batería a bordo (batería de ion-litio) que alimenta un motor eléctrico. Debido a la alta eficiencia del motor eléctrico de hasta el 95% y la posibilidad de recuperar parcialmente la energía mecánica durante el frenado. Los VEB exhiben la eficiencia más alta de todas las tecnologías, considerada desde el almacenamiento de la energía en la batería hasta la tracción aplicada a la rueda por el motor eléctrico, alrededor del 70% (Hacker *et al.*, 2018; Wolfram & Lutsey, 2016). Un VECC produce a bordo la electricidad requerida por el motor eléctrico a partir de hidrógeno (o de un combustible hidrogenado) a través de una pila de combustible. En comparación con los VEB, el sistema contiene un paso adicional, ya que la electricidad se utiliza para producir primero un portador de energía (hidrógeno) mediante electrólisis, que luego permite la reconversión a bordo en electricidad. En consecuencia, la eficiencia general de esta tecnología es comparativamente baja (entre 25 y 30%) (Agora Verkehrswende, 2018; Wolfram & Lutsey, 2016).

La tercera tecnología ICEV es, en esencia, un motor térmico que genera energía mecánica a partir de la combustión de un combustible. Para fines de transición energética, este combustible puede ser combustible sintético o biocombustible, los cuales potencialmente permiten una operación neutra en carbono. Las principales fuentes para la producción de combustibles sintéticos son el hidrógeno y el dióxido de carbono. Debido a una multitud de pasos de conversión, la eficiencia del proceso desde la generación hasta la rueda es la más baja de todas las opciones (Agora Verkehrswende, 2018; Wolfram & Lutsey, 2016). Por otra parte, los biocombustibles que se producen a partir de materia orgánica, como cultivos o productos de desecho orgánicos, se han considerado teóricamente neutros en carbono, ya que localmente sólo emiten la cantidad de carbono que ha sido absorbido previamente por la planta, (sin tener en cuenta el aporte de energía necesario para el arado y los procesos de conversión (Wanitschke & Hoffmann, 2020). En este artículo se considerarán sólo las dos primeras opciones tecnológicas, puesto que son las que brindan actualmente mayor eficiencia en los procesos de transformación de la energía. Entre los diferentes componentes de un vehículo eléctrico (Figura 1), la batería es la que representa el mayor costo, haciendo que el mercado evolucione permanentemente, para reducir el costo de las materias primas y mejorar el desempeño en autonomía y velocidad de carga (Duffner *et al.*, 2020; Kocak *et al.*, 2021; Kotal *et al.*, 2022). Hoy en día la tecnología de las baterías ion-litio ha ganado gran relevancia en aplicaciones de movilidad eléctrica y almacenamiento estacionario, debido a su alta densidad energética, potencia y estabilidad (Eftekhari, 2019; Julien *et al.*, 2015). Una batería de un vehículo eléctrico está constituida por los módulos, carcazas, sistemas de refrigeración y por el sistema de control de la batería (BMS, por sus siglas en inglés) (Figura 1). El sistema de refrigeración se encarga de disipar el calor generado por la batería, el BMS controla la operación de la batería en cuanto a corriente, voltaje y temperatura, y los módulos están constituidos por arreglos de celdas ion-litio en su interior (Gandoman *et al.*, 2019; Thakur *et al.*, 2020).

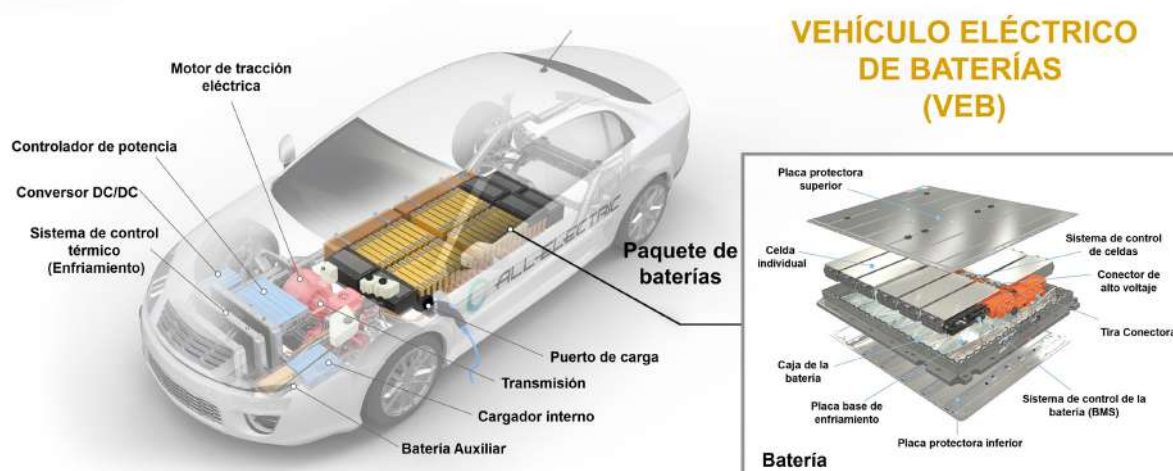


Figura 1. Descripción de los componentes principales de un vehículo eléctrico y de los componentes de una batería, adaptado de Alternative Fuel Data Center (US Department of Energy, 2023) y Skoda (Skoda, 2023).



Por otra parte, el hidrógeno ha entrado en el mercado energético como sustituto de los combustibles fósiles, los cuales proveen más del 65% de la energía consumida a nivel global. La sobrepoblación y los altos estándares de vida son las dos razones principales de la alta demanda energética (Veziroğlu & Şahin, 2008), lo que causa un rápido agotamiento de los recursos disponibles. Además, los productos de la combustión de combustibles fósiles están causando problemas globales, tales como el efecto invernadero, el agotamiento de la capa de ozono, la lluvia ácida y baja calidad del aire, efectos que amenazan la conservación del medio ambiente en límites adecuados para la vida en nuestro planeta (Abe *et al.*, 2019).

En el Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) de la Agencia Internacional de Energía, se establecieron una serie de objetivos para el año 2050 con el fin de lograr una transición energética sostenible y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se identificó la necesidad de desarrollar tecnologías de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno más eficientes y económicas, y de promover la colaboración internacional para acelerar la adopción del hidrógeno como una fuente de energía limpia y sostenible (Energy Agency, 2020). En el año 2030, la electricidad deberá proporcionar casi tres cuartas partes de la generación energética, y más de la mitad de los vehículos vendidos tendrán que ser eléctricos. Por lo tanto, el sector eléctrico por sí solo no tendrá la capacidad de llevar a cabo transiciones energéticas de gran alcance (Energy Agency, 2020).

El hidrógeno es un combustible eficiente y limpio, ya que su combustión no produce gases de efecto invernadero ni contaminación. Además, puede proporcionar tres veces más energía por unidad de masa que la gasolina (Nicoletti *et al.*, 2015), y puede ser producido a partir de diferentes fuentes renovables, entre estos, el agua, un compuesto abundante en nuestro planeta. El hidrógeno producido mediante electrolizadores puede ser utilizado en celdas de combustible para la producción de energía eléctrica, lo que da lugar a un sistema energético ideal (Yue *et al.*, 2021). En los vehículos eléctricos, la batería se carga directamente a través de electricidad. En los vehículos impulsados por celdas de combustible, el hidrógeno se almacena como combustible en un tanque, fluye hacia la celda electroquímica donde reacciona con el oxígeno del aire y genera electricidad que alimenta el motor eléctrico. En este artículo presentamos el análisis entre dos tecnologías que están en auge en el sector de movilidad eléctrica. Presentamos una breve descripción de los principios de operación de dichas tecnologías, las aplicaciones en movilidad y las perspectivas y desafíos que presentan para su implementación en el mercado colombiano.

## 2. BATERÍAS DE ION-LI PARA MOVILIDAD ELÉCTRICA

En la actualidad se producen baterías ion-Li base  $\text{LiFePO}_4$  (LFP), aprovechando la alta estabilidad y baja generación de calor, y con la capacidad de ser cargadas más del 80%, en menos de 10 minutos. Las baterías de química LFP y  $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$  (NMC) ofrecen 400 km de autonomía, en ambientes urbanos con pendientes menores al 5% para vehículos livianos. En camiones de carga liviana (2-4 Toneladas) se alcanzan autonomías de unos 220 km. En topografías con pendientes de 13-23% se puede reducir la autonomía del vehículo a la mitad o a una cuarta parte. Con lo cual, en ciudades de topografía altamente variables, lo recomendable es priorizar el uso de vehículos eléctricos en zonas con inclinaciones inferiores al 15%. Bajo estas condiciones, las estaciones de carga públicas y privadas son esenciales para la operación de los vehículos eléctricos. Para el 2023 Colombia cuenta con 191 estaciones de carga pública, siendo Bogotá y Medellín las ciudades con mayor número de estaciones de carga, con el 37% del total de estaciones disponibles (Figura 2) (Electromaps, 2023). Para recorridos entre ciudades, es necesario contar con al menos 2 puntos de estaciones de carga eléctrica intermedias, con plataformas que permitan programar el uso de estas.

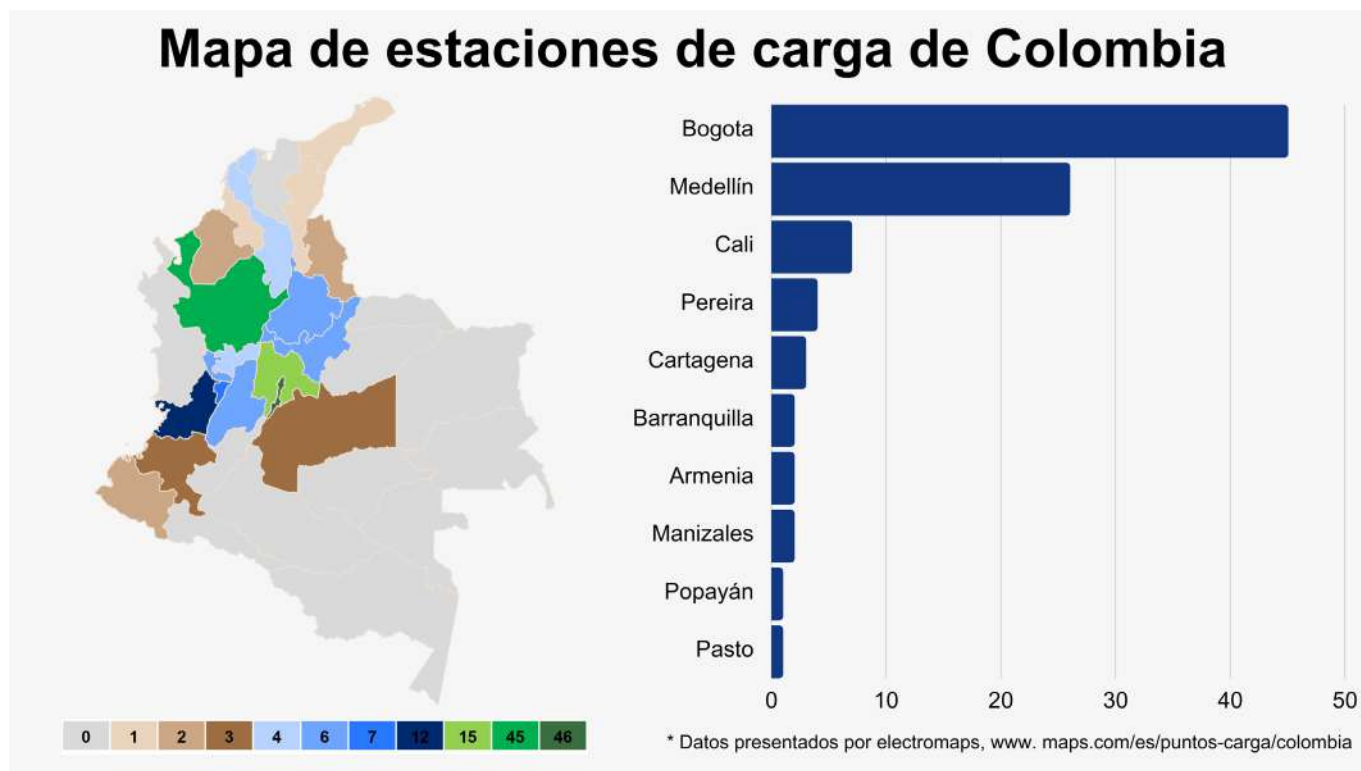


Figura 2. Distribución de estaciones de carga eléctrica en Colombia para el 2023, número de estaciones de carga en las principales ciudades datos presentados por electromaps.

## 2.1. Tipos de baterías actuales y futuras

Las primeras baterías de ion-litio para movilidad eléctrica, se fabricaron con óxido de cobalto (LCO). Sin embargo, debido al alto costo del cobalto, se ha sustituido parcialmente este elemento por otros de menor costo como níquel, manganeso y hierro, obteniendo electrodos positivos para las baterías a base de óxidos de níquel, manganeso, cobalto (NMC) y fosfatos de hierro  $\text{LiFePO}_4$  (LFP). Si comparamos estas dos últimas tecnologías, las baterías NMC pueden alcanzar densidades energéticas de 275 Wh/kg y las baterías LFP pueden alcanzar 160 Wh/kg. Sin embargo, las baterías NMC presentan menor estabilidad y seguridad debido al sobrecalentamiento de las celdas, haciendo que las baterías de química LFP se adapten mejor a la movilidad eléctrica. A futuro, se espera que las baterías en estado sólido puedan incrementar la vida útil a unos 30 años y las condiciones de seguridad mediante el uso de componentes no inflamables (Randau et al., 2020). Otra de las tecnologías que permitirá reducir el costo de vehículos eléctricos, son las baterías de ion-Na, las cuales reducen los costos en materia prima.

## 2.2. Retos para la masificación de VEB en Colombia

En Colombia el principal reto es el desarrollo de la infraestructura necesaria para la carga de los VEB tanto para el transporte particular como público. Para el caso de la carga particular la ley 1964 de 2019 en su artículo 10, establece que las unidades residenciales deben incluir acometidas hasta sitios cercanos a los parqueaderos, con capacidad para soportar la demanda eléctrica de los cargadores de vehículos. No obstante, esta normativa está apenas en implementación en unidades residenciales nuevas, no se tiene un plan de contingencia para las unidades residenciales ya construidas. En cuanto a las estaciones de carga públicas, la falta de acometidas de alta potencia en lugares intermedios entre los grandes centros urbanos se ha convertido en uno de los principales retos por resolver. De igual manera, es necesario trabajar en el desarrollo de infraestructura de diagnóstico de baterías de vehículos eléctricos, que permita evaluar el estado de salud de las baterías y su posible vida remanente. Estos procesos deben ir acompañados de procesos que aprovechen la vida remanente de las baterías retiradas de los vehículos eléctricos, y procesos de economía circular para recuperar el grafito, óxidos y fosfatos de metales de transición, litio y solventes orgánicos del electrolito, aluminio, cobre y componentes electrónicos, para su uso en la fabricación de nuevas baterías y como materia prima en otros tipos de industria (Tankou et al., 2023).



### 3. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DE CELDA DE COMBUSTIBLE A BASE DE HIDRÓGENO (VECC)

#### 3.1. Producción y abastecimiento de hidrógeno

La producción de hidrógeno se puede lograr de varias maneras, siendo la más común actualmente el reformado de gas natural. Sin embargo, dada la necesidad de utilizar energía limpia la opción a largo plazo es el uso del hidrógeno verde, el cual es producido mediante electrólisis del agua usando energía eléctrica generada a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como la energía solar, la eólica y la gasificación de biomasa. También se puede obtener como subproducto de algunos procesos industriales (Koumi Ngoh & Njomo, 2012).

La electrólisis de agua consiste en la separación del agua en sus constituyentes  $H_2$  y  $O_2$  al utilizar energía eléctrica. En este proceso los compartimientos para la producción de  $H_2$  y  $O_2$  se encuentran separados y se logra un hidrógeno de alta pureza que puede ser usado sin mayor acondicionamiento en una celda de combustible. Para que el hidrógeno producido por electrólisis se considere verde es necesario el uso de energía producto de FNCER. En la actualidad se tienen dos tecnologías maduras para llevar a cabo este proceso: la PEM (membrana de intercambio de protones por sus siglas en inglés) y alcalina (Shiva Kumar & Himabindu, 2019); sin embargo, hay muchas otras en desarrollo. En el caso de la gasificación de biomasa derivado de plantas, este es un proceso térmico que involucra el calentamiento, vapor y oxígeno para convertir la materia orgánica en hidrógeno y otros subproductos. Dado que las plantas absorben  $CO_2$  durante su crecimiento el proceso presenta bajas emisiones. El proceso se realiza a temperaturas mayores a  $700^\circ C$  con una cantidad controlada de oxígeno y vapor que convierten la biomasa en monóxido de carbono ( $CO$ ), hidrógeno ( $H_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y otras especies. Luego, dichos productos, reaccionan con vapor de agua generando más hidrógeno al convertir el  $CO$  en  $CO_2$ . Después de estos procesos los gases se separan y se purifican (Capurso *et al.*, 2022).

El abastecimiento de hidrógeno se da por estaciones de repostaje (Figura 3). El suministro de hidrógeno comprende varios pasos, a saber: producción, compresión, transporte y abastecimiento. El hidrógeno se puede producir en el sitio con tecnologías como electrolizadores, esto disminuye los costos de transporte, pero aumenta el precio del hidrógeno. También puede ser producido en un lugar central y después ser llevado a las estaciones de repostaje. Esto disminuye los costos de producción de hidrógeno, pero incrementa los costos de transporte (Genovese & Fragiaco, 2023). El transporte de este gas puede llevarse a cabo usando camiones a presiones altas y moderadas, a través de tuberías o en fase líquida. Actualmente la forma más viable es el transporte gaseoso presurizado (Genovese & Fragiaco, 2023).

#### 3.1. Producción y abastecimiento de hidrógeno

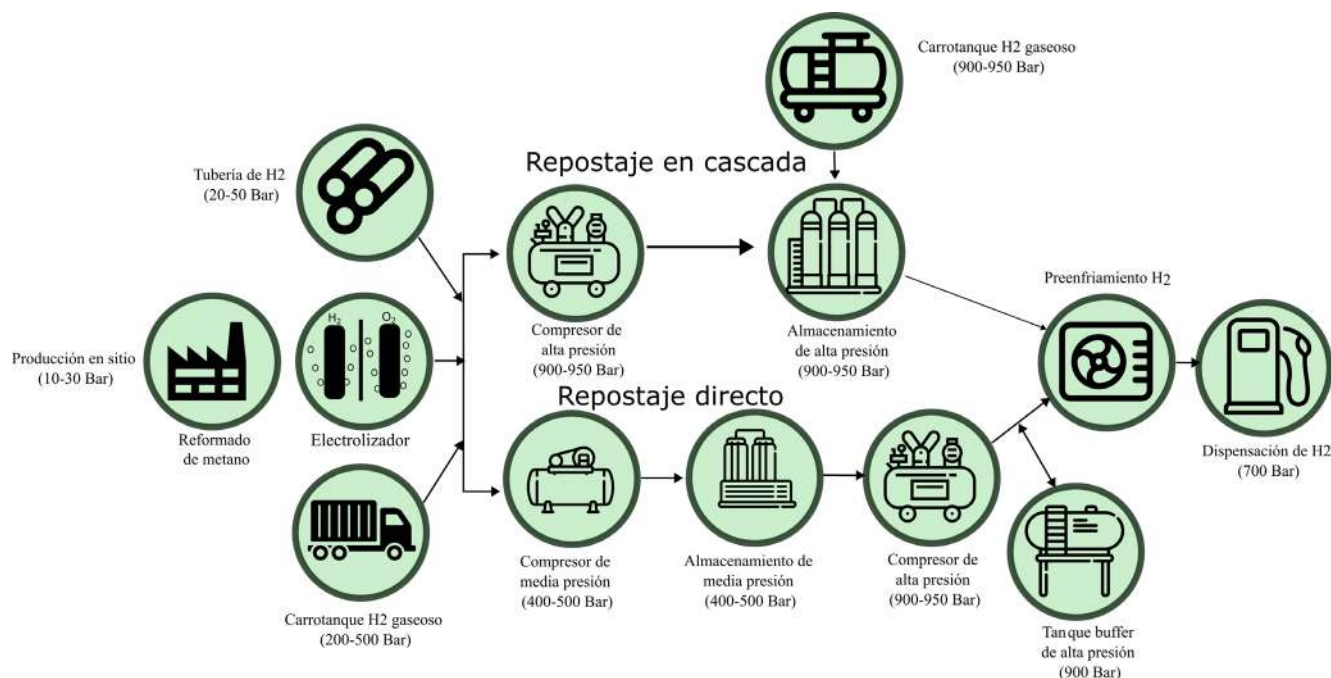


Figura 3. Formas del proceso de repostaje de hidrógeno, basado en (Genovese & Fragiaco, 2023).



Las estaciones para el suministro de hidrógeno pueden presentarse en dos configuraciones: cascada y de compresión directa. En el proceso en cascada el gas es almacenado a 900 bar para después ser suministrado a los vehículos. En el de compresión directa el hidrógeno es almacenado a 500 bar y solo cuando se debe llenar el vehículo se realiza la compresión. Para esto es importante tener un tanque regulador de presión que minimice las fluctuaciones durante el proceso de compresión. Actualmente el proceso en cascada presenta los mejores desempeños. El esquema del proceso de repostaje puede verse en la Figura 3. El sistema de repostaje consta de un compresor, tanques de almacenamiento y un pre-enfriador del hidrógeno generalmente a  $-40^{\circ}\text{C}$  dependiendo del tipo, siempre teniendo en cuenta que el hidrógeno no debe superar los  $85^{\circ}\text{C}$  (Genovese & Fragiacom, 2023).

### 3.2. Aprovechamiento de hidrógeno para movilidad eléctrica

Los vehículos eléctricos de celda de combustible (VECC) utilizan el hidrógeno alimentado en un dispositivo electroquímico, llamado celda de combustible, en el cual se combina con oxígeno para producir agua y electricidad. Este tipo de vehículos son más eficientes que los vehículos de combustión interna y las únicas emisiones producidas son vapor de agua y aire caliente. Este tipo de vehículos tienen baterías de respaldo para almacenar energía, convertidores para regular los voltajes suministrados al motor de tracción eléctrica, los tanques de almacenamiento de hidrógeno y el ensamble de celdas de combustible para la generación de electricidad a partir de hidrógeno y oxígeno (Figura 4).

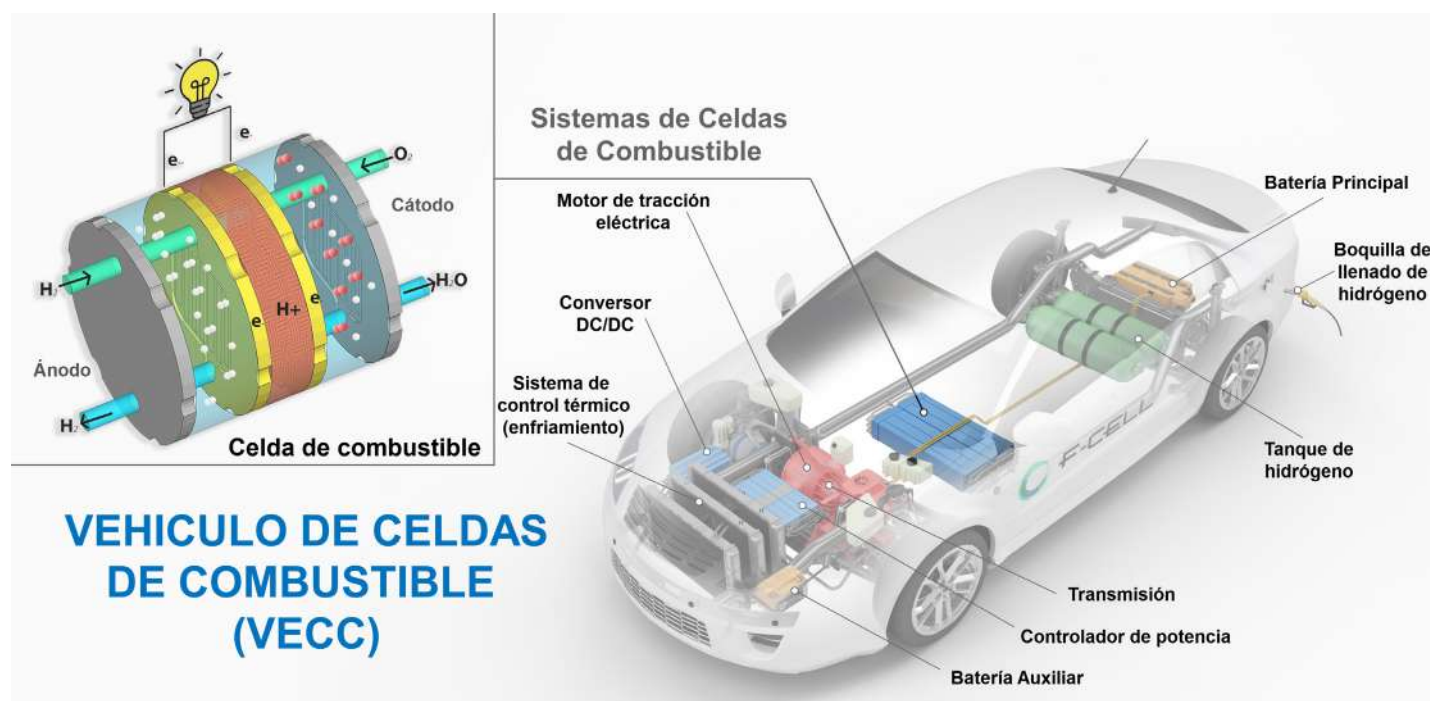


Figura 4. Descripción de los componentes principales de un vehículo a hidrógeno adaptado de Alternative Fuel Data Center, (US Department of Energy, 2023).



La parte central de este tipo de sistemas son las celdas de combustible PEM (membrana de intercambio de protones) que funcionan a temperaturas relativamente bajas (alrededor de 90 °C). La celda de combustible contiene dos compartimentos con catalizadores a base de platino para oxidar el hidrógeno (ánodo) y reducir el oxígeno (cátodo), generar electrones y agua. Los electrodos (ánodo y cátodo) se separan por una membrana polimérica a través de la cual los iones de hidrógeno pueden pasar. Los electrones viajan en forma de corriente eléctrica desde los electrodos, hacia los colectores de corriente y luego al motor eléctrico. Las celdas de combustible tipo PEM han recibido una atención considerable al ser la vía más directa para la sustitución de los motores de combustión interna (ICE) en aplicaciones de transporte, al ser más eficientes y reducir las emisiones de GEI. El hidrógeno, como vector energético, presenta tres veces más densidad energética (energía/masa) con respecto a los combustibles fósiles lo que genera mayor autonomía en este tipo de vehículos (Figura 5).

Los vehículos a hidrógeno medianos y de carga presentan mayor autonomía que sus contrapartes VEB. En vehículos tipo SUV y automóviles sedán la autonomía llega a los 600 km y los costos serían aproximadamente de \$1800 pesos por kilómetro recorrido. En el caso de buses, estos tienen una autonomía de 650 km y un costo por kilómetro de \$6900 pesos mientras que los buses eléctricos tienen una autonomía de 300 km con un costo de \$5700 pesos. Finalmente, los vehículos de carga pesada parecen ser los de mayor autonomía (más de 500 km) y los que presentan menores costos por kilómetro (\$340 pesos), según datos reportados por el Hydrogen Council en su reporte *Path to Hydrogen Competitiveness* (Hydrogen Council, 2020) (Figura 5).

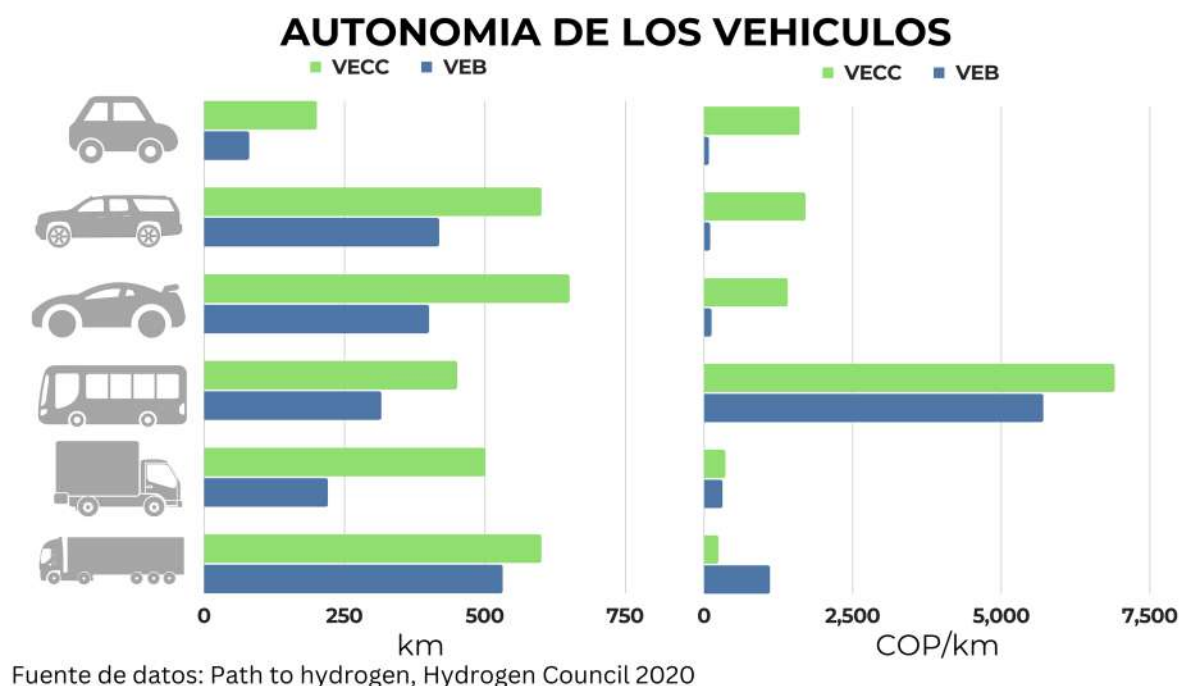


Figura 5. Autonomía de los vehículos VECC y VEB (Hydrogen Council, 2020).

Las principales barreras que obstaculizan la comercialización de automóviles impulsados por hidrógeno y celdas de combustible son los costos de estos dispositivos sumados a la precaria infraestructura para el suministro de hidrógeno. Con relación a las celdas de combustible PEM las limitaciones están representadas en los altos costos de los electrodos (~54%), ya que los catalizadores son a base de platino (Ed Eric Jaouen et al., n.d.; Zaman et al., 2021), el cual es un metal de alto costo, y en los costos de las placas bipolares (~26%) (Figura 6). Con relación al suministro de hidrógeno se tienen 3 grandes problemas. El primero son los altos costos del hidrógeno producido por electrólisis (hidrógeno verde), cuyo valor aún supera los costos de viabilidad para la movilidad comercial (3 \$USD/kg) y de viabilidad para la movilidad personal (2 \$USD /kg) (Hydrogen Council, 2023). El segundo problema es la precaria infraestructura y el alto costo de operación de las estaciones de repostaje de hidrógeno en donde la mayoría de los costos (~72%) se centran en la compresión del hidrógeno para ser suministrado a los vehículos. El tercer problema tiene que ver con el transporte y almacenamiento de hidrógeno, en donde los costos están asociados a la conversión de hidrógeno en otros materiales como hidruros o licuefacción para evitar fugas y facilitar su transporte (~60%).

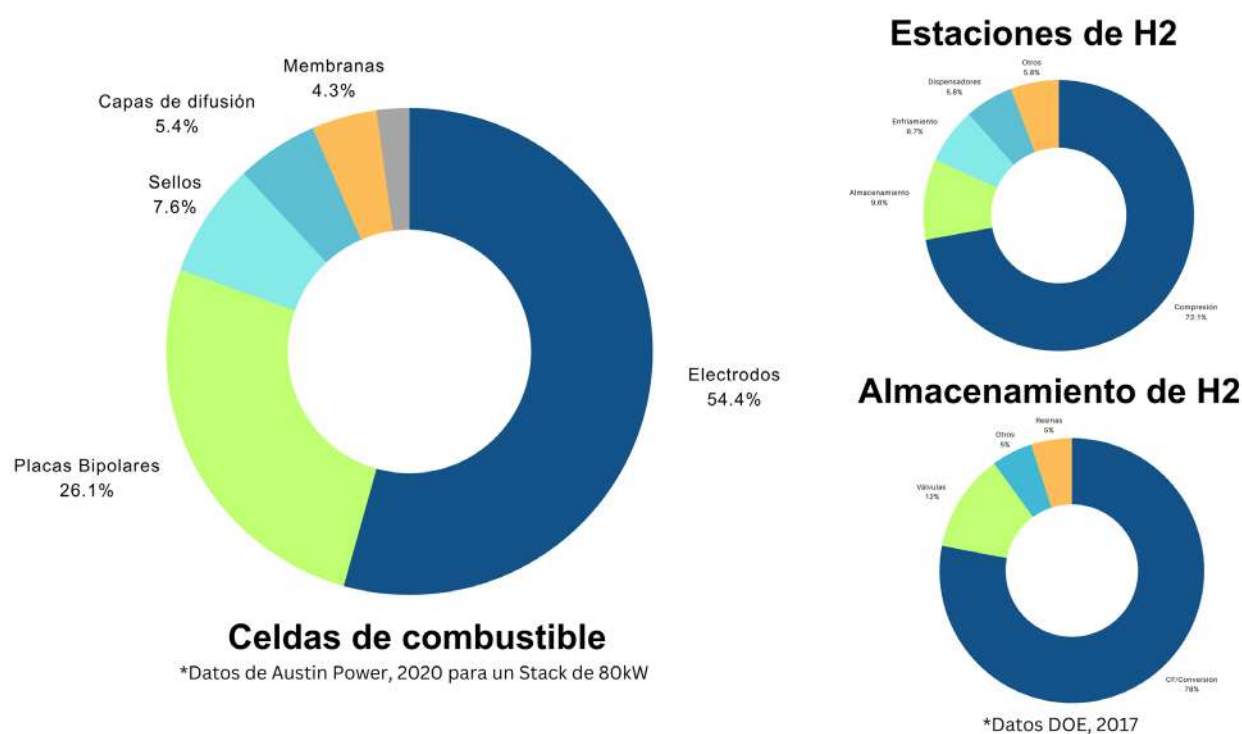





Figura 6. Costos asociados a las celdas de combustible de 80kW basado en los datos presentados por (Austin Power, 2019) y los datos de estaciones y almacenamiento de hidrógeno del Departamento de Energía, 2017(US Department of Energy, 2017).

## 4. RETOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MOVILIDAD CON VECC

En general, la tecnología VECC es emergente en el mundo y los desafíos de Colombia no están lejos de los que se presentan a nivel global. De manera general podemos resumir los hallazgos en la siguiente tabla:

Tabla 1. Desafío y perspectivas del hidrógeno en movilidad eléctrica.

DESAFIO	PERSPECTIVAS
 <p><b>Energéticos y de materiales</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar procesos de producción a partir de las energías renovables, lo que implica altos costos de inversión en parques solares y eólicos para suministrar la energía, de bajas o nulas emisiones, necesaria para generar hidrógeno verde o buscar otros tipos de hidrógeno con los recursos actuales.</li> <li>• Generar una producción local de electrolizadores a base de materiales más económicos diferentes del platino que puedan suplir la demanda de las estaciones de carga.</li> <li>• Diseñar materiales de bajo costo que permitan la adaptación de la infraestructura de gas actual para transportar y almacenar el hidrógeno.</li> </ul>
 <p><b>Transporte y transmisión</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colombia no tiene construida una infraestructura de transporte y distribución del hidrógeno. Se debe evaluar la posible ruta de transporte de dicho gas para utilizar la red actual.</li> <li>• En términos energéticos es necesario aumentar la capacidad de transmisión de los parques solares y eólicos actuales para poder generar el hidrógeno de manera local.</li> </ul>
 <p><b>Personal capacitado</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Técnicos/tecnólogos para ejecutar actividades de mantenimiento, no sólo de vehículos sino de la infraestructura de generación, transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno.</li> <li>• Profesionales que conozcan y sepan trabajar estas tecnologías y profesionales con posgrados que ayuden a resolver los retos que presenten las tecnologías y la adaptación de tecnologías foráneas.</li> </ul>

## 5. INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS VEB Y VECC

Se podría esperar un escenario donde ambas tecnologías coexistan debido a las diferentes ventajas que presenta cada una. Se espera que la movilidad eléctrica por baterías permita la descarbonización temprana de las vías (Sadik-Zada *et al.*, 2023). Esto debido a que la infraestructura de carga presenta una relativa rápida expansión en los centros urbanos y a la posibilidad de recargar los vehículos en tomas normales durante la noche o cuando se encuentren parqueados. Esto acompañado de los menores costos de los VEB actuales comparados con los de VECC (Kenny *et al.*, 2022). Los VEB son la opción más atractiva para la movilidad personal urbana y a pequeñas distancias (Dash *et al.*, 2022; Martin, 2016). Por su parte, los VECC presentan claras ventajas al poder recorrer mayores distancias con menores costos de combustible, llevar mayores cargas y tener menores tiempos de recargas (5 a 10 min). Esto hace a los VECC especialmente atractivos para el uso en camiones o vehículos que deban recorrer grandes distancias y en zonas alejadas (Brooker *et al.*, 2021; Kenny *et al.*, 2022; Sadik-Zada *et al.*, 2023), Además, estos vehículos grandes presentan un gran impacto durante la transición energética mayor incluso que los vehículos livianos (Jayakumar *et al.*, 2022) (Figura 7).

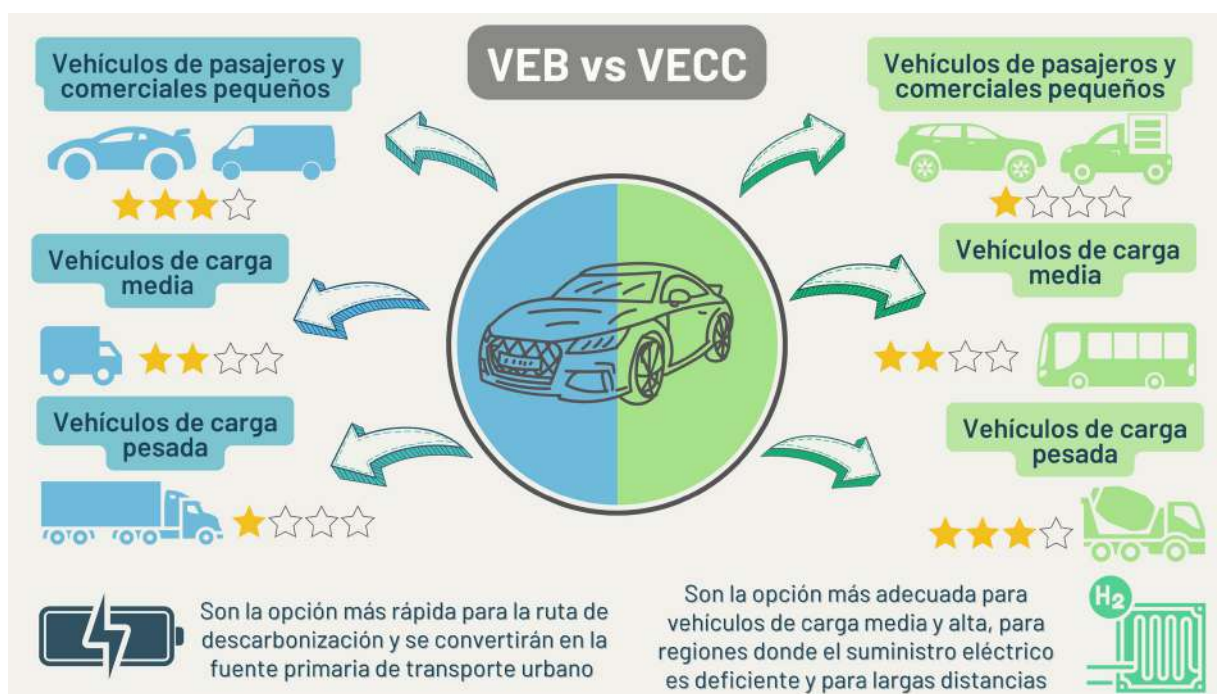


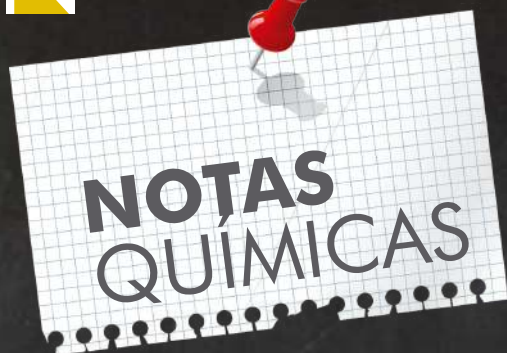
Figura 7. Usos de las tecnologías de baterías y celdas de combustible actualmente.

## 6. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

En este artículo se presentó una comparación de las tecnologías de vehículos eléctricos propulsados por baterías e hidrógeno. Si bien es cierto que ambas tecnologías de movilidad eléctrica son una alternativa real para la reducción de gases de efecto invernadero, ellas difieren en algunos aspectos técnicos y en disponibilidad. Su masificación para el transporte de carga y de pasajeros es aún limitada en el actual escenario colombiano. Los costos de los VEB están cada vez más cerca de los costos de los vehículos de combustión interna, por lo que las barreras para la utilización masiva de los VEB se relacionan más con las bajas autonomías por recarga, los altos tiempos de recarga, y la precaria infraestructura de recarga, tanto domiciliaria como pública. Por su parte, los VECC presentan ventajas frente a los VEB, como la mayor autonomía por recarga, relacionada con la mayor densidad energética del hidrógeno comprimido en comparación con las baterías, que los hacen más adecuados para el transporte de carga (camiones y tractocamiones). Sin embargo, los altos costos del hidrógeno comprimido, las menores eficiencias de conversión de energía química en mecánica, respecto a las baterías y la inexistente infraestructura para el transporte, almacenamiento y recarga del hidrógeno en los vehículos limitan la masificación de los VECC. Una vez que se aumente la eficiencia del proceso de fabricación y compresión de hidrógeno a pequeña escala, los VECC pueden convertirse en una opción económicamente viable. Los VEB son más adecuados para aplicaciones de servicio más liviano y recorridos más cortos debido a su alcance y capacidad de carga útil limitados. En un entorno favorable se espera que ambas tecnologías coexistan y sean una solución real para la descarbonización del sector transporte. ■

## 7. REFERENCIAS

- Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E., & Popoola, O. M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), 15072–15086. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>
- Agora Verkehrswende. (2018). Publication - Towards Decarbonising Transport | 2018 - <https://www.agora-verkehrswende.de/en/publications/towards-decarbonising-transport-2018/>
- Austin Power. (2019). Austin Power Engineering LLC. We provide the value added engineering service in sofc, pemfc, lithium ion battery, hydrogen storage, phev, hev, etc. <https://www.austinpowerseng.com/CaseStudies-PEM.php>
- Brooker, A., Birky, A., Reznicek, E., Gonder, J., Hunter, C., Lustbader, J., Zhang, C., Sittler, L., Yip, A., Yang, F., Lee, D., Brooker, A., Birky, A., Reznicek, E., Gonder, J., Hunter, C., Lustbader, J., Zhang, C., Sittler, L., ... Lee, D. (2021). Vehicle Technologies and Hydrogen and Fuel Cell Technologies Research and Development Programs Benefits Assessment Report for 2020 Vehicle Technologies and Hydrogen and Fuel Cell Technologies Research and Development Programs Benefits Assessment Report fo. August. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79617.pdf>
- Capurso, T., Stefanizzi, M., Torresi, M., & Camporeale, S. M. (2022). Perspective of the role of hydrogen in the 21st century energy transition. *Energy Conversion and Management*, 251, 114898. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114898>
- Dash, S. K., Chakraborty, S., Roccotelli, M., & Sahu, U. K. (2022). Hydrogen Fuel for Future Mobility: Challenges and Future Aspects. *Sustainability* 2022, Vol. 14, Page 8285, 14(14), 8285. <https://doi.org/10.3390/SU14148285>
- Duffner, F., Weniker, M., Greenwood, M., & Leker, J. (2020). Battery cost modeling: A review and directions for future research. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 127(May), 109872. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109872>
- Ed Eric Jaouen, F., Proietti, E., Lef, M., Egis Chenitz, R., Dodelet, J.-P., Wu, G., Chung, H. T., Johnston, C. M., & Zelenay, P. (n.d.). Recent advances in non-precious metal catalysis for oxygen-reduction reaction in polymer electrolyte fuel cells. <https://doi.org/10.1039/c0ee00011f>
- Eftekhari, A. (2019). Lithium Batteries for Electric Vehicles: From Economy to Research Strategy. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, 7(6), 5602–5613. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b01494>
- Electromaps. (2023). Listado de puntos de recarga para vehículos eléctricos en Colombia. Encuentra El Cargador Más Cercano Para Tu Coche Eléctrico En Colombia. <https://www.electromaps.com/es/puntos-carga/colombia>
- Energy Agency, I. (2020). World Energy Outlook 2020. [www.iea.org/weo](http://www.iea.org/weo)
- Gandoman, F. H., Jaguemont, J., Goutam, S., Gopalakrishnan, R., Firouz, Y., Kalogiannis, T., Omar, N., & Van Mierlo, J. (2019). Concept of reliability and safety assessment of lithium-ion batteries in electric vehicles: Basics, progress, and challenges. *Applied Energy*, 251, 113343. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113343>
- Genovese, M., & Fragiaco, P. (2023). Hydrogen refueling station: Overview of the technological status and research enhancement. *Journal of Energy Storage*, 61, 106758. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>
- Hacker F, Blanck R, Hülsman F, Kasten P, Loreck C, Ludig S, Moitschall M, & Zimmer W. (2018). Escenarios sobre la contribución del transporte eléctrico al cambio climático - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz.
- Hydrogen Council. (2020). Path to hydrogen competitiveness A cost perspective. [www.hydrogencouncil.com](http://www.hydrogencouncil.com).
- Hydrogen Council. (2023). Hydrogen Insights 2023 An update on the state of the global hydrogen economy, with a deep dive into North America. [www.hydrogen-council.com](http://www.hydrogen-council.com)
- Jayakumar, A., Madheswaran, D. K., Kannan, A. M., Sureshvaran, U., & Sathish, J. (2022). Can hydrogen be the sustainable fuel for mobility in India in the global context? *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(79), 33571–33596. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.272>
- Julien, C., Mauger, A., Vijh, A., & Zaghbi, K. (2015). Lithium Batteries: Science and Technology. *Lithium Batteries: Science and Technology*, 1–619. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-19108-9>
- Kenny, J. K., Braske, S., & Singstock, N. R. (2022). Hydrogen-powered vehicles for autonomous ride-hailing fleets. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(15), 9422–9427. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.017>
- Kocak, T., Wu, L., Wang, J., Savaci, U., Turan, S., & Zhang, X. (2021). The effect of vanadium doping on the cycling performance of LiNi<sub>0.5</sub>Mn<sub>1.5</sub>O<sub>4</sub> spinel cathode for high voltage lithium-ion batteries. *Journal of Electroanalytical Chemistry*, 881, 114926. <https://doi.org/10.1016/j.jelechem.2020.114926>
- Kotal, M., Jakhar, S., Roy, S., & Sharma, H. K. (2022). Cathode materials for rechargeable lithium batteries: Recent progress and future prospects. *Journal of Energy Storage*, 47, 103534. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103534>
- Koumi Ngoh, S., & Njomo, D. (2012). An overview of hydrogen gas production from solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6782–6792. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.07.027>
- Martin, J. (2016). Fueling a Clean Transportation Future Fueling a Clean Transportation Future. Union of Concerned Scientists, 34.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). Ley 1964 de 2019 - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.minambiente.gov.co/-documento-entidad/ley-1964-de-2019/>
- Nicoletti, G., Arcuri, N., Nicoletti, G., & Bruno, R. (2015). A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. *Energy Conversion and Management*, 89, 205–213. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.09.057>
- Randau, S., Weber, D. A., Kötz, O., Koerver, R., Braun, P., Weber, A., Ivers-Tiffée, E., Adermann, T., Kulisch, J., Zeier, W. G., Richter, F. H., & Janek, J. (2020). Benchmarking the performance of all-solid-state lithium batteries. *Nature Energy*, 5(3), 259–270. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0565-1>
- Sadik-Zada, E. R., Gatto, A., & Scharfenstein, M. (2023). Sustainable management of lithium and green hydrogen and long-run perspectives of electromobility. *Technological Forecasting and Social Change*, 186, 121992. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2022.121992>
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Škoda. (2023). Get to know the MEB platform, the base of the ŠKODA ENYAQ iV - Skoda Storyboard. <https://www.skoda-storyboard.com/en/models/enyaq/-get-to-know-the-meb-platform-the-base-of-the-skoda-enyaq-iv/>
- Tankou, A., Bieker, G., & Hall, D. (2023). Scaling Up Reuse and Recycling of Electric Vehicle Batteries: Assessing Challenges and Policy Approaches. *International Council on Clean Transportation*, February. [www.theicct.org/communications@theicct.org](http://www.theicct.org/communications@theicct.org)
- Thakur, A. K., Prabakaran, R., Elkadeem, M. R., Sharshir, S. W., Arica, M., Wang, C., Zhao, W., Hwang, J. Y., & Saidur, R. (2020). A state of art review and future viewpoint on advance cooling techniques for Lithium-ion battery system of electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, 32, 101771. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101771>
- UPME. (2021). Balance energético colombiano. <https://www1.upme.gov.co/Demand/Eficiencia/Paginas/BECO.aspx>
- US Department of Energy. (2017). Fuel Cells | Hydrogen Program. <https://www.hydrogen.energy.gov/program-areas/fuel-cells>
- US Department of Energy. (2023). Alternative Fuels Data Center: How Do Fuel Cell Electric Vehicles Work Using Hydrogen? <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work>
- Use of energy for transportation - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.). Retrieved May 8, 2023, from <https://www.eia.gov/energyexplained/use-of-energy/transportation.php>
- Veziroğlu, T. N., & Şahin, S. (2008). 21st Century's energy: Hydrogen energy system. *Energy Conversion and Management*, 49(7), 1820–1831. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.08.015>
- Wanitschke, A., & Hoffmann, S. (2020). Are battery electric vehicles the future? An uncertainty comparison with hydrogen and combustion engines. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 35, 509–523. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2019.03.003>
- Wolfram, P., & Lutsey, N. (2016). Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions.
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zaman, S., Huang, L., Douka, A. I., Yang, H., You, B., & Xia, B. Y. (2021). Oxygen Reduction Electrocatalysts toward Practical Fuel Cells: Progress and Perspectives. In *Angewandte Chemie - International Edition* (Vol. 60, Issue 33, pp. 17832–17852). John Wiley and Sons Inc. <https://doi.org/10.1002/anie.202016977>



## HIDRÓGENO VERDE EN COLOMBIA: UNA ALTERNATIVA ENERGÉTICA A PARTIR DEL AGUA DE MAR

Por: Ana Sofía Gómez Hernández – Vanessa Grisales Piedrahita

Estudiantes de pregrado en química en la Universidad de Antioquia. Auxiliares de investigación en el grupo CIDEMAT de la Universidad de Antioquia.

Alrededor del 81% de la energía consumida globalmente proviene de fuentes fósiles, mientras que solo el 19% restante es de fuentes renovables, principalmente biomasa e hidroenergía. En Colombia, la matriz energética presenta una distribución similar (UPME, 2015). De la energía total consumida, aproximadamente el 20% se destina a la producción de electricidad, de la cual un 70% se genera mediante centrales hidroeléctricas y el 30% restante proviene de plantas termoeléctricas (Patiño et al., 2023). Lo anterior evidencia que Colombia no cuenta con una matriz energética limpia, lo que indica la necesidad de su diversificación incorporando fuentes de energía renovable no convencionales (FNCER).



Figura 1. Representación del potencial de energía renovable en la Guajira y su aprovechamiento para producir hidrógeno verde. (Elaboración propia).

En este orden de ideas, la transición hacia energías renovables, como la eólica y solar, resulta atractiva para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y ampliar la variedad de fuentes de energía disponibles. Colombia cuenta con gran potencial aprovechable de FNCER particularmente en la Guajira, donde se destacan la energía solar y eólica (Figura 1). El país cuenta con un gran potencial aprovechable en energía solar y eólica de 8172 y 67.8 GW, respectivamente. Dada la intermitencia de estas fuentes de energía, se requiere almacenar parte de la energía producida, de modo que se garantice la continuidad del suministro de energía. Para ello se ha planteado como alternativa la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua empleando los excedentes de electricidad de las FNCER. (Patiño et al., 2023). Sin embargo, la producción de hidrógeno verde por esta vía requiere agua dulce, la cual es escasa en regiones como la guajira. La electrólisis con agua de mar se propone como solución, para no comprometer el suministro de agua dulce.

Uno de los principales desafíos para emplear agua de mar en la generación de hidrógeno por electrólisis es su alto contenido de minerales. Normalmente contiene cloro (55,1%), sodio (30,6%), sulfato (7,6%), magnesio (3,7%), calcio (1,2%) y potasio (1,1%). A causa de esto, durante la electrólisis, pueden ocurrir reacciones indeseadas como aquellas entre el oxígeno y productos de oxidación del cloro en el ánodo que generan  $\text{Cl}_2$  gaseoso y otros compuestos clorados como el  $\text{OCl}^-$ . Estas reacciones conducen a la corrosión y degradación en ambos electrodos producida por las especies  $\text{OCl}^-$  y  $\text{Cl}^-$  precipitados de las sales, que generan incrustaciones en los electrodos disminuyendo la eficiencia de la reacción (Frisch et al., 2023).



No olvides ingresar a nuestro sitio web  
[www.secq.com.co](http://www.secq.com.co) o llámanos al +57 320 4721808

Para abordar estos inconvenientes han surgido diferentes alternativas, una de las cuales es procesar (desalinizar) el agua de mar con el fin de hacerla apta para su uso, y luego utilizarla mediante electrolizadores comerciales estándar como los de Membrana de Intercambio Protónico o los alcalinos. Esta alternativa no es económicamente viable, puesto que implica la construcción de una infraestructura para tratar el agua, generando mayores costos de instalación y mayor gasto energético.

Otra alternativa es el uso de calcogenuros metálicos, como los sulfuros o seleniuros de níquel, en los electrodos del electrolizador (Figura 2). Estos son candidatos prometedores para la división electrolítica directa de agua salina gracias a su alta resistencia a la corrosión y la oxidación. Un caso notable es el catalizador de fósforo de cobalto soportado en carbono (CoP/C), que constituye una alternativa al tradicional electrodo de platino. Con un diseño adecuado del sistema se ha demostrado la electrólisis alcalina de agua de mar a densidades de corriente industrialmente relevantes, con un potencial de celda por debajo de 2.0 V (Frisch et al., 2023). Estas características indican que estos sistemas tienen potencial para ser escalados en la producción de hidrógeno verde a partir de agua de mar.

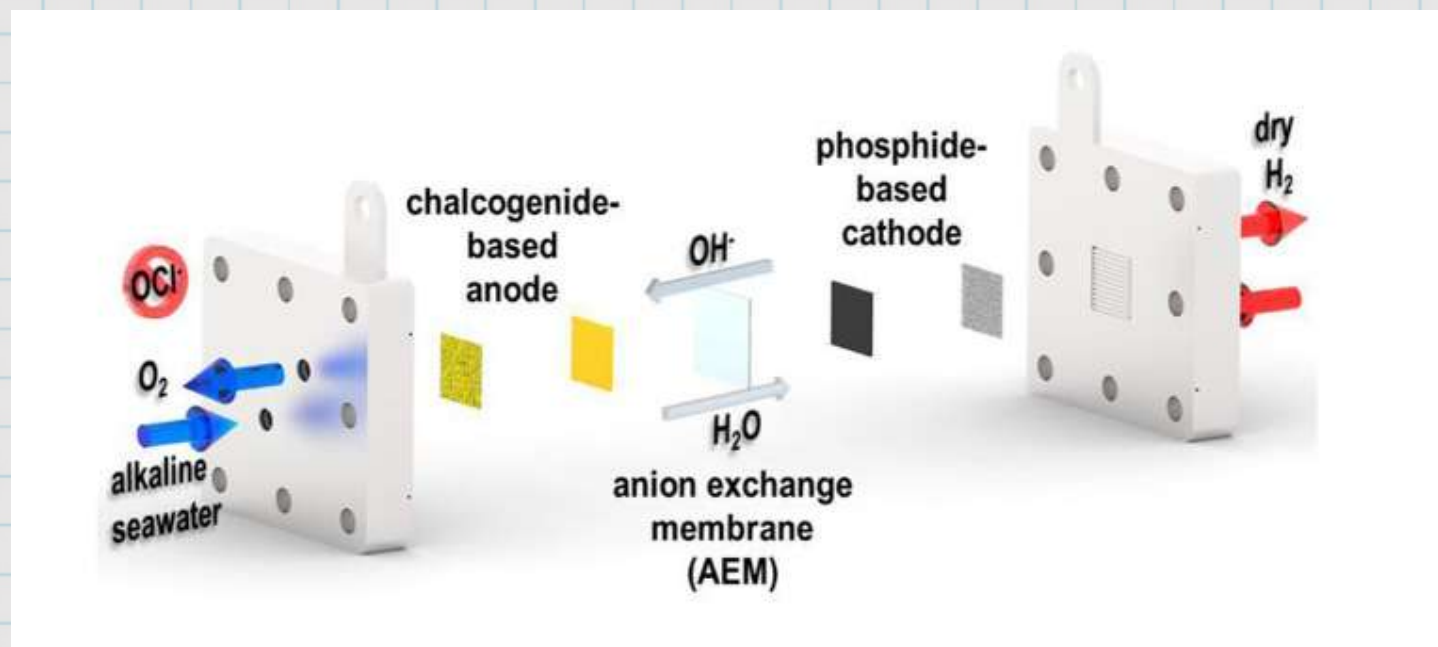


Figura 2. Representación de un electrolizador para producir hidrógeno a partir de agua de mar. Figura reproducida a partir de la referencia (Frisch et al., 2023)

## REFERENCIAS

- Frisch, M. L., Thanh, T. N., Arinchtein, A., Hager, L., Schmidt, J., Brückner, S., ... & Strasser, P. (2023). Seawater electrolysis using all-PGM-free catalysts and cell components in an asymmetric feed. *ACS Energy Letters*, 8(5), 2387-2394.
- Patiño, J. J., Velásquez, C., Ramirez, E., Betancur, R., Montoya, J. F., Chica, E., ... Jaramillo, F. (2023). Renewable Energy Sources for Green Hydrogen Generation in Colombia and Applicable Case of Studies. *Energies*, 16(23), 7809

UPME. (s.f.). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)



# HIDROGE...NOTAS

Mario A. Urdaneta R.  
Químico-Magister en Ingeniería Ambiental  
mario.urdaneta@gmail.com

## *“El próximo problema global será la falta de electricidad”*

Juan Carlos Bolcich es un físico argentino que se especializa en la aplicación de hidrógeno para la propulsión de vehículos. En 2023 dijo que el mundo colapsaría ante la demanda de energía y los autos eléctricos no podrán superar el 50% del total. Ahora, el magnate Elon Musk, dueño de Tesla dice que se está aproximando una crisis global.

Mientras países como Noruega han alcanzado una tasa del 82% de ventas de autos eléctricos nuevos sobre el total del mercado, otros como Países Bajos empiezan a sufrir el colapso de sus redes eléctricas por la alta demanda de energía de su parque automotor enchufable. No se trata de cantidad de cargadores, sino de capacidad eléctrica de las ciudades, y ni siquiera se reduce a los autos eléctricos, sino a la capacidad de las ciudades en general. Pero el problema no es exclusivamente europeo. Elon Musk dijo recientemente en su intervención en la conferencia del Bosch Connected World (2024), que “primero hubo escasez de chips de red neuronal, después, el problema de la disponibilidad estuvo en los transformadores reductores de voltaje. Esta sucesión de acontecimientos llevan a pensar que el próximo problema será la falta de electricidad”.

Apoyando las declaraciones de Musk, un reciente informe del New York Times señala que la enorme demanda de energía eléctrica actual no solo está poniendo al límite las redes eléctricas, sino que está poniendo en peligro, como consecuencia, los objetivos climáticos que se han planteado en los países más desarrollados, tanto por separado como en bloque en el caso de la Unión Europea. Este documento dice que únicamente en Estados Unidos, los centros de datos, criptominería y la expansión de la Inteligencia Artificial (IA) de la mano de gigantes como Amazon, Apple, Google o Microsoft están llevando al límite la débil red eléctrica. En algunos Estados como Georgia, la demanda es ahora 17 veces mayor que hace una década.

En los autos eléctricos, conectados e inteligentes, cada vez es mayor la cantidad de tecnología basada en IA, lo que incrementará el consumo y por lo tanto demandará más energía de las redes eléctricas, que deberán responder con mayor capacidad y velocidad. Pero a la vez, las fábricas de microchips y baterías también consumen mucha más energía por el aumento de la producción global, y todos, indefectiblemente, terminan recurriendo a las centrales de generación de electricidad que empiezan a colapsar.

“Los autos eléctricos no reemplazarán completamente a los autos a combustión, porque las autopistas por las que viaja la electricidad no darán suficiente respuesta. Esos motores podrán ser eléctricos a través de pila de combustible de hidrógeno, pero ahí habrá un desecho que es la batería. En cambio, el hidrógeno a inyección directa, permitirá mantener los motores a explosión, solo que el gas que combustione será hidrógeno y lo que saldrá por el caño de escape, será vapor de agua y no gases de efecto invernadero”, señaló Bolcich.

La industria automotriz mundial está en continua evolución con importantes rediseños de sus estrategias de electrificación. Tanto en Europa como en Estados Unidos, se han vuelto a considerar los autos híbridos como una opción razonable para mitigar las emisiones contaminantes a un precio accesible para los consumidores y sin colapsar las redes eléctricas que todavía son algo escasas.

Esta situación ha dado origen a la búsqueda de soluciones alternativas ingeniosas, como la del Ingeniero Colombiano Wilson Osorio, quien elaboró un sistema para producir hidrógeno directamente en los vehículos a partir de agua, manifestando que proporciona 30% de economía del combustible, genera mayor potencia, y menor contaminación de gases. Manifiesta Osorio que en la ciudad de Bogotá actualmente, circulan más de 500 vehículos con este sistema.

## REFERENCIAS

Bosch Connected World. Berlin, Germany, February 29, 2024 (<https://www.boschmanufacturingolutions.com>)  
Youtube. Wilson hidrógeno. 2023. @wilsonhidrogeno3497 (<https://www.youtube.com/@wilsonhidrogeno3497>)



No olvides ingresar a nuestro sitio web  
[www.secq.com.co](http://www.secq.com.co) o llámanos al +57 320 4721808

# PETRÓLEO PARA RATO

Mario A. Urdaneta R.  
Químico-Magister en Ingeniería Ambiental  
[mario.urdaneta@gmail.com](mailto:mario.urdaneta@gmail.com)



Foto: <https://corporate.exxonmobil.com/news/corporate-news/exxonmobil-at-ceraweek>

El CERAWEEK que se celebró en Houston del 18 al 22 de marzo de 2024, podría decirse que es el evento anual más importante del calendario de la industria energética. Para comenzar, el foro sirvió para tomarle el pulso al proceso de transición energética que plantea el abandono gradual de los combustibles fósiles, y lo que allí se discutió es que la demanda de energía en el mundo seguirá subiendo de manera acelerada, por lo cual acabará siendo atendida tanto por las fuentes renovables como por las tradicionales. Pensar que las tecnologías limpias reemplazarán totalmente y de la noche a la mañana a las que liberan dióxido de carbono, puede ser un sueño para muchos, pero no sucederá pronto.

Basta con mirar las estadísticas para concluir que es así. Según la Agencia Internacional de Energía, el consumo de petróleo en 2023 llegó a un nuevo máximo histórico al superar los 102 millones de barriles diarios. Debido a ello, hay cada vez más voces que ponen en duda el cálculo que hace la entidad, en el sentido de que en el 2030 se alcanzará el pico más alto y a partir de allí el apetito de hidrocarburos empezará a caer en forma irreversible. En contraste, la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), sostiene que solo hasta 2045, e incluso más tarde, se llegaría al punto más elevado.

Al respecto, Amin Nasser, presidente de Saudi Aramco, empresa de Arabia Saudita, sostiene que el uso de combustibles fósiles en los países emergentes tiende a subir; más allá de que en el hemisferio norte haya grandes inversiones en fuentes alternativas, las válvulas seguirán abiertas. La conclusión es que no se trata de reemplazar una fuente por otra, sino de contar con tantas "cartas" como sea posible.

¿Quiere decir lo anterior que la lucha contra el cambio climático está perdida? No necesariamente; hay opciones económicamente viables para descontaminar la atmósfera, como puede ser la captura de carbono. Otra, mucho más asequible es combatir las fugas de metano, que es responsable de una tercera parte de los gases emitidos hasta ahora.

## REFERENCIAS

Ávila, Ricardo. Petróleo para rato. Analista Senior. Especial para EL TIEMPO. 24 de marzo de 2024.  
CERAWEEK by S&P Global | The World's Premier Energy Conference. Houston, March 18-22. 2024.



# PRINCIPALES TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE ELECTRÓLISIS DEL AGUA

---

**Carlos Andrés Alvis Camelo**

Ing. Petróleos, Grupo de Investigación e Innovación de Recursos Naturales, Centro de Recursos Renovables “La Salada” SENA, Regional Antioquia.

\*Correo de correspondencia: [calvis@sena.edu.co](mailto:calvis@sena.edu.co)

## 1. INTRODUCCIÓN

Los cambios medioambientales, empujan cada vez a tomar decisiones de gobierno al uso de nuevas alternativas energéticas, que disminuyan los gases efecto invernadero. Para el año 2021, la Unión Europea (EU) produjo 3.600 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq (Parlamento Europeo, 2023) además, Colombia tiene un huella de carbono para el 2023 de 214.315 Gg de CO<sub>2</sub>eq (Minambiente Colombia, 2023), en tal sentido, es necesario que se impulse la denominada descarbonización de los procesos industriales de las naciones, con miras a mitigar los fuertes efectos de la contaminación y afectación de los ecosistemas de la sociedad actual. Una fuerte tendencia hacia dicho cambio, es el uso del hidrógeno como vector energético, a partir de su producción con energías renovables, como la hídrica, eólica y solar (hidrógeno denominado: hidrógeno verde). La producción de este elemento es una de las tendencias más preponderantes para viabilizar las energías renovables actuales, usando las diversas tecnologías de obtención por medio de la electrólisis, según datos de IRENA la demanda del gas de esta naturaleza ha crecido un 50% en los últimos 20 años, con 120 Mt producidas al 2020, la demanda, las rutas económicas y las nuevas tendencias tecnológicas, son factores que determinarán a futuro los aspectos de producción, costos, y eficiencia en la obtención de hidrógeno verde (PNUD, 2022).

## 2. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS PARA ELECTRÓLISIS DEL AGUA

El proceso de electrólisis puede emplear cuatro tipos principales de sistemas distintivos con relación a algunos parámetros como lo son: el electrólito usado, condiciones de operación y el agente iónico presente ( $\text{OH}^-$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{O}_2^-$ ). Así, tenemos “Electrólisis alcalina” (AEC Alkaline Electrolysis Cell), “Electrólisis de membrana de intercambio aniónico”, (AEM Anion Exchange Membrane Electrolyzer) “Electrólisis de membrana de intercambio de protones” (PEM Proton Exchange Membrane) y la “Electrólisis de óxido sólido” (SOEC Solid Oxide Electrolysis Cell). (Shiva & Hankwon, 2022).

Tabla 1. Comparación de principales tecnologías para electrolisis del agua. Adaptada (Shiva & Hankwon, 2022).

Variables	Alcalina	AEM	PEM	Oxido Sólido
Reacción Ánodo	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Reacción Cátodo	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	
Reacción en la celda	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$
Electrolito	KOH/NaOH (5M)	Soporte de Polímero DVB* con 1M KOH/NaOH	Electrolito de polímero sólido (PFSA**)	Zirconio estabilizada con Itria (YSZ***)
Separador	Amianto/Zirfon/Ni	Fumatech	Nafion	Electrólito Sólido (YSZ)
Electrodo/Catalizador (Lado del hidrógeno)	Perforado revestimiento de níquel y acero inoxidable	Níquel	Óxido de Iridio	Ni/YSZ
Electrodo/Catalizador (Lado del oxígeno)	Perforado revestimiento de níquel y acero inoxidable	Aleaciones de níquel o NiFeCo	Carbono Platino	Perovskitas**** (LSCF, LCM) (La, Sr, Co, Fe) (La, Sr, Mn)
Capa de difusión de gas	Malla de níquel	Espuma de níquel/tela de carbono	Malla de titanio/tela de carbono	Malla de níquel/espuma
Placas bipolares	Acero Inoxidable/recubrimiento de níquel acero inoxidable	Acero Inoxidable/recubrimiento de níquel acero inoxidable	Platino/recubierto de oro-titanio	Acero inoxidable recubierto de cobalto
Densidad de corriente nominal	0,2-0,8 A/cm <sup>2</sup>	0,2-2,0 A/cm <sup>2</sup>	1,0-2,0 A/cm <sup>2</sup>	0,3-1,0 A/cm <sup>2</sup>
Rango de voltaje (límites)	1,4-3 V	1,4-2,0 V	1,4-2,5 V	1,0-1,5 V
Temperatura de operación	70-90 °C	40-60 °C	50-80 °C	700-850 °C
Presión de trabajo en celda	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
Pureza del H <sub>2</sub>	99,5-99,9998%	99,9-99,9999%	99,9-99,9999%	99,9%
Eficiencia del proceso	50-78%	57-59%	50-83%	89% (laboratorio)
Estado de desarrollo de la tecnología Área de electrodos	Madura	I+D	Comercialización	I+D
Costo de capital mínimo 1 MW	USD 270/kW	Desconocido	USD 400/kW	>USD 2000/kW

divinilbenceno (DVB)\* ácido perfluorosulfónico\*\* Ytria Stabilized Zirconio\*\*\* Perovskita es un mineral del grupo IV según la clasificación de Strunz; es un trióxido de titanio y de calcio.



Tabla 2. Ventajas y desventajas de las tecnologías de electrólisis del agua. Adaptada (Shiva & Hankwon, 2022).

Tecnología de electrólisis	Ventajas	Desventajas
<b>Electrólisis alcalina (AEC)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tecnología bien establecida.</li><li>• Comercializada para aplicaciones industriales.</li><li>• Electrolizadores libres de metales nobles.</li><li>• Costo relativamente bajo.</li><li>• Estabilidad a largo plazo.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Densidades de corriente limitadas.</li><li>• Cruce de gases.</li><li>• Líquido de alta concentración de electrolito (KOH 5M).</li></ul>
<b>Electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Electrolizadores libres de metales nobles</li><li>• Líquido de baja concentración de electrolito (KOH 1M).</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Estabilidad limitada.</li><li>• En desarrollo.</li></ul>
<b>Electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tecnología comercializada.</li><li>• Opera a densidades de corriente más altas.</li><li>• Alta pureza de los gases.</li><li>• Diseño del sistema compacto.</li><li>• Respuesta rápida.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Altos costos en los componentes de la celda.</li><li>• Electrolizadores de metales nobles.</li><li>• Electrolito ácido.</li></ul>
<b>Electrólisis de óxido sólido (SOEC)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Alta temperatura de trabajo.</li><li>• Alta eficiencia.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Estabilidad limitada.</li><li>• En desarrollo.</li></ul>

### 3. ELECTRÓLISIS ALCALINA (AEC)

Se considera como la tecnología electrolítica más empleada en el ámbito mundial con alcances comerciales, con sistemas que van desde 1,8 hasta 5.300 kW. La electrólisis alcalina consiste en dos electrodos (ánodo y cátodo) sumergidos en una solución básica con el objetivo de aumentar la conductividad iónica en el sistema. Se utiliza una solución de hidróxido de potasio (KOH) al 20 - 40% en peso. Con el fin de evitar la mezcla de los gases ( $O_2$  y  $H_2$ ) producidos en el sistema, los electrodos se encuentran separados por un diafragma de material politetrafluoroetileno (PTFE) y sus derivados (Figura 1), que a su vez es permeable a los iones hidróxido y las moléculas de agua (Gerloff, 2021).

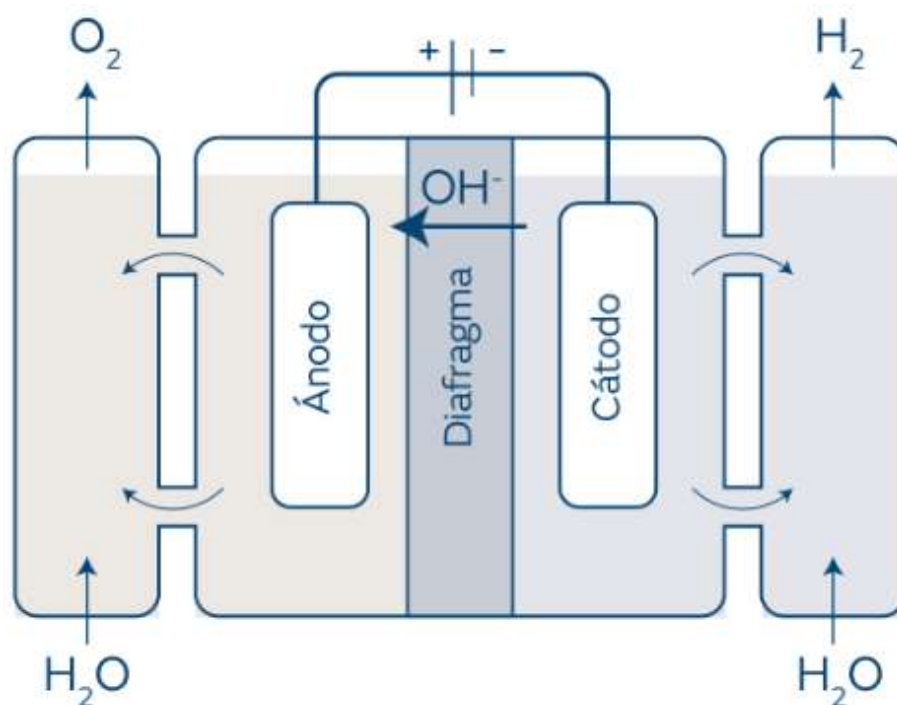


Figura 1. Representación esquemática de la electrólisis alcalina (AEC) (Morante & Andreu, 2020).

Los electrolizadores AEC funcionan mediante la introducción de una corriente eléctrica continua a través de las celdas, generando la descomposición del agua a través de dos semi-reacciones red-ox producidas en los electrodos, produciendo hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. A diferencia de los electrolizadores de baja temperatura, los electrolizadores AEC funcionan a temperaturas entre 200 y 300 °C, lo que les confiere una serie de ventajas como una mayor eficiencia y durabilidad de los materiales utilizados. Los electrolizadores AEC se utilizan en aplicaciones industriales para la producción de hidrógeno a gran escala, y hasta el momento son los más empleados para almacenar energía renovable en forma de hidrógeno verde. (Shiva Kumar & Lim, 2022)

#### 4. ELECTRÓLISIS ALCALINA (AEC)

En la década de los 60's, General Electric desarrolló un electrolizador de agua empleando un electrolito de polímero sólido, en lugar de los electrolitos líquidos, comúnmente utilizados en los electrolizadores alcalinos o AEC. En este caso, se tiene una membrana que permite el flujo de protones (PEM), es un concepto en el que el electrolito es reemplazado por una membrana de poliestireno sulfonado sólido. Las membranas son mecánicamente fuertes, tienen una alta conductividad al H<sup>+</sup>, y pueden trabajar en condiciones de altas presiones facilitando una menor mezcla de los gases producidos, incluso con un espesor de aproximadamente 20-300 μm. (Martínez, 2020)

Por otro lado, también existen membranas de Nafion, que están constituidas por un polímero de ácido perfluorosulfónico, comúnmente empleado en electrolizadores PEM, tienen una alta estabilidad química, térmica y excelente conductividad en protones. Una de las características del ácido sulfónico es la atracción por el agua, por lo que cuanto más hidratado esté la membrana, mayor es su conductividad (Nafion Corporation, 2020)

La electrólisis de membrana de intercambio de protones (Figura 2), en general, tiene mayores beneficios, en relación con la tecnología AEC, como: El material de la membrana mantiene un mayor grado de pureza durante la operación, que facilita el proceso de producción (sostiene una adecuada transferencia de protones y una baja permeabilidad al H<sub>2</sub>), puede operar en condiciones de altas densidades de corriente (alrededor de 0,6-2,0 mA/cm<sup>2</sup>) y tiene la posibilidad de integrar el electrolizador a la celda de combustible. A pesar de sus ventajas frente a la tecnología AEC, un pequeño número de compañías funcionan con electrolizadores PEM, la primera razón, es su mayor costo, el cual está asociado a una alta inversión en materiales (como platino, iridio o rutenio para los electrodos). La segunda razón es su vida útil (entre 10 – 20 años), que es menor, si se compara con la tecnología AEC (entre 20- 30 años) (Téllez & Solorza, 2021).

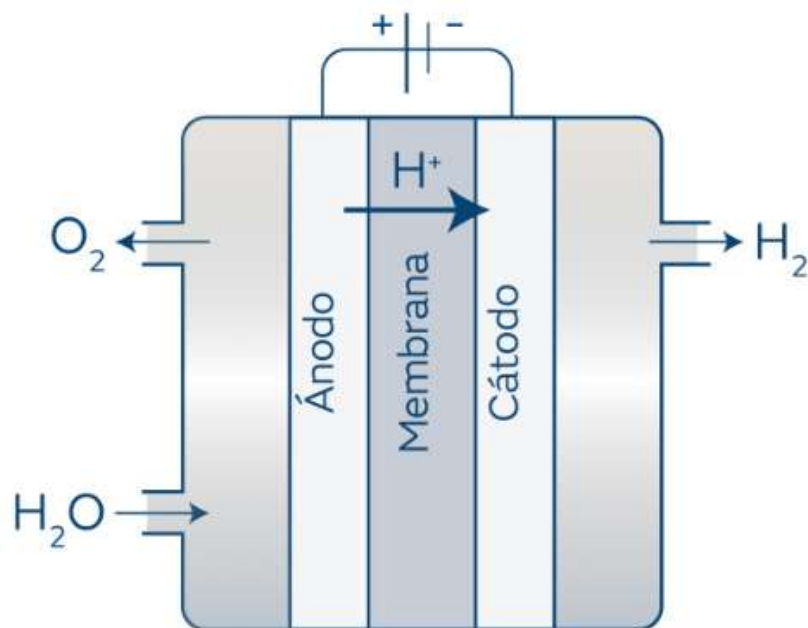


Figura 2. Representación esquemática de la electrólisis PEM. (Morante & Andreu, 2020).

## 5. ELECTRÓLISIS DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)

La electrólisis alcalina, basada en membranas de intercambio aniónico (AEM), es una tecnología relativamente nueva que combina las ventajas de la electrólisis alcalina convencional y la electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM). La estructura de la celda es similar a la de PEM (Figura 2), con la diferencia de que utiliza una membrana para transportar iones  $\text{OH}^-$  en lugar de un diafragma o electrolito líquido (Figura 3) (Naiying Du, 2022).

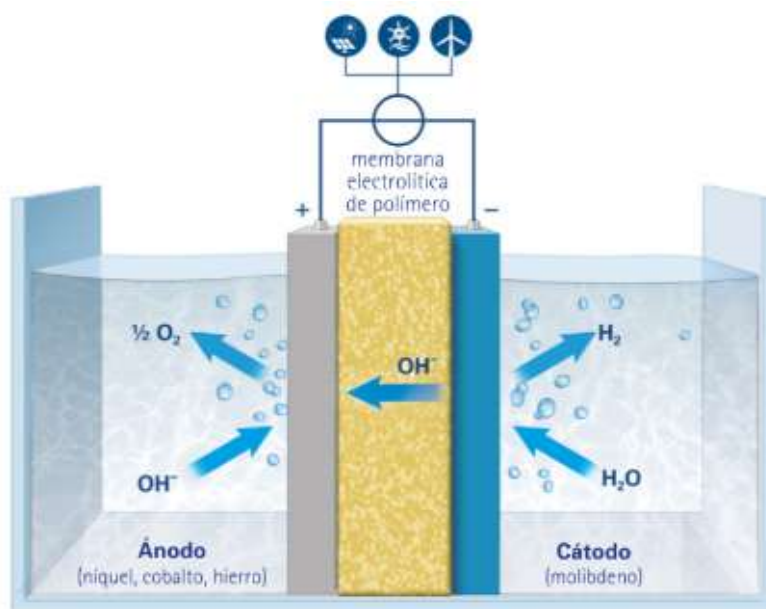


Figura 3. Esquema de la tecnología (AEM), membrana de intercambio aniónico (Messer, 2023).



El principal beneficio de la tecnología AEM es que permite el uso de catalizadores de metales no nobles y componentes sin titanio, lo que la hace más económica que la PEM. Sin embargo, su principal desventaja es la baja durabilidad de la membrana, lo que disminuye la vida útil del electrolizador, además, su eficiencia (59%) sigue sin ser la esperada debido a la baja conductividad (Tellez & Solorza, 2021).

El proceso electrolítico en la tecnología AEM se constata en la Figura 3; consta de una membrana de intercambio aniónico en el centro de la celda que se encarga de transportar los iones  $\text{OH}^-$  del cátodo al ánodo. Las capas catalíticas se encuentran junto a la membrana y están formadas por catalizadores que están aglutinados mediante un ionómero. A continuación, se encuentran las capas de difusión de gas (GDL, Gas Diffusion Layer) que actúan como soporte de la capa catalítica y transportan los iones entre los catalizadores y las placas bipolares que se encuentran en último lugar. Las capas catalíticas pueden depositarse directamente en la membrana o en las GDL, dependiendo del método utilizado (Naiying Du, 2022).

## 6. ELECTRÓLISIS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)

Esta tecnología se caracteriza por sus condiciones de operación, dado que trabaja a altas temperaturas, alrededor de 700–1000 °C, lo que le da al sistema una alta eficiencia en la difusión de los iones. En este caso, se utiliza un electrolito de óxido no metálico poroso, que tiene el propósito de permitir el paso de iones de hidrógeno desde el ánodo al cátodo. A pesar de su alta eficiencia, este electrolizador tiene un alto costo asociado a los electrolitos, que deben ser resistentes a altas temperaturas (como el zirconio estabilizado con Itrio “YSZ”, industrialmente llamado Circona aleada con Itria u óxido de Itrio  $\text{Y}_2\text{O}_3$ ) (Figura 4) (Wolf & Winterhalder, 2023).

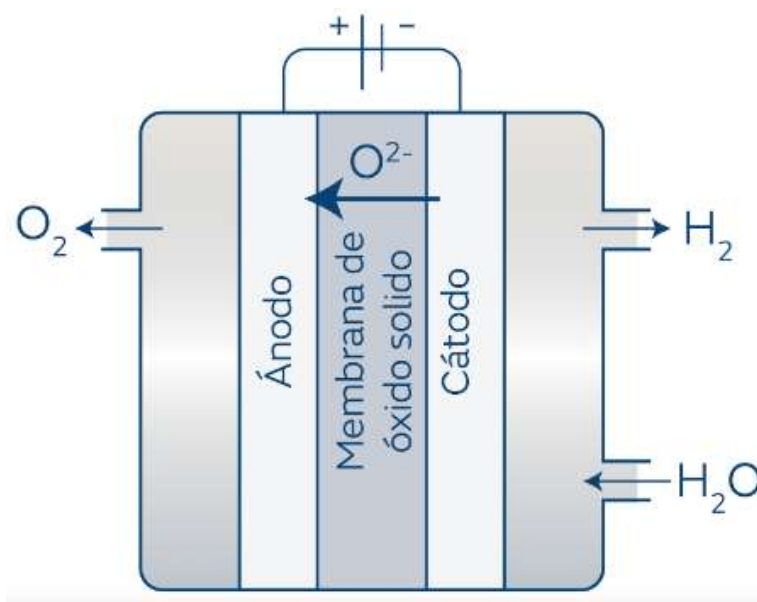


Figura 4. Representación esquemática de la electrólisis SOEC. (Morante & Andreu, 2020).



El rendimiento óptimo de los SOEC requiere de propiedades eléctricas y estructurales específicas para los electrodos y electrolitos. El electrodo debe tener porosidad para permitir la permeación de gases y alta conductividad iónica y eléctrica para la transferencia de iones (protones o iones de oxígeno) y electrones, respectivamente. Por otro lado, el electrolito debe ser denso, tener alta conductividad iónica y ser electrónicamente aislante. Además, según la naturaleza de la conducción iónica a través del electrolito, los SOEC se clasifican como SOEC de conducción de oxígeno o de protones (Hernández Rodríguez, 2018).

En los SOEC de conducción de oxígeno se suministra vapor de agua al electrodo de hidrógeno, seguido de la aplicación del potencial requerido, lo que inicia el proceso de electrólisis para separar los iones de hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno se produce en el mismo electrodo mientras que los iones de oxígeno migran desde el electrodo de hidrógeno hacia el electrodo de oxígeno a través del electrolito sólido, se oxidan a oxígeno y se liberan en el electrodo de oxígeno. En los SOEC basados en la conducción de protones, los protones generados a partir de la electrólisis del agua en el electrodo de oxígeno se permean a través del electrolito hacia el electrodo de hidrógeno, donde reaccionan con electrones para producir hidrógeno (H<sub>2</sub>) gaseoso. Además, los catalizadores metálicos que pueden aumentar los sitios de adsorción se encuentran para modular la cinética de la reacción, lo que influye en el rendimiento del SOEC (Brouwer, 2021).

## 7. CONCLUSIONES

La electrólisis alcalina (AEC) es una tecnología establecida y ampliamente utilizada en la producción de hidrógeno verde a escala industrial. Sus sistemas han demostrado una buena eficiencia y durabilidad, lo que los hace adecuados para aplicaciones que requieren un suministro constante de hidrógeno. Además, la AEC puede integrarse fácilmente con fuentes de energía renovable, lo que la convierte en una opción atractiva para almacenar energía en forma de hidrógeno. Sin embargo, la principal limitación de la tecnología AEC es su alto costo inicial y su vida útil limitada en comparación con otras opciones.

Por otro lado, la electrólisis de membrana de intercambio protónico (PEM) ofrece ventajas significativas en términos de pureza del producto y capacidad de integración con sistemas de celdas de combustible. La alta eficiencia de los electrolizadores PEM los hace ideales para aplicaciones donde se requiere un alto grado de pureza en el hidrógeno producido, como la industria química y de semiconductores. Sin embargo, los altos costos de los materiales utilizados en los electrolizadores PEM, como el platino y el iridio, pueden limitar su adopción a gran escala.

En cuanto a la electrólisis de membrana de intercambio aniónico (AEM), esta tecnología representa una prometedora evolución de la AEC y la PEM. Al combinar las ventajas de ambas tecnologías, como la capacidad de operar a temperaturas más bajas que la AEC y la alta eficiencia de la PEM, la AEM ofrece un equilibrio entre rendimiento y costo. Sin embargo, la AEM aún enfrenta desafíos en términos de durabilidad de la membrana y eficiencia general del sistema.

Finalmente, la electrólisis de óxido sólido (SOEC) destaca por su alta eficiencia y capacidad para operar a altas temperaturas. Esto la convierte en una opción atractiva para aplicaciones que requieren una alta producción de hidrógeno y pueden aprovechar la recuperación de calor residual. Sin embargo, los altos costos asociados con los materiales especializados utilizados en los electrolizadores SOEC pueden ser una barrera para su adopción generalizada. Además, la tecnología SOEC aún se encuentra en etapas de desarrollo y comercialización, lo que significa que puede llevar tiempo antes de que esté ampliamente disponible y sea económicamente viable en comparación con otras opciones de electrólisis. ■





# EL HIDRÓGENO VERDE, PERSPECTIVAS Y SU LENTO DESARROLLO

---

**Mario A. Urdaneta R. Químico-Magíster en Ingeniería Ambiental**  
Profesor pensionado Universidad Nacional de Colombia- sede Bogotá

\*Correo de correspondencia: [mario.urdaneta@gmail.com](mailto:mario.urdaneta@gmail.com)

## 1. INTRODUCCIÓN

Durante mucho tiempo, el hidrógeno se ha considerado un vector de energía limpia que debe aplicarse universalmente y contribuir a un sistema energético sostenible. Sin embargo, en el mundo energético real, el desarrollo del hidrógeno como combustible aún no se ha realizado; la razón principal es que aún no ha llegado a ser económicamente viable. Con la creciente generación de electricidad a partir de energías renovables variables y su producción excedente temporalmente barata, se vislumbran nuevas perspectivas para el hidrógeno, especialmente debido a la creciente necesidad de una solución al problema del almacenamiento a largo plazo del exceso de electricidad (Ajanovic, 2018).

## 2. ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

La transición energética no es algo que nos espere en la próxima década. Al contrario, es un proceso en el que ya estamos profundamente inscritos. El principal paso hacia la creación de una sociedad neutra en carbono es la implementación de fuentes de energía renovables (FER) como sustitutos de los combustibles fósiles, pero debido a su intermitencia, el almacenamiento de energía desempeña un papel esencial en esta transición. Se reconoció que la tecnología del hidrógeno, con sus numerosos avances, es la opción más prometedora. Debido a que se investigaron múltiples aplicaciones del hidrógeno hace relativamente poco tiempo, el desarrollo actual de su tecnología aún no se encuentra en el nivel de implementación a gran escala. Con el creciente número de estudios y proyectos iniciados, es de esperar que en las próximas décadas se aproveche el inmenso potencial ecológico del hidrógeno. Nuevas soluciones innovadoras de tecnología del hidrógeno que incluyen la producción, el almacenamiento, la distribución y su uso, están impregnando todos los sectores industriales. En un mundo que cambia rápidamente, los avances tecnológicos generan debates públicos, que son un factor decisivo para que la sociedad sea capaz de adaptarse y aceptar esas nuevas contribuciones o rechazarlas. En consecuencia, los gobiernos están implementando nuevas políticas sostenibles que promueven las FER como sustitutos de los combustibles fósiles.

El creciente progreso en la tecnología del hidrógeno instigó a las naciones de todo el mundo a incorporar el hidrógeno en sus legislaciones energéticas y planes nacionales de desarrollo, lo que dio lugar a numerosas estrategias nacionales sobre el hidrógeno. Un ejemplo de la transición energética en curso es Croacia, que está en el proceso de implementar una estrategia de hidrógeno con la ambición de poder algún día participar igualmente en el mercado del hidrógeno que está surgiendo rápidamente (Kovač, 2021).

Claramente, no podemos avanzar hacia la economía del hidrógeno continuando con los procesos de emisión de GEI. El hidrógeno debe producirse con la menor huella de GEI posible pero también de forma asequible. Con ese fin, a menudo se propone hidrógeno a partir de gas natural con captura, transporte y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), además de la producción de hidrógeno utilizando energía renovable; ambas opciones a menudo se denominan hidrógeno bajo en carbono. ¿Cómo se desarrollarán estas rutas en el futuro, cuál será la ventaja competitiva de una respecto de la otra y cuándo se producirá la paridad de precios frente a la compra de certificados de emisiones de CO<sub>2</sub>? Éstas son preguntas con las que estamos lidiando en la actualidad. No se puede dar una respuesta sencilla, pero hay direcciones y señales que podemos utilizar para crear una narrativa creíble sobre cómo se desarrollará esto.

En primer lugar, claramente necesitaremos todas las vías disponibles de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono para cumplir el papel esperado del hidrógeno en la transición energética; la escala y el ritmo de la descarbonización simplemente lo requieren. Es mucho más probable que

alcancemos nuestros objetivos si podemos depender de múltiples vectores energéticos en lugar de uno, es decir, electricidad, biomasa y gas natural (u otros combustibles fósiles).

En segundo lugar, debemos abordar las barreras al despliegue a gran escala de la economía del hidrógeno. En el caso de la electrólisis esto está actualmente controlado por las limitaciones del suministro barato y abundante de electricidad renovable. La pregunta no es si la electrólisis debería ser suministrada por energías renovables, sino cómo, especialmente cuando los análisis del sistema muestran que en un sistema donde el mix eléctrico está dominado por la producción no renovable, la mayor parte de la nueva producción renovable debería usarse para descarbonizar el mix eléctrico en cambio de producir hidrógeno. Esto suele denominarse principio de adicionalidad. Para la vía de los combustibles fósiles, la limitación actual es el acceso al transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en una escala de cientos de megatoneladas por año, que se extiende a gigatoneladas por año.

En tercer lugar, está la diferencia en la escala de los métodos de producción. La necesidad de una infraestructura de gran tamaño significa que la producción de hidrógeno basada en combustibles fósiles sólo tendrá sentido a gran escala; de lo contrario, no será rentable conectar la unidad de producción al sistema de transporte de CO<sub>2</sub>. El hidrógeno basado en electrólisis, por otro lado, se presta bien a instalaciones modulares y más pequeñas con necesidades de infraestructura más simples, aunque también la electrólisis se está moviendo hacia la escala de 100 megavatios (MW) ahora con varias iniciativas para que esto suceda (por ejemplo, el proyecto Refhyne).

En cuarto lugar, sabemos que la sensibilidad al precio de los combustibles varía según el mercado de uso final: ésta es mucho menor en el sector del transporte que en el sector industrial, lo que significa que ciertos mercados pueden ser más o menos adecuados como salidas para los proveedores y comerciantes de hidrógeno, por ejemplo, según el origen del hidrógeno y la capacidad del proveedor para suministrar de manera flexible. En quinto lugar, la cuestión, a menudo olvidada, de la seguridad y la aceptación de la economía del hidrógeno puede constituir una barrera para el despliegue a gran escala. A menudo se da por sentado que la introducción de una economía del hidrógeno a gran escala no generará controversias. Esta suposición puede ser peligrosa, la economía del hidrógeno debe demostrar que es segura y una economía que funciona para las personas, lo que implica que la introducción y el despliegue del hidrógeno como un vector energético importante en nuestra sociedad debe demostrarse sobre el terreno.

La sexta pregunta es: ¿Cómo se debe adaptar la captación y el crecimiento del mercado? Hay que recordar que la ampliación prevista es enorme: en la estrategia del hidrógeno de la UE, los objetivos de capacidad de producción de H<sub>2</sub> son 6 GW de electrólisis de aquí a 2024, equivalente a 1 millón de toneladas de H<sub>2</sub> al año, y 40 GW de aquí a 2030, equivalente a 10 millones de toneladas de H<sub>2</sub> por año. El hidrógeno basado en electrólisis



puede ayudar a crear un mercado debido a su imagen positiva, lo que genera confianza en el hidrógeno como una solución baja en carbono. En este siglo, lo ideal sería que el hidrógeno estuviera dominado por la producción basada en la electricidad, pero sólo si puede haber suficiente electricidad renovable disponible (Van der Spek, 2022).

Según los estudios, la capacidad económica mundial de hidrógeno procedente de energías renovables en el consumo total de energía final hasta 2050 es de 19 exajulios, lo que equivale al 5 % del consumo total de energía. Sin embargo, algunos informes han estimado que puede alcanzar los 80 exajulios. Además, de aquí a 2050 el 16 % de la producción eléctrica se destinará a la generación de hidrógeno (Li, 2023).

Finalmente, para combinar producción y mercados, la transmisión, distribución y almacenamiento de hidrógeno deben estar presentes a escala. La infraestructura de hidrógeno para apoyar la creación de mercados y facilitar el suministro debe instalarse antes de que haya suficiente demanda y, por tanto, justificación económica para ella. Ya sea reutilizando la infraestructura de gas natural o construyendo nueva infraestructura de hidrógeno, habrá que hacerlo en pasos sustanciales que “salten” la demanda. No hay tiempo para una transición más evolutiva como ha sido el caso de la electricidad.

Las estrategias difieren en el enfoque en los métodos de producción y en las infraestructuras, mientras que todas quieren desarrollar una industria próspera y la creación de valor basada en el hidrógeno. El hidrógeno también abre nuevas puertas a una mejor interacción con las regiones vecinas de Europa y a los sistemas energéticos integrados. Las posibilidades de hidrógeno de fuentes renovables en África y su exportación a Europa son interesantes, además de satisfacer la propia electricidad y la demanda interna de hidrógeno en países africanos claves. Esto ha sido objeto de estudios que trabajan en un corredor europeo del hidrógeno con interconexiones con las economías vecinas.

La investigación actual debería dirigirse a abordar los desafíos tecnológicos asociados con la transmisión por gasoductos. El alcance futuro del estudio incluye lo siguiente: (a) el potencial de que el hidrógeno corroa el acero y las soldaduras utilizadas para construir las tuberías; b) el requisito de control de la permeación y las fugas de hidrógeno; y (c) el requisito de una técnica de compresión de hidrógeno más asequible, confiable y duradera.

El gobierno debe implementar medidas que fomenten la conservación de los suministros de petróleo, como la gasolina y el petróleo. Cuando un país depende de los recursos petroleros, el riesgo de interrupción del suministro de petróleo siempre está presente. El desarrollo de nuevas tecnologías, la optimización de los sistemas energéticos y una mayor eficiencia energética tienen el potencial de reducir el costo de la energía por unidad. Además, puede ayudar a promover la energía renovable y otras fuentes de energía, reduciendo así el consumo y la dependencia del petróleo, y, en última instancia, equilibrando su oferta y su demanda.

La expansión de la energía verde depende en gran medida del apoyo financiero tanto del sector gubernamental como del privado. Para ampliar la inversión en el despliegue de energía verde, se deben recaudar fondos adecuados. Si bien los fondos del sector público seguirán estimulando la inversión en energía verde, una mayor proporción de la futura inversión en energía verde debería provenir del sector privado. Además, se deben priorizar las iniciativas para reducir el costo del despliegue de energía verde a nivel mundial, acelerar la financiación y la asistencia técnica, crear economías de escala y fomentar el comercio nacional e internacional (Van der Spek, 2022).

### 3. EL HIDRÓGENO, LENTA ESPERANZA

Aunque el hidrógeno se perfila como el combustible del futuro, persisten muchos interrogantes. Desde hace más de 30 años los problemas no cambian según conceptos del científico alemán Jürgen Guerrero Kommritz de la Universidad de Hamburgo.

Gigantes económicos como Blackrock, una multinacional de inversión estadounidense con sede en Nueva York, no invierte en este tema y los políticos están vendidos y manejados por los consorcios de energías fósiles.

El mayor problema respecto a la producción comercial del hidrógeno verde es la falta de infraestructura de producción y distribución. Además, todos los consorcios energéticos basados en petróleo, gas y carbón, no quieren perder su mercado y hacen todo lo posible para impedir que este tipo de nueva energía se establezca.

En la década de los años 1980, el Centro de Estudios Aeroespaciales alemán (DRL) creó un programa para construir una planta gigante de energía solar en el desierto del Sahara para producir hidrógeno, que luego sería bombeado por tuberías hacia Europa para ser utilizado por la industria, pero la iniciativa se modificó y resultó en el proyecto Desertec, que busca exportar electricidad.

Sostiene Guerrero Kommritz, que para que se cree una economía del hidrógeno, solo servirán los hidrógenos renovables que son los verdes, obtenidos por electrólisis o de la termofusión solar a partir de agua, por ser lo más fácil y barato, y que lo que realmente tiene futuro es la obtención de hidrógeno mediante energía eólica. El uso del hidrógeno solucionaría el problema de la fluctuación de

---

producción de energía por medio del viento, ya que se pueden producir grandes cantidades de gas en los meses de gran intensidad del viento y almacenarlo para ser utilizado en épocas de baja intensidad. Con esto se regularía también la oferta de energía y se evitaría el uso de baterías, que tendrían que ser reemplazadas periódicamente.

La utilización del hidrógeno sería en motores que lo quemem directamente para obtener energía mecánica, calor y agua, o utilizando celdas de energía para que por reacción química se obtenga electricidad y agua. La ventaja es que se sacaría agua pura del proceso y por eso sería un bien muy codiciado.

Menciona Guerrero K., que Dinamarca planea construir una isla en el Mar del Norte para producir hidrógeno a partir de agua y que sería bombeado después a tierra firme por un gasoducto.

Otro mecanismo para producir hidrógeno sería utilizar la diferencia termal del océano en grandes plantas flotantes tipo Otec (*Ocean Thermal Energy Conversion*), que utilizan la diferencia de temperatura del agua del mar en la superficie y en profundidades para generar la energía eléctrica necesaria para la producción de hidrógeno. En la Isla de San Andrés existe una propuesta para generar una de estas plantas, pero no hay visión política para construirla.

Otra manera de obtener hidrógeno es a través de la geotermia, mediante el aprovechamiento del calor existente en el interior de la tierra (hidrógeno blanco).

Al tema del hidrógeno como combustible sólo se le empezó a prestar atención a partir de 1987 cuando por accidente se incendió un pozo de agua que contenía el gas en un pequeño pueblo de Mali, y al que el hidrógeno abastece de energía hace más de una década.

Diversos informes sostienen que se han detectado reservas naturales de hidrógeno en varios países, Estados Unidos, Australia, España, Rusia, Islandia.

En Francia recientemente se han descubierto 47 millones de toneladas en un depósito, resultado de un proceso de oxidación de óxido ferroso a óxido férrico en presencia de agua para dar, de un lado oxígeno, que se ha incorporado al óxido ferroso y de otro lado hidrógeno libre, además de extremada pureza.

Bill Gates es uno de los inversionistas que han financiado Koloma, una empresa de Colorado que busca hidrógeno en una enorme grieta geológica del Medio Oeste.

Helios Aragón, una empresa emergente española está desarrollando un proyecto para buscar hidrógeno natural en la cadena montañosa de los Pirineos.

Los países productores de petróleo también están trabajando en el hidrógeno. Arabia Saudita por ejemplo planea convertirse en uno de los mayores productores y exportadores del gas del mundo,



para reemplazar los ingresos del petróleo, y desarrolla el megaproyecto Neom, en la provincia de Tabuk, que incluye entre otras cosas una ciudad lineal inteligente llamada The Line, en contraposición a casi todas las ciudades del mundo que tienen un desarrollo más o menos circular.

Islandia se propone, por ejemplo, desarrollar una economía basada en el gas hasta el 2030 y ya está utilizando vehículos movidos por hidrógeno. Con la gran cantidad de energía geotérmica que posee y las nuevas técnicas de aprovechamiento de esta energía, es muy factible que logre exportar hidrógeno a principios de la próxima década.

Colombia tiene un increíble potencial geotérmico, (toda la Cordillera Central) y los 90 volcanes conocidos podrían utilizarse para producir energía geotérmica. El mar Caribe y el Océano Pacífico se podrían utilizar para plantas Otec, y con su gran recurso hídrico crear una economía de hidrógeno y abastecer de agua potable a todos los que tengan una celda de energía y solucionar al mismo tiempo un problema de salud pública. (Guerrero, 2024).

Ecopetrol, Baker Hughes y la Central Hidroeléctrica de Caldas -CHEC-, del Grupo EPM, firmaron un memorando de entendimiento para estructurar estudios de factibilidad de un proyecto de geotermia en el Valle de Nereidas, ubicado en el departamento de Caldas. El desarrollo de la iniciativa de generación de energía geotérmica, que consiste en aprovechar el calor y las altas temperaturas del interior de la tierra para producir energía eléctrica, podría generar entre 50 y 100 megavatios (MW) de energía renovable equivalente, para más de 250.000 familias. El presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón, destacó esta alianza y dijo que permitirá conocer la viabilidad de realizar un proyecto de geotermia, aprovechando las fortalezas de cada una de las compañías en los distintos eslabones de la cadena de valor, desde el desarrollo en el subsuelo hasta la comercialización de la energía. "El proyecto del Valle de Nereidas nos permitiría entender mejor los proyectos de geotermia, donde Colombia tiene un potencial interesante, siendo esta una alternativa de energía renovable muy atractiva por su capacidad de generar energía de manera sostenida y confiable", agregó el presidente Bayón.

Adicionalmente, Ecopetrol avanza en el estudio para ejecutar la instalación de una planta piloto de geotermia en el campo Apiay, ubicado en el departamento del Meta, que generará alrededor de 200 kilovatios (KW) para autoconsumo. El piloto se realizará aprovechando el calor que generan los fluidos de producción en los pozos petroleros existentes. (Ecopetrol. 2023).



## 4. EL HIDRÓGENO EN LA MOVILIDAD



Imagen: William Osorio

Algunas características del hidrógeno hacen que sea difícil su manejo: elevado contenido energético, muy baja densidad, muy difícil de licuar, imposible de solidificar, elevado rango de ignición, baja energía de ignición, alta reactividad, increíble difusividad.

Un vehículo con pila de combustible tiene cuatro elementos: motor, inversor, batería y pila de combustible. El motor e inversor son similares a los de un coche eléctrico. Es necesario una batería para la regeneración y para almacenar energía. La pila de combustible utiliza una membrana para separar el hidrógeno del oxígeno, generando electricidad y liberando agua como subproducto. La pila es de tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*), la cual permite el encendido del auto rápidamente.

Como el hidrógeno es tan corrosivo y atraviesa cualquier superficie, para su almacenamiento en los vehículos se utiliza un depósito cilíndrico en polietileno de alta densidad y recubierto por varias capas de fibra de carbono.

En un auto caben 6K de hidrógeno, lo cual es una limitante; si es un camión o un bus, hay mayor capacidad de almacenamiento, como también pasaría en un barco o en un avión, hipotéticamente. Para cargar un auto con hidrógeno, debe hacerse por etapas, pues cada vez que se comprime, como cualquier gas, se calienta y debe refrigerarse hasta llegar a 700 bar de presión. Si la refrigeración es eficiente, la carga puede durar unos tres minutos, de lo contrario, hasta 15 minutos.

El problema con el hidrógeno para vehículos es el costo comparado con los combustibles fósiles: 1 KWh con diésel ~ 5 céntimos de Euro; con gasolina ~11 y con hidrógeno ~15 céntimos de Euro, lo cual no lo hace competitivo. El kilo de hidrógeno en Alemania cuesta alrededor de 12 Euros (Sauras, 2023).

Otras desventajas del hidrógeno en la movilidad: En la producción por electrólisis, transporte y almacenamiento hay una pérdida del 39% y en la conversión a electricidad, más inversión (DC/AC), más la eficiencia del motor, se llega finalmente a una eficiencia del 30%, mientras una batería eléctrica llega a una eficiencia del 77%. Por tanto, un camión alimentado con hidrógeno puede ser 10 veces más costoso que uno impulsado por diésel, con la ventaja de que no emite CO<sub>2</sub> (Ferrari, 2022).

Además, la pila de combustible es muy costosa, pues las membranas llevan Platino como catalizador y no se ha encontrado otro material alternativo, por consiguiente, el costo de un KW de potencia está alrededor de 2.000 Euros en producciones a gran escala, y un automóvil convencional requiere 40 KW de potencia, por lo cual su costo se eleva a 80.000 Euros, haciendo inaplicable su masificación (García, 2024).

En 2014 el gobierno de Japón anunció una política para convertir al país en una economía basada en el hidrógeno (Hoja de Ruta Estratégica para el hidrógeno y las pilas de combustible). A pesar de fuertes inversiones hacia una movilidad basada en el hidrógeno y su promoción en los Juegos Olímpicos 2020, la producción y venta de vehículos con celdas de hidrógeno no ha logrado despegar. En la actualidad Japón solo tiene 4 mil vehículos de hidrógeno, es decir, apenas la décima parte de lo planteado por el gobierno en 2014. (Ferrari, 2022).

En Costa Rica, el desarrollo de esta tecnología del hidrógeno con el apoyo de Alemania, se está utilizando para el transporte de buses y transporte pesado que son los más contaminantes. También están trabajando con energía eólica y solar.

## 5. DESARROLLO DEL HIDRÓGENO VERDE EN COLOMBIA

La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia tiene por objeto contribuir al desarrollo e implantación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia reforzando así el compromiso del gobierno con la reducción de emisiones estipulada en los objetivos del Acuerdo de París de 2015. Para la elaboración de esta Hoja de Ruta, el gobierno colombiano cuenta con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de su División de Energía y su División de Cambio Climático y Sostenibilidad. La Hoja de Ruta toma como punto de partida los análisis realizados sobre la capacidad de producción de hidrógeno, su demanda esperada, la reducción de emisiones asociada, el potencial exportador del país y las medidas regulatorias necesarias para implementar un plan de despliegue del hidrógeno en Colombia.

El hidrógeno verde, se corresponde con el hidrógeno renovable. De acuerdo con el artículo 5 de la Ley de Transición energética 2099 de 2021 de Colombia, se define como hidrógeno verde al hidrógeno producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros. (Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia. 2021).



Para alcanzar estos objetivos, Colombia y Alemania crean el Comité Directivo del Grupo de Alto Nivel de Hidrógeno Verde (marzo 2024), además con el propósito de atraer inversión extranjera para la transición energética, la movilidad y la reindustrialización del país.

Alemania cuenta con un destacado liderazgo internacional en generación de política pública, avances tecnológicos e investigativos y vinculación del sector privado en el desarrollo del hidrógeno. A esto se suma que existe un gran interés del país europeo en identificar potenciales países productores y exportadores de hidrógeno para su consumo, como lo podría ser Colombia (El Tiempo., marzo 2024).

Por su ubicación geográfica, Colombia podría convertirse en un hub logístico de hidrógeno abasteciendo a los países cercanos tanto por mar como por tierra. Además, los costos competitivos esperados para el hidrógeno de bajas emisiones en Colombia favorecerán la exportación impulsando a su vez el comercio de otros productos en toda la cadena de valor del hidrógeno (Ruta del Hidrógeno en Colombia. 2021).

En Colombia se ha explorado la posibilidad de producirlo en regiones como La Guajira, donde la instalación de proyectos de energía eólica y solar podrían funcionar como motor para generar este combustible. El problema es que la producción de hidrógeno verde actualmente ronda entre los USD\$8 y USD\$10 por kilogramo en el mundo, mientras que el hidrógeno gris se produce a 2 dólares por K (El Espectador, diciembre 2023).

Bus a base de Hidrógeno: La empresa Marcopolo Superpolo presentó un modelo con esta tecnología, que empezará a operar de manera oficial, buscando que el transporte público sea más amigable con el medioambiente. También se construyó la primera estación de hidrógeno verde construida por Ecopetrol, Fenalca, Fenogre y operada por Green Movil. La parte fundamental de la estación que tuvo una inversión de 22.000 millones de pesos, es el electrolizador de tecnología PEM, el cual tiene una potencia instalada de 165 KW y una capacidad de producción de más de 23 toneladas de hidrógeno al año. El vehículo ofrece una autonomía de 450 Km, y su tiempo de carga es de 15 minutos (El Tiempo, marzo 2024).



## 6. PLANTA DE HIDRÓGENO EN CARTAGENA

Con la entrada en operación de un electrolizador de tecnología PEM (*Proton Exchange Membrane*), de 50 kilovatios y 270 paneles solares, ubicados en la Refinería de Cartagena, el Grupo Ecopetrol inició su primer proyecto piloto de producción de hidrógeno verde en Colombia y presentó su Plan Estratégico de Hidrógeno de bajo carbono, que tendrá proyectos por un valor de US\$2.500 millones al año 2040. El piloto utiliza aguas industriales de la refinería para producir diariamente 20 K de hidrógeno verde de alta pureza (99.999%). Esta prueba permitirá recopilar información sobre la operación, mantenimiento, confiabilidad y escalabilidad de las tecnologías utilizadas. Actualmente existen dos plantas piloto, una construida por Ecopetrol y otra por Promigas. Se proyecta producir 1.5 Toneladas/año, con estaciones de recarga para aplicaciones de movilidad de buses y vehículos. También se piensa producir hidrógeno azul aprovechando que existen muchos yacimientos de petróleo (Ecopetrol. 2022).

C-Emprende tendrá centro de innovación y tecnología en el Caribe, con el hidrógeno como gran protagonista.

## 7. PLANTA PILOTO DE EPM (Empresas Públicas de Medellín)

EPM presentó la planta piloto para la producción de Hidrógeno Verde a partir de biomasa y el biogás proveniente de la PTAR de Aguas Claras, en Bello, Antioquia.

Ya se produjeron los primeros 5 K de hidrógeno verde (febrero 2024). Con este piloto se busca adquirir conocimiento y experiencia para realizar en un futuro cercano su comercialización y aportar elementos para el marco normativo para la transición energética y atraer inversión, entre otros objetivos.

Según John Maya, Gerente General de EPM, "Hoy los precios hacen compleja la demanda, pero son mecanismos que debemos buscar entre muchos actores". Para ello, EPM conformó un llamado hub de hidrógeno en Ruta N, que crea sinergias con academia, empresarios e instituciones públicas. Busca "lograr esa masa crítica y convertirse en la zona del país que lidere las energías renovables". Posteriormente se piensa en incorporar la PTAR de San Fernando y el Relleno de Prado (EPM. 2024).

## 8. CONCLUSIONES

La principal conclusión es que la perspectiva futura del uso del hidrógeno verde depende del marco político, de la plena explotación de las economías de escala y del aprendizaje tecnológico para la electrólisis, así como de las posibles horas de carga completa al año. Sin embargo, la reducción de costes de las pilas de combustible para la movilidad mediante el aprendizaje tecnológico es esencial para la competitividad económica del uso del hidrógeno en el transporte (Ajanovic, 2018).

Proyectos de hidrógeno se "enfían".

La Agencia Internacional de Energía da una ducha fría a las expectativas del hidrógeno verde al constatar que solo un 7% de los proyectos mundiales estarán en servicio en 2030, por problemas de financiación, falta de oferta y encarecimiento de costos de producción. Por ahora solo el 3% (12 gigavatios de potencia instalada) han conseguido cerrar su financiación. El recorte es particularmente radical en Latinoamérica, donde las instalaciones de producción de hidrógeno verde, que se creía que representarían al menos 6 gigavatios en 2030, han quedado reducidas prácticamente a nada, porque los hidroductos programados van a un ritmo muy inferior al concebido. En Europa, la caída es de alrededor del 50%. También hay una caída de más de dos tercios en la región Asia-Pacífico y menor en la de Oriente Medio y el norte de África. La única que se salva es China, que de 2023 a 2028 supondrá la mitad de los 45 gigavatios de nuevas capacidades de producción de hidrógeno renovable en el mundo. (Efe. El Tiempo, enero 2024). ■



## 9. REFERENCIAS

- Ajanovic, A.; Haas, R. 2018. Economic prospects and policy framework for hydrogen as fuel in the transport sector. *Energy Policy*. Volume 123, December 2018, pages 280-288.
- Ecopetrol. [www.ecopetrol.com.co/noticias](http://www.ecopetrol.com.co/noticias). Sala de prensa. 2023.
- Ecopetrol. [www.ecopetrol.com.co/noticias](http://www.ecopetrol.com.co/noticias). 2022.
- Efe. Agencia de noticias internacional con sede en España. 2024.
- EL TIEMPO. Redacción Medioambiente. Marzo 2024.
- EPM confirma que ya está produciendo hidrógeno verde y lanza piloto en Antioquia. Planta de hidrógeno verde EPM Empresas Públicas de Medellín. <https://co.search.yahoo.com>. 2024.
- Ferrari, L. 2022. El hidrógeno verde y otras falsas soluciones a nuestro predicamento del cambio climático. Doctor en Ciencias de la Tierra. Universidad de Milán. Post Doctorado UNAM México. Conferencia 2022.
- Guerrero, J. 2024. El Hidrógeno: una gran esperanza que avanza a paso lento. Universidad de Hamburgo. Entrevista en EL TIEMPO por Gloria Rey. Enero 2024.
- Kovač, A.; Paranos, M.; Marciuš, D. 2021. Hydrogen in energy transition: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 46, Issue 16, 3 March 2021, pages 10016-10035.
- Li, X.; Raorane, C.J.; Xia, C.; Wu, Y.; Ngan, T.K. 2023. Latest approaches on green hydrogen as a potential source of renewable energy towards sustainable energy: Spotlighting of recent innovations, challenges, and future insights. *Fuel* Volume 334, Part 1, 15 February 2023, 126684.
- Ministerio de minas y energía. ([www.minenergía.gov.co](http://www.minenergía.gov.co)). Hoja de Ruta del hidrógeno en Colombia. 2021.
- Sauras, A. 2023. El eterno combustible del futuro. Director técnico de Autofácil. Madrid España. Conferencia 2023.
- Van der Spek, M.; Banet, C.; Bauer, C.; Gabrielli, P.; Goldthorpe, W.; Mazzotti, M.; Rokke, N.; Perspective on the hydrogen economy as a pathway to reach net-zero CO<sub>2</sub> emissions in Europe. *Energy Environ. Sci.*, 2022, 15, 1034-1077.



# ESPECIES DE *Croton* (EUPHORBIACEAE) UTILIZADAS COMO FUENTE ALTERNATIVA EN LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

Nicolás Caro Arévalo<sup>1</sup>, Carlos Andrés Coy-Barrera<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Estudiante programa Ingeniería Ambiental, Facultad de ingeniería Universidad Militar Nueva Granada.

<sup>2</sup>Docente TC. Departamento de Química, Facultad de Ciencias Básicas y Aplicadas Universidad Militar Nueva Granada.

\*Correo de correspondencia: carlos.coy@unimilitar.edu.co

## 1. INTRODUCCIÓN

Debido al aumento de la demanda de combustible y los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ha tomado fuerza la ampliación de diferentes fuentes de energía limpia, una de ellas es el biodiesel, el cual es una fuente de energía renovable y una alternativa ideal para satisfacer las necesidades energéticas a nivel mundial. Para este caso las plantas se han utilizado como materia prima ya que poseen gran cantidad de ácidos grasos y compuestos terpénicos, los cuales pueden ser aprovechados a partir de diferentes procesos químicos en la obtención eficiente del biocombustible con bajo impacto económico y ambiental (Bharti *et al.*, 2024). En este sentido, las comunidades en general desde tiempos inmemoriales han utilizado las plantas con propósitos medicinales y hoy desempeñan un papel fundamental en el área de la salud. Sin embargo, el uso de plantas ha ido evolucionando con el tiempo y se ha ampliado el conocimiento respecto a los componentes o metabolitos secundarios que poseen.

Una de las familias con un amplio número de compuestos orgánicos es la familia Euphorbiaceae, esta familia se compone de 6745 especies divididas en 218 géneros, de ocurrencia cosmopolita, están distribuidas en la parte tropical y son xerófitas, se caracterizan por producir látex, aceites y ceras (Coutinho *et al.*, 2016). Por su riqueza en cuanto a la producción de metabolitos secundarios se han ampliado sus aplicaciones, es así como varias de las especies de esta familia se están estudiando y existen reportes acerca del potencial que poseen como fuentes alternativas en la producción de Biodiesel. En la presente revisión se presentan estudios realizados los últimos 12 años a especies del género *Croton* a nivel mundial relacionados con la obtención y producción de Biodiesel, la información recolectada demuestra que países como Malasia, Etiopía, India, Pakistán, Inglaterra, Italia, Grecia, Uganda, Tanzania, Kenia, Turquía, Nigeria, Estados Unidos y Brasil, han realizado investigaciones acerca de la eficiencia en la extracción de aceites y terpenos específicamente de raíces y semillas, las investigaciones se han enmarcado en los siguientes aspectos: 1. La caracterización de los aceites extraídos usando metodologías convencionales. 2. En la calidad de los mismos para luego estudiar con mayor profundidad la obtención de Biodiesel a través de la transesterificación. 3. La eficiencia del proceso, buscando que se utilicen como materia prima alternativa en la producción de biocombustibles, lo anterior resulta de interés para la comunidad en general dado que en Colombia el género *Croton* está ampliamente distribuido (Murillo., 1999) y no hay en nuestro país reportes relacionados con este tema, lo que puede generar ideas alternativas en cuanto al uso de los ácidos grasos y compuestos terpénicos aislados de especies de este género y posiblemente generar investigaciones cuyo enfoque sea la producción de biocombustibles.

## 2. MATERIAS PRIMAS UTILIZADAS EN LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

Teniendo en cuenta la temática central del texto, existen varias fuentes para la obtención del biocombustible, este tema ha tomado bastante relevancia por el hecho de estudiar aspectos relacionados con costo/beneficio, por tal motivo se han determinado materias primas de primera, segunda y tercera generación. La materia prima de primera generación se obtiene a partir de cultivos de carácter oleaginoso, resaltando cultivos de maní, girasoles, palma, soya, entre otros. El uso excesivo de estas plantas ha ocasionado problemas globales e impactado el mercado de alimentos, que lo ha desestabilizado en algunas regiones del mundo afectando directamente la seguridad alimentaria, con el agravante de que requiere enormes áreas de suelo fértil lo que ocasiona daños ambientales irreparables, como la deforestación indiscriminada en varios países ubicados cerca al trópico, generando daños a la fauna regional y la flora. Un ejemplo de lo anterior, son las regiones que son responsables de más del 75% del aceite de palma que se produce en el mundo (Asia, África y Suramérica entre otros) (Karmakar & Halder., 2019). Se deben considerar algunos parámetros al momento de seleccionar la materia prima a utilizar, como son la disponibilidad de tierra, métodos agrícolas a utilizar, uso racional de maquinaria, cantidad de emisiones de GEI (gas efecto invernadero), valor económico de la producción e impactos ambientales a generar.

(Benti *et al.*, 2023). Ante la posibilidad de escenarios de baja seguridad alimentaria por el uso indiscriminado y no racional de cultivos, se están buscando desde hace varios años fuentes naturales alternativas que puedan utilizarse en la producción de biodiesel, es allí donde emergen las materias primas de segunda generación, que incluyen material vegetal no comestible y algunas fuentes de origen animal, en los que se incluye la manteca de cerdo, semillas de caucho y tabaco, especies como *Jatropha curcas* y *nagchampa*, sebo de res, etc. Esta materia prima posee las siguientes desventajas: baja disponibilidad durante todo el año, bajo impacto para satisfacer la demanda energética y compleja manipulación a temperaturas extremas. Finalmente surgen, las materias primas de tercera generación, las cuales se basan en el empleo de microalgas como materia prima alternativa y que han presentado varios beneficios, como eficiencia en el uso de suelo, proporcionando un alto rendimiento por hectárea minimizando los costos de producción y de bajo impacto en cuanto a la seguridad alimentaria. Sin embargo el uso de microalgas también ha evidenciado desventajas, ya que se requiere saber si las cepas son aptas para la producción de biocombustibles. Se ha reportado que algunos tipos de algas deben tener modificaciones genéticas para poder capturar la luz y el carbono de forma eficiente y ha sido necesario establecer parámetros de monitoreo para verificar la eliminación de subproductos que genera la planta y que alteran el producto final. Por último, la cuarta generación se caracteriza por la producción de energía sostenible que permita atrapar y contener CO<sub>2</sub>. Se basa en el empleo de materia prima no convencional, sostenible, abundante y renovable que no genera impactos en la seguridad alimentaria ni de forma negativa al ambiente. La diferencia de esta generación respecto a las otras tres radica en el uso de la técnica de oxicomustión que hay en cada etapa de producción de CO<sub>2</sub>, en esta generación, la captura de CO<sub>2</sub> se puede relacionar con el proceso de fotosíntesis, que incluye la biomasa de las plantas y su descomposición, esta tecnología emergente requiere mayor cantidad de estudios con el fin de lograr su producción a gran escala. (Karmakar & Halder., 2019).

## 3. MÉTODOS PARA LA OBTENCIÓN DE BIODIESEL A PARTIR DE ÁCIDOS GRASOS

La obtención de biodiesel se realiza principalmente por: microemulsión, pirólisis, dilución y transesterificación, esta última es la vía más empleada para producirlo, ya que es la más económica, ofreciendo ventajas como: elevada conversión (98%) con pocas reacciones secundarias y reducido tiempo de reacción y conversión directa a éster sin pasos intermedios (Lin *et al.*, 2011).

### 3.1. Transesterificación

Uno de los métodos más utilizados en la producción de Biodiesel es la reacción de transesterificación, este método posee un bajo costo de producción y resulta ser un proceso sencillo, el cual se basa en la reacción reversible de triglicéridos que se descomponen en diglicéridos y posteriormente a monoglicéridos para generar glicerol, el cual está presente en aceites o grasas como se presenta en la figura 1. En el proceso se usan alcoholes



como el etanol, metanol y en ocasiones n-hexano, para que la reacción sea favorable hacia la generación de productos y que se utilicen catalizadores como el NaOH o KOH que aumentan la solubilidad del alcohol, haciendo que sea más eficiente la reacción. Este proceso depende de factores como: materia prima (grasas de animal: desechos de grasa láctea y grasa de cerdo, lípidos no comestibles: semillas de cultivos, plantas semillas y algas, lodos de residuos municipales, lípidos de levadura y residuos de aceite cocido), la temperatura, presión y tiempo de reacción, la concentración del catalizador a utilizar y la proporción de alcohol/aceite (Jiaqiang *et al.*, 2017). Por lo general, para producir 10 libras de biodiesel se hacen reaccionar 10 libras de grasas o derivados con 1 libra de alcohol produciendo 1 libra de glicerina (Atabani *et al.*, 2012).

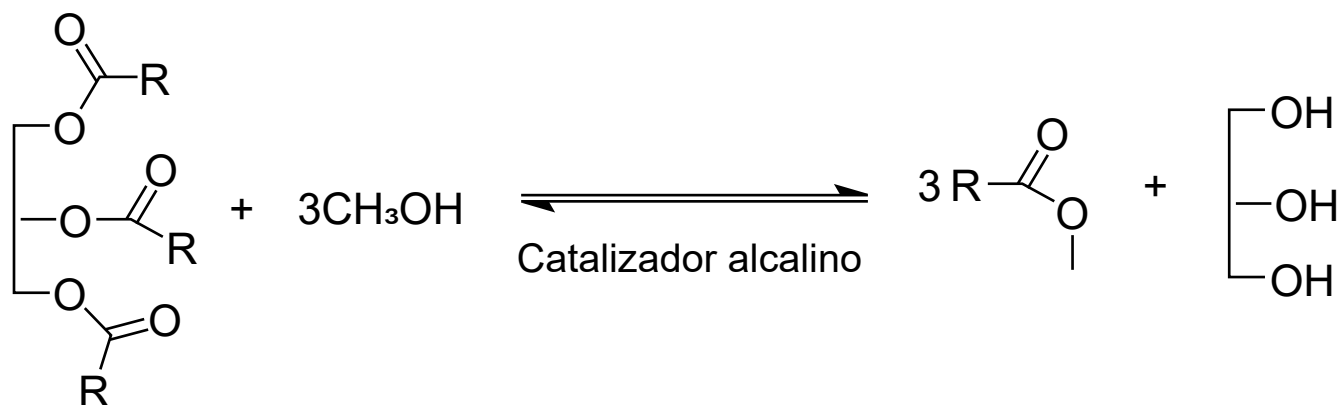


Figura 1. Reacción química de transesterificación. Tomado de Mofijur *et al.*, 2013.

Para mejorar la obtención del biocombustible se utilizan varios catalizadores, en este caso los catalizadores alcalinos comúnmente utilizados son NaOH, KOH, Metóxidos de sodio y Potasio y  $\text{K}_2\text{CO}_3$ . La mayoría de los productores de biodiesel utilizan hidróxido de sodio o de potasio. Los metóxidos de sodio y potasio ofrecen un mejor rendimiento, sin embargo, resultan ser costosos. Las investigaciones al respecto también mencionan que los catalizadores de carácter básico poseen mejor rendimiento y son más económicos que otros catalizadores. Un catalizador alcalino aumenta el avance de reacción 4000 veces, si se compara con un catalizador ácido. Este método logra tener una pureza alta y un mayor rendimiento en la obtención del biodiesel en un 75% (durante un intervalo de tiempo entre 30-60 min). Sin embargo, para utilizar catalizadores alcalinos, el nivel de ácidos grasos libres (AGL) debe estar por debajo de un límite deseado, el cual oscila entre el 0,5% y 3%. Más allá de este límite, la reacción no tendrá lugar generando agua y jabón en lugar de ésteres. Además la reacción tiene varios inconvenientes; existe un gasto alto de energía; la recuperación del glicerol suele ser compleja; el catalizador debe eliminarse del producto; las aguas residuales alcalinas requieren tratamiento específico y el nivel de ácidos grasos libres y agua interfiere en gran medida con la reacción final. Entre los reactivos utilizados para el tratamiento de residuos alcalinos se encuentran el ácido sulfúrico, ácido clorhídrico, ácido sulfónico y ácido fosfórico. Atabani *et al.* en 2014, mencionan que los catalizadores ácidos son más eficaces que los alcalinos al ser utilizados con aceites vegetales que se caracterizan porque poseen un contenido alto de ácidos grasos libres. Estudios previos mencionan que la reacción catalizada por ácido proporciona un rendimiento muy alto en la obtención de ésteres. Sin embargo, la reacción resulta ser muy lenta (entre 3-48 h). (Atabani *et al.*, 2012).

### 3.2. Pirólisis

Este método convierte o descompone un compuesto en otro mediante calentamiento con o sin catalizador en ausencia de oxígeno. Es un proceso en el que no hay desperdicios ni contaminación, además de ser simple y efectivo en procesos de cracking. Las materias primas de la pirólisis son material vegetal, grasas de origen animal, biorresiduos, ácidos grasos naturales y ésteres metílicos de ácidos grasos (Pham *et al.*, 2017). Este proceso se da en tres diferentes etapas: la dosificación y alimentación de la materia prima, la transformación de la masa orgánica y, por último, la obtención y separación de los productos. Hay diferentes tipos de pirólisis los cuales se usan según las condiciones de empleo favoreciendo ese producto en específico (Klug, 2012). Se han realizado varios estudios en la producción de biodiesel usando como materia prima triglicéridos obtenidos mediante pirólisis, (Atabani *et al.*, 2012). Algunas de las propiedades a tener en cuenta de los compuestos obtenidos por este método son: baja viscosidad, bajo punto de inflamación y alto punto de fluidez y bajos residuos de carbono. Dependiendo de las condiciones operativas, la pirólisis se puede dividir en tres tipos, que incluyen pirólisis convencional, pirólisis rápida y pirólisis instantánea (Yang *et al.*, 2014).

### 3.2. Pirólisis

La microemulsificación es un proceso en el cual hay una mezcla de dos o más líquidos que son inmiscibles entre sí, la cual es estable termodinámicamente. Se compone de 3 fases, una oleosa con una mezcla compleja de hidrocarburos y olefinas, una acuosa con sales u otros ingredientes y un tensioactivo, para enfrentar la viscosidad de los aceites y mejorar la pulverización de componentes mediante una vaporización explosiva, generando la microemulsión con uso de diferentes disolventes como el etanol, metanol, n-butanol o propanol. Estos alcoholes se emplean ya que son agentes emulsionantes, difundiendo el aceite en gotas entre 100 y 1000 nm de diámetro, esto para cumplir con el límite máximo de viscosidad para un combustible diesel. Este método tiene la cualidad de mejorar el rendimiento de la combustión en el motor, el índice de cetano, la densidad del biodiesel, viscosidad y de reducir las emisiones de contaminantes como los son CO (monóxidos de carbono) ó HC (hidrocarburos), sin embargo genera baja estabilidad oxidativa y altas emisiones de NOx (Atabani *et al.*, 2012, Yang *et al.*, 2014, Pham *et al.*, 2017, Leng *et al.*, 2018, Tabatabaei *et al.*, 2019).

## 4. ESTUDIOS EN ESPECIES DE CROTON Y PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

Teniendo en cuenta el alto valor energético, los efectos de la contaminación y el cambio climático, han surgido un gran número de avances tecnológicos y científicos cuyo enfoque principal se ha centrado en la búsqueda de alternativas en la producción de biocombustibles que puedan tener una eficiencia similar o mejor a los combustibles de origen fósil (Khasirajan *et al.*, 2022). Una de las alternativas con mayor proyección es el Biodiesel, ya que se caracteriza por ser biodegradable y de fácil obtención a partir de material vegetal, no tiene presencia de compuestos azufrados, metales o hidrocarburos aromáticos en su estructura general, además de ser amigable con el ambiente, genera una pequeña cantidad de CO<sub>2</sub> e hidrocarburos al ambiente y disminuye en gran medida la producción de los GEI en comparación con el diésel tradicional (Kafuku *et al.*, 2010). Algunos estudios realizados en Brasil mencionan que, entre las diversas familias de plantas como fuentes potenciales de biocombustibles, destaca la familia Euphorbiaceae, la cual refleja gran diversidad de especies en diferentes ecosistemas. Se ha demostrado que los aceites obtenidos a partir de semillas de especies de Euphorbiaceae poseen alto contenido de ácidos grasos insaturados. Algunas de las especies que se utilizan son *Croton adamantinus*, *Euphorbia lagascae*, *Jatropha macrocarpa* y *Sapium sebiferum* (L.) (Coutinho *et al.*, 2016), *Croton megalocarpus* (Ruhul *et al.*, 2017), *Croton macrostachyus* (Khasirajan *et al.*, 2022), *Croton megalocarpus* (Kafuku *et al.*, 2010), *Croton Oligandrus*, *Croton menyhartii*, *Croton rivularis*, *Croton megalobrotys* (Langat *et al.*, 2020), *Croton gratissimus*, (Jiyane *et al.*, 2021) *Croton tiglium* (Saputera *et al.*, 2014), *Hevea brasiliensis*, *Jatropha curcas* y *Vernicia montana*) que pertenecen a una sola subfamilia Crotonoideae (Prucca *et al.*, 2023). Por otra parte, se ha evidenciado que en la naturaleza existen fuentes de compuestos orgánicos del tipo ácido graso con potencial aplicación en producción de energía, convirtiéndolos en alternativa para reemplazar las materias primas que se utilizan en la actualidad. Un ejemplo de *Croton* y producción de biodiesel es el aceite extraído de las nueces secas de *Croton megalocarpus*, esta especie se encuentra ubicada en el este de África, a una altitud que oscila entre los 1200 y los 2000 msnm. La mayoría de los estudios basados en Euphorbiaceae han sido específicamente enfocados en la búsqueda de las relaciones que existen entre el contenido de aceite y el perfil de ácidos grasos, es decir ha tomado relevancia los estudios de especies de la familia con temas afines a la producción de energía. En las figuras 2 y 3 se puede evidenciar la distribución de *Croton* en el mundo y en Colombia.

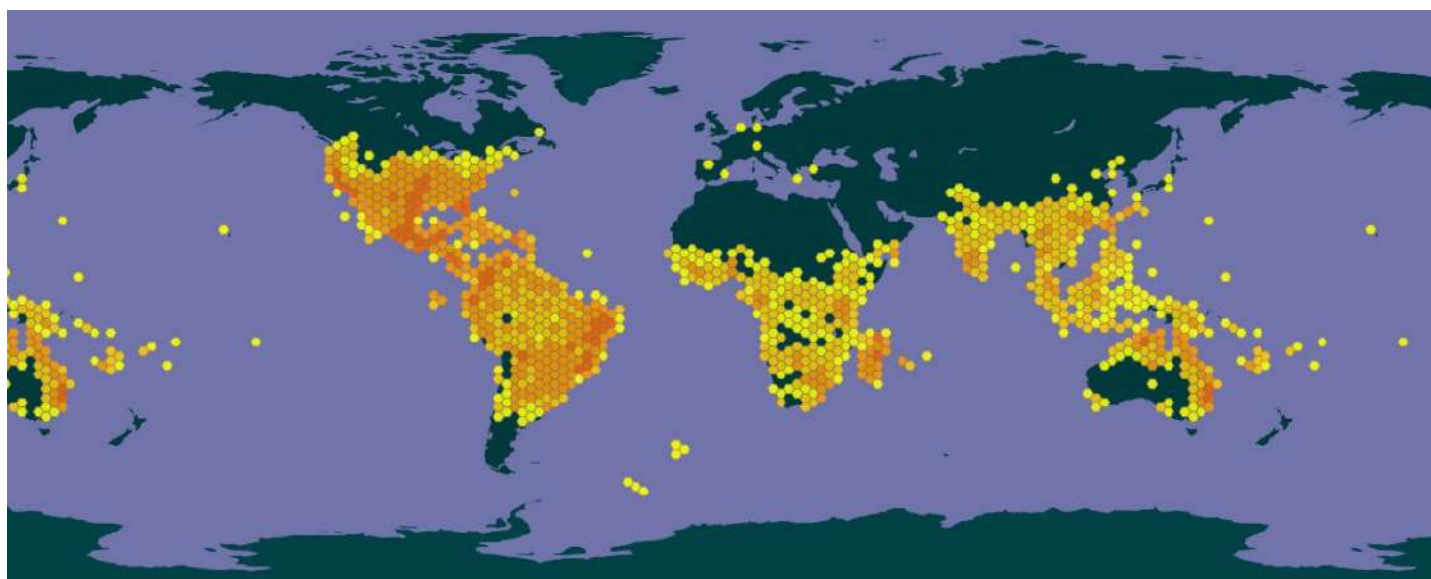


Figura 2. Distribución de *Croton* a nivel mundial. Fuente GBIF.org (2023), <https://www.gbif.org>

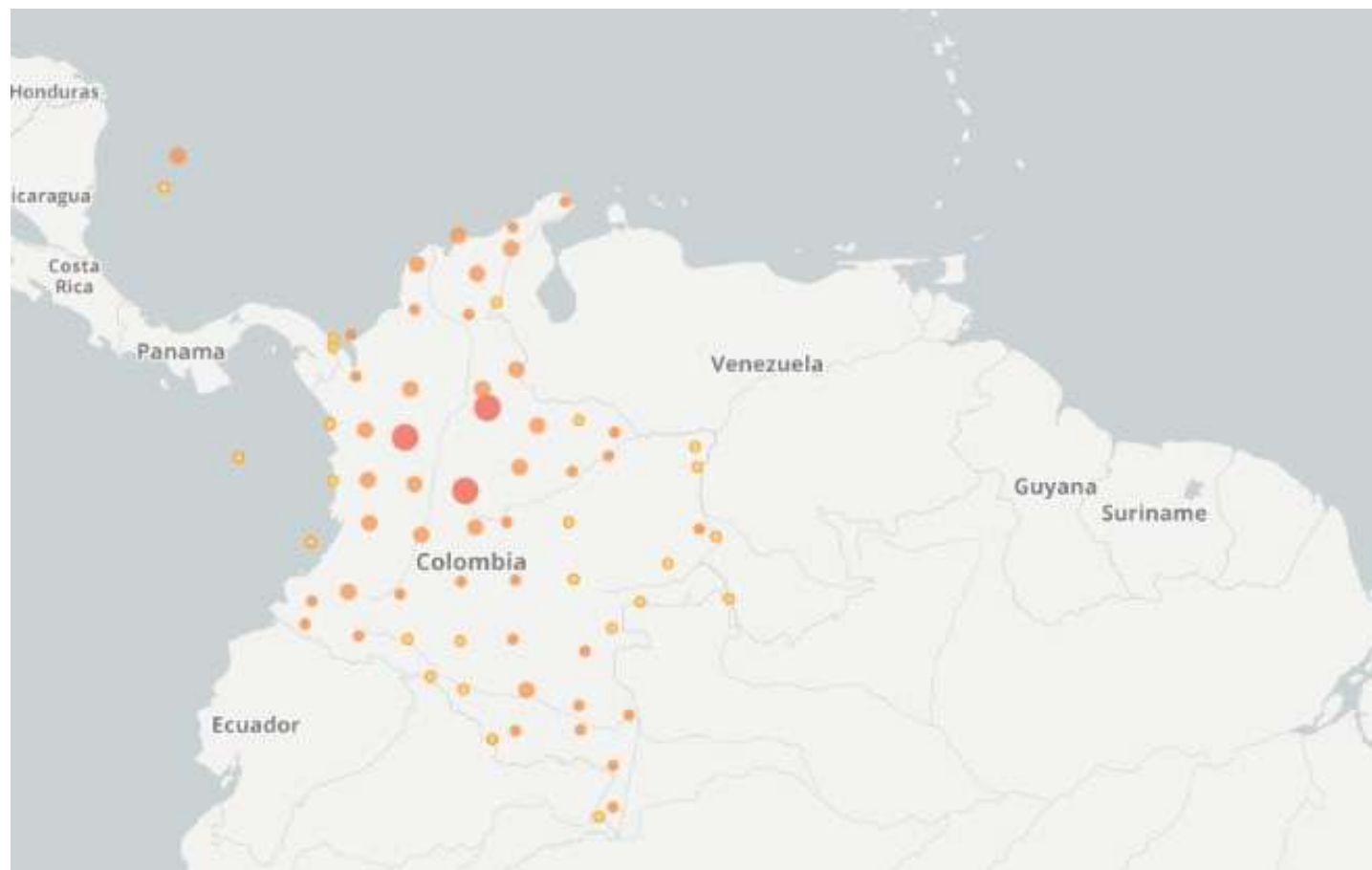


Figura 3. Distribución de *Croton* En Colombia. Fuente GBIF.org (2023), <https://www.gbif.org>

Kasirajan et al en 2022 en la India, realizaron la extracción de los lípidos totales a partir de las semillas de *Croton macrostachyus* utilizando una mezcla de disolventes poco polares y un proceso de oxidación térmica en la obtención de biodiesel con bajo impacto económico. El comportamiento fisicoquímico de los lípidos fue examinado según el esquema estándar (Khasirajan et al., 2022). Un estudio similar realizado en Etiopía menciona que existen diversas fuentes de energía alternativa, como la energía solar, eólica, hidroeléctrica y la energía a partir de biomasa, se destaca la importancia de esta última, debido a su disponibilidad e impacto ecológico, en este caso se obtuvo biodiesel usando semillas de la misma especie usada en India (*Croton macrostachyus*), la cual es una especie no comestible en Etiopía (como son las especies de *Croton* en la mayor parte del planeta), rescatando el bajo impacto en la seguridad alimentaria, este estudio además menciona que el biodiesel obtenido cumple con los requisitos de la norma ASTM D6751 (Aga et al., 2020). Otros estudios realizados en Malasya y Tanzania han utilizado las hojas de *Croton megalocarpus* para la obtención del biocombustible, el cual ha sido utilizado en motores diesel teniendo en cuenta características de rendimiento, combustión y emisión (Ruhul et al., 2017; Kafuku et al., 2010). Kivevele et al en 2015 estudiaron el efecto del contenido de metales y aditivos antioxidantes sobre la estabilidad de almacenamiento del biodiesel que se produjo a partir de aceites no comestibles de especies de *Croton megalocarpus* y *Moringa oleífera*. El éster metílico del aceite de *Croton* (COME) y el éster metílico del aceite de moringa (MOME) se obtuvieron mediante el proceso de la transesterificación. Las propiedades relacionadas con el combustible se determinaron de acuerdo con las normas mundiales de biodiesel (EN14214 y ASMT D6751). Los productos frescos COME y MOME sin aditivos presentaron mejor estabilidad en proceso de oxidación entre 2,5 h y 5,3 h respectivamente. La estabilidad a la oxidación de COME no cumplió con el requisito mínimo prescrito en las normas ASTM D6751 y EN14214 de 3 y 6 h respectivamente (Kivevele et al., 2015). Es importante tener en cuenta que en Colombia existen normativas con respecto al Biodiesel, como lo es la Ley 693 de 2001 que autoriza el uso del biodiesel abarcando las normas sobre el uso de alcoholes carburantes, la creación de estímulos para su producción, comercialización y consumo. La Ley 939 de 2004 que estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel, el decreto 2629 de 2009 el cual promueve el uso de biocombustibles en el país, la NTC 1438 (2023), la cual menciona las especificaciones para los alquil ésteres de ácidos grasos para usos como combustible o como componentes de mezclas como combustibles diésel y los métodos de ensayo que se deben usar para determinar los parámetros para los combustibles utilizados en motores tipo diésel disponibles en nuestro país y la NTC5444 que abarca

los requisitos y especificaciones que debe cumplir el combustible para garantizar su buena calidad, la resolución 180158 de 2007 y 2254 de 2017 que determinan que sea un combustible limpio teniendo en cuenta el contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente (Icontec., 2023).

A manera de resumen en la Tabla 1 se presenta la compilación de las principales investigaciones que se han realizado en los últimos años acerca del uso de especies de Croton como fuente alternativa en la producción de Biodiesel.

Tabla 1. Consolidado de estudios de Croton y su relación como fuente potencial de Biodiesel.

NOMBRE CIENTÍFICO	PARTE DE LA PLANTA	APLICACIÓN	COMPONENTES QUÍMICOS	REFERENCIA
<i>Croton macrostachyus</i>	Hojas y Semillas	Biodiesel	ácidos grasos	(Kasirajan <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton macrostachyus</i>	Semillas	Biodiesel	ácidos grasos	(Aga <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Ruhul <i>et al.</i> , 2017)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Kafuku <i>et al.</i> , 2010)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Kivevele <i>et al.</i> , 2015)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Wu <i>et al.</i> , 2013)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Aziz <i>et al.</i> , 2017)
<i>Croton macrostachyus</i>	Semillas	Extracción de Aceite	ácidos grasos	(Aliyu <i>et al.</i> , 2010)
<i>Croton macrostachyus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Atabani <i>et al.</i> , 2014)
<i>Croton macrostachyus</i>	Nueces y Semillas	Extracción de Aceite	ácidos grasos	(Langat <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton Oligandrus</i>	Frutos, Hojas y corteza de Tallo	Investigación Fitoquímica	ácidos grasos	(Langat <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton megalocarpus</i>	Hojas y Raíces	Investigación Fitoquímica	ácidos grasos	(Langat <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton menyhartii</i>	Hojas	Investigación Fitoquímica	ácidos grasos	(Langat <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton rivularis</i>	Hojas	Investigación Fitoquímica	ácidos grasos	(Langat <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton megalobrotus</i>	Corteza de Tallo	Investigación Fitoquímica	ácidos grasos	(Jiru <i>et al.</i> , 2022)
<i>Croton macrostachyus</i>	Hojas	Biodiesel	ácidos grasos	(Zamba <i>et al.</i> , 2022)
<i>Croton macrostachyus</i>	Semillas	Biodiesel	ácidos grasos	(Zamba <i>et al.</i> , 2022)
<i>Croton macrostachyus</i>	Hojas	Extracción de Aceite	ácidos grasos	(Aklilu <i>et al.</i> , 2022)
<i>Croton gratissimus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Jiyane <i>et al.</i> , 2021)
<i>Croton megalocarpus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Kumar <i>et al.</i> , 2020)
<i>Croton megalocarpus</i>	N/A	Biodiesel	ácidos grasos	(Kibet <i>et al.</i> , 2018)
<i>Croton tiglium</i>	Semillas	Biodiesel	ácidos grasos	(Saputera <i>et al.</i> , 2014)
<i>Croton megalocarpus</i>	Semillas	Biodiesel	ácidos grasos	(Aliyu <i>et al.</i> , 2010)



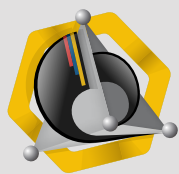
## 5. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

El biodiesel es uno de los recursos disponibles que ha ocupado el primer lugar como alternativa energética. Según el panorama descrito, la búsqueda de fuentes benéficas de biodiesel debe centrarse en materias primas que no compitan con los cultivos alimentarios, que no lleven al desmonte de tierras y que reduzcan gases invernadero. De acuerdo a lo encontrado en la literatura respecto a esta temática de *Croton* y su relación con la producción de Biodiesel, resulta interesante seguir explorando las diferentes alternativas de origen natural que de acuerdo a la disponibilidad y distribución pueden llegar a ser utilizadas en la producción de biocombustibles con alta eficiencia y con miras a la transición energética que el futuro demanda. Para lograrlo es importante tener en cuenta que las plantas son una fuente inagotable de metabolitos primarios y secundarios con un amplio rango de aplicaciones, en la actualidad cada vez se generan más reportes y estudios que demuestran que existen un gran número de familias que poseen dentro de sus componentes un alto contenido de ácidos grasos y compuestos terpénicos, los cuales son los principales sustratos necesarios para obtener Biodiesel.

Estos estudios se centran en la producción del biocombustible con altos estándares de calidad según las normas técnicas internacionales, buscan aumentar la eficiencia en los procesos de obtención, la disminución del impacto ambiental y el uso indiscriminado de especies con problemas de seguridad alimentaria. El género *Croton* pertenece a la familia Euphorbiaceae, el cual ha despertado un especial interés en Asia y África porque posee un contenido importante de componentes (ácidos grasos y terpenos) especialmente en semillas y raíces. Lo que lo ha convertido en una fuente real en la producción de biodiesel de alta calidad. Las especies de este género están ampliamente distribuidas y catalogadas como plantas ornamentales, poseen estudios fitoquímicos con aplicaciones en la industria medicinal y cosmética. En Colombia las especies de este género están distribuidas principalmente en la región cundiboyacense, no existen reportes previos relacionados con la obtención de biocombustibles, valdría la pena generar investigaciones que puedan aportar al conocimiento en esta temática y seguir fomentando el uso de alternativas de origen natural en un mundo que busca la transición energética a mediano y corto plazo, lo anterior con efectos ambientalmente amigables, económicos y sociales. ■

## 6. REFERENCIAS

- Aga, W. S., Fantaye, S. K., & Jabasingh, S. A. (2020). Biodiesel production from Ethiopian 'Besand'- *Croton macrostachyus* seed: Characterization and optimization. *Renewable Energy*, 157, 574-584. doi:10.1016/j.renene.2020.05.068.
- Aliyu, B., Shitanda, D., Walker, S., Agnew, B., Masheiti, S., & Atan, R. (2010). Performance and exhaust emissions of a diesel engine fuelled with *Croton megalocarpus* (musine) methyl ester. *Elsevier BV*. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2010.07.034.
- Atabani, A. E., Silitonga, A. S., Badruddin, I. A., Mahlia, T. M. I., Masjuki, H. H., & Mekhilef, S. (2012). A comprehensive review on biodiesel as an alternative energy resource and its characteristics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2070-2093. doi:10.1016/j.rser.2012.01.003.
- Atabani, A. E., César, A. D. S. (2014). *Calophyllum inophyllum* L. – A prospective non-edible biodiesel feedstock. Study of biodiesel production, properties, fatty acid composition, blending and engine performance. *Elsevier BV*. doi: 10.1016/j.rser.2014.05.037.
- Bharti, R. K., Kaushal, C., Singh, A., Dhar, D. W., Babu, R., & Kaushik, A. (2024). Evaluation of fuel properties for possible biodiesel output based on the fatty acid composition of oleaginous plants and microalgae. *Science of the Total Environment*, 918, 170448. doi: 10.1016/j.scitotenv.2024.170448
- Benti, N. E., Aneseyee, A. B., Geffe, C. A., Woldegiyorgis, T. A., Gurmessa, G. S., Bibiso, M., Asfaw, A. A., Milki, A. W., & Mekonnen, Y. S. (2023). Biodiesel production in Ethiopia: Current status and future prospects. *Elsevier BV*. doi: 10.1016/j.sciaf.2022.e01531.
- Coutinho, D. J. G., Barbosa, M. O., Souza, R. J. C. d., Silva, A. S. d., Silva, S. I. d., & Oliveira, A. F. M. d. (2016). Biodiesel potential of the seed oils from some Brazilian native euphorbiaceae species. *Renewable Energy*, 91, 275-281. doi:10.1016/j.renene.2016.01.064
- Icontec., 2023. *Petróleo y sus derivados. Combustibles para motores diésel*. Tomado de <https://tienda.icontec.org/gp-ntc-petroleo-y-sus-derivados-combustibles-para-motores-diesel-ntc1438-2023.html>. Abril de 2023.
- Jiaqiang, E., Pham, M., Zhao, D., Deng, Y., Le, D., Zuo, W., ... & Zhang, Z. (2017). Effect of different technologies on combustion and emissions of the diesel engine fueled with biodiesel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 620-647.
- Jiru, E. B., Aklilu, E. G., Kasirajan, R., Ancha, V. R. (2022). Modeling and optimization of biodiesel production from *Croton macrostachyus* leaves oil. *Springer Science and Business Media LLC*. doi: 10.1007/s12010-022-04082-5.
- Jiyane, P. C., Tumba, K., & Musonge, P. (2021). Production of biodiesel from *Croton gratissimus* oil using sulfated zirconia and KOH as catalysts. *Frontiers Media SA*. doi: 10.3389/fenrg.2021.646229.
- Kafuku, G., & Mbarawa, M. (2010). Biodiesel production from *Croton megalocarpus* oil and its process optimization. *Fuel*, 89(9), 2556-2560. doi:10.1016/j.fuel.2010.03.039.
- Karmakar, B., & Halder, G. (2019). Progress and future of biodiesel synthesis: Advancements in oil extraction and conversion technologies. *Elsevier BV*. doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.066.
- Kasirajan, R., Begna Jiru, E., Girma, E., Ramayya Ancha, V., Sadasivam, S., Jayakumar, M., & Manivasagan, R. (2022). Synthesis of bio-based oxides nano-composites catalyst from *Croton macrostachyus* leaves for biodiesel production from *croton macrostachyus* seed oil. *Fuel (Guildford)*, 325, 124900. doi:10.1016/j.fuel.2022.124900
- Kibazohi, O., & Sangwan, R. S. (2011). Vegetable oil production potential from *Jatropha curcas*, *Croton megalocarpus*, *Aleurites moluccana*, *Moringa oleifera* and *Pachira glabra*: Assessment of renewable energy resources for bio-energy production in Africa. *Biomass and Bioenergy*, 35(3), 1352-1356. doi: 10.1016/j.biombioe.2010.12.048.
- Kivevele, T., & Huan, Z. (2015). Influence of metal contaminants and antioxidant additives on storage stability of biodiesel produced from non-edible oils of eastern Africa origin (*Croton megalocarpus* and *Moringa oleifera* oils). *Fuel*, 158, 530-537. doi:10.1016/j.fuel.2015.05.047
- Klug, M. (2012). Pirólisis, un proceso para derretir la biomasa. *Revista de Química*, 26(1-2), 37-40.
- Langat, M. K., Djuidje, E. F. K., Ndunda, B. M., Isyaka, S. M., Dolan, N. S., Etridge, G. D., Whitmore, H., Lopez, I., Alqahtani, A. M., Atiku, I., Lobe, J. S., Mas-Claret, E., Crouch, N. R.,
- Leng, L., Han, P., Yuan, X., Li, J., & Zhou, W. (2018). Biodiesel microemulsion upgrading and thermogravimetric study of bio-oil produced by liquefaction of different sludges. *Elsevier BV*. 10.1016/j.energy.2018.04.087
- Lin, L.; Cunshan, Z.; Vittayapadung, S.; Xiangqian, S. y Mingdong D. (2011). Opportunities and challenges for biodiesel fuel. *Applied Energy*, 88(4), 1020-1031.
- Mahmulul, H. M., Hagos, F. Y., Mamat, R., Adam, A. A., Ishak, W. F. W., & Alenezi, R. (2017). Production, characterization and performance of biodiesel as an alternative fuel in diesel engines – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 497-509. doi: 10.1016/j.rser.2017.01.001.
- Midiwo, J. O., Mulholland, D. A., & Kamdem, A. F. W. (2020). The phytochemical investigation of five African croton species: *Croton oligandrus*, *Croton megalocarpus*, *Croton menyharthii*, *Croton rivularis* and *Croton megalobotrys*. *Phytochemistry Letters*, 40, 148-155. doi: 10.1016/j.phytol.2020.09.020.
- Mofijur, M., Masjuki, H. H., Kalam, M. A., Atabani, A. E., Shahabuddin, M., Palash, S. M., & Hazrat, M. A. (2013). Effect of biodiesel from various feedstocks on combustion characteristics, engine durability and materials compatibility: A review. *Elsevier BV*. 10.1016/j.rser.2013.07.051
- Paone, E., & Tursi, A. (2021). Production of biodiesel from biomass. *Elsevier*. doi: 10.1016/b978-0-12-821601-9.00006-6.
- Prucca, C. G., Fracchia, S., Eimer, G. A., & Ferrero, G. O. (2023). Circular economy of native euphorbiaceae: From second-generation biodiesel production to animal food. taking advantage of marginal lands. *Industrial Crops and Products*, 191, 115983. doi:10.1016/j.indcrop.2022.115983
- Ruhul, A. M., Kalam, M. A., Masjuki, H. H., Shahir, S. A., Alabdulkarem, A., Teoh, Y. H., Reham, S. S. (2017). Evaluating combustion, performance and emission characteristics of *Milletia pinnata* and *Croton megalocarpus* biodiesel blends in a diesel engine. *Energy*, 141, 2362-2376. doi:10.1016/j.energy.2017.11.096.
- Saputera, Muliansyah and Titin Apung Atikah, 2014. Extraction and Transesterification of *Croton tiglium* Oil Seeds From Central Kalimantan, Indonesia as an Alternative Biodiesel Raw Materials. *Asian Journal of Applied Sciences*, 7: 140-149 doi: 10.3923/ajaps.2014.140.149.
- Singh, S. P., & Singh, D. (2010). Biodiesel production through the use of different sources and characterization of oils and their esters as the substitute of diesel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 200-216. doi: 10.1016/j.rser.2009.07.017.
- Tabatabaei, M., Aghbashlo, M., Dehghani, M., Panahi, H. K. S., Mollahosseini, A., Hosseini, M., & Soufiyan, M. M. (2019). Reactor technologies for biodiesel production and processing: A review. *Elsevier BV*. 10.1016/j.pecs.2019.06.001
- Yang, L., Takase, M., Zhang, M., Zhao, T., & Wu, X. (2014). Potential non-edible oil feedstock for biodiesel production in Africa: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 461-477. doi: 10.1016/j.rser.2014.06.002.



SOCIEDAD  
COLOMBIANA  
DE CIENCIAS  
QUÍMICAS

La Sociedad Colombiana de Ciencias Químicas es una entidad sin ánimo de lucro creada desde el año de 1941, la cual tiene como función principal promover y divulgar los adelantos de la química tanto pura como aplicada. Conformada por estudiantes, profesionales y empresas vinculadas en el sector químico a nivel nacional, quienes reciben beneficios en diferentes áreas como las editoriales, comercios especializados, eventos, invitaciones, entre otros.

**Bienvenidos**  
NUEVOS SOCIOS

**Rubén Darío Salas Severiche**  
Estudiante Química Farmacéutica  
Universidad de Cartagena

**Maria Camila Nieto Torres**  
Estudiante Química  
Universidad Nacional de Colombia

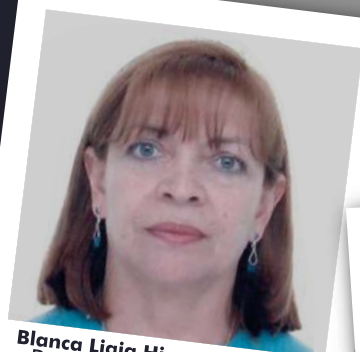
## Pauta SSCQ

**Revista Qel.**  
Principal órgano de divulgación, acompañando  
a la SCCQ a partir de 1944.

# Comité editorial 2023



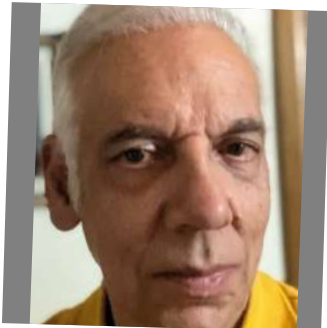
**Ana Patricia Martínez González**  
Doctora en Ciencias-Bioquímica  
Editora  
Universidad Nacional de Colombia  
Sede Medellín



**Blanca Ligia Higuera Mancipe**  
Doctora en Ciencias-Química  
Grupo Editorial  
Química Universidad Nacional de  
Colombia-Sede Bogotá



**Carlos Andrés Coy Barrera**  
Doctor en Ciencias-Química  
Grupo Editorial  
Universidad Militar Nueva Granada



**Mario Urdaneta Romero**  
Químico-Magister en Ingeniería Ambiental  
Grupo Editorial  
Universidad Nacional de Colombia  
Sede Bogotá



**Jorge Andrés Gutiérrez Cifuentes**  
Doctor en Ciencias Químicas  
Grupo Editorial  
Centro de los Recursos Naturales  
Renovables La Salada-SENNOVA



**Ana María Escobar Linares**  
Ingeniera Química  
Grupo Editorial  
Directora Ejecutiva- Sociedad  
Colombiana de Ciencias Químicas



**Johnbryner García**  
Master en Ciencias Química  
Grupo Editorial  
Belcorp, Research, Development & Innovation,  
Colombia

Si eres socio puedes participar en el comité editorial.

Contáctanos: [revistaqei.sccq@gmail.com](mailto:revistaqei.sccq@gmail.com)





# SOCIEDAD COLOMBIANA DE CIENCIAS QUÍMICAS

*Unidos fortaleciendo el sector*



Calle 44 No 45-67  
Bloque C Mod. 7 Of. 202.  
Bogotá - Colombia



+57 320 4721808



sccq@sccq.com.co

[www.sccq.com.co](http://www.sccq.com.co)



sccq\_oficial



sccqCol



@sociedadcolombianadeciencias