

Identificación del Impacto en la Industria de los Hidrocarburos de la Generación de H<sub>2</sub> como  
Vector Energético en Colombia

María Paula Gómez Rodríguez

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

Especialista en Ingeniería de Gas, Ingeniería Ambiental y Químicas del Agua

Codirector

German Ricardo Gómez Rodríguez

Especialista en Ingeniería de Gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

A mis papás por haberme apoyado desde el día 0, por querer mi crecimiento y por siempre recordarme que puedo realizar todo lo que me proponga. A María José por ser mi motivación. A mis nonas y nono, por estos 5 años de cercanía y apoyo incondicional. A mi Tío, por haberme dado la idea de tesis de grado y por haberme motivado a estudiar esta linda carrera. A Daniel, por motivarme a ser constante y acompañarme en cada proyecto. A Vivian y a Gladys por haberme acompañado en esta etapa tan bonita de la Universidad, espero que podamos seguir creciendo juntas.

A mi familia y a todos los que influyeron de una u otra forma en mi crecimiento personal y profesional, gracias.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Objetivos .....	14
1.1 Objetivo General .....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Cuerpo del Trabajo .....	15
2.1. Revisión Panorama Energético Mundial .....	15
2.1.1 Covid 19 y sector energético mundial .....	20
2.1.2. Hidrógeno en la Canasta Energética .....	24
2.2 Revisión Panorama Energético Colombiano .....	28
2.2.1. Canasta Energética Colombiana .....	28
2.2.2. Dependencia Combustibles Fósiles y Emisiones de CO2 .....	31
2.2.3. Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050 .....	33
2.2.3.1. Pronósticos Escenario Disrupción. ....	36
2.3. Estado del arte del hidrógeno como Vector Energético.....	41
2.3.1. Aplicaciones del Hidrógeno.....	43
2.3.2. Propiedades, Estructura y Datos Fundamentales del Hidrógeno .....	44
2.3.2.1 Isotopos.....	44
2.3.2.2 Propiedades Físicas del Hidrógeno.....	45
2.3.2.3 Propiedades Químicas.....	47
2.3.3. Fuentes de Suministro.....	54

---

2.3.3.1 Procesos Termoquímicos.....	56
2.3.3.2 Electrolisis del Agua.....	60
2.3.3.3 Procesos Biológicos.....	64
2.3.3.4 Otros Procesos.....	65
2.3.3.5 Energías Renovables.....	65
2.3.4. Mecanismos de almacenamiento.....	68
2.3.4.1 Almacenamiento en Forma Física.....	70
2.3.5. Conversión de Energía del Hidrógeno.....	72
2.3.5.1 Oxidación a través de Celdas de Combustible.....	74
2.3.5.2 Combustión de Hidrógeno.....	74
2.3.5.3 Reactante en Procesos Químicos.....	75
2.3.6. Transporte de Hidrógeno.....	75
2.3.6.1 Contenedores de Gas Comprimido.....	75
2.3.6.2 Transporte de Hidrógeno Líquido.....	76
2.3.6.3 Tubería.....	76
2.3.7. Seguridad.....	77
2.3.8. Usos de la “Economía del Hidrógeno”.....	78
2.4. Experiencias de Hidrógeno como Vector Energético.....	79
2.4.1. Visión General del Hidrógeno como Vector Energético Alrededor del Mundo.....	80
2.4.2. Experiencias de Hidrógeno Verde en la Industria Petrolera.....	83
2.4.2.1 HEE (Hygenic earth energy).....	83
2.4.2.2 Hidrógeno a Partir de Infraestructura de Plataformas Offshore.....	92
2.4.3. Países Donde el Hidrógeno ha Jugado un Papel Importante.....	98

---

2.4.3.1 Alemania.....	98
2.4.3.2 Trenes Impulsados con Hidrógeno Verde.....	99
2.4.3.3 Japón.....	100
2.4.3.4 Australia.....	104
2.4.3.5 China.....	106
2.5. Colombia y la Economía del Hidrógeno.....	111
2.5.1. Producción de H <sub>2</sub> a partir de Campos de Hidrocarburos.....	111
2.5.2. Producción de H <sub>2</sub> IN SITU en Refinerías.....	115
2.6. Análisis PEST y Matriz DOFA.....	117
2.6.1. Análisis PEST.....	117
2.6.1.1 Aspectos Políticos.....	118
2.6.1.2 Aspectos Económicos.....	126
2.6.1.3 Aspectos Tecnológicos.....	128
2.6.2. Matriz DOFA.....	130
3. Conclusiones.....	131
Referencias.....	132

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Cuotas de Combustible de La Energía Primaria y Contribuciones al Crecimiento en 2019</i> .....	15
Tabla 2. <i>Escenarios en Sector Energético Post-COVID</i> .....	21
Tabla 3. <i>Rendimiento Actual de las Tecnologías Clave de Generación de Hidrógeno</i> .....	63
Tabla 4. <i>Ranking de seguridad de la gasolina, metano e hidrógeno</i> .....	77
Tabla 5. <i>Cuencas Sedimentarias y su POES Y FR</i> .....	112
Tabla 6. <i>Campos con Recobro Térmico en Colombia</i> .....	114

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Porcentajes de Patrón de Consumo Regional 2019</i> .....	16
Figura 2. <i>Producción y Consumo de Petróleo por Región en Millones de Barriles por Día</i> .....	17
Figura 3. <i>Producción y Consumo de Gas Natural por Región en Mil millones de metros cúbicos</i> .....	18
Figura 4. <i>Producción y Consumo de Carbón por Región en Exajulios</i> .....	19
Figura 5. <i>Consumo de Energías Renovables por Región y Generación de Energía Renovable por Fuente en Exajulios</i> .....	20
Figura 6. <i>Demanda Esperada en el 2020 de las Diferentes Fuentes de Energía en porcentaje</i> .	21
Figura 7. <i>Demanda Según tipo de Energía en 2019 en Mtep</i> .....	23
Figura 8. <i>Cambio en la demanda mundial de energía primaria por combustible y escenario, 2030 en relación con 2019 en Mtep</i> .....	23
Figura 9. <i>Demanda Global de Hidrógeno desde 1975</i> .....	24
Figura 10. <i>Los Siete Usos del Hidrógeno</i> .....	25
Figura 11. <i>Demanda Mundial de Energía Abastecida con Hidrógeno en PWh</i> .....	27
Figura 12. <i>Países y su Posición en Implementar el H<sub>2</sub> como Vector Energético</i> .....	28
Figura 13. <i>Participación por sectores en el consumo final de energía (PJ) 1975-2019</i> .....	29
Figura 14. <i>Oferta Energética 1975 vs 2019</i> .....	30
Figura 15. <i>Energía primaria a partir de combustibles fósiles en Colombia</i> .....	32
Figura 16. <i>Energía primaria en Colombia a partir de fuentes bajas en carbono</i> .....	33
Figura 17. <i>Consumo Final Escenario Disrupción</i> .....	36

---

Figura 18. <i>Consumo Final Sector Transporte.</i> .....	37
Figura 19. <i>Consumo sector Industrial.</i> .....	38
Figura 20. <i>Consumo sector Residencial.</i> .....	38
Figura 21. <i>Consumo Sector Terciario.</i> .....	39
Figura 22. <i>Sector Agrícola, de Construcción y Minería.</i> .....	39
Figura 23. <i>Oferta de Energía Primaria de Acuerdo con Escenario Disrupción.</i> .....	40
Figura 24. <i>Capacidad Instalada en el Parque de Generación Eléctrica en Escenario Disrupción.</i> .....	41
Figura 25. <i>Estructura de los hidrocarburos.</i> .....	42
Figura 26. <i>Isotopos del H<sub>2</sub>.</i> .....	44
Figura 27. <i>Diagrama de fases del hidrógeno.</i> .....	47
Figura 28. <i>Límites de Flamabilidad del Hidrógeno.</i> .....	49
Figura 29. <i>Rango de Concentración en Aire de Combustibles.</i> .....	49
Figura 30. <i>Temperatura de Autoignición de Combustibles.</i> .....	50
Figura 31. <i>Energía Mínima de Ignición de Combustibles</i> .....	51
Figura 32. <i>Colores del hidrógeno.</i> .....	55
Figura 33. <i>Hidrógeno Gris, Azul y Verde.</i> .....	55
Figura 34. <i>Esquema Convencional de Reformado Vapor-Metano.</i> .....	57
Figura 35. <i>Esquema General Electrolisis.</i> .....	60
Figura 36. <i>División de Agua Termoquímica.</i> .....	66
Figura 37. <i>Densidad de Energía de Diferentes Combustibles.</i> .....	68
Figura 38. <i>Formas de Almacenamiento del Hidrógeno.</i> .....	69

---

Figura 39. <i>Flujo de Proceso Esquemático de un Sistema de Almacenamiento de Energía Basado en Hidrógeno.</i> .....	73
Figura 40. <i>Usos del Hidrógeno en la Economía del Hidrógeno</i> .....	79
Figura 41. <i>Configuración de Pozo del Piloto Marguerite Lake CSS + ISC.</i> .....	85
Figura 42. <i>Concentraciones del Gas Producido EX T2.</i> .....	86
Figura 43. <i>Concentraciones del Gas Producido en EX 5.</i> .....	87
Figura 44. <i>Composición de Hidrógeno, Monóxido de Carbono, Gas de Peso Molecular Pesado (HMWG) y Sulfuro de Hidrógeno en el Gas Producido de un Pozo de Producción Durante la Inyección Cíclica de Vapor y Oxígeno.</i> .....	89
Figura 45. <i>Power to Gas en Producción de H2 Offshore.</i> .....	94
Figura 46. <i>Hidrógeno Verde Ligen.</i> .....	96
Figura 47. <i>Sistema de Planta de H<sub>2</sub> en Japón.</i> .....	103
Figura 48. <i>Costo de Hidrógeno Verde en Diferentes Regiones.</i> .....	110
Figura 49. <i>Análisis PEST: Generación de Hidrógeno como Vector Energético en Colombia.</i> .	129
Figura 50. <i>Matriz DOFA: Implementación de hidrógeno a partir de la Industria de los Hidrocarburos.</i> .....	130

## Resumen

**Título:** Identificación del impacto en la industria de los hidrocarburos de la generación de H<sub>2</sub> como vector energético en Colombia\*

**Autor:** María Paula Gómez Rodríguez\*\*

**Palabras Clave:** Hidrógeno, Colombia, DOFA, PEST, Hidrocarburos, Energía Renovable, Estado del Arte.

**Descripción:** El hidrógeno es el elemento más abundante, constituyendo casi tres cuartas partes de la masa del universo. Se encuentra en el agua, que cubre el 70% de la superficie terrestre, y en toda la materia orgánica. Adicionalmente a sus usos comunes, este elemento está siendo estudiado con el fin de ser utilizado como vector energético, con el fin principal de disminuir emisiones de dióxido de carbono, ya que, a diferencia de los combustibles basados en el carbono, el hidrógeno no produce subproductos nocivos con su combustión. En medio de los llamados a una conversión global a energía limpia, varios países han visto al hidrógeno como una tecnología potencial, entre esos, Colombia, por tanto, surgió la idea de realizar este proyecto de grado, en el cual se quiso proyectar los impactos en la industria de los hidrocarburos de la generación de hidrógeno limpio en el país. En este trabajo, se realizó un estado del arte del hidrógeno, una conceptualización de el en Colombia, se describió las experiencias a nivel mundial de mayor trascendencia relacionadas con el hidrógeno como vector energético, y, adicionalmente, con base en lo investigado se planteó alternativas para la producción de este en la industria de los hidrocarburos en Colombia. Gracias a esta investigación se pudo identificar las fortalezas, amenazas, debilidades y oportunidades en la industria Oil&Gas de la implementación de este vector energético, concluyendo así por el autor, que existen más oportunidades, las cuales deben ser aprovechadas y desarrolladas. Este proyecto de grado contribuye a la investigación de inserción de energías alternativas al país, además, de ser un primer estudio de este vector energético relacionado con la industria de los hidrocarburos en la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Especialista en ingeniería de gas, ingeniería ambiental y químicas del agua. Codirector: German Ricardo Gómez Rodríguez. Especialista en ingeniería de gas.

### Abstract

**Title:** Identification of the impact on the hydrocarbon industry of the generation of H<sub>2</sub> as an energy vector in Colombia\*

**Author:** María Paula Gómez Rodríguez\*\*

**Key Words:** Hydrogen, Colombia, SWOT, PEST, Hydrocarbons, Renewable Energy, State of the Art.

**Description:** Hydrogen is the most abundant element, constituting almost three-quarters of the mass of the universe. It is found in water, which covers 70% of the earth's surface, and in all organic matter. In addition to its common uses, this element is being studied in order to be used as an energy vector, with the main purpose of reducing carbon dioxide emissions, since, unlike carbon-based fuels, hydrogen does not produce harmful by-products with its combustion. In the midst of calls for a global conversion to clean energy, several countries have seen hydrogen as a potential technology, among them, Colombia, therefore, the idea of carrying out this degree project arose, in which it was wanted to project the impacts in the hydrocarbon industry of the generation of clean hydrogen in the country. In this work, a state of the art of hydrogen was carried out, a conceptualization of it in Colombia was made, the experiences of the greatest importance worldwide related to hydrogen as an energy vector were described, and, additionally, based on the research, alternatives were proposed for the production of clean hydrogen in the hydrocarbon industry in Colombia. Thanks to this research, it was possible to identify the strengths, threats, weaknesses and opportunities in the Oil & Gas industry of the implementation of this energy vector, thus concluding by the author that there are more opportunities, which should be exploited and developed. This degree project contributes to the investigation of insertion of alternative energies to the country, in addition to being a first study of this energy vector related to the hydrocarbon industry in the School of Petroleum Engineering.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Julio Cesar Pérez Angulo. Specialist in gas engineering, environmental engineering and water chemistry. Co-director: German Ricardo Gómez Rodríguez. Gas engineering specialist.

## Introducción

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, es el elemento químico más ligero que existe, su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica. En la Tierra es muy abundante, constituye aproximadamente el 75 % de la materia del Universo, pero se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que es un vector energético y por esta razón se tiene que producir.

El hidrógeno se suele utilizar para procesos industriales tales como síntesis de amoníaco, síntesis de metanol y producción de metales, así como también para suministrar energía para pilas de combustible y cohetes. Definitivamente, en la actualidad el hidrógeno es un importante producto intermedio para procesos industriales, sin embargo, últimamente se ha involucrado mucho en el desarrollo sostenible, lo cual está relacionado con su propiedad, como alta densidad de energía y combustión limpia.

En la literatura, comúnmente se menciona el hidrógeno negro, gris, marrón, azul y el que parece más apropiado, que es el hidrógeno verde. La denominación de los colores del hidrógeno viene según la forma de producirlo y es un indicativo de la cantidad de CO<sub>2</sub> que se libera durante el proceso o de lo “limpio” que es.

Entre el año 2000 y el 2018 hubo un crecimiento del 40 por ciento en la demanda mundial de hidrógeno, pero hacia el año 2030 se espera un crecimiento exponencial, con una demanda que va a duplicar ese crecimiento en los próximos cuatro o cinco años, y que para ese año llegaría a los 8 millones de toneladas al año.

El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante. Fue adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales. Colombia, con el acuerdo de París, se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2030, teniendo como punto de partida el inventario de emisiones nacionales de 2010 o al 30% con apoyo internacional.

Actualmente en la asociación con el BID, el ministerio de minas y energía está evaluando posibles fuentes de hidrógeno verde y azul en el país, oportunidades de mercado en diferentes segmentos y posibilidades de exportación. En el segundo trimestre del año la hoja de ruta que definirá un plan a 30 años para establecer en Colombia una economía del hidrógeno, por lo cual, surge la idea de realizar este proyecto de grado, donde el objetivo general es identificar el impacto de la industria de los hidrocarburos ante la generación de hidrógeno como vector energético en Colombia.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Identificar el impacto en la industria de los hidrocarburos de la generación de H<sub>2</sub> como vector energético en Colombia.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Realizar una revisión bibliográfica de la canasta energética mundial y colombiana, enfatizando en el hidrógeno como portador energético, sus características, propiedades, almacenamiento y formas de obtención.

Describir las experiencias a nivel mundial de mayor trascendencia relacionadas con el hidrógeno como vector energético.

Plantear alternativas de producción de hidrógeno limpio en la industria de los hidrocarburos en Colombia a partir de las experiencias a nivel global.

Identificar los impactos para la industria de los hidrocarburos de la generación de hidrógeno limpio en Colombia a través de herramientas de análisis DOFA y matriz PEST.

## 2. Cuerpo del Trabajo

### 2.1. Revisión Panorama Energético Mundial

En el mundo, el crecimiento de energía por combustible en 2019 estuvo impulsado por las energías renovables, seguido del gas natural, que en conjunto aportó más de las tres cuartas partes del incremento neto. La participación de las energías renovables y el gas natural en la energía primaria aumentó a niveles récord. Por otra parte, el consumo de carbón disminuyó, y su participación en la combinación energética cayó a su nivel más bajo desde 2003 (BP, 2020).

En la Tabla , se muestra el porcentaje de cada combustible en la energía primaria y su contribución y crecimiento en el 2019.

Tabla 1.

*Cuotas de Combustible de La Energía Primaria y Contribuciones al Crecimiento en 2019.*

Fuente de energía	Consumo	Cambio anual	Porcentaje total	Porcentaje de cambio comparado con 2018
<b>Petróleo</b>	193,0	1,6	33,1%	-0,2%
<b>Gas</b>	141,5	2,8	24,2%	0,2
<b>Carbón</b>	157,9	-0,9	27%	-0,5%
<b>Renovables</b>	29,0	3,2	5,0%	0,5%
<b>Hidroeléctrica</b>	37,6	0,3	6,4%	-0,0%
<b>Nuclear</b>	24,9	0,8	4,3%	0,1%
Total	<b>583,9</b>	<b>7,7</b>		

*Nota:* Los datos de consumo y cambio anual se encuentran en Exajulios. Tomado de (BP, 2020)

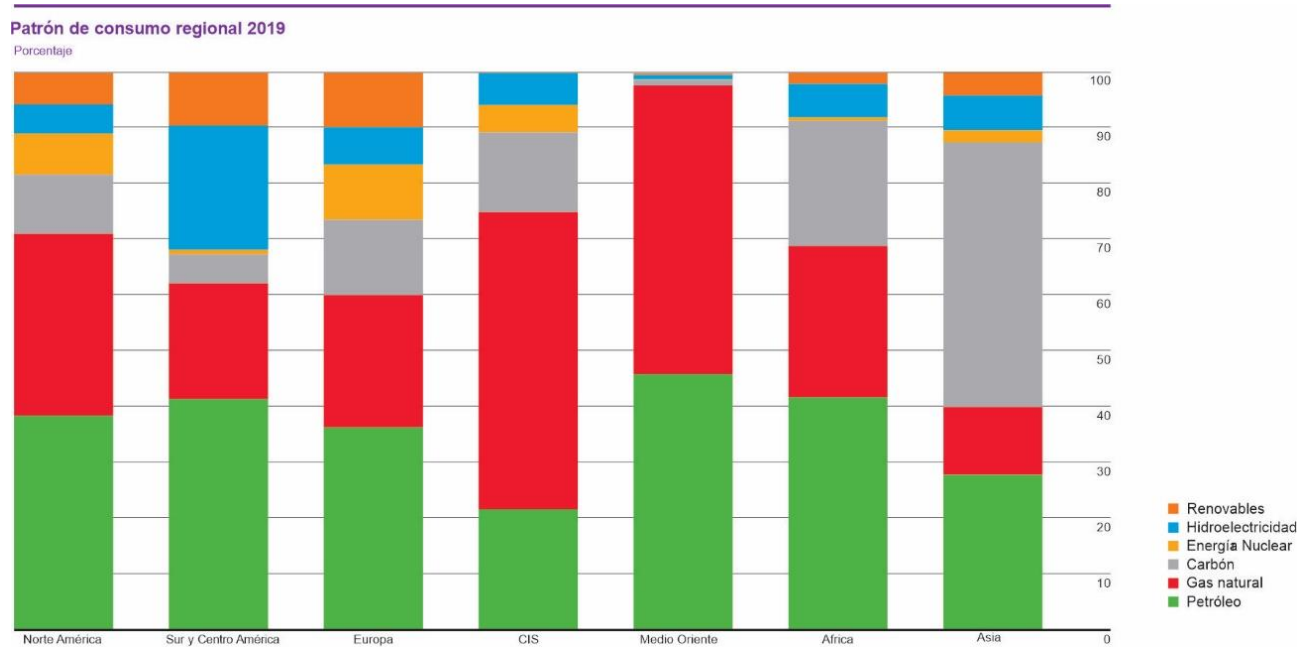
A continuación, se mencionará más a fondo los cambios observados en el consumo y la producción del petróleo, el gas natural, el carbón y las energías renovables por regiones.

Como se puede observar en la Figura 1, actualmente el petróleo sigue siendo el combustible dominante en África, Europa y América, mientras que el gas natural domina en la CIS o CEI (Comunidad de estados independientes) y Medio Oriente, representando más de la mitad del mix energético en ambas regiones. Por otra parte, el carbón es el combustible dominante de Asia y el

Pacífico. Es importante resaltar que, en 2019, la participación del carbón en la energía primaria cayó a su nivel más bajo en la serie de datos en América del Norte y Europa.

**Figura 1.**

*Porcentajes de Patrón de Consumo Regional 2019.*

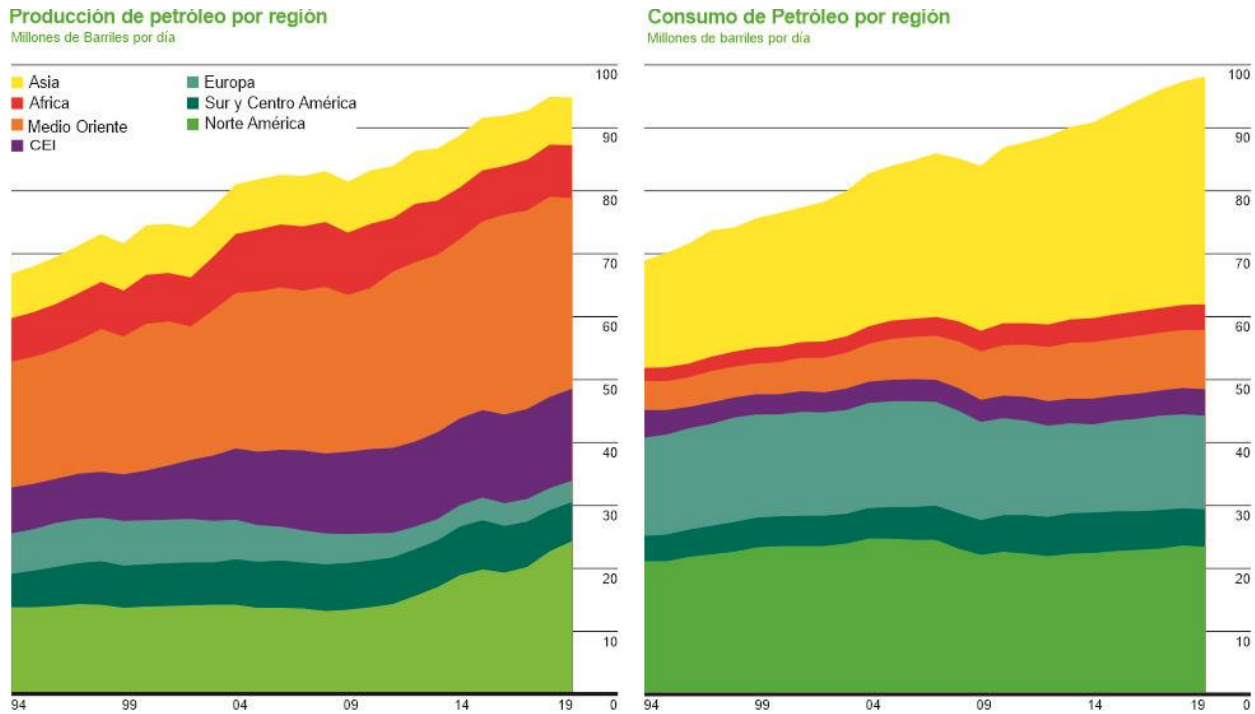


Nota: Adaptado de (BP, 2020)

A continuación, en la Figura 2, se puede comparar el consumo y la producción de energía por región de petróleo de acuerdo con (BP,2020). La producción mundial de petróleo se redujo en 60.000 barriles por día en 2019, ya que el fuerte crecimiento de la producción estadounidense (1,7 millones de bbl/d) fue compensado por una disminución en la producción de la OPEP (-2 millones de bbl/d), con fuertes caídas en Irán (- 1,3 millones de bbl/d) Venezuela (-560.000 bbl/d) y Arabia Saudita (-430.000 bbl/d). El consumo de petróleo creció por debajo del promedio de 0,9 millones de barriles por día (bbl/d). Por otra parte, el crecimiento fue liderado por China (680.000 bbl/d) y otras economías emergentes, mientras que la demanda cayó en la OCDE (-290.000 b / d).

**Figura 2.**

*Producción y Consumo de Petróleo por Región en Millones de Barriles por Día.*

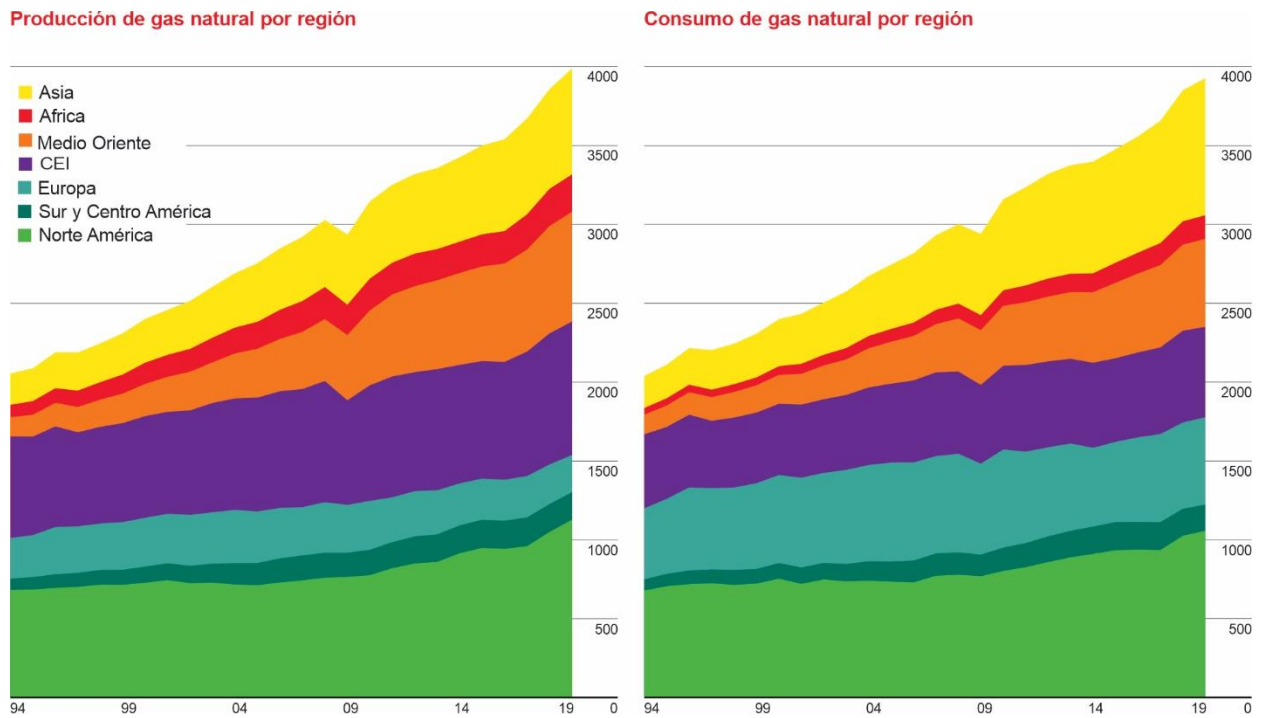


*Nota:* Adaptado de (BP, 2020)

Por otra parte, el consumo de gas natural aumentó en 78 mil millones de metros cúbicos (cbm), o 2%, muy por debajo del fuerte crecimiento observado en 2018 (5.3%). El crecimiento fue impulsado por Estados Unidos con 27 cbm y China con 24 cbm, mientras que Rusia y Japón registraron las mayores caídas (10 y 8 cbm respectivamente). La producción de gas creció 132 cbm (3,4%), y Estados Unidos representó casi dos tercios de este aumento (85 cbm). Australia (23 cbm) y China (16 cbm) también fueron contribuyentes claves de este crecimiento. En la Figura 3, se puede visualizar la producción y consumo de gas natural por región.

**Figura 3.**

*Producción y Consumo de Gas Natural por Región en Mil Millones de Metros Cúbicos.*

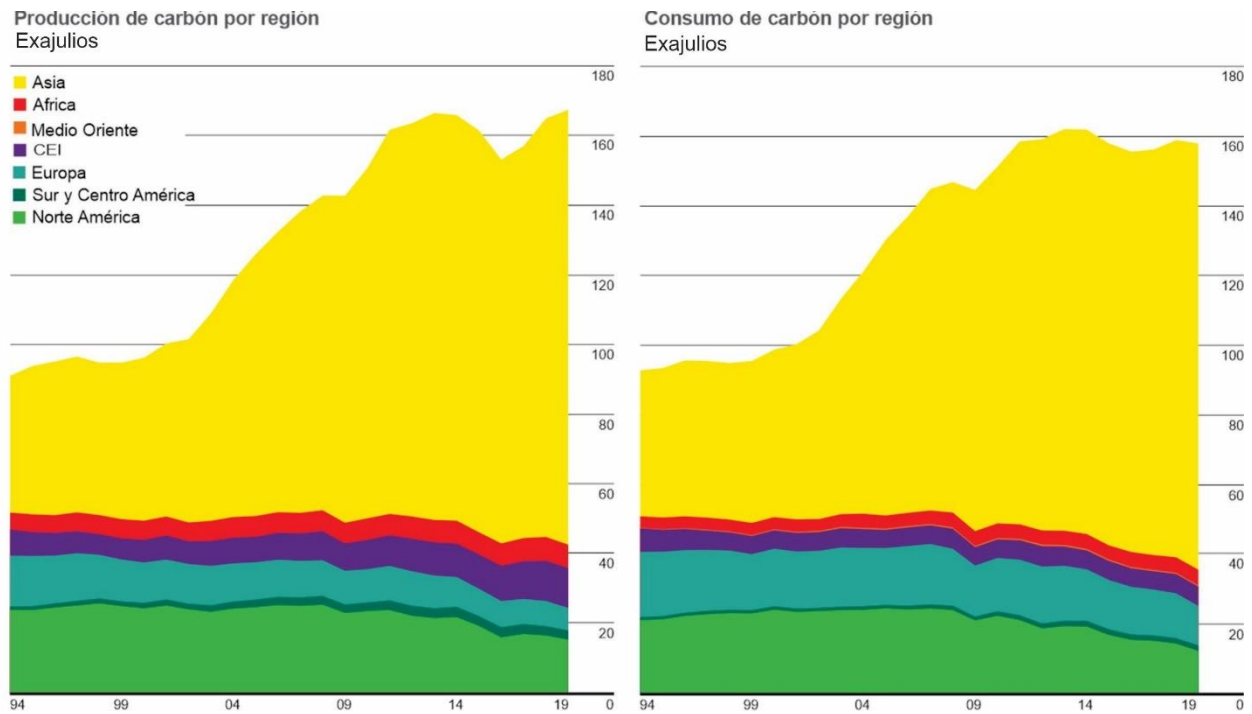


*Nota:* Adaptado de (BP, 2020)

Adicionalmente, el consumo mundial de carbón cayó un 0,6% (-0,9 EJ), su cuarta caída desde hace seis años. En los países no pertenecientes a la OCDE, hubo aumentos considerables. Sin embargo, a su vez, la demanda de la OCDE cayó bruscamente, liderado por EE. UU. (-1,9 EJ) y Alemania (-0,6 EJ), al nivel más bajo desde 1965. La producción mundial de carbón aumentó un 1,5%, siendo China e Indonesia los únicos incrementos significativos (3,2 EJ y 1,3 EJ respectivamente). Las mayores caídas en la producción también vinieron de Estados Unidos (-1,1 EJ) y Alemania (-0,3 EJ) (BP, 2020). En la Figura 4, se puede observar la producción de carbón por región y su consumo.

**Figura 4.**

*Producción y Consumo de Carbón por Región en Exajulios.*

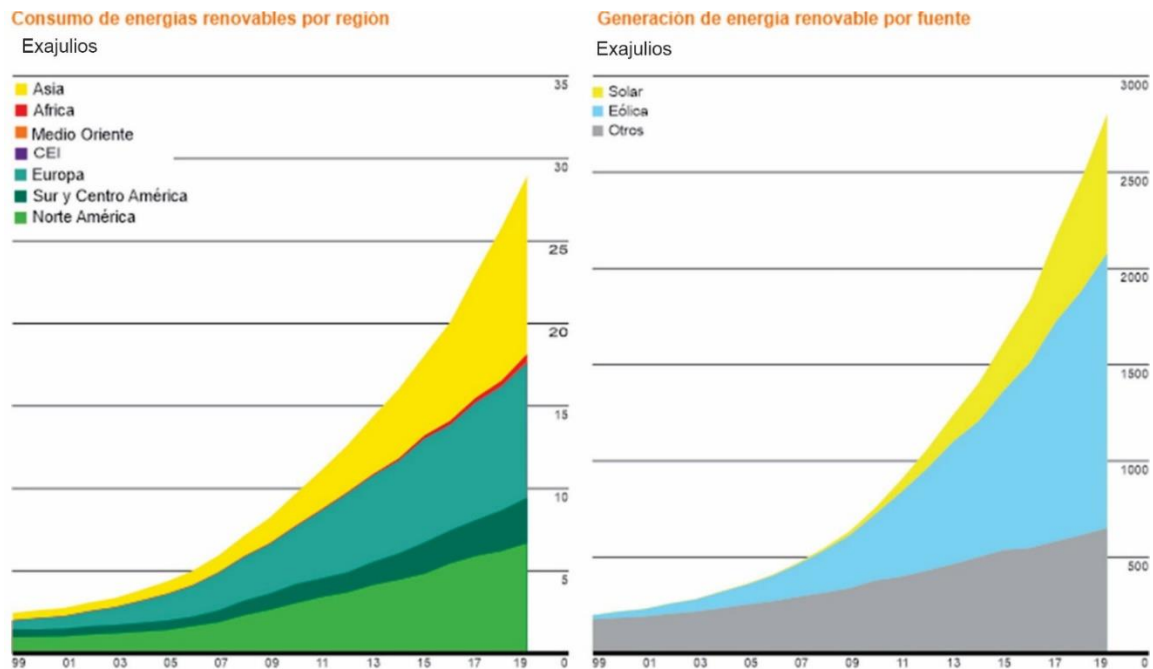


*Nota:* Adaptado de (BP, 2020)

Por último, BP afirma que el consumo de energía renovable (incluidos los biocombustibles, pero excluida la hidroeléctrica) creció un 12,1%, por debajo de su promedio histórico, aunque su incremento en términos energéticos (3,2 EJ) fue el más alto registrado y el mayor para cualquier combustible en 2019. Por países, China fue el mayor contribuyente al crecimiento de las energías renovables (0,8 EJ), seguido de EE. UU. (0,3 EJ) y Japón (0,2 EJ). La eólica proporcionó la mayor contribución al crecimiento de la generación de electricidad con energías renovables (160 TWh), seguida de la energía solar (140 TWh), la cual ha aumentado constantemente su participación. En la Figura 5, se puede visualizar el consumo de energías renovables por región y generación de energía renovable por fuente donde se evidencia lo anteriormente mencionado.

**Figura 5.**

*Consumo de Energías Renovables por Región y Generación de Energía Renovable por Fuente en Exajulios.*



Nota: Adaptado de (BP, 2020)

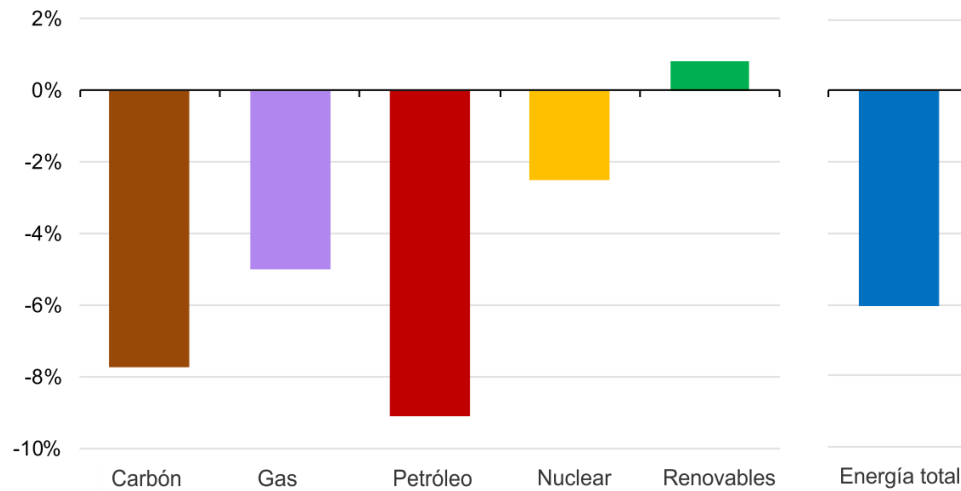
### 2.1.1 Covid 19 y Sector Energético Mundial

Por otra parte, la pandemia de Covid-19 ha causado muchas consecuencias en el sector energético, tanto así que se afirma que ningún otro evento en la historia ha tenido un impacto similar. La Agencia Internacional de la Energía o AIE asegura que la demanda mundial de energía se redujo en un 6% en 2020, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub>, relacionadas con la energía en un 7% y la inversión en energía en un 18%. Los impactos varían según el combustible. Las caídas estimadas en la demanda de petróleo y en el uso del carbón contrastan fuertemente con un ligero aumento en la contribución de las renovables. Por otra parte, la reducción en la demanda de gas natural y electricidad son menos significativas. A continuación, se puede visualizar en la Figura 6,

la demanda aproximada de estos combustibles en el 2020 y la energía total, la cual se puede notar disminuyó.

**Figura 6.**

*Demanda Esperada en el 2020 de las Diferentes Fuentes de Energía en Porcentaje.*



Adicionalmente la AIE analizó los distintos posibles escenarios energéticos post-COVID, valorando las distintas trayectorias (Tabla 2) de la pandemia que condiciona el futuro del sector energético. A continuación, se muestra cada escenario con su dicho pronóstico.

**Tabla 2.**

*Escenarios en Sector Energético Post-COVID*

Escenario	Pronostico
Escenario de políticas declaradas (STEPS)	La Covid-19 se controla gradualmente a lo largo de 2021 y la economía global vuelve a los niveles anteriores a la crisis en el mismo año. Además, en este escenario las energías renovables cubren el 80% del crecimiento de la demanda mundial de electricidad hasta 2030.
Escenario de Recuperación Demorada (DRS)	Contempla los mismos supuestos de política energética que el de STEPS, pero asume un daño duradero a las perspectivas económicas. En este caso la economía vuelve a los niveles anteriores en 2023, y la pandemia marca el comienzo de una década con la tasa

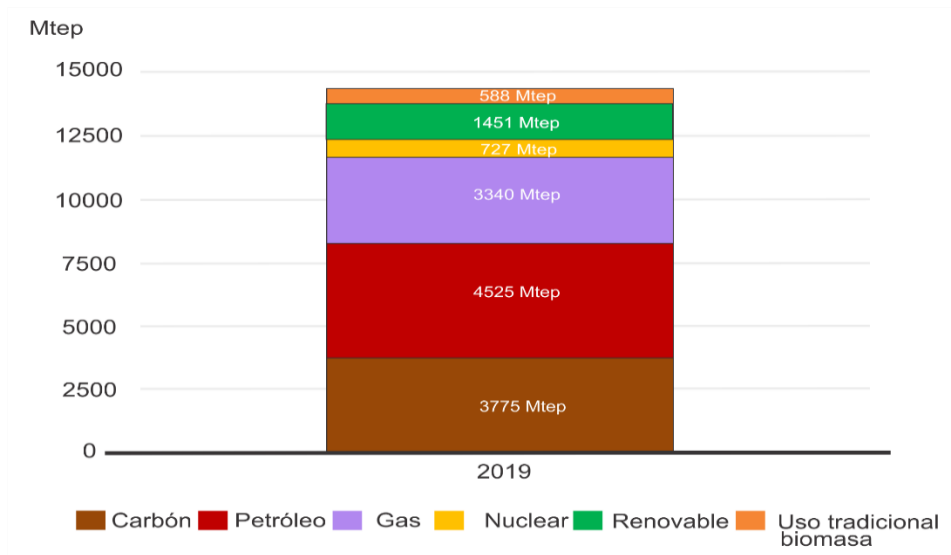
<b>Escenario</b>	<b>Pronostico</b>
	más baja de crecimiento de la demanda de energía desde 1930. La demanda mundial de energía repuntaría a su nivel anterior a la crisis a principios de 2023 en los en el escenario más optimista de recuperación (STEPS), pero esto se retrasaría hasta 2025 en caso de una pandemia prolongada y una recesión más profunda (DRS).
Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS)	Un aumento en las políticas e inversiones de energía limpia encamina al sistema energético a alcanzar los objetivos de energía sostenible en su totalidad, incluido el Acuerdo de París, el acceso a la energía y los objetivos de calidad del aire. Los supuestos sobre salud pública y economía son los mismos que en el escenario STEPS.
Cero emisiones netas de carbono para 2050 (NZE2050)	Una visión más a largo plazo en la que más países y empresas apuntan a un objetivo de convertirse en neutros en carbono, ampliando así los efectos del Acuerdo de París para mediados de siglo. Para lograr una reducción del 40% de las emisiones para 2030, se requiere que las fuentes de energía de bajas emisiones produzcan el 75% de la electricidad mundial, frente a menos del 40% que generan en 2019. Además, más del 50% de los automóviles vendidos en 2030 deberían ser eléctricos, frente al 2,5% de 2019.

*Nota:* Adaptado de AIE.

A continuación, en la Figura 7, se puede observar el Mtep según cada una de las fuentes de energía principales usadas en el 2019, con lo cual, se puede realizar una comparación con el cambio en la demanda mundial esperada de energía primaria por combustible y escenario para el 2030, el cual se puede visualizar en la Figura 8

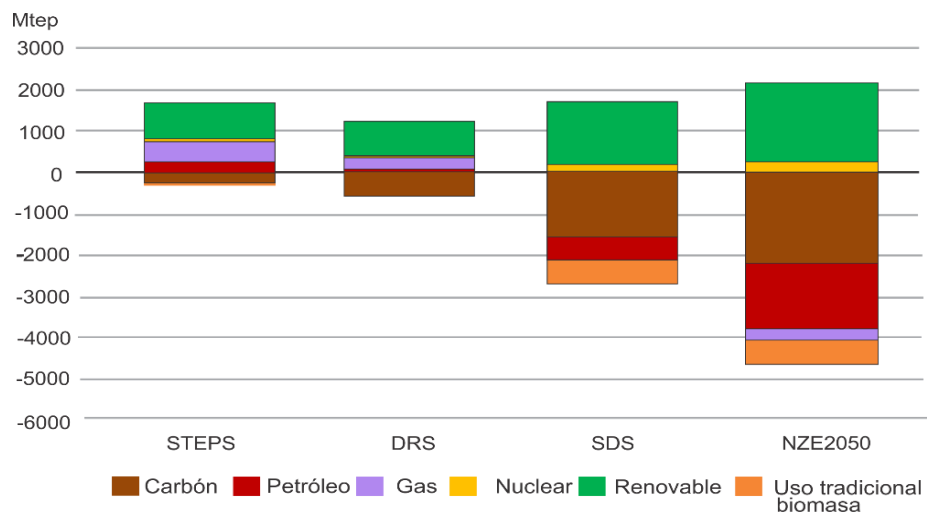
**Figura 7.**

*Demanda Según Tipo de Energía en 2019 en Mtep.*



**Figura 8.**

*Cambio en la Demanda Mundial de Energía Primaria por Combustible y Escenario, 2030 en Relación con 2019 en Mtep.*

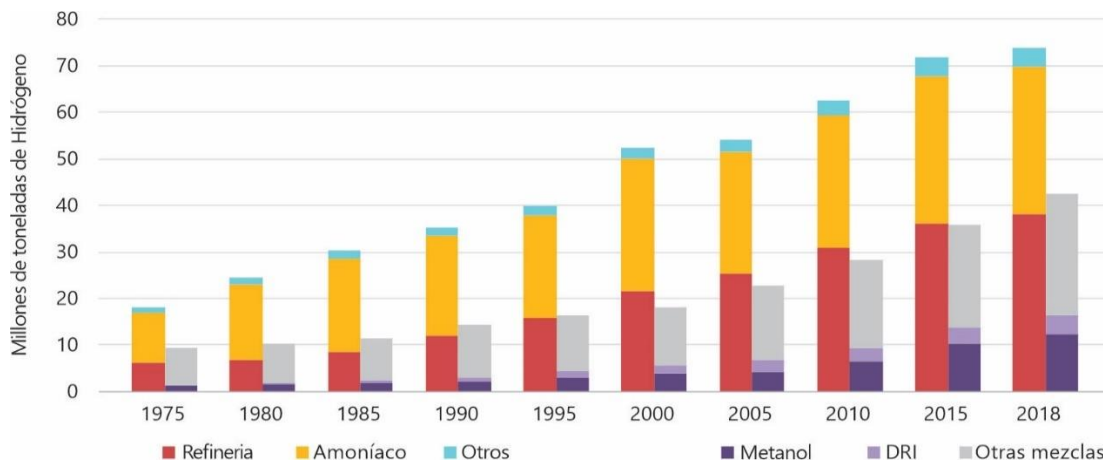


### 2.1.2. Hidrógeno en la Canasta Energética

El hidrógeno en su forma pura es de alrededor de 70 millones de toneladas por año ( $\text{MtH}_2$  /año). Este hidrógeno es suministrado casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles (6% del gas natural mundial y el 2% del carbón son utilizados para la producción de hidrógeno). Como consecuencia de lo anterior, la producción de hidrógeno es responsable de emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) de alrededor de 830 millones de toneladas por año. ( $\text{MtCO}_2$ /año). En términos de energía, la demanda total anual de hidrógeno en todo el mundo es de alrededor de 330 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtep)(IEA, 2019). En la Figura 9, se puede visualizar la demanda global de hidrógeno desde 1975 por usos.

**Figura 9.**

*Demanda Global de Hidrógeno desde 1975.*



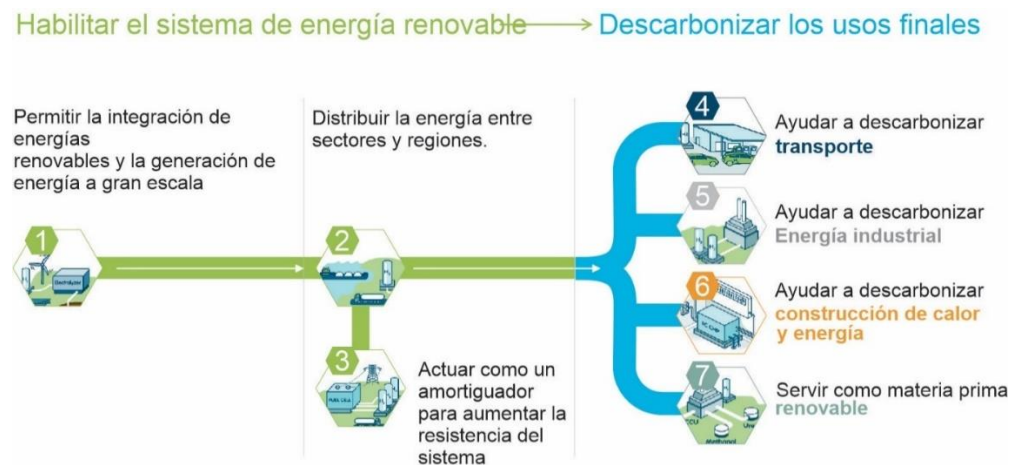
*Nota:* DRI = producción de acero de hierro de reducción directa. refinería, el amoníaco y "otros" representan la demanda de aplicaciones específicas que requieren hidrógeno con solo pequeños niveles de aditivos o contaminantes tolerados. El metanol, el DRI y "otras mezclas" representan la demanda de aplicaciones que utilizan hidrógeno como parte de una mezcla de gases, como gas de síntesis, como combustible o materia prima. Fuente: IEA 2019.

El hidrógeno, abundante, versátil, limpio y seguro, puede desempeñar siete funciones vitales para cumplir con los desafíos de la transición energética, En las siete áreas de aplicación, el hidrógeno puede ofrecer soluciones económicamente viables y socialmente beneficiosas. cómo se puede ver en la Figura 10, estas son:

- Permitir la integración de energías renovables y la generación de energía a gran escala
- Distribución de energía entre sectores y regiones
- Actuar como amortiguador para aumentar la resiliencia del sistema energético
- Descarbonización del transporte
- Descarbonización del uso de energía industrial
- Ayudar a descarbonizar el calor y la energía de los edificios
- Proporcionar una materia prima limpia para la industria.

**Figura 10.**

*Los Siete Usos del Hidrógeno.*



Nota: Adaptado de (Hydrogen Council, 2017)

De acuerdo con (Hydrogen Council, 2017), para el 2050, se visualiza que el hidrógeno permitirá el despliegue de energías renovables al convertir y almacenar más de 500 TWh de electricidad que de otro modo se reduciría. Permitirá la distribución internacional de energía, vinculando las regiones con abundancia de energías renovables con las que requieren importaciones de energía. Por otra parte, también se utiliza como amortiguador y reserva estratégica de energía.

Siguiendo esta proyección anteriormente mencionada, se prevé se impulse más de 400 millones de automóviles, de 15 a 20 millones de camiones y alrededor de 5 millones de autobuses en 2050 con hidrógeno, lo cual constituyen en promedio del 20 al 25% de sus respectivos segmentos de transporte. Adicionalmente, el hidrógeno también alimentará una cuarta parte de buques de pasajeros y una quinta parte de las locomotoras en vías no electrificadas. El combustible sintético a base de hidrógeno alimentará una parte de los aviones y los buques de carga.

Para los edificios, el hidrógeno se basará en la infraestructura de gas existente y satisfacer aproximadamente el 10% de la demanda mundial de calor. En la industria, el hidrógeno se utilizará para procesos de calor, para los cuales la electrificación no es una opción eficiente. Los usos actuales del hidrógeno como materia prima se descarbonizarán mediante vías de producción limpias o ecológicas. Además, el hidrógeno se utilizará como materia prima renovable en un 30% de metanol y aproximadamente un 10% de la producción de acero

Por lo anterior, (Hydrogen Council, 2017) afirma que al 2050:

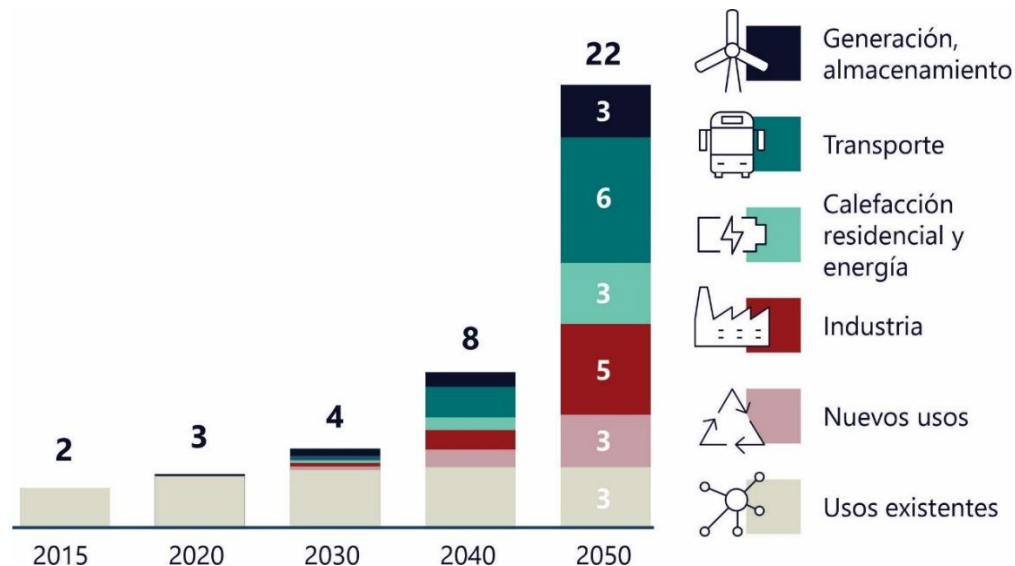
- El hidrógeno contribuirá en un 18% con la demanda final de energía
- Habrá un abatimiento de CO<sub>2</sub> anual con 6GT

- Habrá \$2.5tn ventas anuales (hidrógeno y equipos)
- Con el hidrógeno, se tendrá 30m de creación de empleos

A continuación, en la Figura 11, se puede visualizar la visión por década hasta el 2050 por sector la Demanda mundial de energía abastecida con hidrógeno en PWh

### Figura 11.

*Demanda Mundial de Energía Abastecida con Hidrógeno en PWh.*

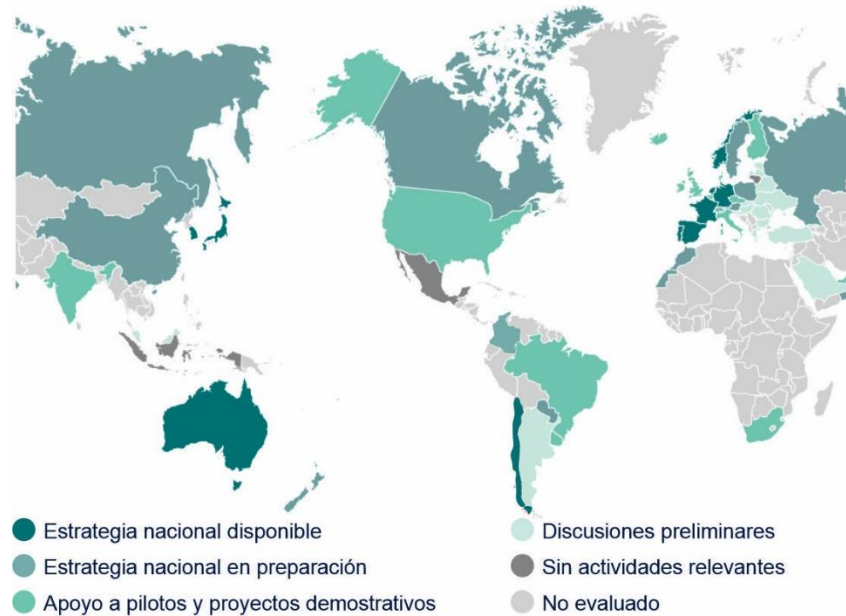


*Nota:* Adaptado de (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2020)

Después de varias décadas de expectación por el potencial del hidrógeno como energético, hoy este elemento está listo para asumir un rol protagónico en la transición energética y productiva que el mundo debe navegar. Países que representan casi el 90% del PIB global tienen políticas e iniciativas públicas de apoyo al hidrógeno (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2020), Colombia, actualmente, se encuentra elaborando su hoja de ruta para la producción de H<sub>2</sub> limpio (Figura 12).

**Figura 12.**

*Países y su Posición en Implementar el H<sub>2</sub> como Vector Energético.*



*Nota:* Adaptado de (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2020)

A continuación, se mostrará la revisión del panorama Energético Colombiano, enfatizando en el H<sub>2</sub> como vector energético.

## **2.2 Revisión Panorama Energético Colombiano**

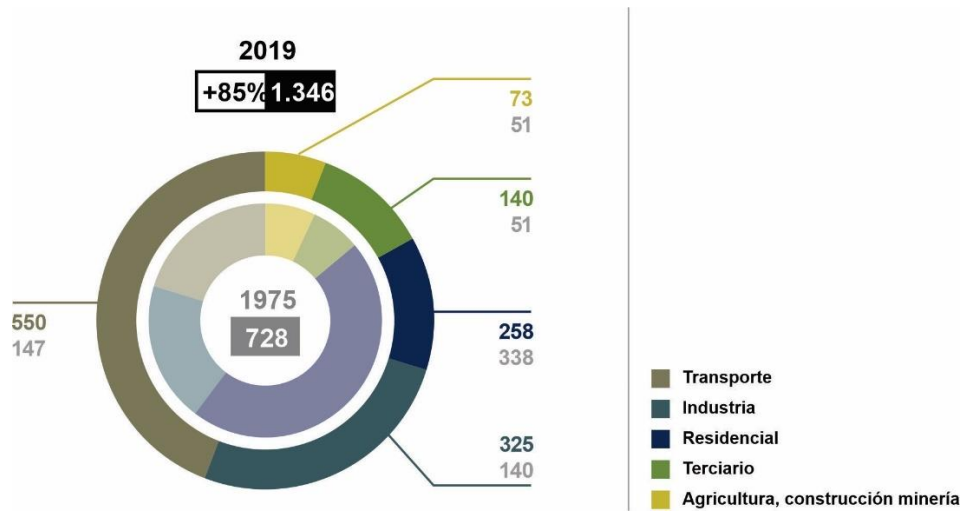
### **2.2.1. Canasta Energética Colombiana**

En 2019, el consumo final de energía en Colombia fue de 1.346 PJ, lo que refleja el crecimiento productivo y económico del país. A continuación, en la Figura 13, se puede observar la participación por sectores en el consumo final de energía, donde se puede hacer una comparación de Colombia en el 2019 y en 1975. A partir de la Figura 13 se puede afirmar que en el país hubo un aumento notorio en el consumo energético del sector transporte y el industrial, lo que contrasta con la disminución del consumo de energía del sector residencial, que en 1975 era el más intensivo.

Con un 40% de participación, el sector del transporte lidera el consumo de energía en Colombia.

**Figura 13.**

*Participación por Sectores en el Consumo Final de Energía (PJ) 1975-2019.*

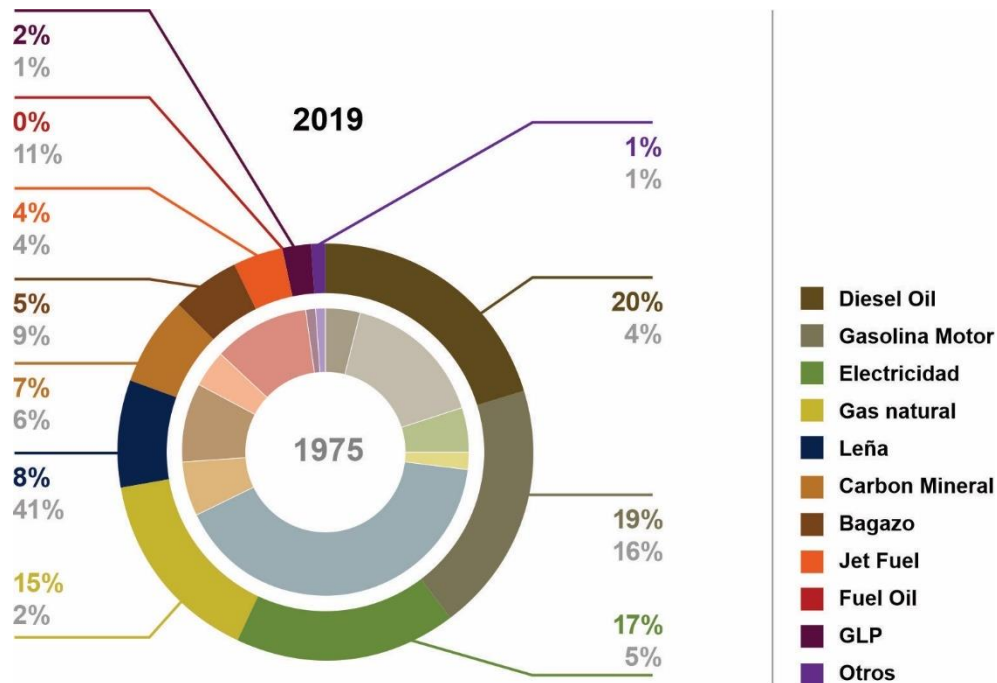


*Nota:* Adaptado de PEN 2020-2050

Por otra parte, según el Plan Energético Nacional 2020-2050, La oferta de energéticos en (1975-2019) ha cambiado su composición, como resultado de la masificación de tecnologías de motor de combustión, electrodomésticos, y con los procesos de industrialización actuales del país. En la Figura 14, se puede observar la composición de la oferta energética en este mismo periodo de tiempo anteriormente mencionado. De acuerdo con esta información, se puede concluir que, en Colombia, los combustibles líquidos han tenido un gran crecimiento y que, actualmente el Diesel, la gasolina motor, la electricidad y el gas natural, lideran la oferta energética del país.

**Figura 14.**

*Oferta Energética 1975 vs 2019.*



*Nota:* Adaptado de UPME

La UPME asegura que en Colombia existen diversos desafíos para la canasta energética, los cuales son:

- Disponibilidad de recursos energéticos locales, cobertura universal y mejoras en calidad del servicio: la UPME afirma que Colombia ha podido abastecer la demanda de energía mayoritariamente con recursos internos. Sin embargo, las expectativas de largo plazo de oferta y demanda indican que la autosuficiencia energética podría terminar.

- Brecha tecnológica y uso eficiente de los recursos energéticos: en Colombia la energía útil es alrededor del 31 % de la final y la ineficiencia en el consumo es del orden del 67 %, lo cual, según estudios puede reducirse entre un 38 % y un 50 % con el cambio en todas las tecnologías

del sector a las BAT de referencia interna e incluso podría haber una reducción hasta de un 62 % si se adoptan las BAT internacionales.

- **Mitigación y adaptación al cambio climático:** Colombia se ha comprometido a reducir sus emisiones de GEI y ha emitido lineamientos de política conducentes a preparar y adaptar la infraestructura nacional para responder ante los eventos de variabilidad climática asociados al calentamiento global, por consiguiente, se debe alcanzar los compromisos estipulados tanto de mitigación como de adaptación al cambio climático.

- **Cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización:** La UPME afirma que la descentralización habilita la entrada de más empresas y, por tanto, una mayor competencia en el mercado. La digitalización y la descentralización son tendencias complementarias que traerán consigo más información, nuevos agentes, nuevas formas de resolver los problemas y el empoderamiento de los consumidores finales. La planeación energética debe innovar en las formas de plantear escenarios futuros y transmitir con claridad el propósito y las limitantes de sus modelos.

- **COVID y la toma de decisiones bajo incertidumbre:** Se debe superar los efectos de la crisis económica en el corto plazo e integrar los cambios que traiga consigo la COVID-19 en el largo plazo.

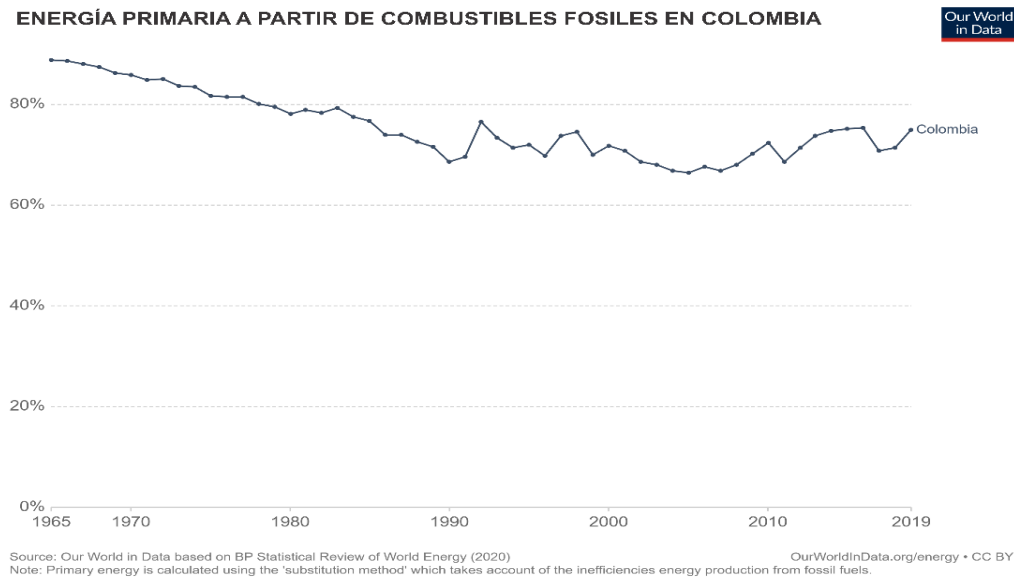
### ***2.2.2. Dependencia Combustibles Fósiles y Emisiones de CO<sub>2</sub>***

Según el Plan Energético Nacional 2020-2050, publicado en diciembre 2019, la oferta de energía primaria en Colombia está compuesta predominantemente por combustibles fósiles con una participación cercana al 77% del total mientras que la hidroelectricidad, el gas natural y las fuentes no convencionales de energía renovable (bagazo, biocombustibles y leña) suman el restante 23%.

Para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y la exposición a la contaminación atmosférica local, se desea hacer de los sistemas energéticos, lo más reducido posible de los combustibles fósiles y enfocarlos hacia las fuentes bajas en carbono. En la Figura 15 se puede observar el histórico del país en su dependencia de los combustibles fósiles para producir energía primaria. Por otra parte, en la Figura 16, se puede observar el histórico en Colombia del uso de las fuentes de energía bajas en carbono, las cuales incluyen tecnologías nucleares y renovables.

### Figura 15.

*Energía Primaria a Partir de Combustibles Fósiles en Colombia.*



*Nota:* Adaptado de Our world in data.

**Figura 16.**

*Energía primaria en Colombia a Partir de Fuentes Bajas en Carbono.*



*Nota:* Adaptado de Our world in data.

### **2.2.3. Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050**

La UPME entrega El Plan Energético Nacional 2020-2050, con el fin de lograr un mejor entendimiento de las incertidumbres que enfrenta Colombia día a día. A través de modelos de simulación, se pretende explorar un conjunto de supuestos obtenidos de estudios, desarrollos legislativos, desarrollos tecnológicos y preferencias de los consumidores que permiten visualizar los elementos claves de la transformación energética. La UPME se plantea 8 objetivos, los cuales son:

- Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles
- Diversificar la matriz energética.
- Contar con un sistema energético resiliente
- Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI
- Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos
- Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular
- Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético
- Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano

En Colombia, se identificaron cuatro áreas clave de acción que determinarán los posibles patrones de comportamiento de la demanda y oferta de energéticos hacia el 2050, estos son:

- Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento
- Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático
- Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico
- Pilar 4. Conocimiento e innovación

Para alcanzar los anteriores objetivos mencionados en el lapso establecido, el PEN afirma que las posibilidades tecnológicas son múltiples e incluyen las soluciones que actualmente se encuentran en el mercado, los prototipos que se esperan comercializar en el mediano plazo y los desarrollos que aún están en etapas incipientes, pero que en el lapso de treinta años podrían tener un despliegue comercial. El hidrógeno se posiciona como un elemento clave para la transformación, transición y revolución energética en Colombia, especialmente en el área de

transporte, la cual según el PEN será el principal actor del país en términos de cambio energético y mitigación del cambio climático en los próximos 30 años.

El PEN 2020-2050 plantea cuatro escenarios claves, entre los cuales se encuentran:

- **Escenario Actualización.** Colombia en sintonía con las tendencias mundiales: Se caracteriza por la adopción de las tecnologías comercializables en el país y que tienen un impacto positivo, pero no tan ambicioso en la mitigación del cambio climático. Este escenario pretende reunir las iniciativas que tendencialmente se espera se implementen en Colombia, se caracteriza por la entrada de generación eólica y solar a gran y pequeña escala (nivel distribuido), el desarrollo de pequeñas centrales hidráulicas y la instalación de nuevas plantas de generación térmica.

- **Escenario Modernización:** Colombia a la par tecnológica del mundo: Reúne las iniciativas que implicarían un salto tecnológico en la demanda y un cambio energético dándole mayor importancia a los gases combustibles, como un camino transitorio hacia la descarbonización, implica un mayor grado de ambición en mitigación al cambio climático. Contempla la posición de importador neto de combustibles líquidos y gas natural de Colombia, el aumento en las mezclas en los biocombustibles, un mayor porcentaje de participación de generación eólica y solar, la entrada de otras FNCE como el eólico off-shore y el biogás.

- **Escenario Inflexión:** Colombia eléctrica: Este escenario se describe por un mayor grado de sustitución de combustibles fósiles a energía eléctrica en sectores como transporte e industria y la adopción de BAT internacional de forma más rápida. Visualiza una Colombia con una canasta energética con mayor participación eléctrica.

- **Escenario Disrupción:** Colombia le apuesta a la descarbonización: A grandes rasgos, este escenario reúne tecnologías que hoy se encuentran en un desarrollo preliminar, pero que tienen

un alto potencial de aporte a la mitigación del cambio climático, entre estas resalta el hidrógeno verde.

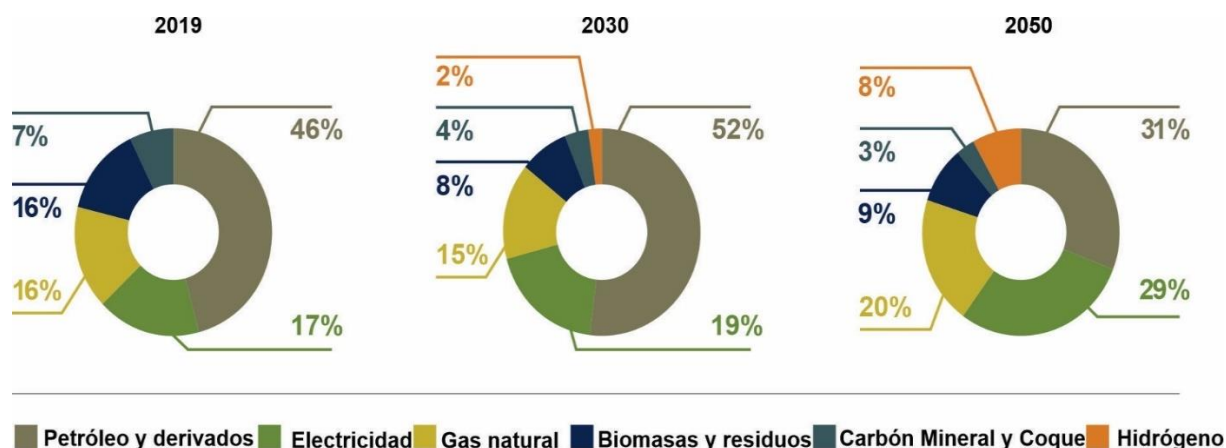
A continuación, se hará un resumen de los pronósticos del escenario disrupción, en el cual el hidrógeno juega un papel crucial.

**2.2.3.1. Pronósticos Escenario Disrupción.** Este escenario afirma que gracias a la disponibilidad de hidrógeno se prevé una sustitución parcial por este energético en procesos industriales y en algunos medios de transporte terrestre, seguidamente se mencionará los diferentes consumos y demandas previstas según el Plan Energético Nacional.

**Consumo Final** Según los modelos planteados en el PEN 2020-2050, el crecimiento promedio año del escenario disrupción es del 0,6 %. Como se mencionó anteriormente, el escenario de disrupción contempla tecnologías que actualmente están en desarrollo, como el hidrógeno, el cual para el año 2050 tiene una participación del 8 % con respecto a la demanda general, como se muestra en la Figura 17.

**Figura 17.**

*Consumo Final Escenario Disrupción.*

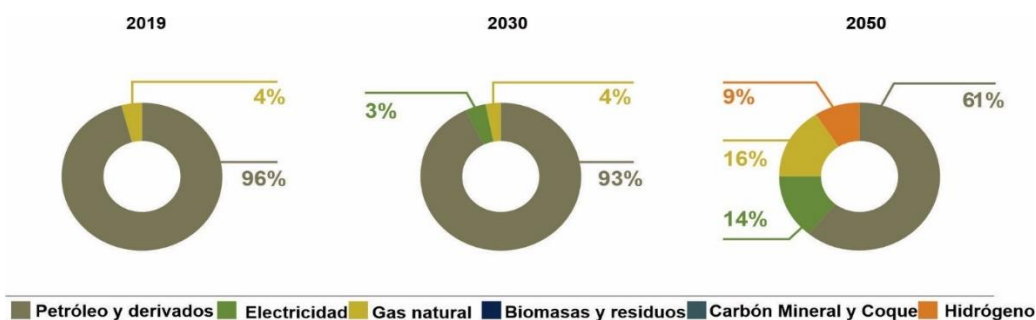


Nota: Adaptado de (UPME, 2021)

**Consumo Final Sector Transporte** Según la UPME en el PEN, para el consumo final del sector transporte, como se muestra en la Figura 18, se prevé que a 2050 aumente la participación de la electricidad en un 14 % y del gas natural en un 12 % lo que conduce a una disminución del porcentaje de participación de los combustibles líquidos en un 35%. El crecimiento promedio año del sector transporte se pronostica sea del 0,5 % y la participación del hidrógeno en un 9 % para el 2050.

**Figura 18.**

*Consumo Final Sector Transporte.*



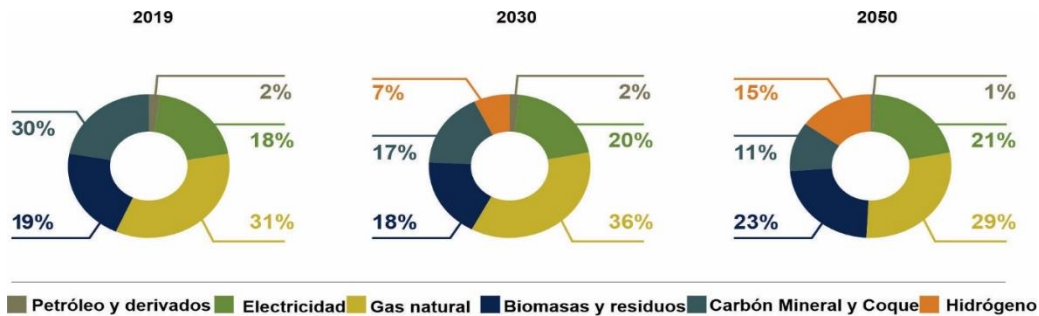
Nota: Adaptado de (UPME, 2021)

En este escenario, la energía eléctrica y el hidrógeno juegan un papel muy relevante en el consumo del parque automotor lo que se ve reflejado en la disminución en el total de miles de millones de toneladas de CO<sub>2</sub> generado.

**Consumo Final Sector Industrial** La UPME espera el crecimiento promedio año para el sector industrial sea del 1,3 % (Figura 19). En este sector, para el 2019-2050, el carbón disminuye su participación en 19 puntos porcentuales con respecto al hidrógeno, el cual adquiere una participación del 15%.

**Figura 19.**

*Consumo Sector Industrial.*

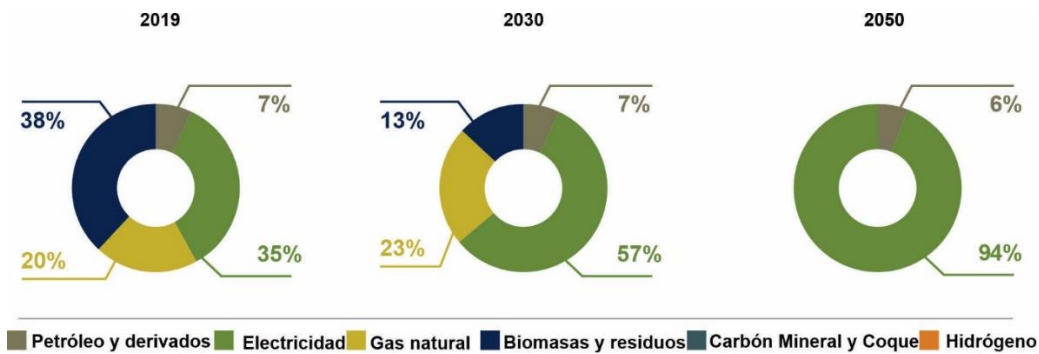


*Nota:* Adaptado de (UPME, 2021)

**Consumo Final Sector Residencial Para 2050**, como se muestra en la Figura 20, la participación de la leña desaparece a razón de la electricidad. Para 2030, se espera un decrecimiento de 15,5 % en el gas natural y un crecimiento de 59 % en la participación de la electricidad, mostrando una alta electrificación en este sector. El hidrógeno no tiene participación en este sector.

**Figura 20.**

*Consumo Sector Residencial.*

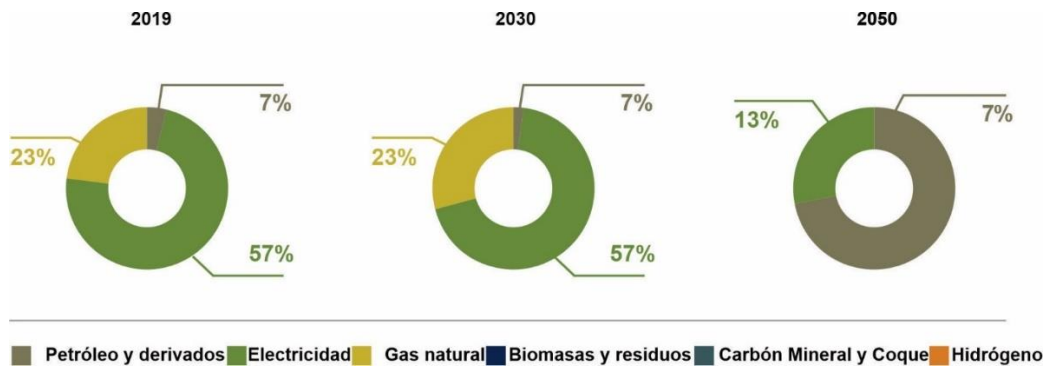


*Nota:* Adaptado de (UPME, 2021)

**Consumo Final Sector Terciario A 2050** Se espera un crecimiento promedio año de 2,1 % (gas natural), 1,4 % (Electricidad), y -26 % (petróleo y derivados) (UPME, 2021). El hidrógeno no tiene participación alguna, como se visualiza en la Figura 21.

**Figura 21.**

*Consumo Sector Terciario.*

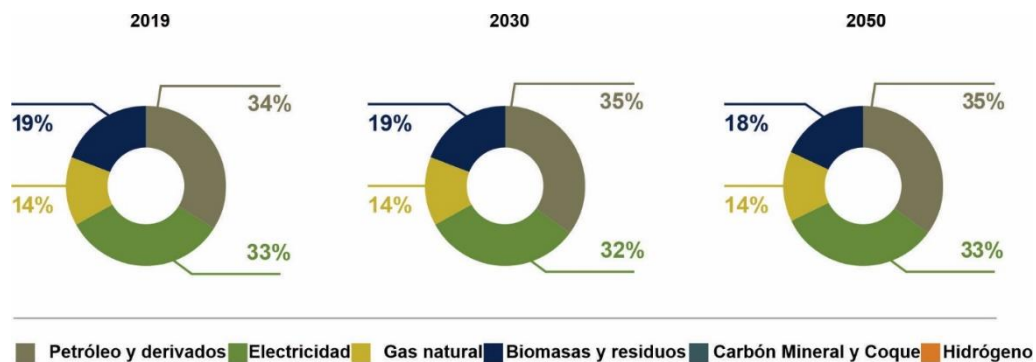


*Nota:* Adaptado de (UPME, 2021)

**Consumo Final Sector Agrícola, Construcción y Minería A 2050** el crecimiento promedio año es de 3,4 % este es un sector con pocas perturbaciones en el uso de los energéticos. El hidrógeno no tiene participación según el pronóstico (Figura 22).

**Figura 22.**

*Sector Agrícola, de Construcción y Minería.*

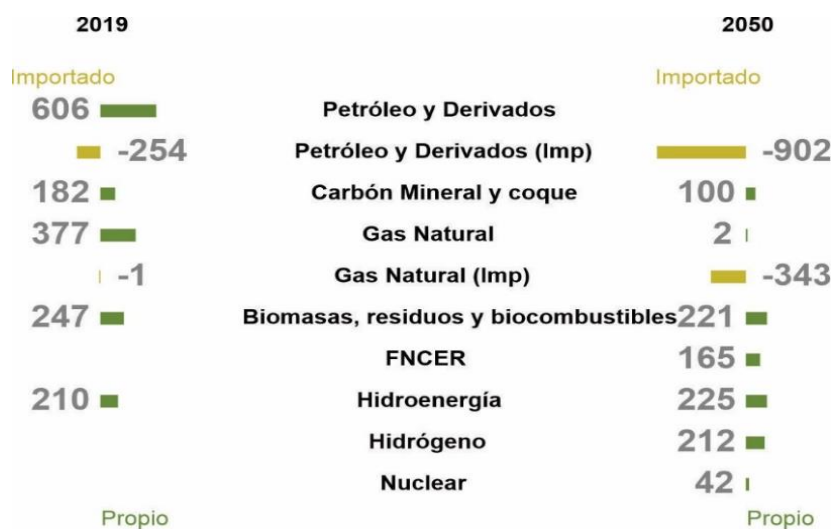


*Nota:* Adaptado de (UPME, 2021)

**Oferta de Energía Primaria** De acuerdo con los resultados descritos en (UPME, 2021) del escenario, para 2050 la oferta de energía primaria del país alcanzaría los 2.211 PJ, con una producción local que obtendría los 966 PJ (47,7 %). Se pronostica que la participación de los energéticos a 2050 se distribuirá así (Figura 23): Petróleo y derivados (40,8 %), Gas natural (15,6 %) Biomosas, residuos y biocombustibles con (10,0 %), FNCER con (7,4%), Hidroenergía con (10,2 %), Hidrógeno con (9,6 %), Carbón mineral con (4,5 %) y Nuclear con (1,9 %)

**Figura 23.**

*Oferta de Energía Primaria de Acuerdo con Escenario Disrupción.*



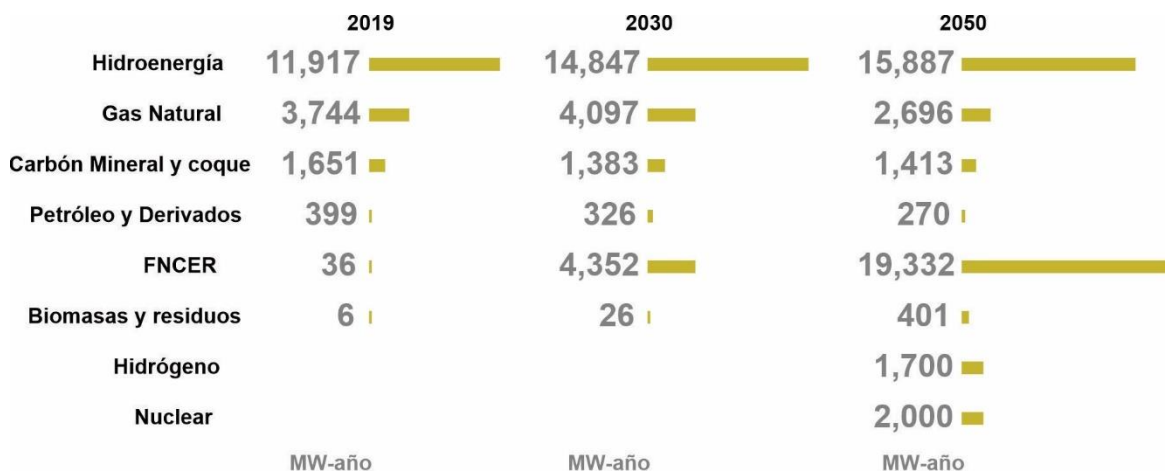
Nota: Adaptado de (UPME, 2021)

**Capacidad Instalada en el Parque de Generación Eléctrica** Como se muestra en la Figura 24, las participaciones más representativas a 2050 dentro de la canasta de generación eléctrica serán: 44,2 % (FNCER), 36,4 % (hidroenergía), 6,2 % (gas natural), 4,0 % (entre derivados del petróleo y carbón mineral), 0,9 % (biomasas y residuos), 4,6 % (nuclear) y 3,9 % (hidrógeno).

Se contempla la entrada de plantas de hidrógeno que contribuirían entre 800 MW (2038) a 1.400 MW (2042).

**Figura 24.**

*Capacidad Instalada en el Parque de Generación Eléctrica en Escenario Disrupción.*



*Nota:* Adaptado de (UPME, 2021)

### 2.3. Estado del Arte del Hidrógeno como Vector Energético

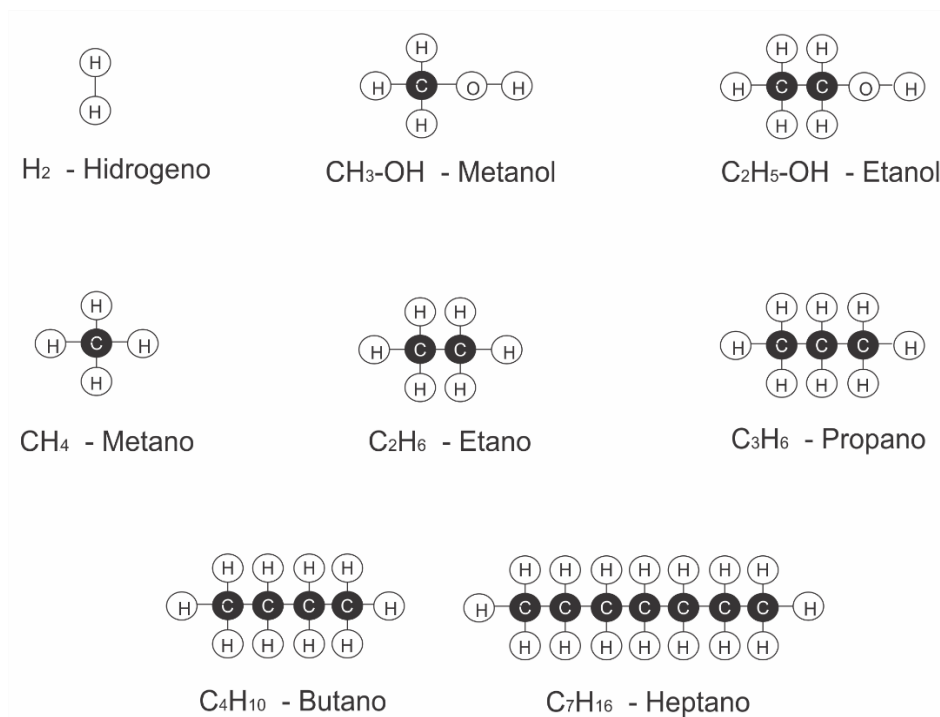
Existen muchos tipos de compuestos de hidrocarburos, cada uno con una combinación específica de átomos de carbono e hidrógeno en una geometría única. El más simple de todos los hidrocarburos es el metano, que es el componente principal del gas natural. (Otros componentes del gas natural incluyen etano, propano, butano y pentano, así como también impurezas). El metano tiene la fórmula química  $\text{CH}_4$ , lo que significa que cada molécula tiene cuatro átomos de hidrógeno y un átomo de carbono.

Por otra parte, la gasolina está compuesta de una mezcla de muchos hidrocarburos diferentes, pero uno de los componentes más importante es el heptano ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ). Otros combustibles químicos incluyen los alcoholes cuyas moléculas combinan un par de átomos de oxígeno / hidrógeno (OH) con uno o más grupos hidrocarbonados. Los combustibles comunes de alcohol son metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) y etanol ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ ). Estos pueden mezclarse con hidrocarburos para su uso en motores de combustión interna (Lanz et al., 2001). A continuación, en la Figura 25 se muestra

la estructura atómica del hidrógeno y los principales hidrocarburos, los cuales fueron anteriormente mencionados.

### Figura 25.

*Estructura de los Hidrocarburos.*



*Nota:* Adaptado de (Vančik, 2014)

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, es un gas incoloro, inodoro, insípido y no venenoso bajo condiciones normales. Es el elemento más simple conocido por el hombre y a su vez el más abundante en el universo, con un 90% en peso. Normalmente, existe como una molécula diatómica ( $H_2$ ) (Fernández, 2013). En la tierra, el hidrógeno se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que es un vector energético (Centro Nacional del Hidrógeno, s.f.). Al ser un vector energético, puede ser utilizado en celdas de combustible (pilas de combustible) para

producir electricidad, como fuente alterna de energía para vehículos debido a su alto rendimiento y a que no genera contaminantes durante su uso, entre otras aplicaciones. Actualmente, el H<sub>2</sub> está siendo objeto de estudio para ser utilizado como batería de los teléfonos inteligentes (Morales Ramos, et al., 2017). En consecuencia de lo anteriormente mencionado, en los últimos años se ha estudiado arduamente el hidrógeno, tanto así que se espera que en un futuro esta energía sea totalmente limpia, abundante, confiable, asequible y que además, constituya una parte integral de todos los sectores de la economía (Zohuri, 2016).

A continuación, se presentará un breve estado del arte del hidrógeno, donde se habla de sus propiedades, características, almacenamiento, etc.

### ***2.3.1. Aplicaciones del Hidrógeno***

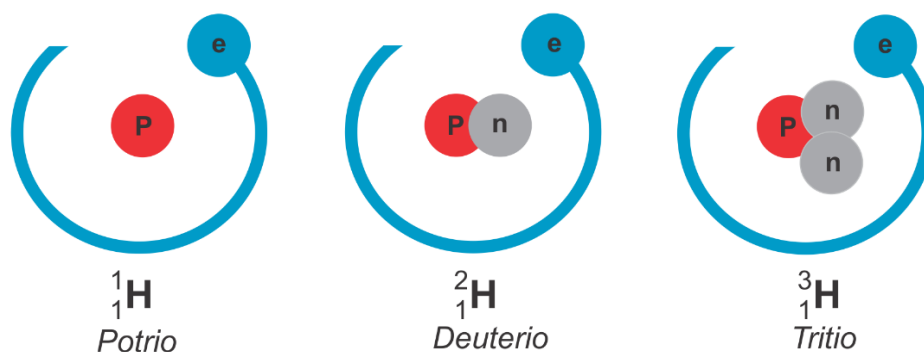
El hidrógeno se emplea en un gran número de aplicaciones industriales. Dentro de la industria, los mayores consumidores son las empresas que sintetizan amoníaco, seguido de las refinerías de petróleo y las plantas de producción de metanol. El resto está repartido en la industria farmacéutica, de alimentación, electrónica, etc. Sin embargo, en los últimos años ha tomado una relevancia añadida el hecho de que el hidrógeno pueda ser el portador energético del futuro (Rivero, 2016).

### 2.3.2. Propiedades, Estructura y Datos Fundamentales del Hidrógeno

**2.3.2.1 Isótopos.** Como se muestra en la Figura 26, se conocen 3 isótopos del elemento hidrógeno:  $^1_1\text{H}$  es el hidrógeno ligero, el más abundante, con un protón y cero neutrones. El  $^2_1\text{H}$  es el deuterio (D), cuyo núcleo alberga un protón y un neutrón y el  $^3_1\text{H}$  es el tritio (T), cuyo núcleo contiene un protón y dos neutrones. El deuterio es aproximadamente dos veces más pesado y el tritio aproximadamente tres veces más pesado que el hidrógeno ligero, o también llamado protio. Casi todo el hidrógeno (99.985%) es hidrógeno ordinario (protio), solo 0.015% ocurre como Deuterio, mientras que la proporción de tritio es insignificante (Shell, 2017).

**Figura 26.**

*Isótopos del  $\text{H}_2$ .*



*Nota:* Adaptado por el autor a partir de (Shell, 2017).

Existen dos modificaciones del  $\text{H}_2$  dependiendo de si los protones del compuesto giran en paralelo o en direcciones opuestas sobre su propio eje, estas se conocen respectivamente como ortohidrógeno y para-hidrógeno. El ortohidrógeno ( $o\text{-H}_2$ ) tiene un mayor contenido energético que el para-hidrógeno ( $p\text{-H}_2$ ). El orto- y para- hidrógeno poseen propiedades químicas muy similares, pero algunas de sus propiedades físicas difieren un poco. En condiciones estándar, el hidrógeno existe como una mezcla 75:25 de hidrógeno o y p. (Holleman & Wiberg, 2007). En este trabajo de grado el término "hidrógeno" se utilizará principalmente como sinónimo de la molécula  $\text{H}_2$ .

**2.3.2.2 Propiedades Físicas del Hidrógeno.** A continuación, se presentará una breve revisión bibliográfica de las propiedades físicas del hidrógeno.

**Estado.** El hidrógeno puede considerarse un gas ideal en un amplio rango de temperaturas, aun a altas presiones. En condiciones estándar de temperatura y presión, es un gas diatómico no metálico, incoloro, inodoro, insípido, no tóxico, no corrosivo, que en principio no es fisiológicamente peligroso (HySafe, s.f.).

**Densidad.** Una de las características más importantes del hidrógeno es su baja densidad, la cual es necesaria para cualquier aplicación práctica en la que se necesite comprimirlo o licuarlo (HySafe, s.f.). Es el elemento más ligero de la tabla periódica con una densidad del hidrógeno gaseoso de  $0.0899 \text{ kg/Nm}^3$  o  $0.005229 \text{ lb/ft}^3$  a  $68 \text{ }^\circ\text{F}$ ;  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , 1 atm (Jerez Navarro, 2018). Por otra parte, la densidad del hidrógeno líquido es  $4.432 \text{ lb/ft}^3$  ( $70.8 \text{ kg/m}^3$ )

**Volumen Específico.** El volumen específico de hidrógeno gaseoso es  $191,3 \text{ pies}^3 / \text{lb}$  ( $11,9 \text{ m}^3 / \text{kg}$ ) a  $68 \text{ }^\circ\text{F}$  ( $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) y 1 atm, y el volumen específico de hidrógeno líquido es  $0,226 \text{ pies}^3 / \text{lb}$  ( $0,014 \text{ m}^3 / \text{kg}$ ) a  $-423 \text{ }^\circ\text{F}$  ( $-253 \text{ }^\circ\text{C}$ ) y 1 atm (Lanz et al., 2001).

**Gravedad Específica.** El hidrógeno gaseoso, con una densidad de  $0,00523 \text{ lb} / \text{pie}^3$ , tiene una gravedad específica de  $0,0696$  y, por tanto, es aproximadamente el 7% de la densidad del aire. Así mismo, el hidrógeno líquido con una densidad de  $4.432 \text{ lb} / \text{pie}^3$ , tiene una gravedad específica de  $0.0708$  y, por lo tanto, es también aproximadamente 7% la densidad del agua (Lanz et al., 2001)

**Relación de Expansión.** La relación de expansión del hidrógeno es de 1:848, lo cual significa que el hidrógeno en estado gaseoso en condiciones atmosféricas ocupa 848 veces más volumen que en su estado líquido. Por otra parte, cuando el hidrógeno se almacena como un gas a

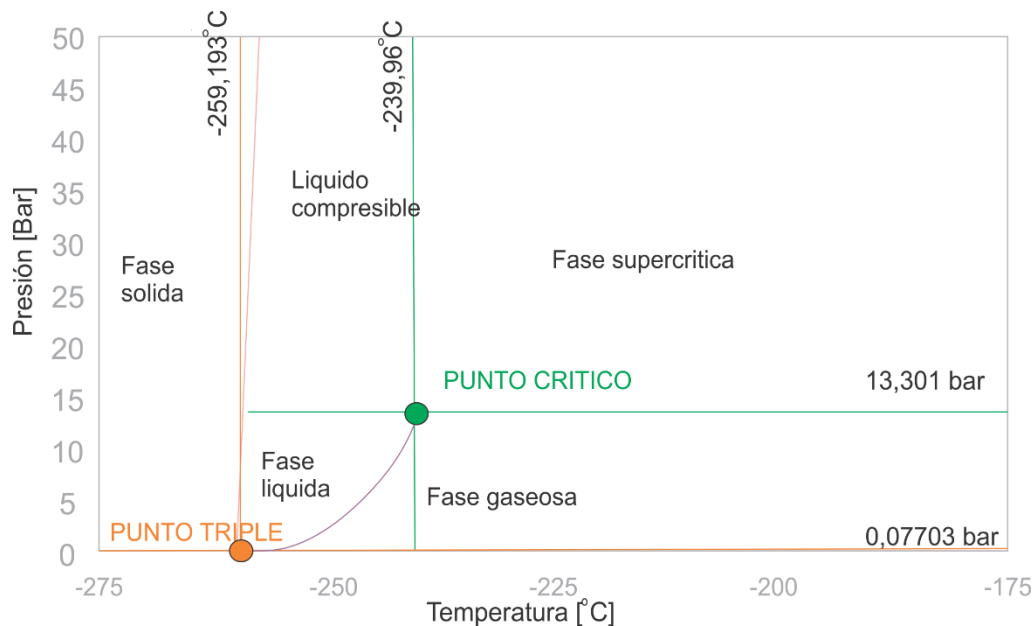
alta presión a 3600 psig (250 barg) y temperatura atmosférica, su relación de expansión a presión atmosférica es 1:240. (Lanz et al., 2001)

**Fugas.** Debido a que el hidrógeno es una molécula tan pequeña, las fugas son muy comunes. Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno es incoloro, inodoro e insípido, por lo cual, estas fugas de hidrógeno gaseoso son imposibles de detectar por los sentidos humanos. Las fugas de hidrógeno líquido se caracterizan por escarcha o cristales de hielo cerca y generalmente una nube de vapor que indica la condensación de humedad del aire circundante. En caso de un derrame criogénico, se debe evacuar inmediatamente el área y notificar a las autoridades (HydrogenTools).

**Diagrama de Fases del Hidrógeno.** La temperatura y la presión crítica caracterizan el punto crítico de una sustancia (Donde la fase líquida y gaseosa se fusionan). Como se muestra en la Figura 27, el punto crítico para el hidrógeno es de aproximadamente  $-240\text{ }^{\circ}\text{C}$  o  $33,15\text{ K}$  y  $13\text{ bar}$ . El punto crítico marca el extremo superior de la curva de presión de vapor en la fase presión-temperatura del diagrama. En el hidrógeno, la densidad crítica en el punto crítico es de  $31\text{ gramos por litro (g / l)}$ .

El punto de fusión, en el que el  $\text{H}_2$  cambia de líquido a estado sólido de agregación, es  $-259,19\text{ }^{\circ}\text{C}$  o  $13,9\text{ K}$  bajo presión normal. Es importante resaltar que solo el helio tiene puntos de ebullición y fusión más bajos que el hidrógeno.

El punto triple es aquel en el cual coexisten en equilibrio el estado sólido, el estado líquido y el estado gaseoso de una sustancia, para el hidrógeno este punto corresponde a  $13,84\text{ }^{\circ}\text{K}$  de temperatura y  $7,70\text{ KPa}$  de presión (Shell, 2017).

**Figura 27.***Diagrama de Fases del Hidrógeno.*

*Nota:* Adaptado de (The engineering tool box, 2008)

**2.3.2.3 Propiedades Químicas.** A continuación, se resumirá brevemente algunas de las propiedades químicas del hidrógeno.

**Inflamabilidad.** Según Shell (2017), la propiedad química más característica de hidrógeno es su inflamabilidad. El hidrógeno es un combustible inflamable, este se mezcla con el oxígeno siempre que se permita, ya sea que el aire entre en un recipiente de hidrógeno o que el hidrógeno se escape de cualquier recipiente al aire. Las fuentes de ignición toman la forma de chispas, llamas o altas temperaturas (Lanz et al., 2001).

**Punto de Inflamación.** El punto de inflamación es la temperatura más baja a la que una sustancia volátil se evapora para formar una mezcla inflamable con el aire en presencia de una fuente ígnea y continúa ardiendo después de que se retira la fuente de activación (Keçebaş &

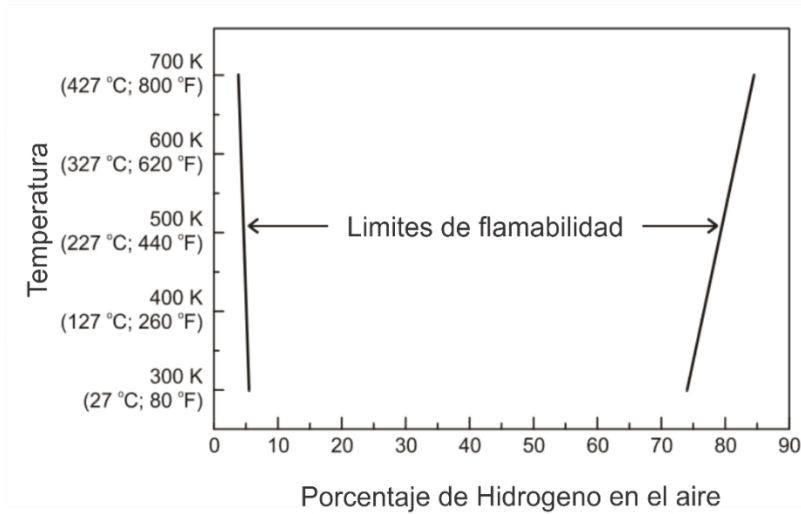
Kayfeci, 2019). El punto de inflamación siempre es menor que el punto de ebullición. Para combustibles que son gases en condiciones atmosféricas (como hidrógeno, metano y propano), el punto de inflamación está muy por debajo de la temperatura ambiente y tiene poca relevancia, ya que el combustible ya está completamente vaporizado. Para combustibles que son líquidos en condiciones atmosféricas (como gasolina o metanol), el punto de inflamación actúa como un límite de temperatura de inflamabilidad más bajo. Para el hidrógeno, el “Flash point” es menor a  $-423$  °F (menor a  $-253$  °C; 20 K) (Lanz et al., 2001).

**Rango de Inflamabilidad.** El hidrógeno tiene un rango de inflamabilidad muy amplio comparado con otros combustibles (Figura 28), este varía de un 4 por ciento a 74 por ciento de concentración en aire y de 4 por ciento a 94 por ciento en oxígeno; por lo tanto, evitar la mezcla del aire u oxígeno con hidrógeno dentro de espacios confinados es muy importante (Rhodes).

Los límites de inflamabilidad aumentan con la temperatura, como se ilustra en la Figura 29. Por lo tanto, incluso las pequeñas fugas de hidrógeno tienen el potencial de quemarse o explotar.

**Figura 28.**

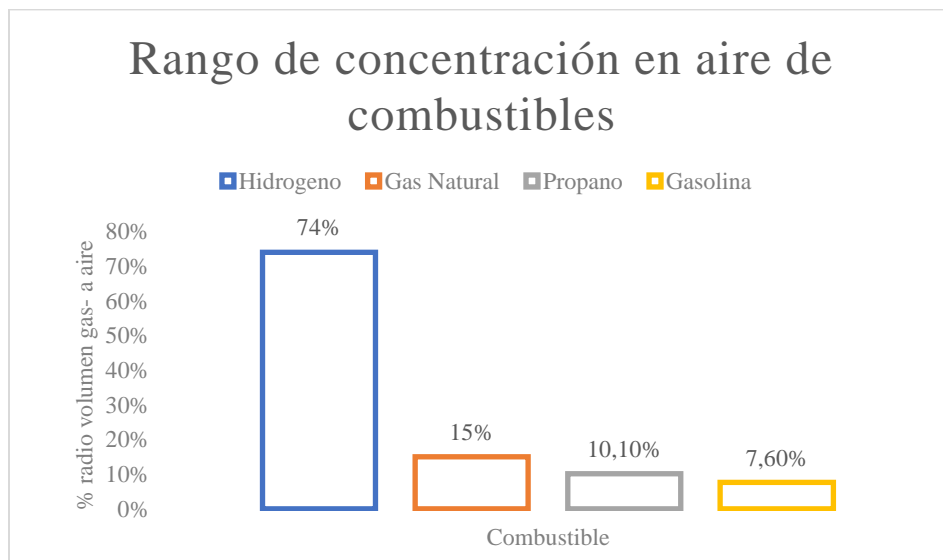
*Límites de Flamabilidad del Hidrógeno.*



*Nota:* Adaptado de (Lanz et al., 2001)

**Figura 29.**

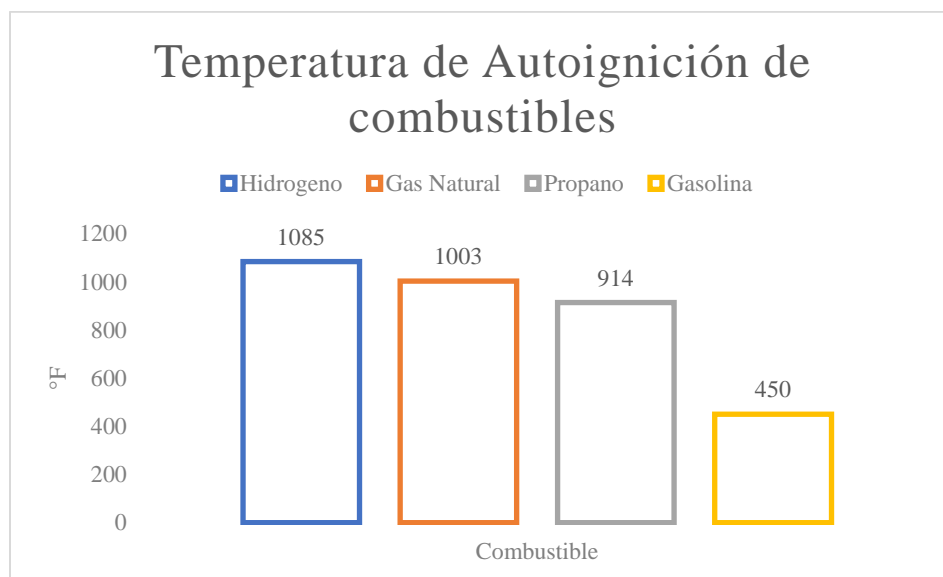
*Rango de Concentración en Aire de Combustibles.*



**Temperatura de Autoignición.** La temperatura de autoignición es la temperatura mínima a la que una sustancia combustible es capaz de inflamarse y mantener la combustión en ausencia de una fuente de ignición (Fundación MAPFRE, s.f.). Para el hidrógeno, la temperatura de autoignición es relativamente alta a 1085 °F (585 °C). Esto hace que sea difícil encender una mezcla basándose únicamente en el calor sin alguna fuente de ignición adicional. En la Figura 30, se puede visualizar la temperatura de autoignición del hidrógeno vs la temperatura de otros combustibles (Gas Natural, Propano y Gasolina)

**Figura 30.**

*Temperatura de Autoignición de Combustibles.*



**Índice de Octano.** Para determinar la medida de octanaje de los combustibles, se usa una escala arbitraria de número de octano. En la escala, se da a los hidrocarburos iso-octano (que son poco detonantes) un índice RON de 100 octanos y al n-heptano (que es muy detonante) un índice RON de 0 octanos (Total, s.f.).

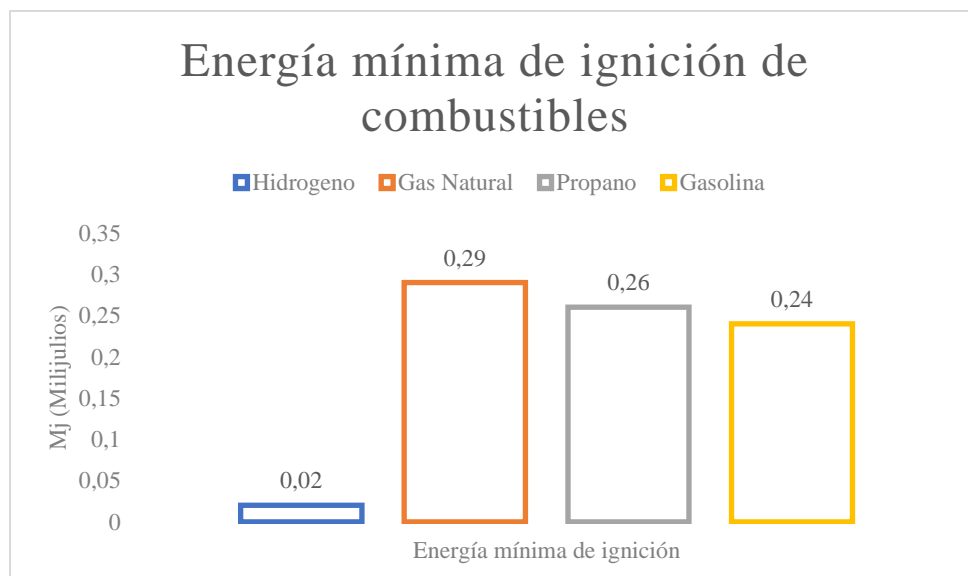
El hidrógeno posee un elevado número de octano (130), con lo que es especialmente resistente a golpeteos, aun cuando se realizan combustiones con mezclas muy pobres. Los

golpeteos o picados son detonaciones secundarias, que ocurren después de la ignición del combustible debido a la acumulación de calor en ciertas zonas de la cámara de combustión. Cuando la temperatura local excede de la temperatura de autoencendido ocurren estos golpeteos (Fàbrega Ramos, 2009).

**Índice de Autoignición.** Las fuentes más comunes de ignición en motores de combustión interna son las chispas (Fàbrega Ramos, 2009). El hidrógeno solo requiere 0.02 milijulios de energía para encender la mezcla de hidrógeno y aire, que es menos del 7 por ciento de la energía necesario para encender el gas natural (Rhodes). En la Figura 31 se puede observar una comparación entre la energía mínima de ignición de algunos combustibles con el hidrógeno.

**Figura 31.**

*Energía Mínima de Ignición de Combustibles*



**Velocidad de Combustión.** La velocidad de combustión es la velocidad a la que una llama viaja a través de una mezcla de gas combustible. El hidrógeno a 8,7 -10,7 ft/ s tiene una velocidad de combustión mayor en casi un orden de magnitud que la del metano o la gasolina (en condiciones

estequiométricas). Por lo tanto, los incendios de hidrógeno arden rápidamente y, como resultado, tienden a tener una vida relativamente corta (Lanz et al., 2001).

**Llama de Hidrógeno.** El hidrógeno arde con una llama azul pálida, la cual es casi invisible a la luz del día, esta llama puede ser amarilla si hay impurezas en el aire como polvo o sodio. Una llama de hidrógeno puro no debe producir humo y debe tener un calor radiante bajo (HydrogenTools).

**Reactividad.** La alta reactividad es una característica de todos los combustibles químicos. En cada caso, se produce una reacción química cuando las moléculas de combustible forman enlaces con el oxígeno que hay en el aire, de modo que al final, las moléculas que han reaccionado dispondrán de menor energía que cuando se encontraban en su estado inicial. Cuando las moléculas reaccionan, el cambio producido en el estado de su energía va acompañado de una cesión de energía que se puede utilizar para producir trabajo útil (Fàbrega Ramos, 2009).

A temperaturas ordinarias el hidrógeno es una sustancia poco reactiva, a menos que haya sido activado de alguna manera; por ejemplo, por un catalizador adecuado. Por el contrario, a temperaturas elevadas es muy reactivo (Lenntech, s.f.). Por lo anterior, este elemento no se encuentra químicamente libre en la naturaleza y se necesitan temperaturas muy altas para disociar el hidrógeno molecular en hidrógeno atómico. Es decir, aun a 5000 K, aproximadamente el 5% del hidrógeno permanece sin disociar. En la naturaleza, principalmente el hidrógeno está ligado a oxígeno o a átomos de carbono. Por lo tanto, para obtener hidrógeno a partir de compuestos naturales, se necesita un gasto de energía. Debido a lo anterior, el hidrógeno debe considerarse como un portador de energía, un medio para almacenar y transmitir energía derivada de una fuente de energía primaria (Gupta & Pant, 2008).

**Productos de la Reacción.** El hidrógeno es un combustible casi ideal en términos de reducción de smog cuando se quema, ya que no contiene carbono ni azufre, por lo que no se produce CO, CO<sub>2</sub>, ni SO<sub>x</sub> durante la combustión. El hidrógeno permite una combustión más pobre, lo que resulta en temperaturas de combustión y emisiones de NO<sub>x</sub> más bajas. Además, el hidrógeno no es tóxico, por lo que el hidrógeno sin quemar no representa un riesgo directo para la salud (Lanz et al., 2001).

**Energía.** Se denomina Poder Calorífico Inferior o Neto cuando el agua en los productos de la combustión está en forma de vapor y Poder Calorífico Superior o Bruto cuando el agua en los productos de combustión se condensa por completo y queda en estado líquido. Por ello, se usó la denominación Poder Calorífico Superior para el calor verdaderamente producido en la reacción de combustión y Poder Calorífico Inferior para el calor realmente aprovechable, el cual es el producido sin tener en cuenta la energía de condensación del agua y otros procesos de pequeña importancia (Promigas, s.f.). El hidrógeno, cuenta con un valor de poder calorífico superior de 61,000 Btu/lb (141.86 kJ/g) y con un poder calorífico bruto de 51,500 Btu/lb (119.93 kJ/g).

El hidrógeno tiene la relación energía-peso más alta de todos los combustibles, ya que el hidrógeno es el elemento más ligero y no tiene átomos de carbono pesados. La cantidad de energía liberada durante la reacción del hidrógeno, en masa, es aproximadamente 2,5 veces el calor de combustión de los combustibles de hidrocarburos comunes.

**Densidad de Energía.** Otra ventaja y característica importante del hidrógeno es su densidad energética. El diésel tiene una densidad energética de 45,5 megajulios por kilogramo (MJ / kg), ligeramente inferior a la gasolina, que tiene una densidad energética de 45,8 MJ / kg. Por el contrario, el hidrógeno tiene una densidad energética de aproximadamente 120 MJ / kg, casi tres veces más que el diésel o la gasolina. En términos eléctricos, la densidad de energía del hidrógeno

es igual a 33,6 kWh de energía utilizable por kg, en comparación con el diésel que solo contiene entre 12 y 14 kWh por kg (Molloy , 2019).

**Fragilidad por Hidrógeno.** La fragilización por hidrógeno es un tipo de corrosión en la cual el hidrógeno atómico se difunde en el material y se deposita en la estructura reticular del metal (Item, s.f.).

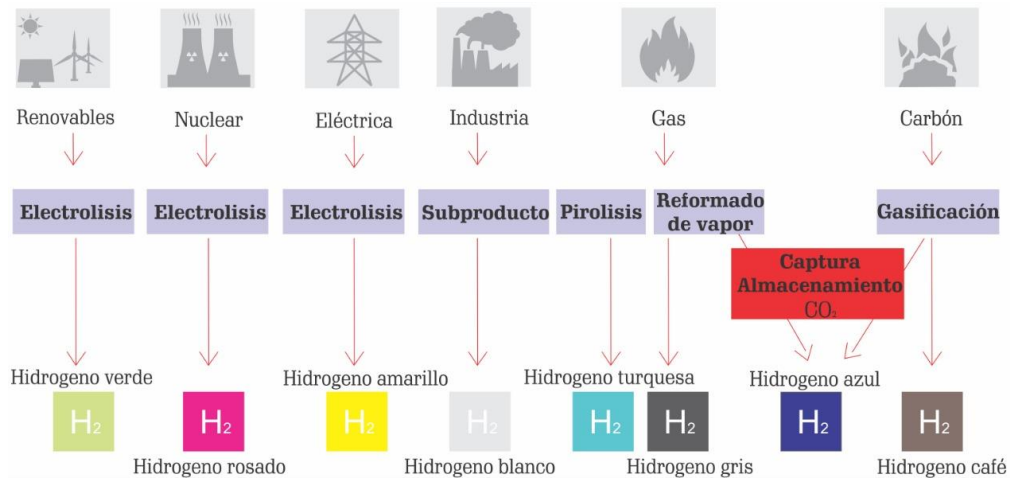
### ***2.3.3. Fuentes de Suministro***

El hidrógeno se puede producir de muchas formas con la energía necesaria para producirlo procedente de muchas fuentes diferentes. La industria ha propuesto el uso de colores para describir las diferentes corrientes de energía del hidrógeno. Marrón, gris, azul, turquesa, blanco, amarillo, rosado y verde son algunos de los colores que se utilizan habitualmente y representan la fuente del medio ambiente y el proceso utilizado para producir el hidrógeno (NACFE, 2020), como se puede observar en la Figura 32.

Generalmente, mientras más hidrógeno contenga una sustancia, se espera que sea más económico separarlo. El gas metano contiene alrededor de un 25 wt.% (% en peso), en el petróleo y el agua un 12 wt.% y en el carbón entre un 4 y 6 wt.% (Vásques & Salinas, 2018). Como se muestra en la Figura 33, existen 3 categorías comunes del hidrógeno (gris, azul y verde). Por el momento, se produce industrialmente principalmente a partir de gas natural, el cual genera importantes emisiones de carbono. Ese tipo se conoce como hidrógeno "gris". Una versión más limpia es el hidrógeno "azul", cuyas emisiones de carbono se capturan y almacenan o se reutilizan. El más limpio de todos es el hidrógeno "verde", que se genera mediante fuentes de energía renovables sin producir emisiones de carbono en primer lugar (Noé , 2019).

**Figura 32.**

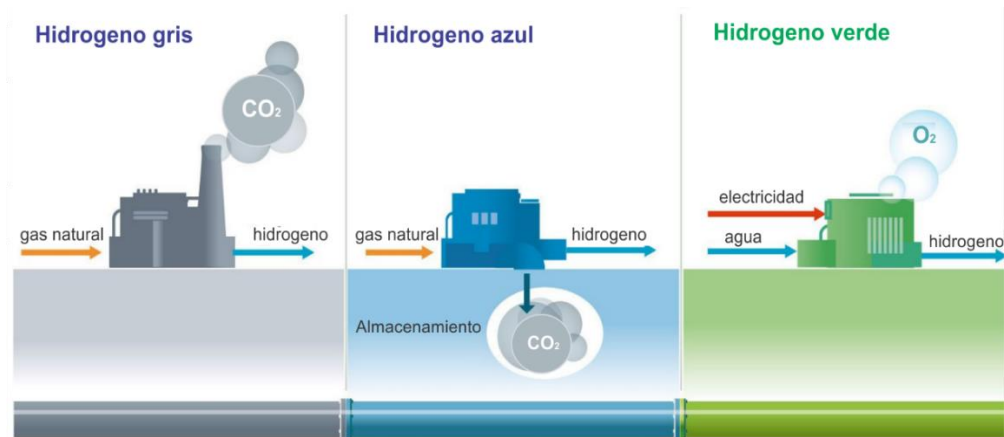
*Colores del Hidrógeno.*



*Nota:* Adaptado de (NACFE, 2020)

**Figura 33.**

*Hidrógeno Gris, Azul y Verde.*



*Nota:* Adaptado de (the world of hydrogen, s.f.)

Por el momento, el hidrógeno gris es más barato que los otros dos. El principal impulsor es el precio del gas natural, que varía en todo el mundo.

A continuación, se profundizará acerca de los métodos de producción de hidrógeno, los cuales pueden clasificarse en termoquímicos, electrolíticos, biológicos y otros procesos.

**2.3.3.1 Procesos Termoquímicos.** Usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.

**Reformado de Gas Metano con Vapor.** Es el proceso mediante el cual el metano ( $\text{CH}_4$ ) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de hidrógeno junto a otros compuestos. A nivel mundial el 48 % del hidrógeno se produce a través del proceso de reformado de gas metano con vapor (Vásques & Salinas, 2018).

Básicamente, el reformado de gas metano con vapor es un proceso de producción maduro en el que se utiliza vapor a alta temperatura ( $700^\circ\text{C} - 1.000^\circ\text{C}$ ) para producir hidrógeno a partir de una fuente de metano, como el gas natural. En el reformado de metano con vapor, el metano reacciona con el vapor a una presión de 3 a 25 bar (1 bar = 14,5 psi) en presencia de un catalizador para producir hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Este proceso es endotérmico, por lo cual se debe suministrar calor al proceso para que prosiga la reacción (Energy gov, s.f.).

Posteriormente, en lo que se llama la "reacción de desplazamiento de agua-gas", el monóxido de carbono y el vapor se hacen reaccionar usando un catalizador para producir dióxido de carbono y más hidrógeno. En un paso final del proceso llamado "adsorción por cambio de presión", el dióxido de carbono y otras impurezas se eliminan de la corriente de gas, dejando hidrógeno esencialmente puro. Es importante mencionar que este proceso se puede utilizar para producir hidrógeno a partir de otros combustibles, como etanol, propano o incluso gasolina.

En la Figura 34, se puede observar un esquema convencional de reformado vapor-metano, las reacciones incluidas en este proceso son:



Según (Vásques & Salinas, 2018) , la oxidación parcial es utilizada principalmente en:

- La producción de H<sub>2</sub> para aplicaciones de refinería
- La producción de gas de síntesis a partir de carbón
- La producción de energía eléctrica a partir de coque de petróleo y brea de desasfaltado,

a través de grandes ciclos combinados integrados con turbinas a gas.

Como en el reformado con vapor, en la oxidación parcial un gas de síntesis es producido, este gas se convierte en hidrógeno por medio de la reacción de desplazamiento de agua-gas y tratamiento de gases. Sin embargo, una diferencia sustancial con el reformado con vapor es que la oxidación parcial se usa O<sub>2</sub> en lugar de vapor de agua como oxidante.

En general, la oxidación parcial es menos eficiente que el proceso de reformado con vapor, sin embargo, ofrece la ventaja de ser capaz de convertir una gama más amplia de productos, en lugar de solo hidrocarburos livianos (Shell, 2017).

**Reformado Auto-Térmico.** El reformado autotérmico (ATR) es un proceso para producir gas de síntesis, compuesto de hidrógeno y monóxido de carbono, mediante la oxidación parcial de los hidrocarburos, introducidos con oxígeno y vapor, y posterior reformado catalítico (Air Liquide, s.f.)

La materia prima de este proceso puede ser gas natural, gases residuales de refinería, gas pre-reformado, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, entre otros.

**Gasificación del Carbón.** El 18 % del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de la gasificación del carbón, esta tecnología es aplicable a el gas natural, la biomasa y los refinados pesados de refinería (Vásques & Salinas, 2018).

La gasificación del carbón es un proceso en el cual se convierte, parcial o completamente el carbón en gas de síntesis. Después de purificar el gas de síntesis, este se usa en:

- Combustión en una turbina de gas para producir electricidad
- Materia prima para síntesis químicas, como amoníaco, combustible líquido y producción de metanol
- Producción de metano sintético a partir de hidrógeno y dióxido de carbono. para producción de gas natural sintético.

Este proceso puede producir grandes cantidades de gas natural sintético, con una eficiencia entre 50 y 70 %

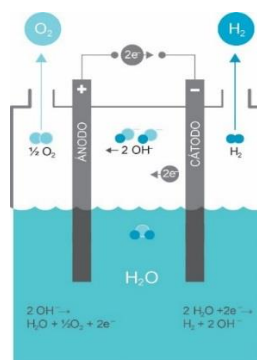
***Gasificación de La Biomasa.*** Según (Estrada & Zapata, 2004), la Biomasa es un tipo de energía renovable que puede reemplazar el uso de algunos combustibles fósiles como el carbón mineral y el gas natural. Básicamente, la gasificación es el proceso de conversión de la biomasa sólida en un gas combustible que contiene monóxido de carbono e hidrógeno principalmente por medio de un proceso termoquímico. Este proceso se cumple en una cámara cerrada y sellada que opera un poco por debajo de la presión atmosférica.

**2.3.3.2 Electrolisis del Agua.** La electrólisis es el proceso de utilizar electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. Esta reacción tiene lugar en una unidad llamada electrolizador, la cual puede variar en tamaño (Energy gov, s.f.). Esta tecnología se considera madura, a tal punto que actualmente es el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua mediante el uso de fuentes renovables. La electrólisis se descubrió en el año 1800, tras la invención de la pila eléctrica por Alessandro Volta ese mismo año, otros químicos probaron a conectar sus polos en un recipiente con agua. Así descubrieron que la corriente fluía por el agua y que en los electrodos aparecían separados el hidrógeno y el oxígeno (Iberdrola, s.f.).

Los electrolizadores constan de un ánodo y un cátodo separados por un electrolito (Figura 35). Los diferentes electrolizadores funcionan de formas ligeramente diferentes, principalmente debido al diferente tipo de material electrolítico involucrado (Energy gov, s.f.). La eficiencia de la electrólisis se determina por la cantidad de electricidad utilizada para producir una cantidad de hidrógeno. Dependiente en el método utilizado, la eficiencia de este proceso se encuentra actualmente en la región de 60 al 80% (basado en el poder calorífico) (Shell, 2017).

**Figura 35.**

*Esquema General Electrolisis.*



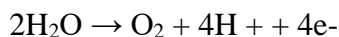
*Nota:* Adaptado de (Shell, 2017)

**Membrana de Intercambio de Protones, PEM.** Esta tecnología utiliza una membrana polimérica con carácter ácido, la cual es responsable del intercambio de protones de hidrógeno (Vásques & Salinas, 2018). Según (Energy gov, s.f.), en este proceso:

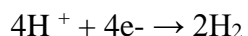
- El agua reacciona en el ánodo para formar oxígeno e iones de hidrógeno cargados positivamente (protones).
- Los electrones fluyen a través de un circuito externo y los iones de hidrógeno se mueven selectivamente a través del ánodo hasta el cátodo.
- En el cátodo, los iones de hidrógeno se combinan con los electrones del circuito externo para formar gas hidrógeno.

Las reacciones presentes en esta tecnología son:

#### **Reacción del ánodo**



#### **Reacción del cátodo**



La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre un 99,99 vol. % sin la necesidad de equipos auxiliares. Comercialmente estos sistemas tienen una

capacidad de 150 kW hasta 1 MW, una vida útil de 20.000 a 60.000 horas, pudiendo llegar a las 80.000. Las eficiencias van entre 48 y 78 % (Vásques & Salinas, 2018).

Según (Amores et al., n.d.), los primeros sistemas de electrólisis PEM (PEMWE) fueron construidos en la década de 1960, pero ha sido en esta última cuando han cobrado más relevancia, debido a una serie de ventajas respecto a la electrólisis alcalina. Por un lado, pueden trabajar a mayores intensidades, generando un hidrógeno más puro a alta presión, logrando así sistemas más compactos y reduciendo los costos asociados a etapas de purificación y compresión. Por otro lado, no requiere el uso de electrolitos corrosivos (como en la electrólisis alcalina), lo que simplifica su mantenimiento. Además, presentan dinámicas muy rápidas, por lo que pueden acoplarse fácilmente a sistemas fluctuantes, como las energías renovables. Sin embargo, el coste actual de la tecnología PEM es casi el doble de la alcalina.

***Electrolizadores Alcalinos.*** Los electrolizadores alcalinos han estado disponibles en el mercado durante muchos años, estos funcionan mediante el transporte de iones de hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) a través del electrolito desde el cátodo al ánodo, generando hidrógeno en el lado del cátodo. Este tipo de electrolizadores utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH).

En general, algunos de estos dispositivos pueden llegar a tamaños entre 2 y 3 MW, produciendo entre 40-70 kg  $\text{H}_2$ /h. En la operación, la temperatura se encuentra entre 60 y 80 °C, mientras que la presión suele ser atmosférica. Los niveles de pureza de  $\text{H}_2$  que se pueden conseguir son superiores a 99,5 %. Tienen una vida útil de 15 años, estimándose 60.000 a 90.000 horas de operación para las celdas, con eficiencias entre 47 y 82 % (Vásques & Salinas, 2018). Para su complemento a la producción de energías renovables, esta tecnología tiene poca flexibilidad, sin embargo, se está investigando más acerca de este tema.

**Membrana de Estado Sólido, SOE.** Los electrolizadores de óxido sólido utilizan un material cerámico sólido como electrolito que conduce selectivamente iones de oxígeno cargados negativamente ( $O_2^-$ ) a temperaturas elevada.

Los electrolizadores de óxido sólido deben operar a temperaturas lo suficientemente altas para que las membranas de óxido sólido funcionen correctamente (alrededor de  $700^\circ - 800^\circ C$ , en comparación con los electrolizadores PEM, que operan a  $70^\circ - 90^\circ C$ , y los electrolizadores alcalinos comerciales, que operan a  $100^\circ C - 150^\circ C$ . Los electrolizadores de óxido sólido pueden utilizar eficazmente el calor disponible a estas temperaturas elevadas (de diversas fuentes, incluida la energía nuclear) para disminuir la cantidad de energía eléctrica necesaria para producir hidrógeno a partir del agua (Energy gov, s.f.). Las eficiencias de este método se encuentran en torno a 80 y 90 %, con una vida útil de 1.000 horas (Vásques & Salinas, 2018).

A continuación, en la Tabla 3, se presenta una comparación de las para 2.3.3.2 Electrolisis del Agua con el método más utilizado de extracción de hidrógeno, el reformado de gas metano.

**Tabla 3.**

*Rendimiento Actual de las Tecnologías Clave de Generación de Hidrógeno*

Principio físico	Tecnología	Potencia	Madurez	Costos de inversión (Usd/Kw)	Eficiencia (%)	Vida útil
<b>Reformado de gas metano</b>	Gran escala	150-300 MW	Comercial	400-600	70-85	30 años
	Pequeña escala	0,15-15 MW	Demostración	3000-5000	~ 51	15 años
<b>Electrolisis</b>	Alcalino	Hasta 150	Comercial	850-1500	65-82	Entre 60k y 90k horas

Principio físico	Tecnología	Potencia	Madurez	Costos de inversión (Usd/Kw)	Eficiencia (%)	Vida útil
	PEM	Hasta 150 Kw (pilas) Hasta 1 W (sistemas)	Inicio Comercial	1500-3800	65-78	Entre 20k y 90k horas
	SOE	Nivel laboratorio	Investigación	-	85-90	~1000 horas

*Nota:* PEM: Membrana de Intercambio de Protones, SOE: Membrana de Estado Sólido. Tomado de (Vásques & Salinas, 2018)

**2.3.3.3 Procesos Biológicos.** Microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.

**Descomposición del Agua.** (Vásques & Salinas, 2018) afirman que la producción de hidrógeno puede realizarse a través de microorganismos fotosintéticos que son capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Algas como la *Scenedesmus*, producen hidrógeno luz visible o en ausencia de aire y luz. Este método biológico tiene una menor producción de H<sub>2</sub> por unidad de peso, pero presenta gran estabilidad debido a la ausencia de oxígeno. También las cianobacterias como la *Spirulina*, producen hidrógeno mediante la fermentación en condiciones similares a las algas, siendo esta especie la que presenta actividad más elevada en su tipo.

La eficiencia de este proceso es bastante baja, pero puede ser compensada con el costo reducido de inversión. En laboratorio se ha obtenido hasta un 7% de eficiencia en la conversión de energía solar mediante sistemas foto-heterotróficos.

**2.3.3.4 Otros Procesos.** Además de los procesos anteriormente mencionados, existen:

***Descomposición Foto Catalítica del Agua.*** El agua fotocatalítica se divide en hidrógeno y oxígeno utilizando catalizadores semiconductores, este es un método eficaz para convertir la energía o la luz solar en combustible de hidrógeno limpio y renovable. Recientemente, se ha empleado la división fotocatalítica de agua en el tratamiento de efluentes industriales y ha atraído una atención considerable, por lo tanto, se dice que este proceso es la opción más prometedora y renovable para la generación de hidrógeno, sin embargo, aún se está realizando una investigación básica del proceso. En esta tecnología, las reacciones oxidativas y reductoras ocurren simultáneamente, mientras se utiliza luz solar (Ahmad et al., 2015).

***Como Subproducto de Otros Procesos.*** Este método se basa en la utilización de subproductos de diferentes procesos industriales que no son aprovechados y son susceptibles de ser recuperado para el posterior aprovechamiento energético. Entre estos encontramos: procesos de anodizado, producción del acero, proceso Cloro Alcalino, etc.

**2.3.3.5 Energías Renovables.** Actualmente, un 96 % del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles y solo un 4 % a través del agua. En última instancia, el hidrógeno deberá producirse totalmente a partir de fuentes de energía renovables para poder lograr la “economía del hidrógeno”

***Electrolisis.*** Básicamente, se utiliza las energías renovables para producir la electricidad necesaria para la separación del agua.

***Solar:*** El hidrógeno producido con energía solar se presenta como una manera adecuada de almacenar, en forma de energía química, la energía procedente del sol. Con ello se consigue subsanar uno de los principales obstáculos para el aprovechamiento de la energía solar, su carácter

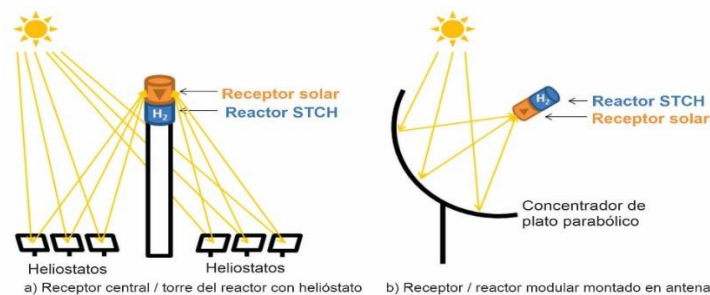
intermitente, ya que, aunque existen métodos de almacenamiento de dicha energía, todos ellos presentan muy bajo rendimiento (Rivero, 2016). A continuación, se resumirá las formas de producción de hidrógeno con energía solar.

**División de agua termoquímica:** Los procesos termoquímicos de división del agua utilizan calor a alta temperatura ( $500^{\circ}$  -  $2.000^{\circ}$  C) para impulsar una serie de reacciones químicas que producen hidrógeno. Los productos químicos utilizados en el proceso se reutilizan dentro de cada ciclo, creando un circuito cerrado que consume solo agua y produce hidrógeno y oxígeno. Las altas temperaturas necesarias se pueden generar de las siguientes formas:

- Concentración de la luz solar en la torre de un reactor utilizando un campo de "helióstatos" espejados, como se ilustra en la Figura 36.
- Utilización de calor residual de reactores nucleares avanzados.

### Figura 36.

*División de Agua Termoquímica.*



*Nota:* Adaptado de (ENERGY.GOV, s.f.)

Se han investigado más de 300 ciclos termoquímicos solares de separación de agua para la producción de hidrógeno, cada uno con diferentes conjuntos de condiciones operativas, desafíos de ingeniería y oportunidades de producción de hidrógeno.

**División de agua fotoelectroquímica:** En la división del agua fotoelectroquímica (PEC), el hidrógeno se produce a partir del agua utilizando la luz solar y semiconductores especializados llamados materiales fotoelectroquímicos, que utilizan energía luminosa para disociar directamente las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. Esta es una vía tecnológica a largo plazo, con el potencial de producir emisiones de gases de efecto invernadero bajas o nulas.

Los materiales semiconductores utilizados en el proceso PEC son similares a los utilizados en la generación de electricidad solar fotovoltaica, pero para las aplicaciones PEC, el semiconductor se sumerge en un electrolito a base de agua, donde la luz solar energiza el proceso de separación del agua. Los reactores PEC se pueden construir en forma de panel (similar a los paneles fotovoltaicos) como sistemas de electrodos o como sistemas de partículas basados en lodos, cada enfoque con sus propias ventajas y desafíos. Actualmente, los sistemas de paneles han sido los más estudiados debido a las similitudes con las tecnologías establecidas de paneles fotovoltaicos (ENERGY.GOV, s.f.).

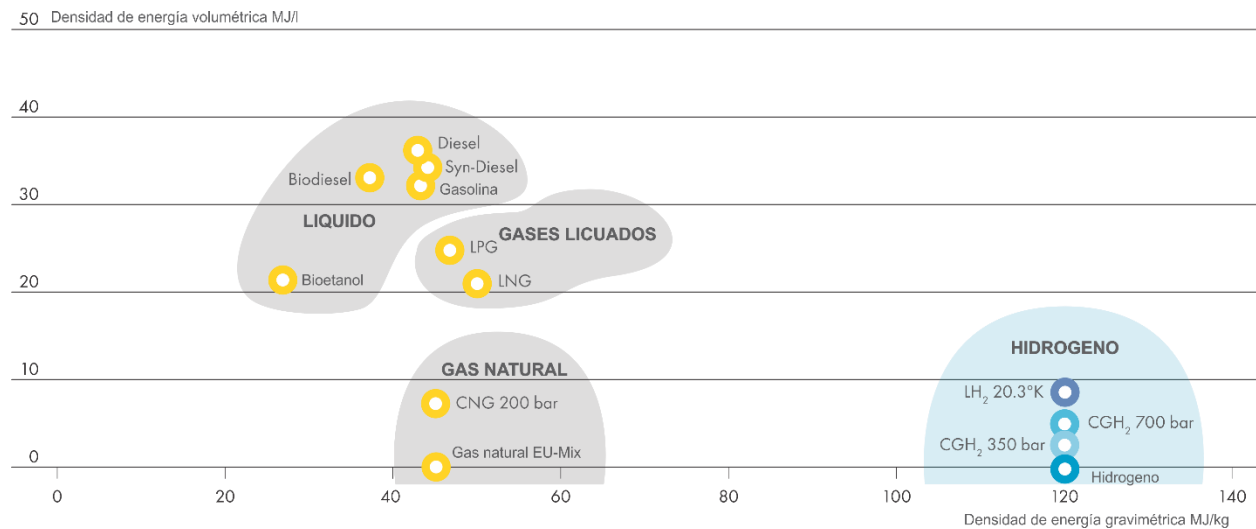
**Otros Métodos Solares.** Además de los métodos solares mencionados anteriormente, también se puede producir con ayuda de la energía solar la electrolisis y El proceso de producción de hidrógeno fotobiológico, el cual utiliza microorganismos y luz solar para convertir el agua, y a veces materia orgánica, en hidrógeno. Esta es una vía tecnológica a más largo plazo en las primeras etapas de la investigación que tiene un potencial a largo plazo para la producción sostenible de hidrógeno con un bajo impacto ambiental (ENERGY.GOV, s.f.).

**2.3.4. Mecanismos de Almacenamiento**

El hidrógeno tiene la energía más alta por masa de cualquier combustible; sin embargo, como se muestra en la Figura 37, su baja densidad en temperatura ambiente da como resultado una baja energía por unidad de volumen, que requiere el desarrollo de métodos de almacenamiento avanzados con un potencial de mayor densidad energética (Zohuri, 2016). La Figura 38 muestra las formas principales de almacenamiento del hidrógeno.

**Figura 37.**

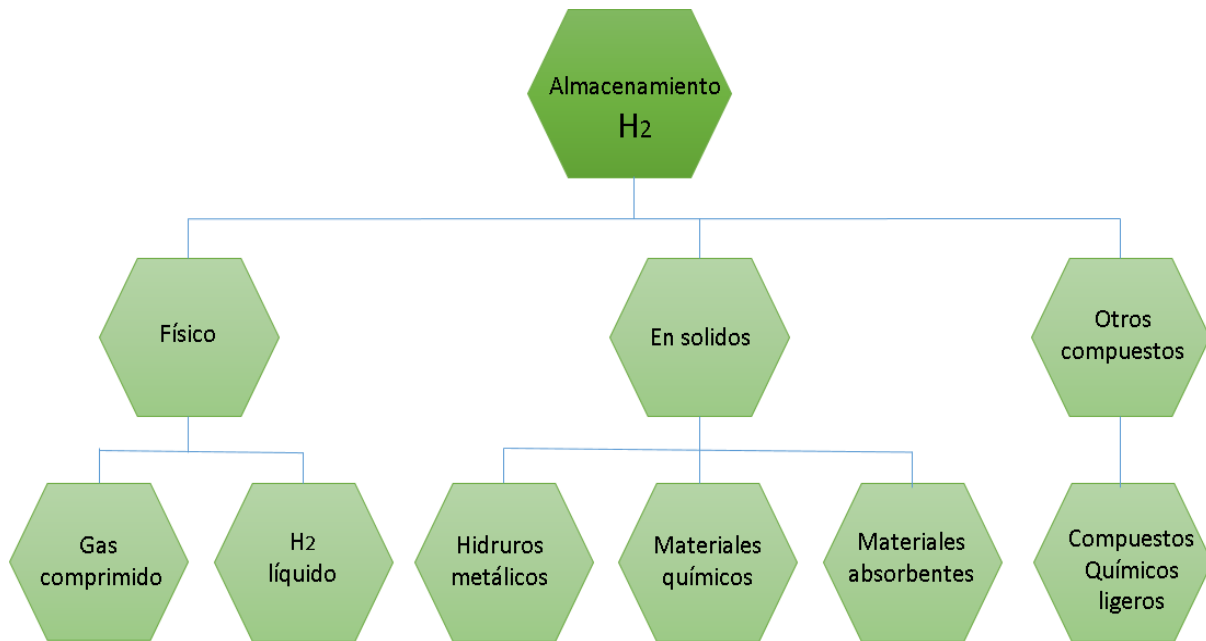
*Densidad de Energía de Diferentes Combustibles.*



*Nota:* Adaptado de (Shell, 2017)

**Figura 38.**

*Formas de Almacenamiento del Hidrógeno.*



*Nota:* Adaptado de (Vásques & Salinas, 2018)

**2.3.4.1 Almacenamiento en Forma Física.** Los métodos de almacenamiento físico son los más maduros y los más utilizados (Shell, 2017). El hidrógeno se puede almacenar físicamente como gas o líquido. El almacenamiento de hidrógeno como gas generalmente requiere tanques de alta presión (350–700 bar [5,000–10,000 psi] presión del tanque). El almacenamiento de hidrógeno como líquido requiere temperaturas criogénicas porque el punto de ebullición del hidrógeno a una atmósfera de presión es de  $-252,8^{\circ}\text{C}$  (Zohuri, 2016). Según, (Vásques & Salinas, 2018), las formas existentes para almacenar hidrógeno de forma física son: el uso de tanques o estructuras sólidas, inyección a redes de gas existentes, almacenamiento bajo tierra y almacenamiento químico.

***Tanques o estructuras sólidas.*** Los tanques o estructuras sólidas que almacenan hidrógeno gaseoso o líquido son tecnologías maduras y procesos intensivos en energía. Las características técnicas dependen de si se trata de almacenamiento fijo o móvil para transportes. Normalmente, para el uso en transporte el hidrógeno es comprimido a 700 bar para obtener densidades prácticas o licuado usando temperaturas menores a  $-253^{\circ}\text{C}$ .

Los tanques a presión tradicionales están hechos de acero inoxidable, soportan presiones entre 250 y 300 bar, lo que impide almacenar gran cantidad de energía. Por lo tanto, es necesario el uso de otros materiales compuestos que permitan llevar la presión a cerca de 700 bar.

En el caso de tanques para líquidos, el acero de la estructura ha sido reemplazado por aluminio, disminuyendo en torno a un 50 % el peso. Mayores reducciones se están investigando, utilizando materiales basados en fibras reforzadas de polímeros con una cubierta de cobre. En el caso de la utilización de tanques para gas natural, la regulación europea establece límites de 2 % vol. de mezcla con hidrógeno.

***Inyección a redes de gas existentes.*** Dado que la red de gas y la infraestructura relacionada ya existe, la inyección de hidrógeno en la red de gas es la forma más rentable de almacenar grandes cantidades de hidrógeno. Dependiendo del origen del gas natural, el contenido de hidrógeno puede alcanzar hasta 20% en volumen, sin embargo, los límites de concentración aplicables a la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural deben determinarse en cada caso.

***Bajo tierra.*** Una formación geológica subterránea puede ser apropiada para el almacenamiento de hidrógeno. Esta debe ser hermética, con mínima contaminación del gas por bacterias o compuestos orgánicos e inorgánicos, y que también se encuentre cerca del lugar de producción

***Almacenamiento en Sólidos.*** Uno de los objetivos de almacenar H<sub>2</sub> en materiales sólidos es operar de manera segura y eficiente. El hidrógeno también se puede almacenar en las superficies de los sólidos (por adsorción) o dentro de los sólidos (por absorción). En la adsorción, el hidrógeno se une a la superficie de un material como moléculas de hidrógeno o como átomos de hidrógeno. En la absorción, el hidrógeno se disocia en átomos de H y luego los átomos de hidrógeno se incorporan a la estructura de la red sólida (Energy.gov, s.f.).

El almacenamiento de hidrógeno en sólidos puede permitir almacenar grandes cantidades de hidrógeno en volúmenes más pequeños a baja presión y a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente. También es posible lograr densidades de almacenamiento volumétricas mayores que el hidrógeno líquido porque la molécula de hidrógeno se disocia en hidrógeno atómico dentro de la estructura reticular de hidruro metálico.

***A través de otros compuestos.*** Una alternativa que disminuiría los inconvenientes de la baja densidad volumétrica del hidrógeno es almacenar y transportar las moléculas en otras

sustancias como metano ( $\text{CH}_4$ ) o amoníaco ( $\text{NH}_3$ ). En el caso del metano sintetizado a partir de  $\text{CO}_2$  e hidrógeno, su ventaja corresponde no solo a la utilización de la infraestructura existente, sino que puede ser utilizado directamente como combustible. En el caso del amoníaco, su gran ventaja corresponde a que puede aumentar la densidad de transporte de hidrógeno y es competitivo en costos gravimétricos, volumétricos y energéticos respecto a los combustibles fósiles.

### ***2.3.5. Conversión de Energía del Hidrógeno***

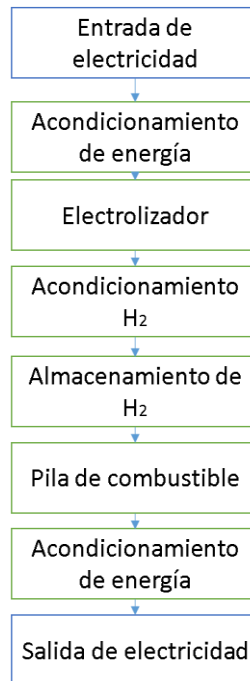
Steilen & Jörissen (2015) afirma que un sistema de almacenamiento de energía a base de hidrógeno (En este caso limpio) consta de tres subsistemas diferentes:

1. Generación de hidrógeno a partir de electricidad renovable
2. Acondicionamiento y almacenamiento de hidrógeno
3. Conversión inversa de hidrógeno en electricidad o uso en diferentes campos de aplicaciones

Un diseño general de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno basado en la producción de hidrógeno por electrólisis de agua y el uso de hidrógeno por una celda de combustible se muestra en la Figura 39.

**Figura 39.**

*Flujo de Proceso Esquemático de un Sistema de Almacenamiento de Energía Basado en Hidrógeno.*



*Nota:* Adaptado de (Steilen & Jörissen, 2015)

Hoy en día, existen cuatro formas de obtener la energía a partir del hidrógeno, las cuales son:

1. Oxidación a través de celdas de combustible
2. Quema directa del hidrógeno como combustible
3. A través del proceso de fusión nuclear
4. En la industria química como reactante para algunos procesos

**2.3.5.1 Oxidación a través de Celdas de Combustible.** Las pilas de combustible de hidrógeno producen electricidad mediante la combinación de átomos de hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno reacciona con el oxígeno a través de una celda electroquímica similar a la de una batería para producir electricidad, agua y pequeñas cantidades de calor (EIA.gov, 2020).

Hay muchos tipos diferentes de pilas de combustible disponibles para una amplia gama de aplicaciones. Las celdas de combustible pequeñas pueden alimentar computadoras portátiles e incluso teléfonos celulares y aplicaciones militares. Las celdas de combustible grandes pueden proporcionar electricidad para respaldo o energía de emergencia en edificios y suministrar electricidad en lugares que no están conectados a redes eléctricas.

A finales de octubre de 2019, había alrededor de 80 plantas de energía de celda de combustible operando en los Estados Unidos con un total de aproximadamente 190 megavatios (MW) de capacidad de generación eléctrica (neta en verano). El más grande es el Red Lion Energy Center en Delaware con 27 MW de capacidad, que utiliza hidrógeno producido a partir de gas de vertedero para operar las celdas de combustible (EIA.gov, 2020).

**2.3.5.2 Combustión de Hidrógeno.** Dado que el hidrógeno también se quema, puede ser utilizado en motores, turbinas y calderas para obtener energía térmica. Aun cuando la combustión del hidrógeno es más limpia que la de los combustibles fósiles, debido a que el producto es agua o vapor de agua, la combustión siempre desencadena la producción de óxidos de nitrógeno (NOx) al reaccionar con el aire, lo cual, reduce sus beneficios ambientales respecto al uso en celdas de combustible.

**2.3.5.3 Reactante en Procesos Químicos.** El hidrógeno es utilizado para la producción de amoníaco. Este puede ser posteriormente quemado en todo tipo de motores de combustión, turbinas a gas y otros quemadores con pequeñas modificaciones (Vásques & Salinas, 2018).

### **2.3.6. Transporte de Hidrógeno**

Hoy en día, el transporte de hidrógeno líquido o gaseoso comprimido por camión y de hidrógeno gaseoso comprimido por tuberías a lugares seleccionados son las principales opciones de transporte utilizadas comercialmente, y es probable que sigan siéndolo a medio plazo (Shell, 2017).

**2.3.6.1 Contenedores de Gas Comprimido.** El hidrógeno gaseoso se puede transportar en camiones en pequeñas o medianas cantidades en contenedores de gas comprimido. Para transportar grandes volúmenes, varios cilindros o tubos de gas presurizado se agrupan en los denominados remolques tubulares CGH2.

Los tubos grandes están agrupados dentro de un marco protector, estos suelen ser de acero y tienen un peso neto elevado, lo cual, puede dar lugar a restricciones de transporte masivas. Los sistemas de almacenamiento presurizados más nuevos utilizan contenedores de almacenamiento compuestos más ligeros para el transporte de camiones.

Un remolque de tubo no puede almacenar gas comprimido de forma tan compacta como un camión cisterna para combustibles líquidos (gasolina o diesel). Esto significa que el volumen disponible del tanque de hidrógeno por camión cisterna es menor. Los remolques de un solo tubo transportan aproximadamente 500 kg de hidrógeno, dependiendo de la presión y el material del contenedor.

Los mayores volúmenes de tanques para el transporte de hidrógeno gaseoso son actualmente de 26 metros cúbicos. Teniendo en cuenta el factor de densidad de hidrógeno bajo a

500 bar, esto da como resultado una carga de alrededor de 1.100 kg de hidrógeno por camión. Esta cifra se extrapola a aproximadamente 12.000 metros cúbicos normales de hidrógeno (hydrogen europe, s.f.).

**2.3.6.2 Transporte de Hidrógeno Líquido.** El hidrógeno se transporta y entrega más comúnmente como líquido cuando se necesita un transporte de gran volumen en ausencia de tuberías. Para licuar el hidrógeno debe enfriarse a temperaturas criogénicas mediante un proceso de licuefacción. Los camiones que transportan hidrógeno líquido se conocen como camiones cisterna para líquidos (Energy Efficiency & renewable energy, s.f.).

En comparación con los recipientes de gas a presión, se puede transportar más hidrógeno con un remolque LH2, ya que la densidad del hidrógeno líquido es mayor que la del hidrógeno gaseoso. Sin embargo, dado que la densidad del hidrógeno líquido es muy inferior a la de los combustibles líquidos, en este caso también sólo se transportan masas relativamente moderadas de hidrógeno. Con una densidad de 70,8 kg / m<sup>3</sup>, se pueden transportar alrededor de 3500 kg de H<sub>2</sub> líquido o casi 40 000 Nm<sup>3</sup> con un volumen de carga de 50 m<sup>3</sup> (Shell, 2017).

**2.3.6.3 Tubería.** Una red de tuberías es la mejor opción para el uso integral y a gran escala del hidrógeno como fuente de energía. Sin embargo, las tuberías requieren altos niveles de inversión inicial.

No obstante, una posibilidad para desarrollar redes de gasoductos para la distribución de hidrógeno son las redes locales o regionales, conocidas como micro redes. Posteriormente, estos podrían combinarse en redes transregionales. Los oleoductos más largos se operan en los Estados Unidos, en los estados de Luisiana y Texas, seguidos de Bélgica y Alemania.

### 2.3.7. Seguridad

Por su naturaleza, todos los combustibles tienen algún grado de peligro asociado. El uso seguro de cualquier combustible se centra en prevenir situaciones en las que están presentes los tres factores de combustión: fuente de ignición, aire y combustible. Con un conocimiento profundo de las propiedades del combustible, se puede diseñar sistemas de combustible con controles de ingeniería apropiados y establecer pautas para garantizar el manejo y uso seguro de un combustible (Energy efficiency & renewable energy, s.f.).

La producción, el almacenamiento, la distribución y la entrega de hidrógeno están asociados con importantes problemas de seguridad. El hidrógeno puede considerarse más seguro que el metano o la gasolina como combustible, sin embargo, la seguridad sigue siendo una preocupación clave si el hidrógeno se transporta en forma pura o como una mezcla con gas natural (Gondal, 2016). Como se muestra en la siguiente tabla una comparación de la seguridad de la gasolina, metano e hidrógeno según sus características.

**Tabla 4.**

*Ranking de Seguridad de la Gasolina, Metano e Hidrógeno.*

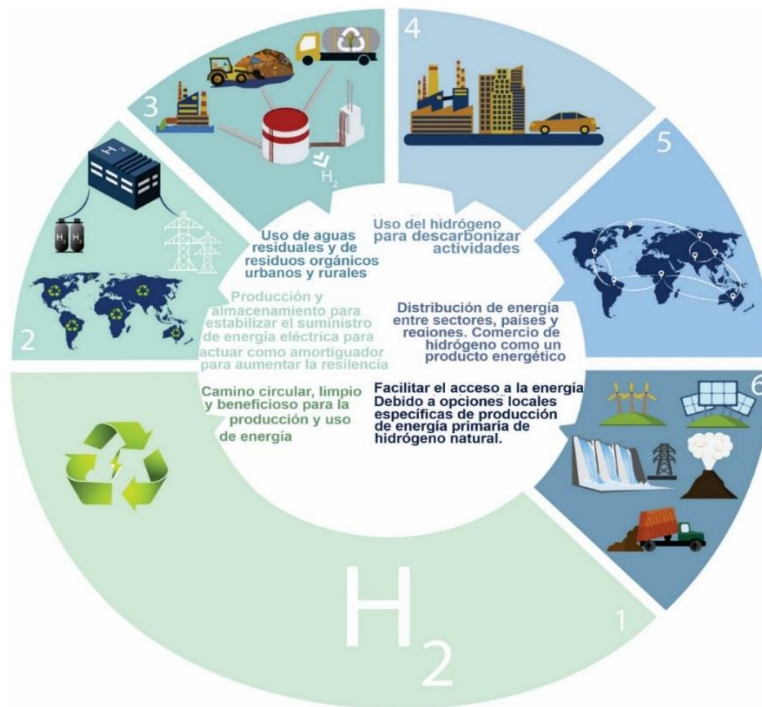
Características	Ranking del combustible		
	Gasolina	Metano	Hidrógeno
Toxicidad del combustible	3	2	1
Toxicidad de la combustión	3	2	1
Densidad	3	2	1
Coefficiente de difusión	3	2	1
Calor específico	3	2	1
Límite de ignición	1	2	3

Características	Ranking del combustible		
	Gasolina	Metano	Hidrógeno
Energía de ignición	2	1	3
Temperatura de ignición	3	2	1
Temperatura de la llama	3	1	2
Energía de explosión	3	2	1
Emisividad de la llama	3	2	1
<b>Total</b>	30	20	16
<b>Factor de seguridad</b>	0.53	0.8	1

*Nota:* Adaptado de (Gondal, 2016). 1, seguro; 2, seguridad media; 3, baja seguridad.

### 2.3.8. Usos de la “Economía del Hidrógeno”

La economía del hidrógeno revoluciona varios aspectos de la vida con el fin de permitir un camino circular en torno a la producción y uso de energía, dando un aprovechamiento beneficioso a la enorme cantidad de desechos resultantes del estilo de vida desarrollado, descarbonizando diferentes sectores de intenso consumo energético, haciendo viable para implementar la producción a gran escala de energía renovable, homogeneizando mejor la distribución de energía en las diferentes regiones del mundo, y facilitando el acceso a la misma (Figura 40). Para hacer la transición de la economía basada en hidrógeno se deben implementar nuevos enfoques, los cuales son mostrados en la (De Miranda, 2018)

**Figura 40.***Usos del Hidrógeno en la Economía del Hidrógeno*

*Nota:* Adaptado de De Miranda, (2018)

## 2.4. Experiencias de Hidrógeno como Vector Energético

La mitad de los profesionales senior de la industria de petróleo y gas, esperan que el hidrógeno sea una parte significativa de la combinación energética para 2030, y una quinta parte de las empresas de petróleo y gas encuestadas ya están activas en el mercado del hidrógeno, según un informe publicado por la consultora DNVGL.

Según (Evans, 2020) más de la mitad de los encuestados en Asia-Pacífico (56%), Medio Oriente y África del Norte (54%) y Europa (53%) estuvieron de acuerdo en que el hidrógeno sería una parte significativa de la combinación energética en 10 años. Por otra parte, América del Norte (40%) y América Latina (37%) están menos convencidos.

Mientras tanto, la proporción de compañías de petróleo y gas que tienen la intención de invertir en la economía del hidrógeno se duplicó del 20% al 42% en el año previo a la caída del precio del petróleo inducida por el coronavirus, dijo DNVGL.

#### ***2.4.1. Visión General del Hidrógeno como Vector Energético Alrededor del Mundo***

A continuación, se mostrara la visión general del hidrógeno como vector energético según (ACIL Allen Consulting, 2018):

- La producción mundial actual de hidrógeno, que normalmente no se produce mediante métodos de bajas emisiones, se encuentra relativamente estable en alrededor de 55 millones de toneladas (6.600 PJ) por año.
- Actualmente, los usos no energéticos del hidrógeno dominan el consumo, con producción de amoníaco, la cual representa aproximadamente la mitad de la demanda de hidrógeno. Se estima que el uso de hidrógeno con fines energéticos representa entre el 1 y el 2 por ciento del consumo total.
- Es más probable que se produzca un aumento de la demanda del sector industrial de hidrógeno después de que haya aumentado su uso para la energía.
- La necesidad de que los signatarios del Acuerdo de París de 2015 reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir con sus compromisos de reducción es el principal impulsor de un aumento potencialmente significativo en la demanda de hidrógeno. Ese requisito se está manifestando de diferentes formas, entre ellas:

- Garantizar las necesidades de movilidad personal, ya que los motores de combustión interna se eliminan progresivamente

- Descarbonización de redes de gas natural

- Utilizar hidrógeno para almacenar energía para ayudar a garantizar la fiabilidad de los suministros variables de energía renovable

- Aumentar la seguridad energética.

- Políticas y programas que apoyan el hidrógeno.

Por otra parte, (Sazali, 2020) afirma que:

- Se prevé que la demanda mundial de hidrógeno se extienda en un 4,5% anual durante los próximos cinco años. Esto a menudo se debe a la demanda de refinación de combustibles fósiles, metanol y síntesis de amoníaco.

- Se anticipa el precio del mercado de generación de hidrógeno en \$ 154,74 mil millones en 2022 en comparación con \$ 115,25 mil millones en 2017.

- Producir hidrógeno a partir de energía baja en carbono es costoso en este momento.

Adicionalmente, la agencia internacional de energías (IEA, 2019) menciona que:

- Los precios del hidrógeno para los consumidores dependen en gran medida de la cantidad de combustible, estaciones, con qué frecuencia se utilizan y cuánto hidrógeno se suministra por día. Es probable que abordar esto requiera una planificación y coordinación que reúna a los gobiernos, la industria y los inversores nacionales y locales.

- Aprovechar la escala existente del hidrógeno en el camino hacia un futuro de energía limpia requiere tanto la captura de CO<sub>2</sub> de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles como mayores suministros de hidrógeno a partir de electricidad limpia.

- Actualmente, las regulaciones limitan el desarrollo de una industria del hidrógeno limpio. El gobierno y la industria deben trabajar juntos para garantizar que las regulaciones existentes no sean una barrera innecesaria para la inversión. El comercio se beneficiará de las normas para la seguridad del transporte y almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno y para rastrear los impactos ambientales de diferentes suministros de hidrógeno.

- Se debe hacer de los puertos industriales los centros neurálgicos para aumentar el uso de hidrógeno limpio. Hoy en día, gran parte de la refinación y la producción de productos químicos que utiliza hidrógeno a base de fósiles ya se concentran en las zonas industriales costeras de todo el mundo, como el Mar del Norte en Europa, la Costa del Golfo en América del Norte y el sureste de China. Alentar a estas plantas a cambiar a una producción de hidrógeno más limpia reduciría costos generales. Estas grandes fuentes de suministro de hidrógeno también pueden alimentar barcos y camiones al servicio de los puertos y de energía a otras instalaciones industriales cercanas, como plantas de acero.

- Se debe construir sobre la infraestructura existente millones de kilómetros de gasoductos. La introducción de hidrógeno limpio para reemplazar solo el 5% del volumen de suministros de gas natural de los países impulsaría significativamente la demanda de hidrógeno y reduciría costos.

- Es necesario ampliar el hidrógeno en el transporte a través de flotas, mercancías y corredores. Alimentar automóviles, camiones y autobuses de alto kilometraje para transportar

pasajeros y mercancías a lo largo de rutas populares puede hacer que los vehículos de celda de combustible sean más competitivos.

#### ***2.4.2. Experiencias de Hidrógeno Verde en la Industria Petrolera***

**2.4.2.1 HEE (Hygenic Earth Energy).** Proton Technologies afirma que se puede reducir costos en la generación de hidrógeno confiando en yacimientos de petróleo que los perforadores evitan porque están saturados de agua o porque su petróleo es demasiado pesado. "La responsabilidad abandonada de alguien se convierte en nuestro campo de hidrógeno", dice el director ejecutivo Grant Strem, el cual compró el campo Superb de la quiebra (Hand, 2020).

Technologies está creando una fuente continua de energía verde, limpia y asequible de la tierra profunda mediante el uso de su tecnología patentada para la "energía higiénica de la tierra". Se prevé que los yacimientos de hidrocarburos se conviertan en minas de hidrógeno y generadores térmicos, mientras que se deja el carbono y otros contaminantes en el suelo.

El proceso patentado llamado HEE, combina dos tecnologías probadas, la gasificación in situ y las técnicas de selectividad de hidrógeno para producir H<sub>2</sub> en campos petrolíferos maduros. Este proceso da como resultado cero emisiones al separar y enviar H<sub>2</sub> a la superficie, dejando hidrocarburos en el suelo. También es significativamente más rentable ya que utiliza el suelo como reactor, en lugar de costosas y complejas instalaciones de superficie. Proton Technologies ofrece una solución pionera en el mercado que es significativamente más beneficiosa para la industria, el medio ambiente, el gobierno y la sociedad que los procesos de producción de H<sub>2</sub> actuales, como el reformado de metano con vapor (SMR). También es enormemente escalable, y satisface fácilmente una demanda en rápido crecimiento (Proton Technologies, s.f.).

***Piloto Marguerite Lake.*** La primera evidencia que respalda a HEE fue el resultado del piloto de inyección cíclica de vapor y aire de Marguerite Lake, realizado en la Formación de agua

clara de las arenas petrolíferas canadienses, en la década de 1980. En este piloto, el gas producido contenía hasta un 20 por ciento en moles de hidrógeno (Kapadia et al., 2013). Sin embargo, la producción de hidrógeno no fue el objetivo del experimento, por lo cual en ese momento se consideró insignificante. No obstante, las implicaciones fueron significativas. Actualmente se reconoce que el piloto de Marguerite Lake ha demostrado una tecnología de energía alternativa.

La producción de gas hidrógeno fue una característica de todos los esquemas operativos incluidos en el piloto, los cuales fueron: inyección de vapor cíclica, inyección de aire y combustión de oxígeno. Simultáneamente, en la Universidad de Calgary se llevaron a cabo ocho pruebas con tubos de combustión adiabáticos en materiales de yacimientos en diversas condiciones. Durante varias, pero no todas, las pruebas se produjeron pequeñas cantidades de gas hidrógeno de forma discontinua (Hajdo et al., 1985)

En esta formación, la porosidad y permeabilidad del yacimiento fueron 30% y 1-3 D ( $9.8692 \times 10^{-13}$  a  $2.9608 \times 10^{-12}$  m<sup>2</sup>), y el aceite era de 12 ° API tenía una viscosidad, a temperatura y presión originales, igual hasta aproximadamente 100.000 cP (100 Pa s) (Kapadia et al., 2013). Como se muestra en la Figura 41, durante la prueba piloto, los pozos EX T2 y EX T3 se fracturaron con vapor y se hicieron funcionar a través de inyección de vapor cíclica (CSS). Luego, el pozo EX T4 se fracturó con vapor y se operó brevemente con CSS antes de convertirlo a inyección de aire.

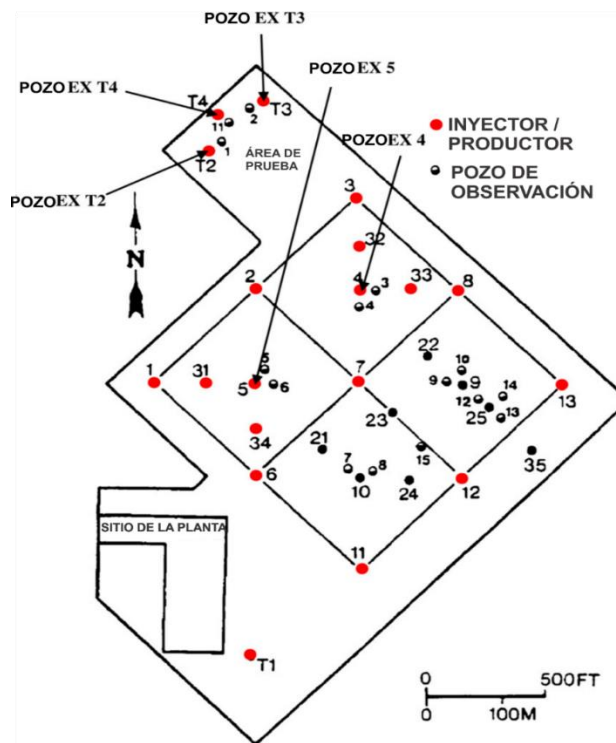
Como se observa en la Figura 42, durante este piloto de combustión, se mostró la presencia de hasta un 20 por ciento en moles de hidrógeno en el gas producido del Pozo EX T2 como resultado de la co-inyección de aire y agua en el Pozo EX T4. El piloto principal consistió en cuatro patrones de cinco puntos (Pozos EX 1 – EX 13) con cinco pozos llenos adicionales (Pozos EX 21 – EX 25). Todos los pozos pilotos principales se fracturaron con vapor y se operaron mediante seis ciclos de CSS. Además, la co-inyección de aire y agua en el Pozo EX 4 también

demonstró una producción constante de hasta un 20 por ciento en moles de hidrógeno en el gas producido en el Pozo EX 5, como se observa en la Figura 43 (Kapadia et al., 2013).

La diferencia más importante entre los datos de laboratorio y de campo fue la producción mucho mayor de hidrógeno en el piloto. El hallazgo clave del estudio fue que las reacciones de combustión in situ dentro del yacimiento pueden traer a la superficie una corriente de gas que contiene altas concentraciones de hidrógeno, junto con metano y óxidos de carbono (Proton Technologies, s.f.).

### Figura 41.

*Configuración de Pozo del Piloto Marguerite Lake CSS + ISC.*



*Nota:* Adaptado de (Kapadia et al., 2013)

**Figura 42.**

*Concentraciones del Gas Producido EX T2.*

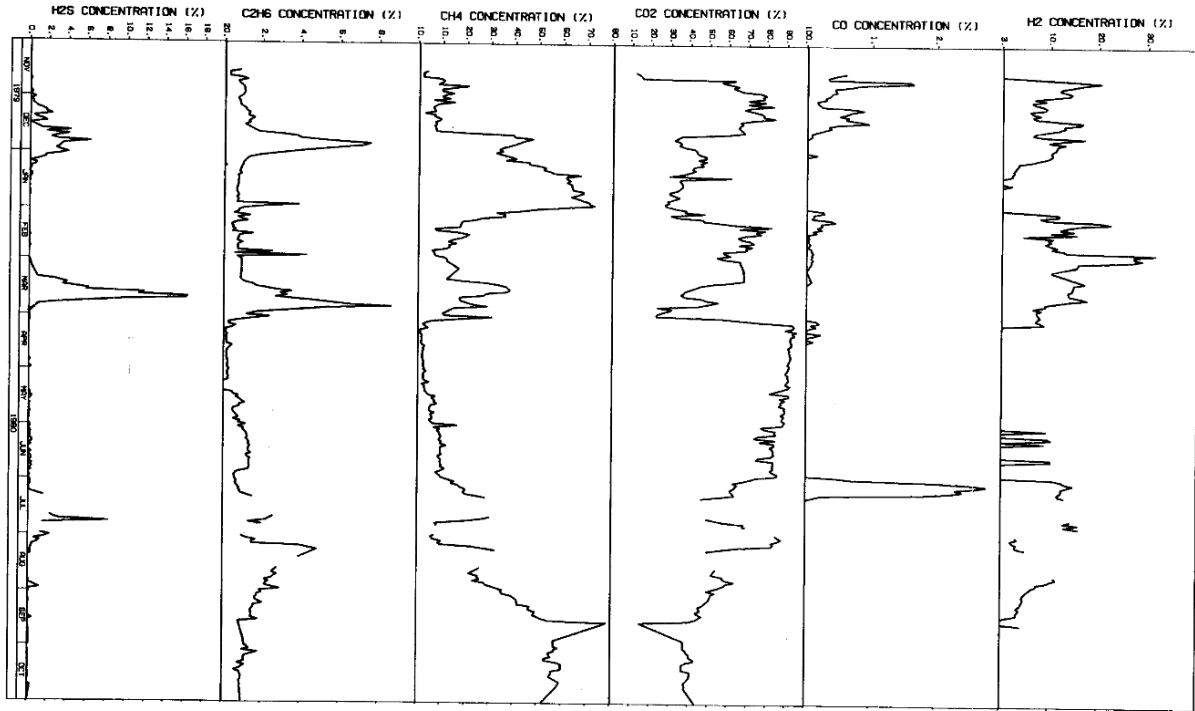
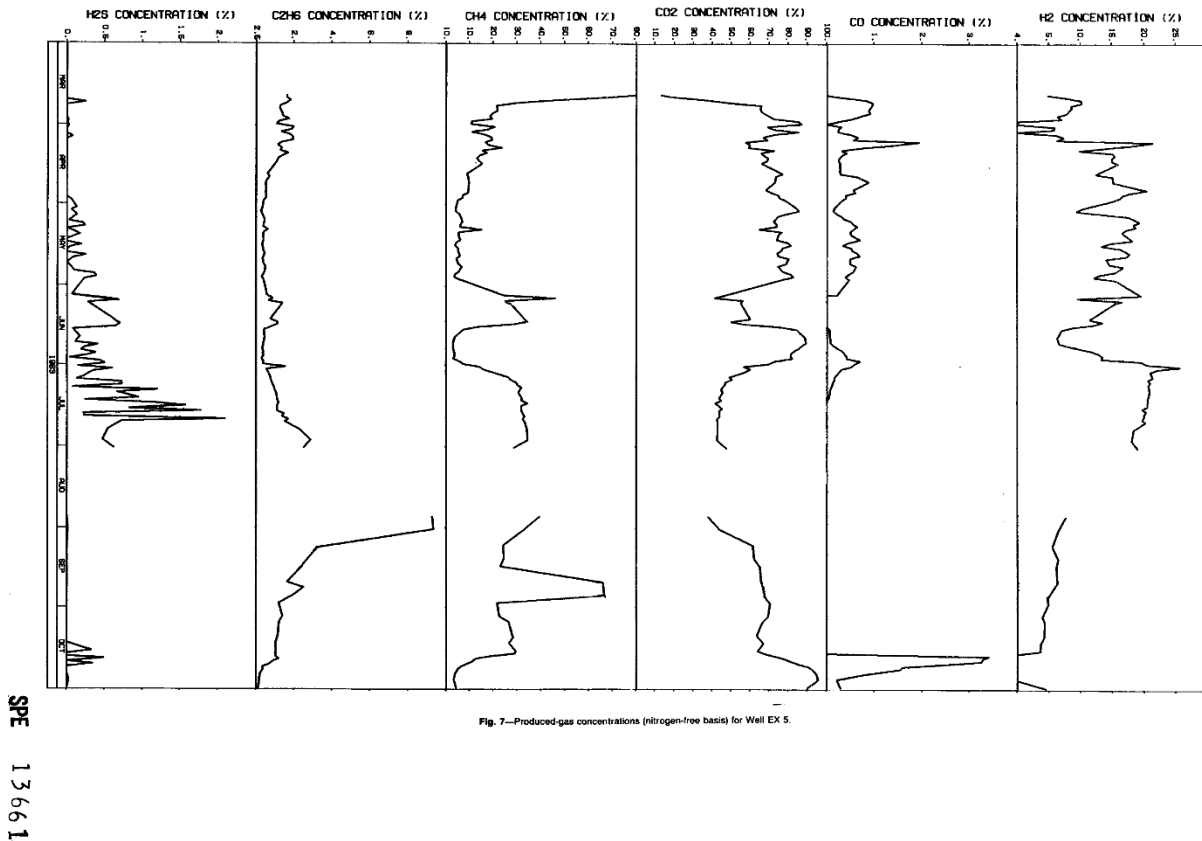


Fig. 5—Produced-gas concentrations (nitrogen-free basis) for Well EX T2.

SPE  
1 3 6 6 1

Nota: Adaptado de (Hajdo et al., 1985)

**Figura 43.***Concentraciones del Gas Producido en EX 5.**Nota:* Adaptado de (Hajdo et al., 1985)

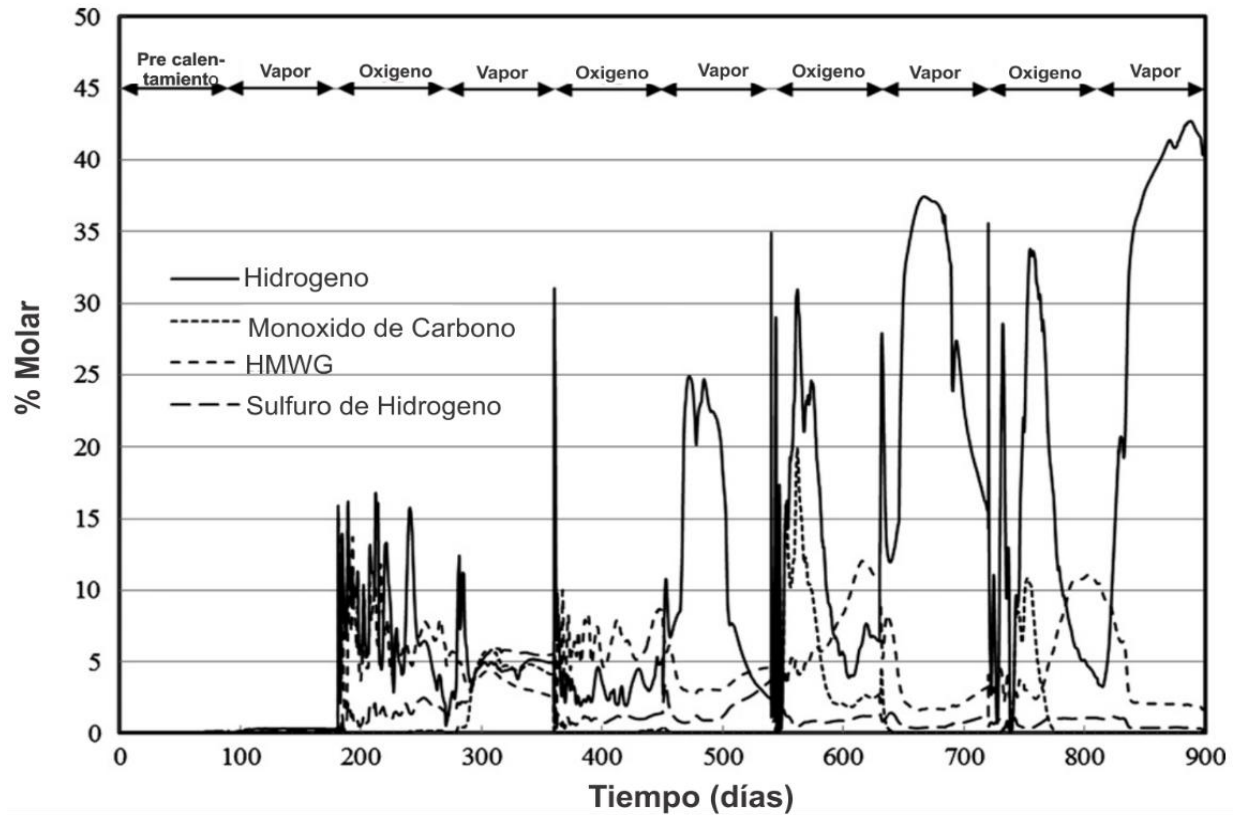
### Estudios Posteriores de Gasificación In Situ de Bitumen

La gasificación de bitumen constituye un sistema de reacciones múltiples con diferentes combinaciones de reacciones en serie y en paralelo. El sistema de reacciones incluye: reacciones de pirolisis, aquathermolisis, oxidación a baja temperatura (LTO) y oxidación a alta temperatura (HTO). Además, también existen interacciones químicas entre los productos de las reacciones, como la gasificación del coque, el desplazamiento del gas de agua, la metanización y las reacciones de combustión de metano, hidrógeno y otros gases (Kapadia et al., 2013).

La Figura 44, muestra la composición del gas producido durante una inyección cíclica de vapor y oxígeno en bitumen. Se puede observar que durante los primeros 90 días (el período de precalentamiento), dado que la temperatura es comparativamente más baja, el gas producido fue principalmente gas de solución (es decir, metano), y posteriormente con el inicio de la inyección de vapor hubo un leve aumento de  $\text{CO}_2$  y disminución de la concentración de metano. En general, durante la inyección de vapor, el gas producido estaba compuesto principalmente por gas de solución y gases producidos debido a la aquathermolisis y pirolisis. A medida que avanzaba el tiempo, la magnitud de la contribución de estas reacciones aumentó, debido a mayores temperaturas y volúmenes de la cámara de vapor. De manera similar, durante la inyección de oxígeno, la presencia de concentraciones más altas de  $\text{CO}_2$  implicaba que se estaba produciendo oxidación a alta temperatura. Al comienzo del proceso, la concentración de hidrógeno osciló entre el 10 y el 15 por ciento en moles. En los últimos ciclos, la concentración estaba entre el 30 y el 35 por ciento en moles. Se concluyó que con una mayor deposición de coque y un aumento de las reacciones de craqueo térmico durante los ciclos posteriores, la concentración de hidrógeno aumentó en el gas producido.

**Figura 44.**

*Composición de Hidrógeno, Monóxido de Carbono, Gas de Peso Molecular Pesado (HMWG) y Sulfuro de Hidrógeno en el Gas Producido de un Pozo de Producción durante la Inyección Cíclica de Vapor y Oxígeno.*



*Nota:* Adaptado de (Kapadia et al., 2013)

Kapadia et al., (2013) sugieren que para diseñar procesos de gasificación de bitumen in situ para maximizar la producción de hidrógeno, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La producción de hidrógeno es máxima donde hay la menor cantidad de oxígeno presente, por lo que la ubicación estratégica del pozo productor con respecto al pozo de inyección puede maximizar la producción de hidrógeno.
- La inyección intermitente de oxígeno, en lugar de la inyección continua de oxígeno, puede aumentar la producción de hidrógeno.
- La sincronización de los períodos de inyección de aire y vapor debe optimizarse para maximizar el producto objetivo del yacimiento. Con la inyección de vapor únicamente, el bitumen es el producto más grande del yacimiento. Bajo inyección de vapor-aire, el hidrógeno, otros gases combustibles y el bitumen son productos del proceso

*Funcionamiento de la Técnica HEE (Hygienic Earth Energy).* Según (Proton Technologies, s.f.), el funcionamiento de la técnica se puede dividir en dos procesos, los cuales se explicarán a continuación.

**Generación de Hidrógeno Libre.** El aire mejorado con oxígeno se produce en la boca del pozo y luego se inyecta profundamente en el yacimiento a través de un "pozo de oxinyección". Los gases, el coque y los hidrocarburos más pesados realizan combustión in situ. Finalmente, las temperaturas de oxidación superan los 500 ° C. Este calor extremo hace que los hidrocarburos cercanos y cualquier molécula de agua circundante se rompan. Por lo anterior, los hidrocarburos y el H<sub>2</sub>O se convierten en una fuente temporal de gas hidrógeno libre. Estos procesos de división molecular se conocen como termólisis, reformado de gas y desplazamiento de agua-gas. Estos procesos se controlan mediante la sincronización, el patrón de inyección de oxígeno y el calentamiento externo.

**Selección de Hidrógeno.** Después de generar el hidrógeno libre, uno o más pozos de Hygeneration extraen el hidrógeno elemental. El Hygenerator es un dispositivo dinámico de fondo

de pozo que utiliza la retroalimentación del interior de los pozos para ubicar el hidrógeno de manera inteligente. Una membrana selectiva dentro del Hygenerator filtra los gases, mientras una bomba mueve el gas de hidrógeno puro hasta el cabezal del pozo. La membrana del Hygenerator debe estar encerrada en un sistema de cartucho robusto que se puede colocar en un pozo flexible y funcionar durante largos períodos a pesar de las altas presiones y temperaturas.

Los pozos de generación hidráulica se denominan "pozos madre", ya que tienen el potencial de producir una corriente de otros recursos valiosos: vapor para la generación de electricidad, gas helio, gas de síntesis y energía térmica. Todo lo demás, incluido el carbono, se puede dejar en el suelo. Una pequeña parte de la energía extraída del yacimiento, como hidrógeno, calor o gas de síntesis, puede usarse directamente en la boca del pozo para producir aire mejorado con oxígeno y para operar las bombas.

Con la técnica HEE, se puede liberar pequeñas cantidades de carbono a la atmósfera o recircular CO<sub>2</sub> en el yacimiento, como una forma de aliviar la presión.

### **Candidatos Para HEE**

De acuerdo con (Proton Technologies, s.f.), el petróleo liviano y pesado, los yacimientos de gas y los lechos de carbón son todos adecuados para HEE. Incluso los yacimientos agotados o abandonados retienen grandes cantidades de hidrocarburos, por lo cual, el potencial de la técnica sigue siendo alto.

En términos generales, alrededor del 70% del petróleo permanece en el suelo después de la producción, porque es inaccesible o antieconómico de recuperar. En las reservas de gas natural, se deja atrás alrededor del 20%. HEE es una solución que revive la industria y produce un valor inesperado a partir de yacimientos "agotados".

Por otra parte, muchos yacimientos de agua son especialmente adecuados para HEE, porque el agua contribuye a la generación de hidrógeno.

Adicionalmente, el petróleo pesado es una fuente extremadamente rica en carbono e hidrógeno. A nivel mundial, la base de recursos del petróleo pesado es varias veces mayor que la del petróleo convencional. Por lo tanto, si HEE puede producir energía limpia, con prácticamente cero emisiones de gases de efecto invernadero, a partir de las reservas de petróleo pesado, el impacto es significativo tanto en la economía mundial como en el medio ambiente.

**2.4.2.2 Hidrógeno a Partir de Infraestructura de Plataformas Offshore.** A principios de julio de 2019, se anunció que la plataforma Q13a-A de Neptune Energy en los Países Bajos había sido seleccionada para el primer piloto de hidrógeno verde en alta mar del mundo. Este piloto, que desde entonces ha recibido el nombre de PosHYdon, integra tres sistemas de energía en el Mar del Norte: energía eólica marina, gas offshore e hidrógeno. El piloto es una iniciativa de Nexstep, la Asociación Holandesa de Desmantelamiento y Reutilización, y TNO (Ocean Energy Resources, 2019).

El objetivo del proyecto PosHYdon, la primera planta de producción de hidrógeno en alta mar, no es solo acumular experiencia con la producción de H<sub>2</sub> en un entorno en alta mar, sino que también será un centro de pruebas para tecnologías innovadoras de energía a gas (P2G) y sistemas integrados (Peters et al., 2020).

La plataforma convertirá el agua de mar en agua desmineralizada y utilizará electricidad verde para producir hidrógeno. Debido a que comenzará la producción a finales de 2021, el piloto brindará a los participantes la oportunidad de desarrollar su experiencia en la producción de hidrógeno en un entorno marino. El piloto es un derivado del programa North Sea Energy, un consorcio de investigación público-privado de más de 30 partes de la cadena de valor de la energía.

El objetivo del programa es desarrollar conocimientos relevantes para avanzar en oportunidades potenciales y tomar las decisiones correctas para el futuro de tal manera que conduzcan a un sistema energético nuevo, flexible e integrado después de 2030. Con conexiones inteligentes entre las formas de energía actuales y futuras producción en el Mar del Norte, los sistemas de energía integrados pueden ayudar a la sociedad a ahorrar tiempo, costes y espacio y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. El programa North Sea Energy tiene como objetivo aprovechar al máximo las ventajas de sinergia derivadas de la integración de los sistemas de energía nuevos y existentes (Energy industry review, 2020).

A medida que la construcción de parques eólicos marinos continúa a un ritmo sostenido y se alejan cada vez más de la costa, es importante investigar las formas más sólidas y económicas de hacer que la electricidad generada allí llegue a tierra. El Mar del Norte alberga muchas plataformas de Oil&Gas que han llegado al final de su vida útil y necesitan ser demolidas, por otra parte, también hay numerosos gasoductos. Estos ahora pueden tener una segunda vida antes de ser eliminados permanentemente (Peters, TNO, s.f.).

Cuando se hace referencia a la integración de sistemas en el sector offshore, existen una serie de opciones que pueden agregar valor a la infraestructura existente de activos de petróleo y gas. Según (Peters, TNO, s.f.), en el caso de la producción de hidrógeno en plataformas de parques eólicos marinos la opción más viable es “Power to Gas”.

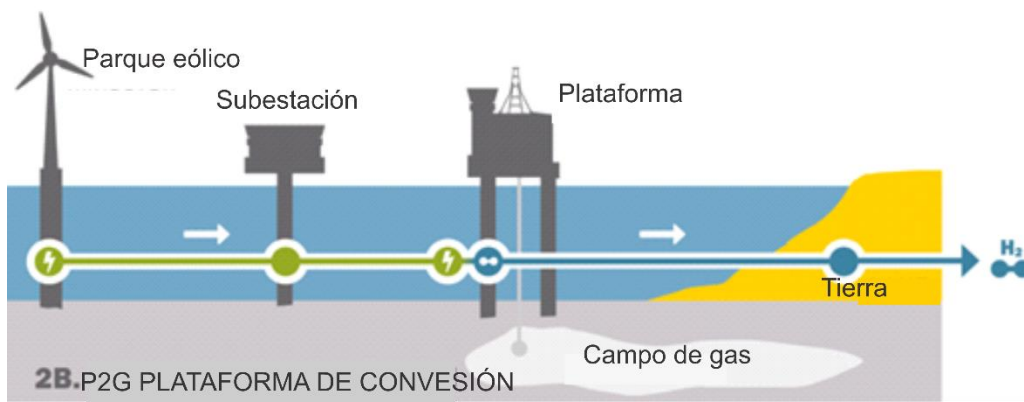
***Power to Gas.*** La energía renovable se puede convertir en portador de energía, la energía se almacena o transporta a través de la infraestructura de gas. La mayor ventaja de este concepto es que se pueden transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias con la infraestructura de gas. Además, se puede aliviar el desafío de acomodar grandes picos de suministro a la red eléctrica provenientes de fuentes sostenibles. El almacenamiento de estos

portadores de energía también es posible para su uso posterior, así como su uso en la industria química como materia prima.

A continuación, en la Figura 45, se puede visualizar la renovación de la infraestructura para este propósito, el cual es técnicamente posible y puede resultar económica.

**Figura 45.**

*Power to Gas en Producción de H2 offshore.*



*Nota:* Adaptado de New insights on offshore energy transition combining offshore wind and gas  
New insights on offshore energy transition combining offshore wind and gas - Ocean Energy Resources Ocean Energy Resources (ocean-energyresources.com)

El proyecto PosHYdon tiene como objetivo realizar el primer piloto offshore Power to Gas (P2G) con lo siguiente características

- Ubicación: plataforma de O&G costa afuera en el sector holandés del Mar del Norte.
- Capacidad total del electrolizador: capacidad mínima 1 MW, 200 Nm<sup>3</sup> / h de producción de H<sub>2</sub>
- Tecnología de electrolizador: PEM (Tecnología de membrana de intercambio de protones)
- Materia prima: agua de mar.
- Unidad de desalinización: tecnología de ósmosis inversa
- Fuente de energía: energía renovable variable desde tierra (como precursora de la energía eólica marina)

El desmantelamiento de la infraestructura de petróleo y gas en alta mar en el sector holandés del Mar del Norte ya está en marcha, y es necesario tomar una decisión sobre el desmantelamiento o la reutilización de muchas más plataformas en la próxima década. Así como hay plataformas que permanecerán en su lugar durante 20-30 años, hay otras que aún se están construyendo, por lo que no se van a quedar sin plataformas potenciales para la producción de hidrógeno marino.

### **Proyecto de Hidrógeno Verde en la Refinería de Lingen**

La refinería Lingen ubicada en Baja Sajonia, Alemania, ha estado en operación desde 1953. BP Europa, una subsidiaria de propiedad total de BP, es el propietario y operador de la refinería.

El plan a largo plazo de BP es establecer una capacidad de electrólisis de más de 500MW en la refinería de Lingen, impulsada por energía renovable, la cual primeramente será impulsada por un electrolizador de 50 MW, con energía generada por un parque eólico marino Ørsted en el Mar del Norte y el hidrógeno producido se utilizará en la refinería. Se prevé tomar una decisión

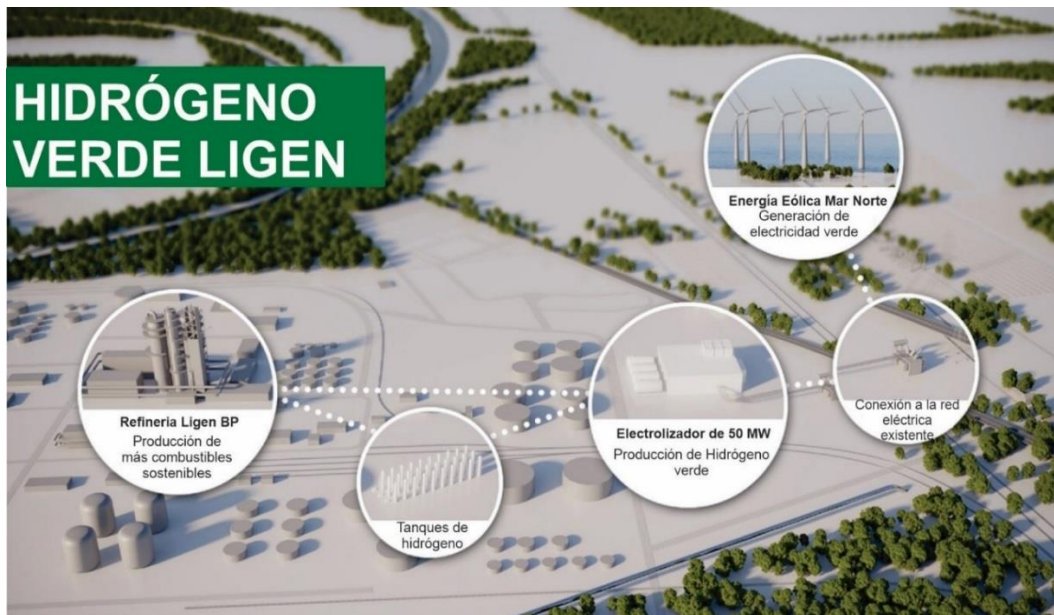
final de inversión a principios de 2022, sujeto a la implementación de políticas habilitadoras apropiadas. Las empresas anticipan que el proyecto podría estar operativo en 2024 (BP, 2020).

De acuerdo con BP, se espera que el proyecto de electrolizador de 50 MW produzca una tonelada por hora de hidrógeno verde o casi 9.000 toneladas al año. Esto sería suficiente para reemplazar alrededor del 20% de la corriente actual de la refinería, la cual es consumo de hidrógeno gris, evitando alrededor de 80.000 toneladas de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> al año.

La refinería de Lingen procesa alrededor de cinco millones de toneladas de petróleo crudo al año (100.000 barriles por día), produciendo combustibles, combustible para calefacción y materias primas químicas. A continuación, en la Figura 46, se muestra la propuesta y la infraestructura para ella.

#### **Figura 46.**

##### *Hidrógeno Verde Ligen.*



*Nota:* Adaptado de (BP, 2020).

**HyDeploy.** Es un proyecto pionero de energía de hidrógeno diseñado para ayudar a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> del Reino Unido y alcanzar el objetivo de cero neto emisiones del gobierno para 2050.

Como la primera demostración en vivo de hidrógeno en hogares, HyDeploy tiene como objetivo demostrar que mezclar hasta un 20% del volumen de hidrógeno con gas natural es una alternativa segura y más amigable con el medio ambiente al gas que se utiliza actualmente. Este proyecto proporciona evidencia sobre cómo los clientes no tienen que cambiar sus aparatos de cocina o de calefacción para tomar la mezcla, lo que significa menos interrupciones y costos para ellos. También confirma los hallazgos iniciales de que los clientes no notan ninguna diferencia al usar la mezcla de hidrógeno.

La demostración de mezcla de hidrógeno y gas natural (Primera fase) se llevó a cabo desde el otoño de 2019 hasta la primavera de 2021. Primeramente, se realizó la primera fase en la Universidad de Keele, la cual culminó con éxito, Las unidades de mezcla y producción de hidrógeno, junto con otros equipos de apoyo instalados en Keele, fueron las primeras de su tipo y su desempeño fue monitoreado de cerca. Posteriormente, se encuentra la segunda fase: HyDeploy North East, con el fin de mostrar una demostración en el noreste, en esta demostración se prevé participen más de 650 hogares.

Si HyDeploy tiene éxito, se podría implementar una mezcla en todo el Reino Unido. Esto ayudará a reducir las emisiones de carbono de forma relativamente rápida con una interrupción limitada para los clientes, mientras se avanza los proyectos de descarbonización más amplios. Si el hidrógeno se mezclara con gas natural en todo el Reino Unido a un nivel similar al de HyDeploy, se podrían ahorrar alrededor de 6 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono cada año.

### ***2.4.3. Países Donde el Hidrógeno ha Jugado un Papel Importante***

En medio de los llamados a una conversión global a energía limpia, varios países han visto al hidrógeno como una tecnología potencial, a continuación, se mencionarán algunos de estos países:

**2.4.3.1 Alemania.** Alemania se está despidiendo de la energía nuclear, expandiendo las fuentes de energías renovables y trabajando para hacer que su economía sea prácticamente neutral para el clima a mediados de siglo XXI (Clean Energy Wire, s.f.).

Durante las últimas cuatro décadas, el suministro de energía de Alemania ha pasado de un claro dominio del carbón y el petróleo a un sistema más diversificado. La energía nuclear, introducida por primera vez en la década de 1970, está siendo reemplazada por más energías renovables, de acuerdo con los objetivos de transición energética de Alemania. Además, se prevé que el carbón, que representa la mayor fuente de generación de energía en la actualidad, se eliminará por completo para 2038 (IEA, 2020).

El desarrollo de las energías renovables en Alemania comenzó en 1990 con la introducción de la Ley de Generación Eléctrica (Stromeinspeisegesetz), que se adoptó ese año en virtud de la Ley de Energías Renovables (EEG). En el mismo año se acordó la limitación de la energía nuclear. Para no sobrepasar el objetivo de aumento de la temperatura terrestre en dos grados, y así no poner en riesgo el medio ambiente, el Consejo Asesor para el Calentamiento Global del Gobierno Federal Alemán, recomendó un suministro energético completamente libre de CO<sub>2</sub> entre 2040 y 2050, objetivo que Alemania consideró alcanzable por el impulso que querían dar a las energías renovables.

El uso actual de hidrógeno en Alemania equivale a alrededor de 55 TWh. Para 2030, se espera que el aumento inicial de la demanda de hidrógeno se produzca sobre todo en el sector industrial (químico, petroquímico y siderúrgico) y, en menor medida, en el transporte, como resultado del ímpetu del mercado. Además, se espera que crezca la demanda de movilidad eléctrica impulsada por celdas de combustible (Amelang, Clean Energy Wire, 2020).

El objetivo del gobierno alemán es utilizar hidrógeno verde, apoyar un rápido aumento del mercado y establecer las cadenas de valor correspondientes. Sin embargo, al mismo tiempo, el gobierno alemán asume que en los próximos diez años se desarrollará un mercado mundial y europeo del hidrógeno. En este mercado también se negociará hidrógeno neutro en CO<sub>2</sub> (por ejemplo, "azul" o "turquesa"). Debido a la estrecha integración de Alemania en la infraestructura europea de suministro de energía, el hidrógeno neutro en CO<sub>2</sub> también jugará un papel en Alemania y, si está disponible, también se utilizará de forma transitoria (Amelang, Clean Energy Wire, 2020).

**2.4.3.2 Trenes Impulsados con Hidrógeno Verde.** De acuerdo con (Riley, 2020), Siemens y el operador ferroviario alemán Deutsche Bahn han anunciado planes para probar un tren propulsado por hidrógeno con un alcance de más de 370 millas, tecnología que promete reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y ayudar a que 1.300 unidades diésel sean obsoletas.

Las compañías dijeron en un comunicado conjunto que las pruebas de un tren equipado con un nuevo propulsor de hidrógeno comenzarán en 2024 y durarán un año. El tren de dos vagones tendrá una velocidad máxima de 160 kilómetros por hora (99,4 millas por hora) y se puede recargar en solo 15 minutos.

El tren, que se llama Mireo Plus H, circulará entre tres ciudades del estado alemán de Baden-Württemberg, en sustitución de una unidad diésel convencional que circula en la ruta. La

nueva unidad de hidrógeno ahorrará alrededor de 330 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, dijeron las empresas.

“Los impulsores de hidrógeno son una forma de propulsión avanzada y libre de emisiones que ayudará a descarbonizar el transporte ferroviario y hará una contribución significativa para lograr nuestros objetivos climáticos”, dijo en un comunicado el director ejecutivo de Siemens (SIEGY) Mobility, Michael Peter.

**2.4.3.3 Japón.** Japón carece de recursos energéticos, lo que le convierte en uno de los países con mayor dependencia energética del mundo (ratios de autosuficiencia del 6-7 %)(ICEX, 2018). Según (METI, 2018), desde el gran terremoto del este de Japón en 2011, este país se ha enfrentado a problemas como:

- Disminución en el índice de autosuficiencia energética: Japón depende de combustibles fósiles como el petróleo / carbón / gas natural (GNL) importados desde el extranjero.
- Aumento en los costos de energía eléctrica: Actualmente, el precio de la electricidad es de 0,284 dólares estadounidenses por kWh para los hogares y 0,215 dólares estadounidenses para las empresas, que incluye todos los componentes de la factura de electricidad, como el costo de la energía, la distribución y los impuestos.
- Aumento en la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>: Desde el terremoto, la cantidad de emisiones en el aumento del campo de energía eléctrica aumentó por 54 millones de toneladas debido a razones que incluyen: la generación de más energía eléctrica por centrales térmicas como sustitución de la energía nuclear.

Todo lo anteriormente mencionado obligó al Gobierno japonés a buscar diferentes alternativas para cubrir la demanda energética del país y para reducir las emisiones. Por esta razón, se estableció en 2014 el Cuarto Plan Básico de Energía, el cual otorgó un mayor papel a las energías renovables, además de volver a dar prioridad a la energía nuclear. El plan destaca la importancia de que todo el desarrollo energético del país se produzca siguiendo los principios de las “Tres E”: Energy Security (garantizar un suministro estable), Economic Efficiency (reducir los costes de la energía mediante la mejora de su eficiencia) y Environment (que sea un desarrollo sostenible y respetuoso con el medio ambiente).

Adicionalmente, el Gobierno aprobó un Plan Estratégico para el Hidrógeno (the Hydrogen and Fuel Cell Strategy Roadmap), para implementarlo como “vector” energético limpio y alternativo. En diciembre de 2017, el Consejo Ministerial de Energías Renovables, Hidrógeno y Asuntos Relacionados estableció la Nueva Estrategia Básica para el Hidrógeno. En esta, se muestra la visión que se propondrá alcanzar en Japón para 2050, así como el plan de acciones y objetivos que cumplir hasta 2030.

Japón está liderando el llamado a las “energías limpias”. Con la introducción del primer vehículo de celda de combustible (FCV) comercialmente viable, este país cada vez más avanza hacia la realización de una sociedad impulsada por hidrógeno. Japón también está mostrando liderazgo de otras maneras, como a través del plan de acción conocido como la Estrategia Básica del Hidrógeno, establecido en 2017, y al acoger la Reunión Ministerial de Energía del Hidrógeno, que en 2018 fue la primera discusión a nivel de gabinete del mundo dedicada al tema (JapanGov, s.f.).

En esos esfuerzos, el campo de investigación de energía de hidrógeno de Fukushima (FH2R), que se completó en marzo de 2020, desempeña un papel vital. La planta está produciendo

hidrógeno utilizando electricidad generada a partir de paneles solares colocados alrededor de su perímetro. Se puede producir suficiente combustible de hidrógeno en la instalación todos los días para suministrar energía a unos 150 hogares (consumo mensual) o para llenar 560 FCV (JapanGov, s.f.).

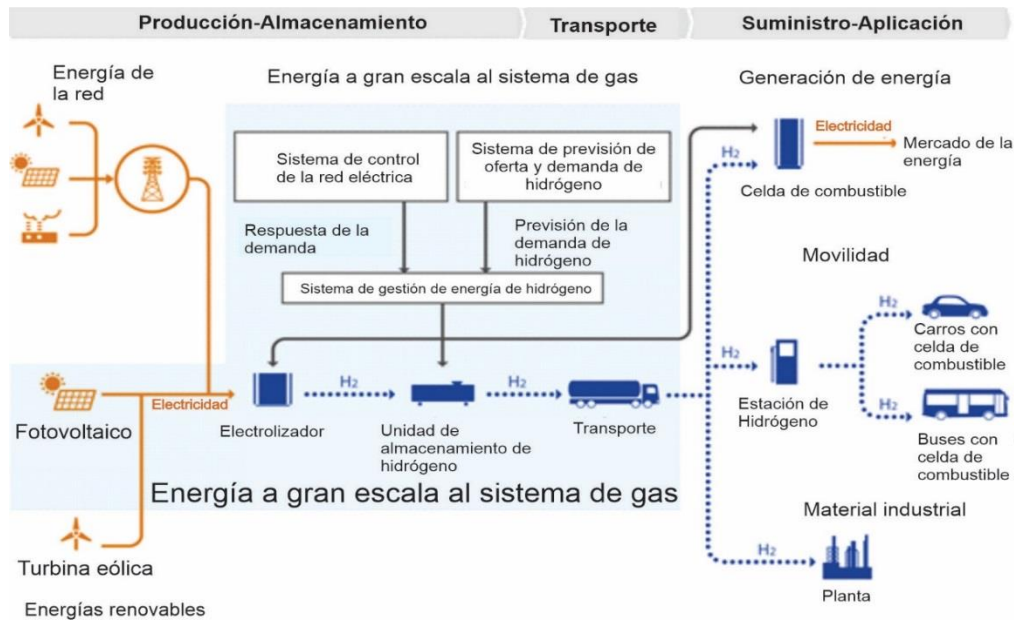
FH2R es una colaboración entre la Organización para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías Energéticas e Industriales (NEDO), apoyada por el gobierno, Corporación de Sistemas y Soluciones de Energía Toshiba (Toshiba ESS), Tohoku Electric Power e Iwatani Corporation (“Fukushima Hydrogen Energy Research Field in Japan Ready for Green Hydrogen Production,” 2020). FH2R tiene como objetivo establecer un modelo de negocio para el uso y las ventas de hidrógeno bajo un modelo de respuesta a la demanda. Esta planta Utiliza 20 MW de generación solar fotovoltaica (PV) en un sitio de 18 hectareas (45 acres), junto con la energía de la red, para realizar la electrólisis del agua en una unidad de producción de hidrógeno de clase 10 MW, considerada la más grande del mundo. Tiene capacidad para producir, almacenar y suministrar hasta  $1200 \text{ Nm}^3 / \text{h}$  de hidrógeno (“Fukushima Hydrogen Energy Research Field in Japan Ready for Green Hydrogen Production,” 2020). (Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation, 2020) afirma que la producción de energía renovable está sujeta a grandes fluctuaciones, por lo que FH2R se ajusta a la oferta y la demanda en la red eléctrica para maximizar la utilización de esta energía mientras a su vez se establece una tecnología de producción de hidrógeno verde de bajo costo. El hidrógeno producido en FH2R también se utilizará para alimentar sistemas estacionarios de celdas de combustible de hidrógeno y para proporcionar dispositivos de movilidad, automóviles y autobuses con celdas de combustible, y más.

El desafío más importante en la etapa actual de prueba de FH2R es utilizar el sistema de gestión de energía de hidrógeno para lograr la combinación óptima de producción y

almacenamiento de hidrógeno y ajustes de equilibrio de la oferta y la demanda de la red eléctrica, sin el uso de baterías de almacenamiento. Para abordar este desafío, las pruebas comenzarán para identificar la tecnología de control de operación óptima que combina la respuesta a la demanda de la red eléctrica con el suministro de hidrógeno y la respuesta a la demanda, utilizando unidades de equipo que tienen sus propios ciclos operativos diferentes (Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation, 2020). A continuación en la Figura 47 se muestra el sistema de planta de F2HR.

**Figura 47.**

*Sistema de Planta de H<sub>2</sub> en Japón.*



*Nota:* Adaptado de Toshiba Energy

**2.4.3.4 Australia.** Los productos refinados y el petróleo crudo son, por mucho, las mayores importaciones de energía de Australia. Con la mayor parte del consumo de estos productos satisfecho por estas importaciones (Australian Energy Update, 2020)

En el periodo del 2018-2019, Australia consumió 60 710 ml (mega litros) de productos derivados del petróleo (alrededor de 166 ml por día) un aumento del 17 por ciento desde 2010-11. Las refinerías australianas produjeron 29 100 ML de estos productos petrolíferos, de los cuales casi el 4 por ciento se exportó.

Las importaciones netas de más de 20 países son contabilizadas en Australia para el 56 por ciento restantes del total de consumo. La mayor parte del combustible importado provino de refinerías y proveedores regionales en Japón y Corea del Sur, mientras que, por otra parte, las importaciones desde India siguen creciendo (Australian Liquid Fuel Supply and Demand, 2019).

Australia es signataria del acuerdo de la Agencia Internacional de Energía (IEA) sobre un tratado de programa internacional de energía (IEP) y participa en los comités de emergencia energética y del mercado del petróleo de la IEA. Los requisitos clave del tratado IEP son que los países miembros:

- Mantengan existencias de petróleo equivalentes a al menos 90 días de las importaciones netas diarias de petróleo del año anterior.
- En el caso de una interrupción importante del petróleo, contribuir a las acciones colectivas de la IEA mediante la liberación de existencias, la restricción de la demanda, el cambio de combustible o el aumento de la producción o el intercambio de combustible.

Actualmente, Australia incumple la obligación de los 90 días. La reciente revisión de seguridad de combustible líquido realizada por el Departamento de Medio Ambiente y Energía en

abril de 2019 indicó que Australia tiene una reserva actual de 18 días de gasolina, 22 días de diesel y 23 días de combustible para aviones. Estas bajas reservas de combustible ponen al país en un riesgo significativo (Hepburn, 2020).

Según la IEA, Australia posee abundantes recursos energéticos y es un importante exportador de carbón, uranio y GNL. Sin embargo, el sector energético del país está experimentando una profunda transformación con una proporción significativamente mayor de energía eólica y solar.

Kane Thornton, CEO del Clean Energy Council, afirma que el 2019 fue un año récord para Australia en la construcción de energía eólica y solar y también, por la emergencia de la industria del hidrógeno. Según Kane Thornton, desde cualquier punto de vista, 2019 fue un año notable para el sector de la industria energética renovable australiana (Clean Energy Australia Report 2020, 2020).

El Consejo de energía de COAG publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno para establecer a la industria del hidrógeno de Australia como un actor global importante para 2030.

La estrategia nacional del hidrógeno:

- Considera escenarios futuros con amplias posibilidades de crecimiento
- Describe cómo los gobiernos y la industria trabajarán juntos para construir una industria del hidrógeno a gran escala para adoptar un enfoque adaptativo para permitir el crecimiento futuro y los escenarios emergentes
- Se compromete a garantizar que la industria del hidrógeno de Australia sea segura para el medio ambiente, la comunidad, los servicios de emergencia y la industria.

Australia tiene los recursos y la experiencia para aprovechar el creciente impulso global para generar hidrógeno limpio y convertirlo en su próxima exportación energética. Con este proyecto, hay potencial para miles de nuevos empleos, muchos en áreas regionales, y miles de millones de dólares en crecimiento económico hasta el 2050. Australia asegura que puede integrar más generación renovable de bajo costo, reducir la dependencia de combustibles importados y ayudar a reducir las emisiones de Carbono en Australia y en todo el mundo (Australia Government, 2020).

**2.4.3.5 China.** China es el mayor productor de hidrógeno del mundo. Este país produce más de 20 millones de toneladas de hidrógeno al año, aproximadamente un tercio de la producción total mundial. La mayor parte del hidrógeno de China proviene del carbón, mientras que la electrólisis aporta solo el 3% del suministro total de hidrógeno. La mayor parte del hidrógeno de China se utiliza actualmente para procesos industriales y químicos, sin embargo, otras aplicaciones se están acelerando: en enero de 2020, China tenía 61 estaciones de repostaje de hidrógeno, en comparación con 81 en Alemania y 116 en Japón para alimentar vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV). Si bien actualmente los FCEV solo representan alrededor del 0,1% de los vehículos eléctricos e híbridos en total, la venta y producción de FCEV han experimentado un aumento anual de alrededor del 60% en los últimos dos años consecutivos.

Para otras áreas de la aplicación del hidrógeno, China se ha dedicado a probar varias aplicaciones:

- **Tranvías:** En octubre de 2017, CRRC Tangshan desarrolló y puso en uso comercial el primer tranvía impulsado por pila de combustible en Tangshan, provincia de Hebei. En noviembre

de 2019, otro tranvía impulsado por hidrógeno, construido por CRRC Qingdao Sifang, se puso en funcionamiento en Foshan.

- **Aviación:** en enero de 2019, se probó con éxito un avión tripulado propulsado por hidrógeno en Shenyang. Fue investigado y desarrollado por el Instituto de Física Química de Dalian, una rama de la Academia de Ciencias de China y la Academia de Aviación General de Liaoning. Anteriormente, el Instituto de Física Química de Dalian desarrolló el primer dirigible de pila de combustible de hidrógeno de China en 2009 y el primer dron de pila de combustible de hidrógeno en 2012.

- **Buques:** El decimotercer plan quinquenal de China y otros documentos de política del Ministerio de Transporte y la Sociedad de Clasificación de China fomentan la adopción de energía verde en la industria del transporte marítimo. Sin embargo, debido a la falta de subsidios y pautas, las pilas de combustible se utilizan actualmente solo en unos pocos yates y barcos militares pequeños y medianos. En septiembre de 2020, se anunció que China introduciría una potencia masiva por energía hidroeléctrica en 2021.

- **Calor y energía:** Las centrales eléctricas de celdas de combustible distribuidas se pueden utilizar como complemento de la red eléctrica principal. En 2016, AkzoNobel, MTSA y NedStack entregó una central eléctrica de pila de combustible de hidrógeno con una capacidad de 2MW en Yingkou, provincia de Liaoning, la cual genera 16 MWh de electricidad al año. Las baterías de respaldo de emergencia también se utilizan en la industria de las telecomunicaciones, hasta ahora con una capacidad y escala relativamente pequeñas.

- **Logística:** Los camiones de logística de hidrógeno fueron introducidos por primera vez en junio de 2018 por JD para compensar el aumento de la demanda durante sus eventos promocionales “618”. Estos camiones pudieron recargar combustible de hidrógeno en tres minutos

y viajar por más de 350 km. Otras empresas de comercio electrónico y logística siguieron su ejemplo, pero solo se limitaron al transporte regional.

Los últimos cinco años se ha visto un apoyo regulatorio cada vez mayor para la industria del hidrógeno en China, tanto a nivel nacional como local. En 2015, el Consejo de Estado incluyó al hidrógeno como una de las tecnologías clave en la Iniciativa “Made in China 2025”, una estrategia nacional para fortalecer y mejorar el sector manufacturero de China. La Iniciativa estableció objetivos para los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) para 2025 en tres dimensiones: primero, producción nacional por lotes de materiales y piezas clave; en segundo lugar, mejor desempeño y competitividad general de los FCEV en comparación con los vehículos tradicionales y eléctricos; finalmente, infraestructura sólida para la producción y el reabastecimiento de hidrógeno (fuel cells works, 2020).

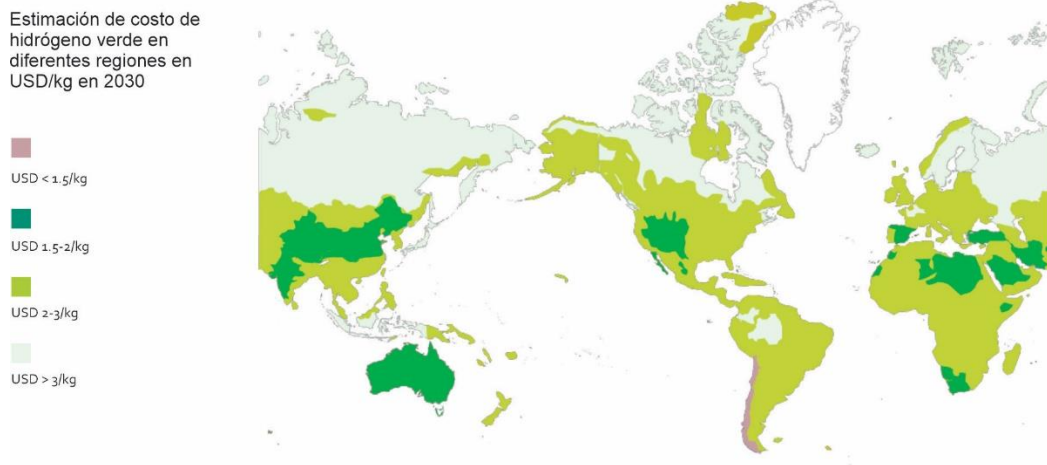
**Chile.** De acuerdo con ProChile (2020), Chile se posiciona como uno de los países más competitivos para el desarrollo y producción de Hidrógeno Verde en el mundo. Actualmente, el país se considera líder sostenible en América Latina, pioneros en el proceso de descarbonización de la matriz energética. Dentro de los incentivos regulatorios, se estableció que a 2025 el 20% de la matriz energética fuera renovable, sin embargo, para el 2020 Chile ya había cumplido dicha cuota, evidenciando el potencial y los avances que se han implementado. la Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que Chile es capaz de producir 160 millones de toneladas de hidrógeno verde al año, duplicando la demanda actual de hidrógeno y, según las proyecciones de Bloomberg el precio del hidrógeno verde será competitivo con el diésel en aproximadamente menos de 10 años (Agendas, 2020).

Chile tiene un gran potencial para producir energía eléctrica con fuentes renovables a un costo competitivo para producir hidrógeno verde, además de un marco regulatorio y legal que permite dar reglas claras a los inversionistas extranjeros que quieran entrar a operar en el país. Así, se puede conseguir el financiamiento y se dan las condiciones para producir el hidrógeno verde a costos que podrían permitir no sólo su utilización en el mercado local, sino que también un potencial de exportación muy elevado (Marchetti Michels, 2020)

La variada gama de fuentes de energías renovables existentes en Chile, como el Desierto de Atacama, que se extiende a lo largo y ancho de cinco regiones geográficas y es la zona con mayor radiación solar en el mundo, y, por otro lado, la Patagonia, que cuenta con un potencial eólico, con factores de planta superiores al 45%, además de otras fuentes renovables en el resto del país, permiten proyectar un potencial cercano a 1.800 GW, representando 70 veces la capacidad instalada actualmente en Chile. Lo anterior hace que el precio de la energía en Chile favorezca considerablemente la disminución en el costo de producción de Hidrógeno Verde, dado que el precio de la energía eléctrica incide en más de un 60% de este costo. La asociación chilena de hidrógeno proyecta que al año 2030 el costo de producción de H<sub>2</sub> Verde, a través de electrólisis, será inferior a 1,5 USD/kgH<sub>2</sub>, convirtiéndose así el Hidrógeno Verde de Chile, el más competitivo del planeta (Figura 48) (Lucero, 2020).

**Figura 48.**

*Costo de Hidrógeno Verde en Diferentes Regiones.*



*Nota:* Adaptado de (Ministerio de Energía Chile, 2021)

En el Green Power Chile (EGP) -filial de Enel Chile- anunció que junto a AME y posibles socios como ENAP, Siemens Energy y Porsche, desarrollarán la instalación de una planta piloto para la producción de hidrógeno verde a través de un electrolizador alimentado por energía eólica, en Cabo Negro, en la Región de Magallanes. Se espera que entre en servicio en 2022, lo que la convertiría en la primera planta de este tipo en producir el combustible sustentable en Chile

Actualmente Chile cuenta la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde tendiente a desarrollar en el país dicha industria y situar a Chile entre los principales productores del mundo de este combustible renovable al 2040. La estrategia nacional de hidrógeno verde de Chile tiene 3 objetivos principales (Energy Partnership, 2020):

- Contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025
- Producir el hidrógeno verde más económico en el año 2030
- Estar entre los 3 principales exportadores para 2040.

## **2.5. Colombia y la Economía del Hidrógeno**

### ***2.5.1. Producción de H<sub>2</sub> a partir de Campos de Hidrocarburos***

En Colombia existen 23 cuencas sedimentarias, de las cuales solo nueve producen hidrocarburos: siete producen petróleo, y dos, gas. De las siete cuencas productoras de crudo, solo tres concentran más del 90 % de la producción de petróleo, las cuales, ordenadas por importancia, son: 1. Llanos Orientales, cuenta con una porosidad de roca media, una saturación del agua del 37,3 al 76,9 % y una densidad API que oscila entre 12,1 a 18,6°; Valle Medio del Magdalena, cuenta con una porosidad de roca media, una densidad API entre 17,2 y 24,5°, y un tipo de petróleo que es 65 % pesado y 25 % mediano; Valle Superior del Magdalena, con un tipo de crudo que es 57,8 % mediano, 29,5 % pesado y 10,8 % liviano. De los 20 departamentos que extraen petróleo actualmente, solo en Norte de Santander se extrae petróleo liviano, 5 extraen petróleo mediano (Arauca, Cauca, Huila, Nariño, Putumayo) y los demás 10 extraen petróleo pesado (EITI, s.f.).

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y costosos de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo, menor es su valor económico. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos (Felix et al., 2013).

En el país, el volumen de petróleo estimado en el subsuelo (Petróleo Original En Sitio – POES) es de 52 mil millones de barriles, y el petróleo recuperado a la fecha es del 16 % y el factor de recobro promedio con desarrollos actuales es de 24% frente al 35% promedio de otros países

(Pardo, 2015). En la Tabla 5, se puede visualizar cada una de las cuencas productoras en el país, su Aceite Original en Sitio, su porcentaje y su factor de recobro, dando como resultado en total un 24%, como se mencionó anteriormente.

**Tabla 5.**

*Cuencas Sedimentarias y su POES Y FR.*

<b>Cuenca</b>	<b>Aceite Original en Sitio (Mbbls)</b>	<b>POES (%)</b>	<b>FR (%)</b>
Llanos	26.649,32	51%	37%
VMM	16.043,20	31%	13%
VSM	4.013,73	8%	20%
Caguan-Putumayo	3.154,09	6%	21%
Catatumbo	1.793,03	3%	30%
Cordillera	669,49	1%	22%
VIM	252,68	1%	19%
<b>Total</b>	<b>52.575,53</b>		
<b>Promedio Factor de Recobro</b>			<b>24%</b>

*Nota:* Adaptado de Pardo (2015)

De acuerdo con Pardo (2015), la producción actual de Colombia se basa en procesos técnicos de extracción conocidos en una primera instancia como Procesos de Levantamiento Artificial y en una etapa posterior Recobro Mejorado (EOR/IOR). Ecopetrol, la primera compañía de petróleo de Colombia y la cuarta empresa petrolera más grande de Latinoamérica cuenta actualmente con cerca de 52 proyectos de Recobro No Térmico (IOR) en 44 campos y cerca de 6 proyectos con Recobro Térmico. En Colombia la implementación de procesos de recuperación térmica se ha limitado especialmente a la inyección cíclica de vapor en campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Castro et al., 2010).

La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de petróleo. Por otra parte, si es posible, se realiza la segunda etapa de producción (Recuperación secundaria) de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. De acuerdo con (Schlumberger, s.f.), el uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar.

Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química. Estos métodos pueden aumentar el factor de recuperación entre un 40% y un 60%. Sin embargo, no todos los yacimientos son aptos para la recuperación secundaria o terciaria, y el costo de la recuperación secundaria o terciaria no siempre está justificado, por lo que la tasa de recuperación promedio en todo el mundo es bastante baja, entre el 20% y el 40%.

La técnica 2.4.2.1 HEE (Hygenic Earth Energy) mencionada anteriormente, puede llegar a ser una alternativa de producción de hidrógeno limpio en Colombia a partir de la industria Oil&Gas. Colombia, como se dijo anteriormente, actualmente tiene un factor de recobro bajo comparado con el promedio mundial, por lo tanto, en el subsuelo queda una cantidad importante remanente de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta que, Colombia tiene mucho porcentaje de crudo pesado, se podría realizar esta técnica de recuperación de hidrógeno en estos yacimientos, especialmente, si se tiene un alto porcentaje de Saturación de Agua, como lo es el caso de la cuenca de los llanos orientales, lo cual Proton Technologies afirma incrementa la viabilidad del proceso.

Adicionalmente, en Colombia anteriormente se ha realizado proyectos de inyección de vapor y pruebas de combustión in situ en los siguientes campos, por lo cual, el tener una infraestructura adaptable a la técnica HEE, puede ser una alternativa más viable para realizar el proceso. A continuación, en la Tabla 6, se adjunta los campos petrolíferos seleccionados como posibles pilotos debido a su infraestructura para la técnica.

**Tabla 6.**

*Campos con Recobro Térmico en Colombia*

<b>Campo</b>	<b>Departamento</b>	<b>Cuenca</b>	<b>API</b>	<b>Producción (BPD)</b>	<b>Método de recobro utilizado</b>
Teca- Corcorna	Antioquia	VMM	12,5	1.264,54	Inyección cíclica de vapor e inyección continuad de vapor
Nare	Antioquia	VMM	12,5	198,92	Inyección cíclica de vapor
Jazmin	Boyacá	VMM	11,5-12,5	4.260,43	Inyección cíclica de vapor
Moriche	Boyacá	VMM	12,4-15,8	11.204,71	Inyección cíclica de vapor
Girasol	Boyacá	VMM	11,4	3.155,75	Inyección cíclica de vapor
Chichimene	Meta	Llanos Orientales	8,93	51.835,75	Combustión in Situ

*Nota:* Adaptado de (Medina Casas et al., 2019)

Adicional a los beneficios ambientales, la técnica de producción de hidrógeno a partir de campos petroleros trae consigo el beneficio de poder reutilizar la infraestructura de campos

depletados o poder explotar el potencial de yacimientos que no están siendo producidos actualmente debido a su alta saturación de agua.

Este hidrógeno producido en estos campos se podría utilizar para varios fines, como lo son:

- Generación de energía eléctrica a comunidades
- Mezcla de gas natural con hidrógeno en las redes domesticas (Se podría hacer el piloto de prueba en algún pueblo cercano)

- Generación de energía en el campo, con el fin de descarbonizar la actividad.

- Combustible en vehículos

- Uso en Refinerías

Se recomienda realizar estudio económico, de factibilidad, de ingeniería, conceptual y de diseño para los campos candidatos, e igualmente, realizar una búsqueda más profunda de zonas ideales de prospectos en los Llanos Orientales. Adicionalmente, se recomienda comparar los precios de producción de los pilotos con precios internacionales de producción de H<sub>2</sub>.

### ***2.5.2. Producción de H<sub>2</sub> IN SITU en Refinerías***

En las refinerías, aumenta cada vez más la demanda de hidrógeno, Según (Linde, s.f.) Hay varios procesos de tratamiento con hidrógeno en una refinería, algunos de estos son:

- Hidro-desulfuración: los compuestos de azufre se hidrogenan a ácido sulfhídrico H<sub>2</sub>S para alimentar las “plantas Claus”.

- Hidro-isomerización: parafinas normales se convierten en isoparafinas para mejorar las propiedades del producto (por ejemplo RON)

- Desaromatización: los aromáticos se hidrogenan a ciclo parafinas o alcanos

- Hidro-craqueo: los hidrocarburos de cadena larga se rompen en cadenas más cortas como es el caso de las gasolinas.

Las refinerías normalmente satisfacen la demanda creciente de hidrógeno produciéndolo in situ o comprándolo a proveedores comerciales. El hidrógeno industrial se produce de dos maneras: producción de hidrógeno a propósito utilizando unidades reformadoras de metano con vapor (SMR) o como subproducto de otros procesos químicos, por ejemplo, reformado catalítico. El gas natural se usa casi exclusivamente como materia prima para la producción de hidrógeno a en las unidades SMR de refinerías de petróleo.

Según el Ministerio de Minas y Energía, Colombia tiene una radiación diaria promedio superior al promedio mundial, al tiempo que tiene potencial para implementar plantas eólicas de más de 25 gigavatios, beneficiándose de una velocidad del viento que en La Guajira duplica promedio mundial. Además, el país cuenta con una disponibilidad anual de agua aproximadamente 8 veces mayor que el promedio mundial.

Otra alternativa, teniendo en cuenta las experiencias globales, sería producir hidrógeno a partir de energía solar en las refinerías. El proyecto constaría de construcción de plantas solares, y, posteriormente, la electrolisis del agua con este tipo de energía, produciendo así un hidrógeno limpio, el cual puede ser utilizado en los procesos de la refinería.

Adicional a los beneficios ambientales, este proceso podría tener grandes provechos a largo plazo, los cuales son necesarios evaluar, tal como el ahorro en gas natural que antes era necesario en el proceso de reformado de vapor, ya que a este gas se le podría dar otros usos, tal como la venta y comercialización. Se recomienda hacer un estudio del potencial eólico/solar cerca y en el territorio de las refinerías, con el fin de tener datos más exactos sobre la viabilidad del proceso.

## **2.6. Análisis PEST y Matriz DOFA**

El análisis DOFA O FODA (Fortalezas - Oportunidades - Debilidades - Amenazas) es una herramienta de análisis estratégico. Conjuga el estudio de las fortalezas (o "puntos fuertes") y debilidades (o "puntos débiles") de, por ejemplo, una organización, un territorio o un sector con el estudio de las oportunidades y amenazas de su entorno, con objeto de definir una estrategia de desarrollo. Su objetivo es incluir en el plan estratégico estos factores internos y externos, maximizando el potencial de las fortalezas y las oportunidades y minimizando los efectos de las debilidades y las amenazas.

El Análisis DOFA puede ser utilizado en conjunto con la matriz PEST, que mide el mercado y el potencial según factores externos, específicamente Políticos, Económicos, Sociales y Tecnológicos. Es recomendable realizar el análisis PEST antes del DOFA.

El análisis PEST (factores Políticos, Económicos, Sociales y Tecnológicos) es una herramienta que se encarga de investigar e identificar los factores generales que afectan a las empresas o marcas para establecer una estrategia adecuada y eficaz. Este modelo se centra en aquellos elementos que conforman el entorno en el cual se desarrollan las organizaciones, es decir, estudia aquellos sectores que no dependen directamente de la empresa, sino de los contextos a los que pertenece esta.

### **2.6.1. Análisis PEST**

Para la realización de un Análisis PEST se debe:

1. Recopilar las variables relevantes: Se debe detectar cuáles son las variables que pueden influenciar en el desarrollo del negocio. Una vez que se hayan identificado las variables político-legales, económicas, sociales y tecnológicas que influyen, se deben recopilar y crear una lista.

2. Identificar las oportunidades: Una vez se han identificado las variables y se ha creado la lista, se debe identificar las oportunidades, es decir, aquellos aspectos que proporcionarían beneficios al negocio.

3. Reconocer las amenazas: Identificar las amenazas hace posible prevenir futuros problemas y minimizar su efecto negativo, Así como se han identificado las oportunidades también es importante encontrar las amenazas y todo lo que puede poner en riesgo el éxito de las acciones y los objetivos del negocio.

A continuación, se mostrará los aspectos que se consideraron relevantes para el Análisis PEST, el cual habla de un contexto general de la implementación del hidrógeno como Vector Energético en Colombia.

#### **2.6.1.1 Aspectos Políticos**

*Colombia y el Acuerdo de París.* El Acuerdo de París es un tratado internacional adoptado en el 2015 durante la COP21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático que busca reforzar el compromiso de los distintos gobiernos frente al cambio climático. Este es un acuerdo histórico pues, por primera vez, se estableció una meta global: mantener la temperatura por debajo de los 2 y hacer el mayor esfuerzo para que no sobrepase los 1,5 °C (WWF, 2018).

En el Acuerdo de París, Colombia se comprometió a:

- Reducir el 20% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2030, teniendo como punto de partida el inventario de emisiones nacionales de 2010
- Aumentar la reducción de sus emisiones de GEI a un 30% si recibe apoyo internacional

**Ley 2099 de 2021.** Tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. En esta ley se hace una promoción a la producción: y uso del hidrógeno. Esta afirma que el Gobierno nacional definirá los mecanismos, condiciones e incentivos para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, y descarbonización de sectores como transporte, industria, hidrocarburos, entre otros.

**Resolución 40177 de 2020.** En Colombia, se están desarrollando estrategias para la movilidad sostenible a través de energéticos de cero y bajas emisiones, como fue establecido de forma conjunta mediante el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la Resolución 4017 de 2020 a través de la cual se definieron los energéticos de bajas o cero emisiones, tomando como criterio fundamental los componentes nocivos para la salud y el medio ambiente (De la Rosa, 2020).

De acuerdo con el artículo 1 de la Ley 1083 de 2006, modificado por el artículo 96 de la Ley 1955 de 2019, se consideran combustibles limpios los energéticos de cero o bajas emisiones en el transporte terrestre para municipios, distritos y áreas metropolitanas, los siguientes:

- Cero emisiones: Hidrógeno.
- Bajas emisiones: Gas Natural, gas licuado de petróleo, gasolina (Alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm) y diésel, biodiésel y sus mezclas (Con contenido de azufre máximo de 50 ppm).

*Plan Plurianual de Inversiones (2018-2022)*. El Plan Plurianual de Inversiones 2018-2022 es el documento que incorpora los proyectos de inversión que son considerados prioritarios para alcanzar las metas del Plan Nacional de Desarrollo (PND). Dentro del plan se estiman montos de inversión por sector, por región, por departamento y por cada uno de los pactos (ejes estratégicos) del PND. La inversión pública proyectada incluye recursos del Presupuesto General de la Nacional, de los territorios (Gobiernos departamentales y locales) y del sector privado (Observatorio Regional de Planificación para el Desarrollo, s.f.).

El sector minas y energía contempla inversiones por \$122,5 billones. El Gobierno le apuesta al aprovechamiento sostenible de energías alternativas, el aumento de las reservas de crudo y gas, así como a la contribución de forma creciente al PIB del país y al aumento de la inversión extranjera directa. De igual forma, se fomentará la competencia en el sector energético, la inversión en innovación y el fomento al uso de nuevas tecnologías para la prestación del servicio y el aumento de cobertura. Se adelantarán acciones en torno a la explotación de hidrocarburos y minerales bajo altos estándares técnicos, ambientales y sociales, así como a la actividad minera del país.

El sector ambiente y desarrollo sostenible concentra \$9,7 billones las acciones intersectoriales implementadas en el marco del Pacto por la Sostenibilidad, las que, con el concurso de entidades públicas y los sectores productivos, permitirán consolidar la apuesta la conservación y la producción, de forma tal que la riqueza natural del país sea apropiada como un activo estratégico de la Nación.

Por otra parte, el Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades prevé una inversión que ronda los \$98 billones, asociadas en su

totalidad al sector de minas y energía (9% del total). Cabe resaltar que, además de las inversiones relacionadas con el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, se tiene proyectada una inversión aproximada de \$13 billones en programas de responsabilidad ambiental y social relacionados con esta actividad productiva.

**Ley 1931 de 2018.** La ley 1931 de 2018, tiene por objeto establecer las directrices para la gestión del cambio climático en las decisiones de las personas públicas y privadas, la concurrencia de la Nación, Departamentos, Municipios, Distritos, Áreas Metropolitanas y Autoridades Ambientales principalmente en las acciones de adaptación al cambio climático, así como en mitigación de gases efecto invernadero, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad de la población y de los ecosistemas del país frente a los efectos del mismo y promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y un desarrollo bajo en carbono.

**Decreto 926 de 2017.** Según el (Ministerio de Ambiente, s.f.), el impuesto nacional al carbono fue creado por el artículo 221 de la ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural) en respuesta a la necesidad del país de contar con instrumentos económicos para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel nacional. Este impuesto corresponde a un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean utilizados para combustión (exceptuando el carbón). El impuesto tiene un valor de \$15.000 (quince mil) pesos por tonelada de CO<sub>2</sub>. Esta tarifa se ajustará cada 1° de febrero con la inflación del año anterior, más un punto porcentual hasta que sea equivalente a una unidad de valor tributario (UVT) por tonelada de CO<sub>2</sub>.

En la misma ley que crea este impuesto se da un mandato al MADS, el cual se consolida en el decreto 926 de 2017, para establecer un procedimiento para la No Causación del Impuesto

Nacional al Carbono. Este tiene como propósito estimular la formulación e implementación de iniciativas de mitigación que generen reducciones de emisiones o remociones de GEI a cambio de la no causación del impuesto.

**NDC 2020-2030.** La NDC incorpora los tres componentes que han guiado el trabajo a nivel nacional, sectorial y territorial: mitigación de Gases Efecto Invernadero (GEI), adaptación al cambio climático y medios de implementación como componente transversal e instrumental de las políticas y acciones para el desarrollo bajo en carbono, adaptado y resiliente al clima.

**Ley de Transición Energética.** En junio del 2021, fue aprobada la ley de transición energética, con la cual se planea Colombia continúe posicionándose como líder regional en transición y un país atractivo para la inversión de energías renovables no convencionales. Con esta ley:

- Los proyectos de hidrógeno verde y azul podrán acceder a sobre-deducción de renta, exclusión de IVA, cero aranceles y depreciación acelerada.
- Se aclara y ratifica que los medidores inteligentes y su instalación no tendrán ningún costo adicional para los usuarios.
- Los beneficios tributarios de exclusión de IVA, cero aranceles, sobre-deducción de renta y depreciación acelerada, que se establecieron en la Ley 1715, se extenderán a los proyectos de eficiencia energética.

**Hoja de Ruta Hidrógeno Verde.** Durante el Foro 'Hidrógeno verde, una oportunidad para Colombia', el ministro de Minas y Energía, Diego Mesa, anunció que el país ya trabaja en una hoja de ruta para incentivar desarrollos energéticos y sostenibles fundamentados en el hidrógeno. (El Economista America, 2020) Diego Mesa aseguró que de allí se derivará un marco regulatorio que

se construirá desde la investigación, así como la identificación de opciones para incentivar la inversión privada y las mismas exportaciones del país, a partir de un marco regulatorio adecuado.

En Julio 2021, habrá un lanzamiento versión preliminar de la hoja de ruta a 30 años para establecer un mercado nacional de hidrógeno verde y azul que incluye:

- Competitividad de los costos de producción de H<sub>2</sub> y subproductos (aplicaciones del H<sub>2</sub>, potencial de reducción de emisiones de GEI)
- Demanda interna y potencial de exploración
- Habilitadores regulatorios e incentivos para la producción, almacenamiento, transporte y uso
- Iniciativas y actividades para desarrollar en el corto, mediano y largo plazo, incluyendo hitos, necesidades de inversión e indicadores
- Oportunidades para desarrollar proyectos piloto de H<sub>2</sub> y proponer una estructura de proyecto

***Ecopetrol anuncia plan para lograr cero emisiones netas de carbono en 2050.*** De acuerdo con (Ecopetrol, 2021), Ecopetrol es la primera empresa del sector de petróleo y gas en Latinoamérica en fijar una meta de tal magnitud, en línea con sus objetivos de transición energética, sostenibilidad y mitigación del cambio climático. Se prevé a 2030, la empresa reducirá en 25% sus emisiones frente a lo emitido en 2019.

La Empresa presenta hoja de ruta para alcanzar estas metas que incluye: reducción de emisiones fugitivas, venteos y quemas rutinarias de gas en teas, eficiencia energética en operaciones, incorporación de energías renovables, Soluciones Naturales del Clima, hidrógeno y captura, almacenamiento y uso de carbono.

Las acciones que soportan las nuevas metas del grupo Ecopetrol se presentan a continuación:

**2020 – 2025:**

1. Actualizar de forma permanente el inventario de emisiones de las operaciones directas, filiales y activos no operados, incluidas las asociadas al alcance 3.
2. Ejecutar iniciativas identificadas de eficiencia energética, reducción de emisiones fugitivas, venteos y quema en teas, y energías renovables: solar, eólica y geotermia.
3. Identificar iniciativas adicionales de eficiencia, reducción de quemas en teas y biomasa.
4. Desarrollar portafolio de Soluciones Naturales del Clima.
5. Ejecutar piloto de hidrógeno verde.

**2025– 2030:**

1. Implementar opciones tecnológicas adicionales en eficiencia energética, reducción de emisiones fugitivas, venteos y quema en teas, sustitución de combustibles, y energías renovables: solar, eólica y geotermia.
2. Consolidar portafolio de Soluciones Naturales del Clima.
3. Escalar gradualmente pilotos de hidrógeno verde y de captura, uso y secuestro de carbono, si las tecnologías son competitivas.

**2030– 2050:**

1. Capitalizar el avance tecnológico de iniciativas competitivas de hidrógeno verde, secuestro de carbono y energías renovables con almacenamiento a través de baterías.
2. Continuar desarrollando portafolio de Soluciones Naturales del Clima.

Adicionalmente, el Grupo Ecopetrol realizará un análisis integral de las siguientes opciones:

1. Aumentar la participación del gas en portafolio del Grupo.
2. Redireccionamiento de corrientes de refinación a petroquímica según agregación de valor.
3. Hidrógeno renovable para sustitución de gasolina y diésel.
4. Combustibles bajos en carbono.
5. Gestión de emisiones a lo largo de la cadena de proveedores.

***Objetivos de políticas a largo plazo PEN 2020-2050.*** Mencionados en el apartado 2.2.3 Plan Energético Nacional (PEN) 2020 - 2050.

**Aspectos Sociales.** Los siguientes aspectos sociales son importantes a analizar:

- Conocimiento de los ciudadanos sobre el hidrógeno y la implementación de este como vector energético
- Conciencia de los ciudadanos sobre la importancia del cambio climático y reducir huella de carbono
- Percepción de los Colombianos sobre las fuentes de energía no renovables
- Percepción de los Colombianos sobre las fuentes de energía alternativas
- Nivel de formación de profesionales colombianos sobre energías alternativas

***Zonas Rurales en Colombia sin Electricidad.*** Según datos del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (Ipse), hay 1.710 localidades rurales en Colombia en donde se calcula que 128.587 personas solo acceden al servicio eléctrico entre cuatro y doce horas al día.

El hidrógeno y los combustibles sintéticos a partir de hidrógeno se pueden transportar a largas distancias, desde regiones con abundantes recursos energéticos a ciudades muy distantes con solo pocas pérdidas (Hallack, Tolmasquim , & G. Aiello, 2020). El hidrógeno como vector energético debería mejorar la seguridad energética para la mayoría de las regiones y calmar la geopolítica del petróleo.

### **2.6.1.2 Aspectos Económicos**

*Ecopetrol y Minciencias se unen para el desarrollo de tecnologías para la transición energética.* Ecopetrol presentó los términos de una alianza que acordó con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) que busca la construcción de una Colombia productiva, sostenible y equitativa a través del fortalecimiento del ecosistema científico, y tecnológico para la protección y el aprovechamiento del agua, la energía y la biodiversidad.

De acuerdo con Ecopetrol, la alianza contempla el siguiente alcance:

- El cierre de brechas identificadas en capacidades para transferencia de tecnología.
  - El fortalecimiento de capacidades de empresas receptoras de tecnología.
  - El apalancamiento financiero para procesos de transferencia de tecnología.
  - La infraestructura para escalado de procesos de manufactura de tecnologías convergentes.
- El desarrollo socioeconómico basado en tecnología, en regiones de influencia de Ecopetrol.
- La construcción de capacidades tecnológicas para la transición energética.
  - La promoción de la convergencia tecnológica.

Los aportes de Ecopetrol a través de esta alianza ascenderán a US\$30 millones en los próximos 3 años, en donde se estudiará el aprovechamiento del hidrógeno como combustible limpio.

***Fluctuación de los Precios del Petróleo.*** De acuerdo con Dupont, Phys Org (2020), Charlie Kronick, asesor financiero de petróleo de los activistas ambientales Greenpeace Reino Unido, afirma que: “En términos puramente financieros, el petróleo barato facilitará que los combustibles fósiles compitan con las energías renovables cada vez más asequibles, lo que hará que los argumentos económicos para empresas como BP, que están tratando de reinventarse como productores de energía más ecológicos, sean más desafiantes y potencialmente desaceleren la transición”. Adicionalmente, Charlie Kronick afirma que el petróleo caro hace que las alternativas, como los vehículos eléctricos, sean más atractivas.

**Costo Hidrógeno Verde y Azul.** Actualmente, el hidrógeno verde es dos o tres veces más caro que el hidrógeno azul, según un informe de diciembre de 2020 de la Agencia Internacional de Energías Renovables. Sin embargo, se espera que los costos del hidrógeno verde disminuyan en los próximos años, con la ampliación de esa tecnología a niveles de producción industrial.

El costo de producir hidrógeno gris, hecho a partir de gas natural o carbón está actualmente entre \$ 0,70 y \$ 2,20 / kg, dependiendo en gran medida del precio del gas natural o del carbón. No se espera que esto cambie en esta década. Se calcula que el costo del hidrógeno estaría por lo tanto entre \$ 1.3-2.9 / kg por kg en la actualidad, y este precio solo caerá ligeramente para 2030 cuando se amplíe la CCS (Collins, 2021).

La IREA predice que el hidrógeno verde podría producirse por entre 8 centavos / kg y \$ 1,6 / kg en la mayor parte del mundo antes de 2050. Esto es equivalente al precio del gas de \$ 6 / MMBtu a \$ 12 / MMBtu, lo que lo hace competitivo con los precios actuales del gas natural en

Brasil, China, India, Alemania y Escandinavia sobre una base de energía equivalente, y más barato que producir hidrógeno a partir de gas natural o carbón con captura y almacenamiento de carbono.

### **2.6.1.3 Aspectos Tecnológicos**

**Tecnología Preliminar.** Como se ha mencionado en el proyecto realizado, la tecnología de producción de hidrógeno (verde y azul) aún son muy preliminares, especialmente en Colombia, donde faltan más estudios y pilotos en el tema.

**Capacidad Instalada en el Parque de Generación Eléctrica.** Como se puede visualizar en la Figura 24, actualmente no se tiene capacidad instalada en el parque de generación eléctrica de H<sub>2</sub>.

**Potencial de Recursos Colombianos.** De acuerdo con el Ministerio de Energía, en Colombia, los recursos disponibles de carbón ascienden a 6.700 millones de toneladas, lo que evidencia un alto potencial para la producción de hidrógeno azul. Por otra parte, Colombia es un país privilegiado de explotación de fuentes renovables que facilitan la producción de hidrógeno verde, además de que el país tiene un promedio de radiación solar diaria multianual cercana a 4,5 KWH/M2, superando el promedio diario mundial de 3,9 KWH/M2, 742.725 cuencas hidrográficas y un potencial de plantas eólicas de más de 25 GW.

Con todos estos aspectos, se procedió a realizar la matriz Pest, la cual se muestra en la Figura 49.

**Figura 49.**

*Análisis PEST: Generación de Hidrógeno como Vector Energético en Colombia.*

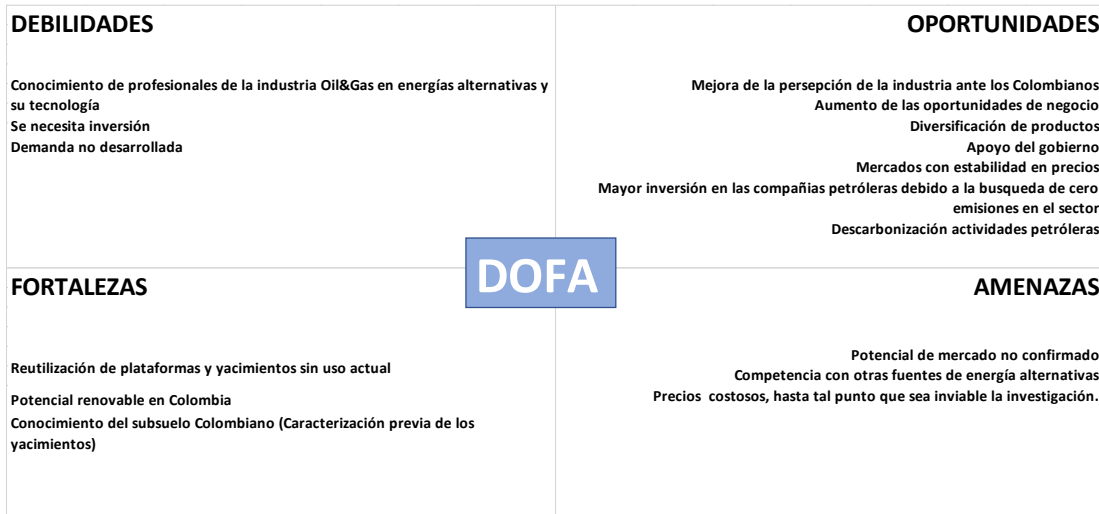
AUTODIAGNOSTICO ENTORNO GENERACIÓN DE HIDROGENO COMO VECTOR ENERGETICO EN COLOMBIA		OPORTUNIDAD	AMENAZA	INDIFERENTE
		+	-	
<b>POLITICO</b>				
	Ley transición energética	+		
	Acuerdo de Paris	+		
Objetivos de políticas a largo plazo PEN 2020-2050	Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles	+		
	Diversificar la matriz energética.	+		
	Contar con un sistema energético resiliente	+		
	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI	+		
	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos	+		
	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular	+		
	Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético			-
	Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano	+		
	Resolución 40177 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía): Definición de bajas o cero emisiones	+		
Plan plurianual de inversiones (2018-2022)	Pacto por la Sostenibilidad	+		
	Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades	+		
	Ley 1931 de 2018	+		
	Decreto 926 de 2017	+		
NDC 2020-2030	Mitigación de Gases Efecto Invernadero	+		
	Adaptación al cambio climático	+		
	Medios de implementación como componente instrumental de las políticas y acciones para el desarrollo bajo en carbono, adaptado y resiliente al clima.	+		
	Hoja de Ruta para el hidrógeno verde	+		
ECOPETROL	Grupo Ecopetrol anunció plan para lograr cero emisiones netas de carbono en 2050	+		
<b>ECONÓMICO</b>				
	Fluctuación del precio del petróleo		-	
	Dinero aportado por el gobierno y empresas para la investigación de otros tipos de energía	+		
	Ecopetrol y Minciencias se unen para el desarrollo de tecnologías para la transición energética	+		
	Costo ACTUAL Hidrogeno Verde y Azul		-	
<b>SOCIAL</b>				
	Conocimiento de los ciudadanos sobre el hidrogeno y la implementación de este como vector energético		-	
	Conciencia de los ciudadanos sobre la importancia del cambio climático y reducir huella de carbono	+		
	Conocimiento de los ciudadanos sobre el PEN 2020-2050		-	
	Persepción de los Colombianos sobre las fuentes de energía no renovables y renovables	+		
	Nivel de formación de profesionales colombianos sobre energías alternativas		-	
	Zonas rurales en Colombia sin electricidad	+		
<b>TECNOLÓGICO</b>				
	Tecnología Preliminar		-	
	Capacidad Instalada en el Parque de Generación Eléctrica		-	
	Potencial de Recursos Colombianos	+		

**2.6.2. Matriz DOFA**

Teniendo claro el contexto de Colombia y este vector energético, se procede a realizar la matriz DOFA (Figura 50) del Impacto en la industria de los hidrocarburos de la generación de hidrógeno como vector energético en Colombia, teniendo en cuenta las alternativas planteadas y la investigación realizada.

**Figura 50.**

*Matriz DOFA: Implementación de Hidrógeno a partir de la Industria de los Hidrocarburos.*



### 3. Conclusiones

A partir del proyecto de la investigación realizada se pudo plantear alternativas de producción de hidrógeno limpio en la industria de los hidrocarburos, realizar el análisis PEST y la matriz DOFA, lo cual contribuye a la investigación del hidrógeno como vector energético en Colombia, a partir de estos objetivos, se puede concluir que Colombia tiene gran potencial para producir hidrógeno, sin embargo, se debe publicar la hoja de ruta lo antes posible, con el fin de tener competitividad con otros países, poder difundir la información ante los colombianos y poder empezar a realizar pilotos en el tema, lo cual todavía no se ha hecho. Colombia cuenta con el potencial de energías renovables ideal para producir Hidrógeno limpio, igualmente que los recursos de carbón para producir hidrógeno azul, sin embargo, no se debe olvidar y dejar de lado el potencial que tiene de recursos petrolíferos, los cuales también son fuente de hidrógeno, y que con una técnica novedosa pueden reutilizarse para explotar el gran potencial de hidrógeno que queda en el subsuelo, de una manera no contaminante. De igual forma, en las refinerías, las cuales requieren demanda en gran cantidad de hidrógeno, se debe implementar lo antes posible alternativas de hidrógeno limpio, como lo puede ser producción mediante electrolisis de energías renovables, como ya se está estudiando en Lingen. De acuerdo con el análisis PEST realizado, Colombia cuenta con gran apoyo político para generar hidrógeno limpio, sin embargo, necesita potencializar el aspecto económico y el social. En cuanto al aspecto tecnológico, se debe empezar a hacer pilotos en tema, para en general tener más conocimiento de la tecnología y a su vez evaluar costos. Por otra parte, en la matriz DOFA realizada se puede concluir que la implementación del hidrógeno como vector energético tiene muchas oportunidades para la industria, las cuales pueden ir poco a poco contrarrestando las amenazas.

## Referencias

- ACIL Allen Consulting. (2018). *Opportunities for Australia From Hydrogen Exports*, ACIL Allen Consulting for ARENA. August. <https://arena.gov.au/assets/2018/08/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports.pdf>
- Agendas. (2 de Noviembre de 2020). Proyecto producción hidrógeno verde. <https://www.merca2.es/2020/10/02/enel-proyecto-produccion-hidrogeno-verde/>
- Ahmad, H., Kamarudin, S. K., Minggu, L. J., & Kassim, M. (2015). Hydrogen from photocatalytic water splitting process : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 599–610. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.101>
- Air Liquide. (s.f.). *Generación de gas de síntesis por reformado autotérmico (ATR)*. [https://www.engineering-airliquide.com/es/generacion-gas-sintesis-por-reformado-autotermico-atr#:~:text=El%20reformado%20autot%C3%A9rmico%20\(ATR\)%20es,vapor%2C%20y%20posterior%20reformado%20catal%3%ADtico.](https://www.engineering-airliquide.com/es/generacion-gas-sintesis-por-reformado-autotermico-atr#:~:text=El%20reformado%20autot%C3%A9rmico%20(ATR)%20es,vapor%2C%20y%20posterior%20reformado%20catal%3%ADtico.)
- Amelang, S. (17 de Junio de 2020). *Clean Energy Wire*. Obtenido de Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-national-hydrogen-strategy>
- Amell, A., Garcia, J., & Burbano, H. (s.f.). *Análisis comparativo de las propiedades de combustión de las mezclas metano-hidrógeno con respecto al metano*.
- Amores, E., Rojas, N., & Sevilla, G. (n.d.). *Electrólisis PEM para la producción de hidrógeno renovable : Proyecto ENHIGMA*. 83–84.

- Anstrom, J., & Collier, K. (2016). En *Blended hydrogen–natural gas-fueled internal combustion engines and fueling infrastructure*.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423638000086>
- Auburn. (s.f.). *The Combustion Process*.  
[http://www.auburn.edu/academic/forestry\\_wildlife/fire/combustion.htm#:~:text=Three%20things%20are%20required%20in,and%20continue%20the%20combustion%20process.](http://www.auburn.edu/academic/forestry_wildlife/fire/combustion.htm#:~:text=Three%20things%20are%20required%20in,and%20continue%20the%20combustion%20process.)
- Australia Government. (12 de Noviembre de 2020). *Growing Australia's hydrogen industry*.  
<https://www.industry.gov.au/strategies-for-the-future/growing-australias-hydrogen-industry>
- Australian Government. (s.f.). *Agreement on an International Energy Program treaty*.  
<https://www.energy.gov.au/government-priorities/international-activity/international-energy-agency-iea-program-treaty>
- Australian liquid fuel supply and demand. (2019).
- Basile, A., Liguori, S., & Iulianelli, A. (2015). Membrane reactors for methane steam reforming (MSR). In *Membrane Reactors for Energy Applications and Basic Chemical Production* (Issue 2). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-223-5.00002-9>
- BP. (11 de Noviembre de 2020). *BP y Orsted crean uno de los mayores proyectos europeos de hidrógeno renovable con base en Alemania*.  
[https://www.bp.com/es\\_es/spain/home/noticias/notas-de-prensa/bp\\_y\\_orsted\\_crear\\_uno\\_de\\_los\\_mayores\\_proyectos\\_europeos\\_de\\_hidrogeno\\_renovable\\_con\\_base\\_en\\_alemania.html](https://www.bp.com/es_es/spain/home/noticias/notas-de-prensa/bp_y_orsted_crear_uno_de_los_mayores_proyectos_europeos_de_hidrogeno_renovable_con_base_en_alemania.html)
- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets and authoritative publications in the field of energy The Statistical Review world of World*

- Energy and data on world energy markets from is The Review has been providing.* 66.  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Campetrol. (2019). *Transformación energética en Colombia: Una visión de Campetrol*  
<https://campetrol.org/wp-content/uploads/2019/08/Transformacio%CC%81n-Energe%CC%81tica-en-Colombia.-Una-visio%CC%81n-de-Campetrol.pdf>
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1184–1190. <https://doi.org/10.2118/139199-ms>
- Clean energy australia report 2020. (2020).
- Clean Energy Wire. (s.f.). *Germany's Energiewende – The Easy Guide.*  
<https://www.cleanenergywire.org/easyguide#:~:text=Timeline,What%20is%20the%20Energiewende%3F,energies%20in%20the%20power%20sector.>
- Collins, L. (27 de Abril de 2021). 'Green hydrogen will be cost-competitive with grey H2 by 2030 — without a carbon price'. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-will-be-cost-competitive-with-grey-h2-by-2030-without-a-carbon-price/2-1-1001867>
- Colombia.com. (s.f.). *Información general.* <https://www.colombia.com/colombia-info/informacion-general/>
- Cortés, D. M. (30 de Enero de 2019). *ABC de la Ley de Cambio Climático.*  
<https://medioambiente.uexternado.edu.co/abc-de-la-ley-de-cambio-climatico/#:~:text=La%20Ley%201931%20de%202018%20consagra%20principios,orie>

ntadores%20para%20su%20adecuada%20interpretaci%C3%B3n%20reglamentaci%C3%B3n%20e%20implementaci%C3%B3n.

De la Rosa, M. D. (4 de 11 de 2020). *La transición energética del país, como estrategia de desarrollo sostenible frente al cambio climático*.  
<https://medioambiente.uexternado.edu.co/la-transicion-energetica-del-pais-como-estrategia-de-desarrollo-sostenible-frente-al-cambio-climatico/>

De Miranda, P. E. V. (2018). Hydrogen energy: Sustainable and perennial. In *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814251-6.00001-0>

Department of Industry, Science, Energy and Resources. (2020). *Australian Energy Update..*  
[https://www.energy.gov.au/sites/default/files/AustralianEnergy Statistics 2020 Energy Update Report\\_0.pdf](https://www.energy.gov.au/sites/default/files/AustralianEnergy%20Statistics%20Energy%20Update%20Report_0.pdf)

Dinero. (22 de Diciembre de 2020). *Cómo avanza Colombia en transición energética*.  
<https://www.dinero.com/economia/articulo/como-avanza-colombia-en-transicion-energetica/310509>

Dufour, J. (27 de abril de 2020). *Energías alternativas*.  
<https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2020/04/27/134351>

Dupont, V. (11 de Marzo de 2020). *Oil price crash: will it affect the move to green energy?*  
<https://phys.org/news/2020-03-oil-price-affect-green-energy.html>

Ecopetrol. (25 de Marzo de 2021). *Reducción emisiones*.  
[https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?1dmy&page=detalleNoticias&urile=wcm:path:/ecopetrol\\_wcm\\_library/as\\_es/noticias/noticias%2B2021/reduccion-emisiones](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?1dmy&page=detalleNoticias&urile=wcm:path:/ecopetrol_wcm_library/as_es/noticias/noticias%2B2021/reduccion-emisiones)

EIA.gov. (21 de Enero de 2020). *Hydrogen fuel cells produce electricity.*

[https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-](https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-hydrogen.php#:~:text=Hydrogen%20fuel%20cells%20produce%20electricity%20by%20combining%20hydrogen%20and%20oxygen,a%20wide%20range%20of%20applications)

[hydrogen.php#:~:text=Hydrogen%20fuel%20cells%20produce%20electricity%20by%20combining%20hydrogen%20and%20oxygen,a%20wide%20range%20of%20applications](https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-hydrogen.php#:~:text=Hydrogen%20fuel%20cells%20produce%20electricity%20by%20combining%20hydrogen%20and%20oxygen,a%20wide%20range%20of%20applications)

EITI. (s.f.). *Perfiles-Crudo.* [https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-](https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2077/perfiles-hidrocarburos/perfiles-crudo/)

[2077/perfiles-hidrocarburos/perfiles-crudo/](https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2077/perfiles-hidrocarburos/perfiles-crudo/)

El Economista America. (29 de Octubre de 2020). *Colombia inicia hoja de ruta para abrirle paso*

*al hidrógeno verde como alternativa de energía limpia.*

[https://www.economistaamerica.co/actualidad-eAm-](https://www.economistaamerica.co/actualidad-eAm-colombia/noticias/10796943/09/20/Colombia-inicia-hoja-de-ruta-para-abrirle-paso-al-hidrogeno-verde-como-alternativa-de-energia-limpia.html)

[colombia/noticias/10796943/09/20/Colombia-inicia-hoja-de-ruta-para-abrirle-paso-al-hidrogeno-verde-como-alternativa-de-energia-limpia.html](https://www.economistaamerica.co/actualidad-eAm-colombia/noticias/10796943/09/20/Colombia-inicia-hoja-de-ruta-para-abrirle-paso-al-hidrogeno-verde-como-alternativa-de-energia-limpia.html)

Endesa. (s.f.). *Aprovechamiento de la energía solar.*

<https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-central-solar>

Energy Efficiency & Renewable Energy. (s.f.). *Safe Use of Hydrogen.*

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safe-use-hydrogen>

Energy Efficiency & renewable energy. (s.f.). *Liquid Hydrogen Delivery.*

[https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery#:~:text=Hydrogen%20is%20most%20commonly%20transported,referred%20to%20as%20liquid%20tankers.)

[delivery#:~:text=Hydrogen%20is%20most%20commonly%20transported,referred%20to%20as%20liquid%20tankers.](https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery#:~:text=Hydrogen%20is%20most%20commonly%20transported,referred%20to%20as%20liquid%20tankers.)

Energy gov. (s.f.). *Hydrogen Production: Electrolysis*

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

Energy gov. (s.f.). *Hydrogen Production: Natural Gas Reforming.*

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>

Energy Industry Review. (21 de Abril de 2020). *World's First Offshore Green Hydrogen Project.*

<https://energyindustryreview.com/renewables/worlds-first-offshore-green-hydrogen-project/>

Energy Partnership. (3 de Noviembre de 2020). *Lanzamiento de la Estrategia Nacional de*

*Hidrógeno verde para Chile.* <https://www.energypartnership.cl/es/newsroom/hidrogeno-chile/>

Energy. (s.f.). *Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting.*

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>

Energy. (s.f.). *Materials-Based Hydrogen Storage.*

<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage-basics-0#:~:text=Materials%2DBased%20Hydrogen%20Storage&text=Hydrogen%20storage%20in%20solids%20may,temperatures%20close%20to%20room%20temperature.&text=The%20term%20%22chemical%20hydrogen%20storage,t>

Estrada, C. A., & Zapata, A. (2004). *Gasificación de biomasa para producción de combustibles de bajo poder calorífico y su utilización en generación de potencia y calor.* 25, 155–159.

Evans, H. E. (14 de Mayo de 2020). *Oil & gas sector belief, investment in hydrogen future grows:*

*report.* <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/051420-oil-amp-gas-sector-belief-investment-in-hydrogen-future-grows-report>

Fàbrega Ramos, M. (2009). *Hidrógeno: Aplicación en motores de combustión interna.*

<https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/6533>

Felix, J. J., Bremner, C., Brough, B., Baker, A., Pattison, K., Brown, G., Hathcock, R., Koerner,

K., Hughes, T., & Cárdenas, J. L. De. (2013). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield*

*Review*, 18, 38–59.

Fernández, C. (2013). Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro.

*Tesis Doctoral, Química Orgánica, Universidad de Sevilla, España, 73–81.*

[www.unep.or.kr/energy/hydrogen/hyg\\_intro.htm](http://www.unep.or.kr/energy/hydrogen/hyg_intro.htm)

Fernandez, E. (s.f.). *Mapa interactivo de todas las centrales nucleares del mundo.*

<https://www.neoteo.com/mapa-interactivo-de-todas-las-centrales-nucleares-del-mundo/>

Fuel cells works. (23 de Abril de 2020). *Fuel cells works.* [https://fuelcellsworks.com/news/china-](https://fuelcellsworks.com/news/china-ningxia-baofeng-energy-group-starts-construction-of-the-worlds-largest-solar-hydrogen-project/)

[ningxia-baofeng-energy-group-starts-construction-of-the-worlds-largest-solar-hydrogen-project/](https://fuelcellsworks.com/news/china-ningxia-baofeng-energy-group-starts-construction-of-the-worlds-largest-solar-hydrogen-project/)

Fukushima Hydrogen Energy Research Field in Japan ready for green hydrogen production.

(2020). *Fuel Cells Bulletin*, 1. [https://doi.org/10.1016/s1464-2859\(20\)30089-4](https://doi.org/10.1016/s1464-2859(20)30089-4)

Fundación MAPFRE. (s.f.). *Temperatura de autoignición (self-ignition temperature).*

[https://www.fundacionmapfre.org/fundacion/es\\_es/publicaciones/diccionario-mapfre-](https://www.fundacionmapfre.org/fundacion/es_es/publicaciones/diccionario-mapfre-segueros/t/temperatura-de-)

[segueros/t/temperatura-de-](https://www.fundacionmapfre.org/fundacion/es_es/publicaciones/diccionario-mapfre-segueros/t/temperatura-de-)

[autoignicion.jsp#:~:text=Temperatura%20m%C3%ADnima%20a%20la%20que,de%20una%20fuente%20de%20ignici%C3%B3n..](https://www.fundacionmapfre.org/fundacion/es_es/publicaciones/diccionario-mapfre-segueros/t/temperatura-de-autoignicion.jsp#:~:text=Temperatura%20m%C3%ADnima%20a%20la%20que,de%20una%20fuente%20de%20ignici%C3%B3n..)

Gomez, M. (22 de 20 de Febrero). *AU.* [www.maria.com](http://www.maria.com)

Gondal, I. A. (2016). Hydrogen transportation by pipelines. In *Compendium of Hydrogen Energy.*

Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-362-1.00012-2>

Guía del Gas. (3 de Octubre de 2019). *Recobro mejorado, oportunidad para el petróleo*

*colombiano.* <https://guiadelgas.com/industria/recobro-mejorado-ventana-de-oportunidad-para-el-petroleo->



- Hydrogen europe. (s.f.). *Hydrogen europe*. <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-transport-distribution#:~:text=Gaseous%20hydrogen%20can%20be%20transported,together%20in%20a%20protective%20frame>.
- Iberdrola. (s.f.). *¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas?* <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>
- Iberdrola. (s.f.). *¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?* <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>
- ICEX. (2018). *El mercado del hidrógeno en Japón*.
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen for G20. Seizing today's opportunities. *Report Prepared by the IEA for the G20, Japan, 6* (June), 246–256. <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/72740.pdf><https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Advanced-biofuels-What-holds-them-back><https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.136312>
- IEA. (2020). *Germany 2020, Energy policy review*. <https://doi.org/10.1787/cedb9b0a-en>
- Item. (s.f.). *Fragilización por hidrógeno*. <https://glossar.item24.com/es/indice-de-glosario/articulo/item//fragilizacion-por-hidrogeno.html>
- JapanGov. (s.f.). *Giant Leap Towards a Hydrogen Society*. <https://www.japan.go.jp/tomodachi/2020/earlysummer2020/hydrogen.html>
- Jerez Navarro, A. (2018). *Optimización de la resistividad eléctrica y permeabilidad a los gases de electrodos porosos aplicados a celdas de combustible*.
- Kapadia, P. R., Wang, J. (Jacky), Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2013). Practical process design for in situ gasification of bitumen. *Applied Energy*, 107, 281–296. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.035>

- Keçebaş, A., & Kayfeci, M. (2019). Hydrogen properties. *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*, 3–29. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00001-1>
- Lanz, A., Heffel, J., & Messer, C. (2001). Hydrogen Fuel Cell Engines. *Hydrogen Fuel Cell Engines*, 41. [http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech\\_validation/pdfs/fcm01r0.pdf](http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf)
- Lenntech. (s.f.). *Propiedades químicas del Hidrógeno - Efectos del Hidrógeno sobre la salud - Efectos ambientales del Hidrógeno*. <https://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm#ixzz6ZxPUI0xd>.
- Linde. (s.f.). *Aplicaciones del Hidrógeno en Refinerías*. [https://www.linde-gas.es/es/processes/petrochemical-processing-and-refining/hydrogen\\_applications\\_refineries/index.html](https://www.linde-gas.es/es/processes/petrochemical-processing-and-refining/hydrogen_applications_refineries/index.html)
- Lucero, G. (20 de Noviembre de 2020). *El agora*. <https://www.elagoradiario.com/latam/hidrógeno-verde-futuro-chile/>
- Marchetti Michels, P. (13 de Octubre de 2020). *Emol*. <https://www.emol.com/noticias/Economia/2020/10/13/1000331/Carrera-hidrógeno-verde-Chile-Mundoproyectos.html>
- Medina Casas, M. P., Gutiérrez Ramírez, A. M., Amorin Figueroa, M. P., Escobar Macualo, F. H., & Guerrero Martin, C. A. (2019). Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 17(2), 27–37. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>
- Mentado, P. (s.f.). *Energía hoy*. Obtenido de *Energía hoy*: <https://energiahoy.com/2020/05/28/alemania-genera-mas-del-50-de-su-energia-con->

renovables/#:~:text=En%20los%20tres%20primeros%20meses,por%20ciento%20respecto%20al%20primer

Meti. (2018). Japans Energy - 20 Questions to understand the current energy situation. *Meti*, 16.

[https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/brochures/pdf/japan\\_energy\\_2017.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/brochures/pdf/japan_energy_2017.pdf)

Minenergía. (9 de Enero de 2020). *Colombia avanza en la Transformación Energética: En 2050, la energía eléctrica y el gas natural superarían la demanda de combustibles líquidos.*

<https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24165937>

Ministerio de Ambiente. (s.f.).

Ministerio de Energía Chile. (8 de Junio de 2021). *Hydrogen America Summit*. Obtenido de Hydrogen America Summit.

Ministerio de Energía Gobierno de Chile. (3 de Noviembre de 2020). *Estrategia nacional de hidrógeno verde.*

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf)

Molloy , P. (2 de Octubre de 2019). *Army Energy Transformed*. Obtenido de Army Energy Transformed: <https://rmi.org/run-on-less-with-hydrogen-fuel-cells/>

NACFE. (20 de Diciembre de 2020). *Making sense of heavy-duty hydrogen fuel cell tractors.* <https://nacfe.org/emerging-technology/electric-trucks-2/making-sense-of-heavy-duty-hydrogen-fuel-cell-tractors/>

Negocios y Empresa. (s.f.). *Matriz DOFA | Qué es y cómo hacer un análisis FODA en tu empresa.* <https://negociosyempresa.com/analisis-foda-matriz-dofa/>

Noé, V. (23 de abril de 2019). *The clean hydrogen future has already begun.* <https://www.iea.org/commentaries/the-clean-hydrogen-future-has-already-begun>

- Observatorio Regional de Planificación para el Desarrollo. (s.f.). *Plan plurianual de inversiones 2018-2022 de Colombia*. <https://observatorioplanificacion.cepal.org/es/planes/plan-plurianual-de-inversiones-2018-2022-de-colombia>
- Ocean Energy Resources. (21 de Octubre de 2019). *PosHYdon: The world's first green offshore hydrogen pilot explained in a new video*. <https://ocean-energyresources.com/2019/10/21/poshydon-the-worlds-first-green-offshore-hydrogen-pilot-explained-in-a-new-video/>
- Pardo, D. (2015). *Implicaciones de un Sector Petrolero inactivo*. 1–13. [https://campetrol.org/wp-content/uploads/noticias/boletin/ESTUDIO-01\\_Implicaciones-sector-petrolero-inactivo.pdf](https://campetrol.org/wp-content/uploads/noticias/boletin/ESTUDIO-01_Implicaciones-sector-petrolero-inactivo.pdf)
- Peters, R. (s.f.). *TNO. Hydrogen for a sustainable energy supply*. <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-fuels-and-feedstock/hydrogen-for-a-sustainable-energy-supply/world-first-an-offshore-pilot-plant-for-green-hydrogen/>
- Peters, R. (s.f.). *Towards co2 neutral fuels and feedstock*. <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-fuels-and-feedstock/traditional-fuels-and-raw-materials/re-use-of-existing-infrastructure-to-accelerate-the-energy-transition/>
- Peters, R., Vaessen, J., & Van Der Meer, R. (2020). Offshore hydrogen production in the north sea enables far offshore wind development. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2020-May*, 1–14. <https://doi.org/10.4043/30698-ms>
- Peters, Rene, Vaessen, Jacqueline, and Rene van der Meer. (May 2020). Offshore Hydrogen Production in the North Sea Enables Far Offshore Wind Development. Paper presented at

- the Offshore Technology Conference. Houston. Texas. USA, doi:  
<https://doi.org/10.4043/30698-MS>
- Piatkowski, N., Wieckert, C., Steinfeld, A., & W. Weimer, A. (s.f.). *Solar-driven gasification of carbonaceous feedstock - A review*.  
[https://www.researchgate.net/publication/255749017\\_Solar-driven\\_gasification\\_of\\_carbonaceous\\_feedstock\\_-\\_A\\_review](https://www.researchgate.net/publication/255749017_Solar-driven_gasification_of_carbonaceous_feedstock_-_A_review)
- PNUD Colombia. (s.f.). *PNUD Colombia*. Obtenido de PNUD Colombia:  
<https://www.co.undp.org/content/colombia/es/home/countryinfo.html>
- Portafolio. (18 de Diciembre de 2020). *Fracking y energías renovables la agenda energética de Colombia en el 2020*. <https://www.portafolio.co/economia/fracking-y-energias-renovables-la-agenda-energetica-de-colombia-en-el-2020-547653>
- ProChile. (21 de Diciembre de 2020). *El hidrógeno es el elemento abundante en producción de hidrógeno verde*. <https://www.prochile.gob.cl/noticia/chile-y-el-hidrogeno-verde-un-champion-oculto/#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20es%20el%20elemento%20m%C3%A1s%20abundante%20en,y%20producci%C3%B3n%20de%20Hidr%C3%B3geno%20Verde%20en%20el%20mundo>.
- Promigas. (2020). *Proyecciones*.  
<http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe%20Sector%202020/Proyecciones.aspx>
- Proton Technologies. (s.f.). Obtenido de Proton Technologies: <https://proton.energy/>
- Rhodes, R. (s.f.). *El hidrógeno claro es carbono negativo (por debajo del cero neto)*.  
[https://www.nasa.gov/pdf/513855main\\_ASK\\_41s\\_explosive.pdf](https://www.nasa.gov/pdf/513855main_ASK_41s_explosive.pdf)

- Riley, C. (23 de Noviembre de 2020). *Hydrogen-powered trains could replace diesel engines in Germany*. <https://edition.cnn.com/2020/11/23/business/hydrogen-train-siemens/index.html>
- Rivero, A. (2016). *Análisis comparativo de los sistemas de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables*.
- Saavedra, R. F., & Quejido Cabezas, A. (2012). Ciclos termoquímicos basados en óxidos metálicos para producción de hidrógeno solar. *vertices*.
- Sazali, N. (2020). Emerging technologies by hydrogen: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(38), 18753–18771. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.021>
- Schlumberger. (s.f.). *Recuperación mejorada de petróleo*. [https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/secondary\\_recovery](https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery)
- Shell. (2017). Energy of the future? - Sustainable mobility through fuel cells and H2. *Shell Deutschland Oil GmbH*, 70. [www.shell.de](http://www.shell.de)
- Steilen, M., & Jörissen, L. (2015). Hydrogen Conversion into Electricity and Thermal Energy by Fuel Cells: Use of H2-Systems and Batteries. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, 143–158. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00010-3>
- The Engineering Tool Box. (2008). *Hydrogen - Thermophysical Properties*. [https://www.engineeringtoolbox.com/hydrogen-d\\_1419.html](https://www.engineeringtoolbox.com/hydrogen-d_1419.html)
- The World of Hydrogen. (s.f.). *What is hydrogen and how is it made?* <https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/what-is-hydrogen/>
- Torresol Energy. (s.f.). *Qué es la energía solar por concentración*. <https://torresolenergy.com/tecnologias/que-es-la-energia-solar-por->



World Energy Trade. (21 de Diciembre de 2020). *El reimpulso en 2021 de la industria petrolera de Colombia*. <https://www.worldenergytrade.com/finanzas-energia/economia/el-reimpulso-en-2021-de-la-industria-petrolera-de-colombia>

WWF. (18 de Septiembre de 2018). *Página oficial*. <https://www.wwf.org.co/?uNewsID=33497>

Zohuri, B. (2016). *Hydrogen energy* (Vol. 13, Issue 1)