

**POTENCIALES DE PRODUCCIÓN Y USOS DEL
HIDRÓGENO VERDE Y AZUL EN DIFERENTES SECTORES
DE LA ECONOMÍA**

HERNAN DARIO PIÑERES SANTANA

PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA AMBIENTAL, CIVIL Y
QUÍMICA**

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

PAMPLONA, diciembre 14 de 2020

**POTENCIALES DE PRODUCCIÓN Y USOS DEL
HIDRÓGENO VERDE Y AZUL EN DIFERENTES SECTORES
DE LA ECONOMÍA**

HERNAN DARIO PIÑERES SANTANA

**Trabajo de monografía presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO QUÍMICO**

Director: ANA MARÍA ROSSO CERÓN

Dra, Ingeniera Química

PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA AMBIENTAL, CIVIL Y
QUÍMICA**

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Pamplona, diciembre 14 de 2020

Dedicatoria

*A Dios por las bendiciones recibidas,
A mi familia por guiarme en cada paso que doy.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por permitirme vivir esta experiencia, por darme la virtud y la fortaleza para continuar día tras día y brindarme una vida tan maravillosa

A mi familia, porque sin su ayuda nada de esto sería posible, por ser el impulso y el motivo de siempre seguir adelante en cada uno mis sueños

A los profesores, porque sin duda alguna son fuente de inspiración en el mar de conocimiento que navegue durante estos años

A la profesora Ana María Rosso Cerón, por guiarme en el desarrollo de la monografía

A mis amigos, porque juntos recorrimos este camino, por brindarme la amistad más sincera e incondicional todos estos años, porque hemos vivido experiencias únicas y me han enseñado cosas invaluable para mi vida.

Finalmente, a Sara, por ser esa persona tan especial en mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. JUSTIFICACIÓN.....	8
3. OBJETIVOS.....	10
3.1 Objetivo general.....	10
3.2 Objetivos específicos.....	10
4. ESTADO ACTUAL DEL HIDRÓGENO.....	11
4.1 DEFINICIONES DEL HIDRÓGENO.....	11
4.1.1 Hidrógeno verde.....	11
4.1.2 Hidrógeno azul.....	11
4.1.3 Hidrógeno gris.....	11
4.2 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	11
4.2.1 Métodos de producción de hidrógeno.....	12
4.2.1.1 Reformación de metano con vapor - SMR.....	14
4.2.1.2 Oxidación parcial - POX.....	14
4.2.1.3 Reformado autotérmico – ATR.....	14
4.2.1.4 Captura y almacenamiento de carbón - CSS.....	14
4.2.1.4.1 Almacenamiento geológico.....	14
4.2.1.4.2 Almacenamiento en el océano.....	15
4.2.1.5 Hidrógeno a partir de electricidad.....	16
4.2.1.6 Electrolisis del agua.....	16
4.2.1.6.1 Electrolisis alcalina - AEL.....	16
4.2.1.6.2 Electrolisis de electrolito de membrana de polímero - PEM.....	17
4.2.1.6.3 Electrolisis de óxido sólido - SOEL.....	17
4.3 POTENCIAL DE LOS RECURSOS RENOVABLES.....	18
4.3.1 Potencial del recurso solar.....	18
4.3.1.1 Capacidad instalada del recurso solar.....	18

4.3.1.2	Expansión de la capacidad solar	18
4.3.2	Potencial del recurso eólico	19
4.3.2.1	Capacidad instalada del recurso eólico.....	20
4.3.2.2	Expansión de la capacidad eólica	20
4.3.3	Potencial del recurso hídrico.....	20
4.3.4	Capacidad instalada del recurso hídrico	20
4.3.5	Potencial de biomasa.....	21
4.4	POTENCIAL DE LOS RECURSOS NO RENOVABLES.....	21
4.4.1	Potencial de petróleo.....	21
4.4.2	Potencial de carbón	23
4.4.3	Potencial de gas natural	24
4.5	IDENTIFICACIÓN DE LOS USOS DEL HIDRÓGENO VERDE Y AZUL EN LOS DIFERENTES SECTORES DE LA ECONOMIA.....	24
4.5.1	Sector transporte	25
4.5.1.1	En el sector ferroviario	25
4.5.1.2	En el sector marítimo.....	26
4.5.1.3	En el sector aviación.....	26
4.5.2	Sector industria	26
4.5.3	Sector terciario y residencial.....	27
4.6	ACERCA DE LOS POTENCIALES Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE Y AZUL	28
4.6.1	Potenciales de producción de hidrógeno verde.....	28
4.6.1.1	Potencial de producción de hidrógeno verde en Ecuador.....	28
4.6.1.2	Potencial de producción de hidrógeno verde en Venezuela.....	29
4.6.1.3	Potencial de producción de hidrógeno verde en Brasil	30
4.6.1.4	Potencial de producción de hidrógeno verde en Argentina.....	30
4.6.1.5	Potencial de producción de hidrógeno verde en Colombia	31
4.6.2	Potenciales de producción de hidrógeno azul.....	32

4.6.2.1	Potencial de producción de hidrógeno azul en Colombia	32
4.6.2.1.1	Hidrógeno del carbón	32
4.6.2.1.2	Hidrógeno del gas natural.....	33
4.6.3	Producción de hidrógeno con SMR-CCS en el oeste de Canadá.....	33
4.6.4	Acerca de los costos de producción de hidrógeno verde y azul	34
5.	CONCLUSIONES.....	35
6.	RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	36
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37
8.	ANEXOS.....	43

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad estimada de almacenamiento de CO ₂ en diferentes métodos.....	16
Tabla 2. Comparación de los tipos de electrolisis para la producción de hidrógeno.....	17
Tabla 3. Radiación promedio en diferentes regiones de Colombia.	18
Tabla 4. Principales proyectos solares en Colombia.	19
Tabla 5. Velocidades promedio del viento a 200m de altura.....	19
Tabla 6. Velocidades promedio del viento a 80 m de altura.....	19
Tabla 7. Principales proyectos eólicos registrados a partir de junio de 2019.....	20
Tabla 8. Principales cuencas y su oferta hídrica.	20
Tabla 9. PCH's en Colombia 2019.	21
Tabla 10. Equivalencia energética de hidrógeno.	22
Tabla 11. Principales zonas carboníferas de Colombia.	23
Tabla 12. Potenciales de producción utilizando energía solar y eólica.	28
Tabla 13. Potenciales de producción utilizando energía geotérmica.	28
Tabla 14. Potenciales de producción utilizando energía hidroeléctrica.....	29
Tabla 15. Potenciales de producción de hidrógeno en Venezuela.....	29
Tabla 16. Potenciales de producción de hidrógeno en Colombia.....	31
Tabla 17. Potenciales internacionales y nacional de producción de hidrógeno verde.....	32
Tabla 18. Potencial de hidrógeno de Colombia a partir del carbón.....	32
Tabla 19. Potencial de hidrógeno de Colombia a partir de gas natural.	33
Tabla 20. Costos de producción de hidrógeno para los escenarios 1-3.	33
Tabla 21. Costos de producción de hidrógeno verde y azul.	34
Tabla 22. Potencial energético de la biomasa residual 2010.	43

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fuentes de producción de hidrógeno.....	12
Figura 2. Diagrama de producción de hidrógeno.....	13
Figura 3. Proyectos de CSS integrados a escala comercial en todo el mundo.....	15
Figura 4. Ubicación de las principales reservas de petróleo.....	22
Figura 5. Principales zonas carboníferas en Colombia.....	23
Figura 6. Reservas de gas natural en Colombia.....	24
Figura 7. Número de estaciones de servicio de hidrógeno a finales de 2018.....	25
Figura 8. La oferta y la demanda mundial promedio de hidrógeno.....	27
Figura 9. Demanda de calor en hogares durante todo el año en el Reino Unido.....	27
Figura 10. Distribución de la producción media anual de H ₂	29
Figura 11. Potencial de producción de hidrógeno anual en Ceará-Brasil.....	30
Figura 12. Potencial de producción anual de hidrógeno: A) Total y B) Solar.....	30

GLOSARIO

AEL. Alkaline Electrolysis

AHN. Agencia Nacional de Hidrocarburos

ATR. Autothermal Reforming

CO₂. Dióxido de carbono

COP21. Conferencia sobre el Cambio Climático de París

CCS. Carbon Capture and Storage

CCUS. Carbon Capture Utilization and Storage

GEI. Gases Efecto Invernadero

H₂. Hidrógeno

HyARC. Hydrogen Analysis Resource Center

IDEAM. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

Minciencias. Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación

Minenergía. Ministerio de Minas y Energía

NREL. National Renewable Energy Laboratory

PEM. Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis

PIB. Producto interno bruto

ZNI. Zonas no interconectadas

POX. Partial Oxidation

SMR. Steam Methane Reforming

SOEL. Solid Oxide Electrolysis

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética

USD. Dólar de los Estados Unidos

WGS. Water Gas Shift

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno puede ser producido a partir de fuentes de energía no renovables y renovables, considerado estas últimas como un importante agente en la descarbonización de varios sectores económicos dado que reduce la cadena de consumo de combustibles fósiles, disminuye las emisiones de gas efecto invernadero y promueve el desarrollo tecnológico para cumplir el objetivo del Acuerdo de París de una sociedad climáticamente neutra al 2050 (Kazi et al., 2020). El transporte, la electricidad, la calefacción, la industria, agrícola y residencial son sectores potenciales donde nuevas tecnologías como el hidrógeno verde pueden irrumpir, mientras que la actual producción de hidrógeno a partir de fuentes de energías no renovables conocida como hidrógeno gris se verán enfrentadas a incursionar en tecnologías nuevas en las que se incorpore la captura y almacenamiento de carbono en los procesos ya existentes, a lo que hoy se le conoce como hidrógeno azul (IEA, 2019).

Colombia cuenta con un gran potencial en el aprovechamiento de recursos naturales para las energías renovables, contando con una irradiación solar nacional promedio de 4.5 kWh/m²/día, la velocidad del viento alcanza medias de 9m/s en La Guajira y los residuos agrícolas aportan alrededor de 350.000 TJ por año (UPME, 2015). Hacen que en Colombia se desarrolle la utilización de estas fuentes no solo en temas energéticos, sino que también se pueda incursionar en el escenario de producción y suministro de hidrógeno como estrategia nacional al compromiso de Colombia con la adaptación al cambio climático (Minciencias, 2020). Debido al potencial de recursos y a la relevancia que ha tomado en los últimos años la energía proveniente de fuentes no convencionales de energía, la presente monografía se enfoca en identificar las fuentes renovables de energía primaria disponibles en Colombia, es decir el potencial en cuanto a los recursos solar, eólico, hídrico y biomasa al igual que las fuentes no renovables como petróleo, carbón y gas natural, siendo el punto de partida para reconocer el potencial de producción de hidrógeno que puede ser desarrollado con la adecuada implementación tecnológica. Además, se identifican los usos potenciales del hidrógeno en los diferentes sectores de la economía.

En la sección 4.1 se encuentran las definiciones de hidrógeno verde, azul y gris; en la sección 4.2 se encuentran los métodos más importantes para la producción de hidrógeno verde y azul; en la sección 4.3 y 4.4 se describen los potenciales de recursos renovables y no renovables a nivel nacional, respectivamente; en la sección 4.5 se identifican los usos y algunas aplicaciones del hidrógeno en los diferentes sectores económicos. Finalmente, en la sección 4.6 se da conocer acerca los potenciales y costos de producción de hidrógeno verde y azul.

2. JUSTIFICACIÓN

Colombia es uno de los pocos países que cuenta con un gran potencial en recursos no renovables y renovables gracias a su posición geográfica y sus recursos naturales, siendo los recursos renovables los menos impulsados y aprovechados en cuanto a su gran potencial energético (Pupo-Roncallo et al., 2019). Por esto, en el año 2014 el gobierno nacional implementa la ley 1715 buscando principalmente promover el desarrollo y la utilización de las energías renovables que garanticen su participación e integración en el desarrollo económico, social y ambiental (Jiménez-García et al., 2019).

Con la implementación de esta ley también se busca la protección al medio ambiente reflejada en la disminución de la explotación desmesurada de los combustibles fósiles y la reducción del 20% de las emisiones de dióxido de carbono para el año 2030 como compromiso nacional a los objetivos de COP21 (Conferencia sobre el Cambio Climático de París) (Jiménez-García et al., 2019). Sin embargo, para que Colombia avance en la transición energética planteada, es importante que siga una trayectoria dirigida a desarrollar un modelo energético respetuoso con el medio ambiente y estudiar los potenciales que las energías renovables pueden brindar al país a través de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde sin dejar a un lado los procesos existentes. Por consiguiente, es importante la investigación en otras fuentes de energía limpia que permitan diversificar la canasta energética nacional y por ende entidades como la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), adscrita al ministerio de Minas y Energía junto con el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación (Minciencias) están promoviendo proyectos relacionados con el estudio de los potenciales de producción y usos del hidrógeno verde y azul en los diferentes sectores de la economía, convocatoria 87 (energía sostenible y su aporte a la planeación minero energética 2020) (Minciencias, 2020).

La producción de hidrógeno actualmente se basa en los combustibles fósiles con un 71% procedente del reformado de metano mientras que el del resto proviene de la gasificación de carbón, por lo tanto el concepto de hidrógeno que conocemos actualmente debe evolucionar de manera que las emisiones de dióxido de carbono involucradas en el proceso sean nulas, generando un entorno limpio, seguro y ayudando a descarbonizar algunos sectores productivos como el sector transporte, industria, terciario y residencial (UPME, 2015). Enfrentar este reto incorpora dos formas nuevas de entender la actual producción de hidrógeno. El hidrógeno azul, incorpora a los procesos convencionales la captura y el almacenamiento del carbono, mientras que el hidrógeno verde permite producir hidrógeno mediante el uso de la electricidad generada por las energías renovables siendo utilizada en el proceso de electrolisis. Por esta razón a nivel internacional se desarrollan gran variedad de proyectos en torno a este tema, destacan los países: Alemania, Australia, Japón y Chile, mientras que a nivel nacional es impulsado por Minciencias y la UPME para la inclusión en proyectos de I+D+i fortaleciendo el conocimiento científico y tecnológico en los procesos de transición minero-energéticos del país.

Finalmente, considerando la relevancia actual del uso de fuentes renovables en Colombia, la presente propuesta de monografía se enfoca en realizar un estudio bibliográfico sobre los potenciales de producción y usos del hidrógeno verde y azul en los diferentes sectores de la economía.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio bibliográfico sobre los potenciales de producción y usos del hidrógeno verde y azul en los diferentes sectores de la economía.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica de las fuentes de energía primaria y potenciales de producción de hidrógeno verde en el contexto internacional y nacional.
- Realizar una revisión bibliográfica de las fuentes de energía primaria y potenciales de producción de hidrógeno azul en el contexto internacional y nacional.
- Identificar los usos de hidrógeno verde y azul en los sectores de la economía en el contexto internacional y nacional.

4. ESTADO ACTUAL DEL HIDRÓGENO

4.1 DEFINICIONES DEL HIDRÓGENO

4.1.1 Hidrógeno verde

La definición de hidrógeno verde o renovable fue utilizada por primera vez por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) en 1995, la cual se refirió al hidrógeno renovable como aquel producido a partir de energías renovables como sinónimo del verde. El Estado de California definió el hidrógeno verde como aquel que es producido de forma sostenible, utilizando las energías renovables como fuente de energía para sus procesos de producción (Velazquez Abad & Dodds, 2020). El consenso Europeo en el marco del proyecto CertifHy público en su estudio titulado *Technical Report on the Definition of "Green" Hydrogen* una definición en la que establece al hidrógeno verde como aquel que proviene a partir de fuentes renovables con una intensidad baja de emisiones de GEI (Barth et al., 2015). El hidrógeno verde puede ser producido a través de procesos de conversión electroquímica por medio de métodos como la electrolisis, siendo los más comunes la electrolisis alcalina o *Alkaline Electrolysis* (AEL), electrolisis de electrolito de membrana de polímero o *Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis* (PEM) y electrolisis de óxido sólido o *Solid Oxide Electrolysis* (SOEL).

4.1.2 Hidrógeno azul

El hidrógeno Azul es un concepto híbrido con el fin de descarbonizar la producción de hidrógeno actual (hidrógeno gris). Se define hidrógeno azul cuando las emisiones de GEI son lo suficientemente bajas por la implementación tecnológica de la captura y almacenamiento de carbono o *Carbon Capture and Storage* (CSS) a los procesos convencionales de producción logrando reducir hasta un 95% las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) (Velazquez Abad & Dodds, 2020).

4.1.3 Hidrógeno gris

El hidrógeno gris es aquel producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos mediante procesos de conversión termoquímica, donde destacan los métodos de: Reformación de metano con vapor o *Steam Methane Reforming* (SMR), Oxidación parcial o *Partial Oxidation* (POX) y Reformado autotérmico o *Autothermal Reforming* (ATR) (Haines et al., 2019).

4.2 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

La producción de hidrógeno depende fuertemente de los combustibles fósiles, actualmente se producen 65 millones de toneladas de hidrógeno y se generan 500 millones de toneladas de CO₂ emitidos por año. Se estima que la producción de hidrógeno para el año 2030 será de 200 millones de toneladas al año, esto debido a que varios países presentan un interés muy fuerte en una economía basada en hidrógeno como Japón y Alemania (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, 2018). La figura 1 muestra las principales fuentes para la producción de hidrógeno donde el 96% del hidrógeno mundial es producido a partir de fuentes no renovables como el petróleo, carbón y gas natural mientras que solo el 4% es producido a partir de la electrolisis del agua.

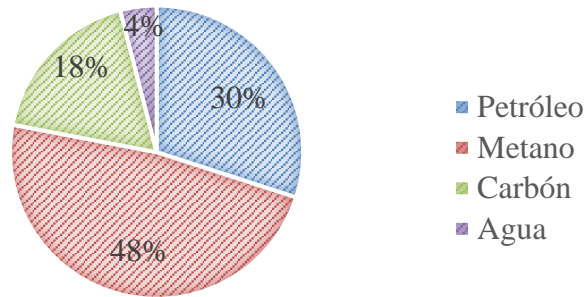


Figura 1. Fuentes de producción de hidrógeno.

Fuente: (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, 2018)

A pesar de que los combustibles fósiles son la fuente principal para producir hidrógeno muchos autores estuvieron de acuerdo en que estas fuentes de energía primaria no pueden seguir siendo la más recurrente debido a la gran cantidad de GEI que producen durante los procesos. Sin embargo, las energías primarias renovables son una fuente muy prometedora para la producción de hidrógeno debido a su diversidad, región, abundancia y potencial de sostenibilidad (Dagdougui et al., 2018).

4.2.1 Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno puede ser producido a partir de una gran variedad de recursos, incluidos los combustibles fósiles y los recursos de energía renovable, la gran variedad de métodos que existen para producir hidrógeno abarcan procesos electroquímicos, biológicos y termoquímicos. Aunque, el método clásico consiste en romper o reformar un combustible fósil como proceso principal a escala industrial los procesos electroquímicos permiten ampliar y mitigar las emisiones de CO₂ generado por los procesos termoquímicos sin olvidar a los procesos biológicos (Dagdougui et al., 2018).

Los procesos biológicos para la producción de hidrógeno iniciaron en el siglo XIX. En estos procesos los microorganismos convierten los sustratos orgánicos en hidrógeno mediante la actividad catalítica de dos enzimas importantes como la hidrogenasa y la nitrogenasa. Existen varios procesos biológicos para la producción de hidrógeno, la fermentación y la biofotólisis son los procesos más representativos. Sin embargo, los procesos biológicos son los menos utilizados a gran escala, esto se debe a los bajos rendimientos y la falta de madurez tecnológica. Se espera que con el suficiente desarrollo tecnológico a largo plazo pueden representar una fuente prometedora para la producción de hidrógeno (Akhlaghi & Najafpour-Darzi, 2020).

La figura 2 muestra las fuentes de energía primaria para la producción de hidrógeno verde, azul y gris, adicionalmente contextualiza como algunas de estas fuentes de energía primaria puede convertirse en energía secundaria para después ser utilizadas en procesos de conversión: electroquímicos, biológicos y termoquímicos. Por último, se muestra la clasificación de los métodos más importantes.

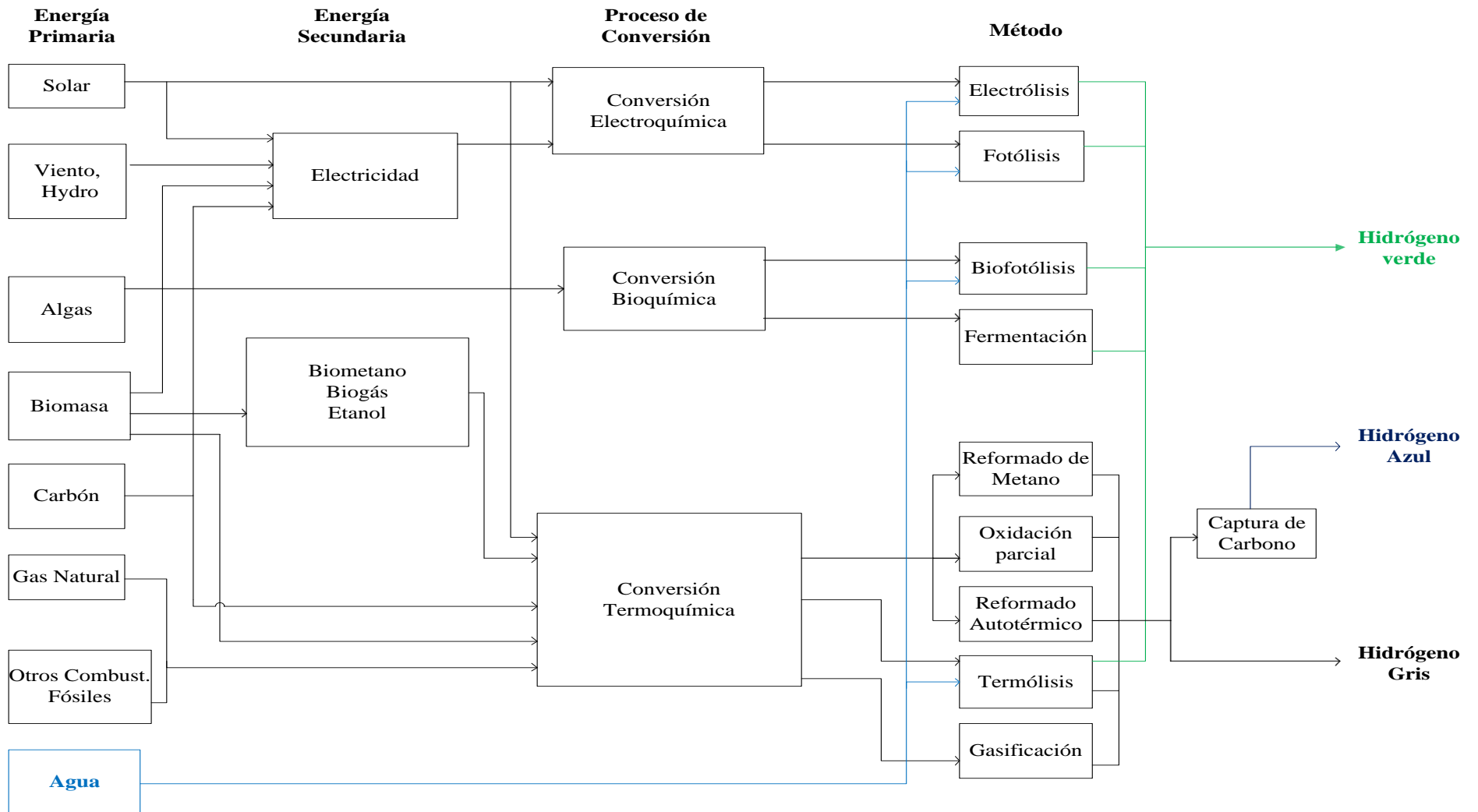
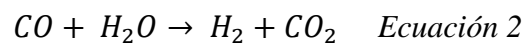
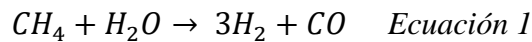


Figura 2. Diagrama de producción de hidrógeno.

Fuente: (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, 2018)

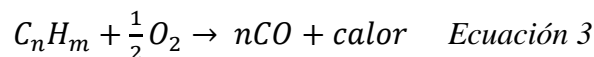
4.2.1.1 Reformación de metano con vapor - SMR

El proceso SMR se lleva a cabo en un reactor (reformador) donde reaccionan metano y vapor a una alta temperatura y presión, en la primera etapa (ecuación 1) el metano se transforma en una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (gas de síntesis). A su vez, a partir del monóxido de carbono se puede obtener más hidrógeno mediante una segunda etapa (ecuación 2), siendo esta la reacción de desplazamiento de vapor de agua o *Water Gas Shift* (WGS) (Galvis Escobar, 2014). Este proceso representa el 48% de la producción mundial de hidrógeno (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, 2018).



4.2.1.2 Oxidación parcial - POX

Durante el proceso POX el hidrocarburo no logra una combustión completa, es decir, la cantidad de oxígeno que reacciona es menor en proporción a la estequiométricamente necesaria. Este proceso se lleva a cabo en un reactor (reformador) a temperaturas muy elevadas, obteniéndose gas de síntesis. Es un proceso rápido, pero menos eficiente que el anterior (Haines et al., 2019). La siguiente ecuación es la reacción general del proceso POX en hidrocarburos (Galvis Escobar, 2014).



4.2.1.3 Reformado autotérmico – ATR

El ATR al igual que en el proceso SMR, se produce gas de síntesis por medio de la oxidación parcial del hidrocarburo a reformar. Este proceso es una combinación entre la SMR y el POX. La materia prima del ATR puede ser la gran mayoría de hidrocarburos (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, 2018).

4.2.1.4 Captura y almacenamiento de carbón - CSS

La CSS es un proceso en el que se separa el CO₂ generado de los procesos industriales o la generación de energía para ser transportado y almacenado de manera geológica o en el océano durante un largo periodo de tiempo (Ortiz Navarro, 2011). La captura de CO₂ representa la mayor parte de los costos totales, con valores que oscilan entre 15-75 USD/tCO₂. El costo de transporte varía con las dimensiones del gasoducto (longitud y diámetro) y la presión de CO₂ fluctúa entre 1-8 USD/tCO₂ por cada 250 km de gasoducto. Los costos totales de CCS pueden variar de 17-91 USD/tCO₂ (Kesehatan, 2019).

4.2.1.4.1 Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico se realiza en las capas de carbón no explotables, formaciones salinas y pozos agotados de petróleo y/o gas. El almacenamiento geológico a demostrando ser económicamente viable, por ejemplo, los costos de almacenar el CO₂ en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos suelen estar entre 0.5-8 USD/tCO₂ almacenada (Ortiz Navarro, 2011). El primer proyecto dedicado a la CSS es el proyecto *Sleipner*, en el Mar del Norte. Las emisiones de CO₂ se almacenaron en una formación salina desde 1996 donde se han inyectado

cerca de 1 millón de toneladas anuales de CO₂. El seguimiento que recibió el proyecto ha demostrado una alta eficiencia en el almacenamiento de CO₂. El proyecto *Weyburn* CO₂ en Saskatchewan, Canadá, cuenta con una capacidad de 0.8 millones de toneladas anuales de CO₂ en la cuenca del yacimiento de petróleo *Willison* y está en funcionamiento desde el año 2000. *Snøhvit* en el mar Barentz (Noruega) se dio inicio en el año 2008, cuenta con una capacidad de almacenamiento de 0.7 millones de toneladas anuales de CO₂ en una formación salina (Ortiz Navarro, 2011). En la figura 3 se pueden identificar algunos proyectos de CSS integrados a escala comercial en diferentes partes del mundo. El color del círculo indica el ciclo de vida del proyecto mientras que el tamaño del círculo es equivalente a la capacidad de captura de CO₂.



Figura 3. Proyectos de CSS integrados a escala comercial en todo el mundo.

Fuente: (Bui et al., 2018)

4.2.1.4.2 Almacenamiento en el océano

Existe dos maneras de almacenar CO₂ en el océano, en primer lugar, la liberación y disolución del CO₂ en columnas de agua del océano a más de 1000m de profundidad por medio de gaseoductos fijos. Por último, el depósito de CO₂ en un gasoducto fijo o una plataforma marina que logre estar ubicada a 3000m de profundidad, donde la densidad del agua es menor a la densidad de CO₂ almacenado, retrasando de esta forma su disolución. Los costos del almacenamiento en el océano son aproximadamente entre 5 y 30 dólares por cada tonelada inyectada, depende de que tan lejos este el depósito a la costa y del tipo de transporte empleado. Varios investigadores han logrado detectar que este tipo de almacenamiento causa el aumento de acidez en grandes áreas, afectando la biodiversidad que lo rodea (Ortiz Navarro, 2011). En la tabla 1 se presenta la capacidad de almacenamiento de CO₂ de diferentes métodos usados comúnmente en la CSS.

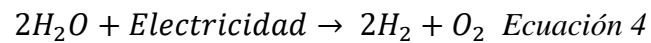
Tabla 1. Capacidad estimada de almacenamiento de CO₂ en diferentes métodos.

Método	Capacidad (Gt.CO ₂)
Océano	2000-12000
Formaciones salinas profundas	1000-10000
Pozos agotados (gas y petróleo)	675-900
Minas de carbón no explotables	3-200

Fuente: (Ortiz Navarro, 2011)

4.2.1.5 Hidrógeno a partir de electricidad

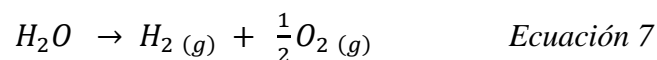
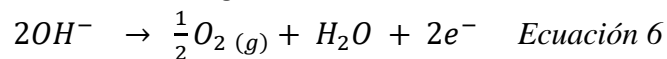
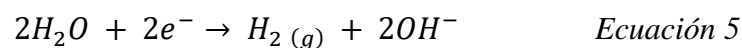
El hidrógeno puede ser producido a partir de la electricidad generada por las energías renovables. De hecho, se necesitan unos 55 kWh de electricidad para liberar 1 kg de hidrógeno de 9 kg de agua (ver ecuación 4), con un precio de 10-12 USD/kgH₂ (Ball & Weeda, 2016).



Las energías renovables pueden impulsar la electrolisis para la producción sostenible de hidrógeno verde, pues la electricidad generada por los sistemas de energía renovable se utiliza en los sistemas de electrolizadores para la producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua. Una ventaja de la electrólisis del agua es que hoy en día es compatible con una gran variedad de tecnologías de energía renovable disponibles (Dagdoui, 2018).

4.2.1.6 Electrolisis del agua

La electrolisis del agua es uno de los procesos que cuentan con la capacidad de producir hidrógeno sin generar emisiones de GEI debido a que solo produce oxígeno puro como subproducto. Además, al proceso puede incorporarse la utilización de electricidad proveniente de las energías renovables (energía solar, eólica, hidráulica y biomasa). Sin embargo, en la actualidad solo el 4% de la producción total de hidrógeno es obtenida mediante la electrolisis del agua (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Este proceso electroquímico consiste en la disociación de la molécula agua en sus dos átomos constituyentes por medio de una corriente eléctrica continua que es suministrada a dos electrodos donde se da lugar a hidrógeno y oxígeno en el cátodo (ecuación 5) y ánodo (ecuación 6), respectivamente (Amikam et al., 2018).



4.2.1.6.1 Electrolisis alcalina - AEL

La AEL utiliza como electrolito una solución de hidróxido de potasio para maximizar su conductividad iónica, otros electrolitos posibles son el hidróxido de sodio y cloruro de sodio aun que estos se usan con poca frecuencia. El principal problema del electrolito alcalino es su

carácter corrosivo. Sin embargo, es una tecnología madura, económica y es la más común en la actualidad para la producción de hidrógeno (Bhandari et al., 2014).

4.2.1.6.2 Electrolisis de electrolito de membrana de polímero - PEM

La PEM utiliza como electrolito membranas polisulfonadas sólidas (*Nafion*®, *fumapem*®) como electrolito, esto reduce los problemas de corrosión. Este método permite acoplar fácilmente sistemas fluctuantes de energía como las energías renovables, pueden trabajar a altas densidades de corriente (por encima de 2 A/cm²), tienen una alta eficiencia y producen hidrógeno ultrapuro (Burton et al., 2021).

4.2.1.6.3 Electrolisis de óxido sólido - SOEL

La SOEL es la tecnología menos desarrollada. Utiliza electrolitos que están elaborados de materiales cerámicos lo que permite reducir los costos de su fabricación. Sus rangos de temperatura de trabajo son superiores a los 600°C y producen hidrógeno ultrapuro con mayor eficiencia (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

La electrolisis PEM ofrece una mayor flexibilidad al operar a altas densidades de corriente, logrando reducir los costos operativos con respecto a la electrolisis AEL. Sin embargo, una de sus principales desventajas son los costos elevados de sus componentes y la baja durabilidad (dos Santos et al., 2017) . La eficiencia de la electrolisis SOEL es mayor al operar a temperaturas superiores a los 600°C. No obstante, al operar a altas temperaturas implica un desafío importante en la estabilidad del material estudiados (Buttler & Spliethoff, 2018). La AEL es la electrolisis más comercial actualmente, su eficiencia es aceptable junto con los bajos costos de inversión han logrado que sea la más utilizada en la producción de hidrógeno mundial, mientras que la PEM ha ganado cierto interés para producir hidrógeno gracias a su flexibilidad de acoplar las energías renovables algunas otras tecnologías como la SOEL carecen desarrollo para poder ser implementadas a gran escala. Otros parámetros se reportan en la tabla 2 para los tres tipos de electrolisis estudiadas (Buttler & Spliethoff, 2018).

Tabla 2. Comparación de los tipos de electrolisis para la producción de hidrógeno.

Parámetro	AEL	PEM	SOEL
T (°C)	60-90	50-80	700-900
P (Bar)	11-30	20-50	1-15
J (A/m ²)	0.25-0.45	1.0-2.0	0.3-1.0
Eficiencia (%)	51-60	46-60	76-81
Costos Inversión (€/kW)	800-1500	1400-2100	>2000
Producción H ₂ (Nm ³ /h)	1400	400	<10
Tiempo de durabilidad (h)	55-120	60-100	3-50
Costos de inversión (€/kW)	800-1500	1400-2100	>2000
Tecnología	Comercial	Inicio comercial	Investigación

Fuente: (Buttler & Spliethoff, 2018)

4.3 POTENCIAL DE LOS RECURSOS RENOVABLES

4.3.1 Potencial del recurso solar

El potencial del recurso solar está ampliamente definido por el Atlas de radiación solar de Colombia (UPME & IDEAM, 2005). Realizado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con la finalidad de brindar una visión más clara sobre el potencial y disponibilidad del recurso energético solar. A lo largo del territorio nacional IDEAM y la UPME lograron identificar a la región caribe, especialmente la costa Atlántica en la Guajira como la zona de mayor radiación solar en el país, con una intensidad de irradiación que va desde 5,0 kWh/m²/día hasta 6.5 kWh/m²/día. Las regiones de la Orinoquia, Andina y Amazonía también cuentan con un importante potencial de recurso solar mientras que la Costa Pacífica alcanzan una radiación promedio de 3,5 kWh/m²/día, siendo la región con menor potencial de irradiación solar (IDEAM, 2015a). La tabla 3 presenta la radiación solar promedio a lo largo del país donde la gran mayoría de regiones sobrepasan el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/día. Además, la radiación solar promedio nacional supera a una potencia mundial en energía solar fotovoltaica como Alemania donde la irradiación promedio es de 3,0 kWh/m²/día.

Tabla 3. Radiación promedio en diferentes regiones de Colombia.

Región	Irradiación (kWh/m ² /día)
Guajira	6,0
Costa atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Región andina	4,5
Amazonía	4,2
Costa pacifica	3,5

Fuente: (IDEAM, 2015a)

4.3.1.1 Capacidad instalada del recurso solar

El gran potencial de irradiación solar hace posible aprovechar el recurso solar para la generación de energía eléctrica a través de tecnologías como la solar fotovoltaica que es la más recurrente a nivel nacional. Actualmente la planta fotovoltaica más grande de Colombia está ubicada en el Paso-Cesar y cuenta una capacidad instalada de 86,2 MW (Minenergía, 2020a). Además, Colombia cuenta con una gran variedad de proyectos instalados con energía solar fotovoltaica a pequeña escala donde se pueden encontrar sistemas privados, aplicaciones profesionales y soluciones en zonas no interconectadas (ZNI) donde se contaba con una potencia instalada de 9 megavatios pico para el año 2010 reportada en informes realizados por el IPSE y Corpoema en el mismo año. Adicionalmente, de los últimos años se tiene información que Colombia cuenta con una capacidad instalada de 50 MW (Minenergía, 2015).

4.3.1.2 Expansión de la capacidad solar

La expansión de la capacidad solar en Colombia ha aumentado considerablemente los últimos años, la tabla 4 muestra los principales proyectos solares que serán entregados al país a lo largo del año 2024 (UPME, 2020).

Tabla 4. Principales proyectos solares en Colombia.

Región	Capacidad (MW)
Sebastosol	700
Parque Solar Cuestecitas	600
Parque Solar Fotovoltaico Guayepo	400
Sc Solar San Martin	200

Fuente: (UPME, 2020)

La gran mayoría de proyectos vigentes se encuentran en diferentes fases definidas por la UPME que van desde la 1 hasta la 3, donde 1 es la fase de prefactibilidad del proyecto, 2 factibilidad del proyecto y 3 el proyecto está definido con un cronograma. En general el total de proyectos vigentes de energía solar fotovoltaica si superan cada una de estas fases entregarían un estimado de capacidad de 53000 MV al país (UPME, 2020).

4.3.2 Potencial del recurso eólico

Colombia cuenta con una amplia disponibilidad de recurso eólico y su mayor potencial está en la costa Atlántica. Es importante analizar la disponibilidad del recurso eólico tanto en tierra como en mar ya que la ubicación geográfica de Colombia presenta características destacadas para la instalación de sistemas eólicos en ambos casos (Carvajal-Romo et al., 2019).

La velocidad del viento en Colombia está definida por el atlas eólico generado por IDEAM a una altura de 200m. Las velocidades promedio anual son muy variadas, en regiones como la Amazonia las velocidades promedio del viento no superan los 6 m/s, mientras que en las regiones de la Orinoquia y Andina son del 9 m/s (Ideam, 2018b). La costa atlántica posee las mayores velocidades promedio del viento a una altura de 200m como se observa en la tabla 5.

Tabla 5. Velocidades promedio del viento a 200m de altura.

Región	Velocidad promedio (m/s)
Caribe	7,0 - >15
Andina	6,0 - 12,0
Orinoquía	6,0 - 12,0
Pacífico	6,0 - 9,0
Amazonía	4,0 - 6,0

Fuente: (Ideam, 2018b).

A 80 m de altura las velocidades del viento crecen significativamente en las zonas costeras (Ideam, 2018c). Ciudades como Santa Marta, Barranquilla y Cartagena alcanzan vientos superiores a los 15 m/s, mientras que en el mar caribe se llega a una velocidad de 14 m/s siendo las zonas con mayores velocidades del viento a nivel nacional. La costa pacífica alcanza velocidades máximas de 10 m/s mientras que en las demás regiones no se superan los 6 m/s (Geometry et al., 2017). La tabla 6 muestra las velocidades de las zonas costeras del país.

Tabla 6. Velocidades promedio del viento a 80 m de altura.

Región	Velocidad promedio (m/s)
Pacífica	6,0 - 10
Caribe	>15

Fuente: (Ideam, 2018c).

4.3.2.1 Capacidad instalada del recurso eólico

La amplia disponibilidad del recurso eólico en Colombia ha implicado una importante repercusión de la energía eólica en el país especialmente en la región Caribe, el Parque Eólico Jepírachi ubicado en la Guajira consta de 15 aerogeneradores, con una capacidad instalada de 19,5 MW (Pinilla et al., 2009).

4.3.2.2 Expansión de la capacidad eólica

Además del parque Jepírachi Colombia tiene en ejecución 18 proyectos para producir energía eólica a través de parques eólicos, estos 18 proyectos estarán ubicados en la Guajira (Carvajal-Romo et al., 2019). La tabla 7 muestra los principales proyectos de parques eólicos para Colombia.

Tabla 7. Principales proyectos eólicos registrados a partir de junio de 2019.

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Pueblo
Cerrito	378	Uribe
Punta Cocos	362.25	Uribe
Parque Eólico Guajira II	325	Maicao
Parque Eólico Windpeshi	200	Maicao
Parque Eólico Tumawind	200	Maicao
Parque Eólico Carrizal	195	Uribe
Parque Eólico Musichi	194	Uribe
Parque Eólico Casa Eléctrica	180	Uribe

Fuente: (Carvajal-Romo et al., 2019)

4.3.3 Potencial del recurso hídrico

El recurso hídrico en Colombia es amplio ya que existen 720.000 cuencas y microcuencas, cuerpos de agua como lagunas, lagos y embalses, con un volumen promedio de 26.300 millones de metros cúbicos y reservas de casi 140.879 km³ de agua subterránea hacen de Colombia un país muy potencial en cuanto a recurso hídrico, la tabla 8 recopila las principales cuencas hídricas del país y su oferta hídrica (Prias, 2010).

Tabla 8. Principales cuencas y su oferta hídrica.

Cuenca	Área cubierta del territorio nacional	Oferta hídrica	Población
Ríos Magdalena y Cauca	25%	11%	70%
Ríos: Orinoco, Amazonas, Pacifico, Sinú, Atrato, Catatumbo y Sierra Nevada de Santa Marta	75%	89%	30%

Fuente (Prias, 2010).

4.3.4 Capacidad instalada del recurso hídrico

La posición geográfica de Colombia ha permitido desarrollar varios proyectos que implican el aprovechamiento hidráulico, representando casi el 70% de la energía eléctrica del país a través de las grandes centrales hidroeléctricas como Hidromiel, Hidrosogamoso, Guavio, Chivor, Calima, Alto Chicamocha, Peñol-Guatapé, Ituango, Urrá, Salvajina, San Carlos, Betania, El Quimbo, entre otras, que suman 33 en el caso colombiano (Kesehatan, 2019).

En cuanto a pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) el país cuenta con un total de 873.77 MW de potencia instalada para el 2019, estas PCH's están conectadas al Sistema Interconectado Nacional. El departamento de Antioquia cuenta con la mayor capacidad de potencia instalada en PCH's como se evidencia en la tabla 9 (Patarroyo et al., 2020).

Tabla 9. PCH's en Colombia 2019.

Departamento	Capacidad [MW]	No. PCH's
Antioquia	414.95	46
Bogotá	16.4	3
Boyacá	19.7	1
Caldas	44.97	8
Cauca	37.67	11
Cundinamarca	151.1	12
Huila	11.14	3
Nariño	22.95	3
Putumayo	0.468	1
Quindío	4.28	4
Risaralda	28.4	3
Santander	22.2	3
Tolima	17.2	8
Valle del Cauca	82.34	9
Total	873.77	115

Fuente: (Patarroyo et al., 2020).

4.3.5 Potencial de biomasa

Colombia cuenta con un gran potencial de biomasa producido por la agricultura nacional, este sector representa el 6.3% del PIB en Colombia. Cultivos como el plátano, banano, arroz, papa, yuca, maíz, palma de aceite, caña de azúcar, café, tomate y piña son algunos de los cultivos que constituyen el sector agrícola. La caña de azúcar representa el 49% de la producción nacional (Sagastume Gutiérrez et al., 2020). Cada uno de los residuos de estos cultivos tienen un potencial de biomasa residual que puede traducirse en un potencial energético, calculado y definido por la UPME en el Atlas de Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia donde se puede encontrar la localización municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas expresados en hectáreas de cosecha por año, destacan las regiones de la Orinoquia y Andina con las mayores tasas de residuos de biomasa. En el Anexo A se encuentra la tabla 22 donde se muestra el potencial energético de 8 residuos agrícolas, calculados por la UPME (UPME, 2015)

4.4 POTENCIAL DE LOS RECURSOS NO RENOVABLES

4.4.1 Potencial de petróleo

Las producciones de petróleo en Colombia para el año 2019 según cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (AHN) fue de 323 millones de barriles (Mbls), lo que represento

un aumento del 2.2% con respecto a los 316 Mbbls que se produjeron el año 2018. Además, la vida media útil de las reservas de petróleo aumentó a 6.3 años (Minenergía, 2020b).

Las reservas de petróleo en Colombia abarcan los proyectos de Akacías, Quifa Suroeste, Rubiales, Caño Sur Este, Chichimene y Moriche, proyectos que están ubicados en regiones tales como el Meta con la mayor cantidad de reservas totales del país, aportando el 48% (936,8 Mbbls), Casanare con 20% (413 Mbbls) y Santander con un 10% (201,9 Mbbls). Los campos con mayor cantidad de reservas son: Rubiales con 248 Mbbls, Chichimene con 152 Mbbls y Castilla con 123 Mbbls (Minenergía, 2020b). La figura 4 muestra las principales reservas de petróleo en el país.



Figura 4. Ubicación de las principales reservas de petróleo.

Fuente: (Minenergía, 2020b).

Colombia cuenta con un potencial de reservas en petróleo para el año 2019 del 2036 Mbbls, donde por cada barril de petróleo se tiene una equivalencia energética igual a 47.30 kg de hidrógeno, reportado por la herramienta *HydrogenTools*, desarrollada por el centro de recursos de análisis de hidrógeno o *Hydrogen Analysis Resource Center (HyARC)* y adscrita al Departamento de Energía de Estados Unidos, la cual brinda datos precisos y claros que pueden servir como base para cálculos relacionados con el hidrógeno (HyARC, 2010). La tabla 10 presenta la cantidad de hidrógeno equivalente en giga kilogramos a partir de las reservas de petróleo estudiadas previamente.

Tabla 10. Equivalencia energética de hidrógeno.

Reservas (Mbbls)	Hidrógeno (G Kg)
936.8	44.3
413	19.5
201.9	9.55
248	11.7
152	7.19
123	5.82

Fuente: (HyARC, 2010).

4.4.2 Potencial de carbón

Colombia cuenta con una producción anual cercana a los 85 millones de toneladas en carbón, consolidándose como el producto minero que más aporta al producto interno bruto (PIB) de Colombia mientras que a nivel nacional representa el 1,5% y 2% del PIB nacional (ANM, 2016). Colombia es el principal productor de carbón en América Latina, el cuarto productor de carbón térmico y el tercero en coque. Además, las reservas medidas en el año 2017 fueron de 6.067 millones de toneladas mientras que las reservas indicadas fueron de 4.881 millones de toneladas (Fenalcarbón, 2019). La ANM estima un potencial de recursos y reservas de 16.569 millones de toneladas, este potencial permite seguir posicionando a Colombia entre los líderes mundiales en producción de carbón durante más de 100 años (Jacobsen et al., 2019). La figura 5 muestra las principales zonas carboníferas en el país.

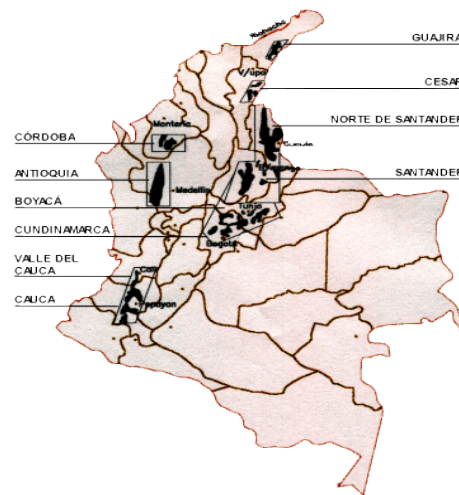


Figura 5. Principales zonas carboníferas en Colombia.

Fuente: (Minenergía, 2019)

La tabla 11 presenta las principales zonas carboníferas de Colombia y las reservas medidas de carbón con las que cuenta dichas zonas. La Guajira es el principal departamento con reservas medidas en todo el país con un total de 3463.12 millones de toneladas, así como el Cesar que cuenta con una cantidad importante de reservas, mientras que departamentos como Córdoba, Cundinamarca, Santander, Boyacá y Norte de Santander cuentan con una considerable cantidad de reservas medidas de carbón.

Tabla 11. Principales zonas carboníferas de Colombia.

Zonas carboníferas	Recursos (MT)
Guajira	3463.12
Cesar	1440.19
Córdoba	375.75
Cundinamarca	204.70
Santander	146.15
Boyacá	136.15
Norte de Santander	90.24
Antioquia	85.24

Fuente: (Jose & Pedro, 2017)

4.4.3 Potencial de gas natural

Las reservas de gas natural de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) y AHN en 2018 alcanzaron los 9.8 años vida útil, lo que represento una disminución de 1.7 años con respecto al 2017, las reservas de gas natural no solo han disminuido en vida útil, sino que también han disminuido en un 16.7% en su producción pasando de 3782 giga pies cúbicos (Gpc) en 2018 a 3149 Gpc para el año 2019 (Minenergía, 2020b). La figura 6 representa la distribución donde se encuentran ubicadas las principales reservas de gas natural en el país y su contribución; los departamentos de Casanare, la Guajira, Sucre, Santander, Córdoba y Boyacá son los principales departamentos con los que Colombia cuenta en reservas de gas natural.

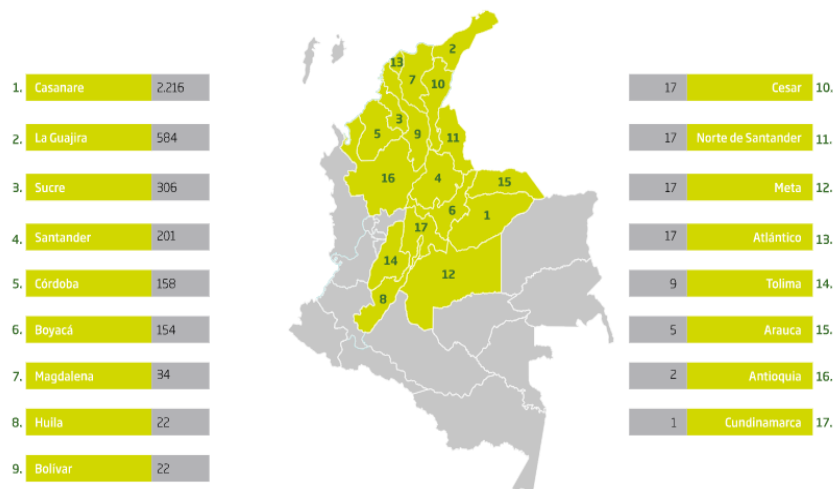


Figura 6. Reservas de gas natural en Colombia.

Fuente: (Promigas, 2019)

4.5 IDENTIFICACIÓN DE LOS USOS DEL HIDRÓGENO VERDE Y AZUL EN LOS DIFERENTES SECTORES DE LA ECONOMÍA

Los principales sectores de la economía son el sector primario, el cual comprende la extracción de materias primas (la minería o la agricultura), el sector secundario se ocupa de las transformaciones de materias primas en productos terminados, el sector terciario se encarga de ofrecer bienes y servicios mientras que el cuarto sector se encarga de la economía del conocimiento (Economicshelp, 2019). La economía del hidrógeno, nombrada por primera vez por el profesor John Bockris en el año 1970 durante una charla en el centro técnico de General Motors (Abe et al., 2019), ha causado mucho entusiasmo y expectativa entre científicos, economistas, industrias y jefes de estado en países como Alemania, Japón, Chile, Estados Unidos, incluyendo la Unión Europea (Brandon & Kurban, 2017). Sin embargo, la economía del hidrógeno puede abarcar varios sectores económicos. Por ejemplo, en el sector transporte, el hidrógeno ha ganado una atención muy importante como portador de energía, esto debido a que es un combustible limpio que solo aporta energía y agua cuando se combina con las pilas de combustible (Singh et al., 2015). El sector residencial y comercial, se caracteriza por la energía consumida por las residencias y el sector de servicios como empresas, instituciones y organizaciones, forman parte del sector terciario de la economía (Brandon & Kurban, 2017).

En cuanto al sector industrial el hidrógeno puede desempeñarse como una fuente de energía, reactivo o producto en una gran variedad de procesos industriales (Kazi et al., 2020).

4.5.1 Sector transporte

El hidrógeno en el sector transporte puede irrumpir desde los automóviles convencionales expandiéndose hasta vehículos de largo alcance y alta utilización (camiones y autobuses), trenes, transbordadores y vehículos utilitarios como montacargas. Por lo tanto, el hidrógeno es considerado un complemento de los vehículos eléctricos ligeros y pesados (IRENA, 2018).

El hidrógeno en combinación con la pila de combustible representa una opción muy importante en el sector transporte. Actualmente se utilizan alrededor de 25000 montacargas, 500 autobuses, 400 camiones y 100 furgonetas con esta tecnología. Además, al mismo tiempo que aumentan el despliegue de la infraestructura del hidrógeno en el sector transporte en países como Japón, Alemania y Estados Unidos aumentan las estaciones de servicio de hidrógeno como se observa en la figura 7 (Ajanovic & Haas, 2020).

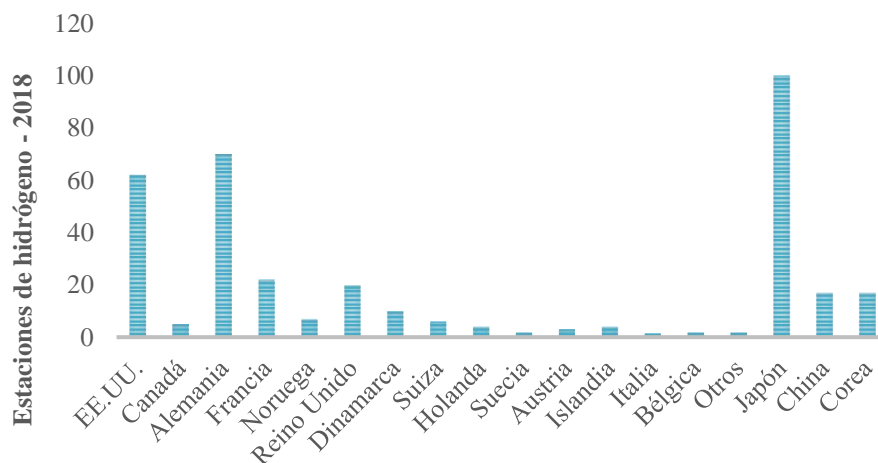


Figura 7. Número de estaciones de servicio de hidrógeno a finales de 2018.

Fuente: (Ajanovic & Haas, 2020).

A nivel mundial se evidencia el crecimiento y uso del hidrógeno en el sector transporte. Sin embargo, Colombia aun no cuenta con una infraestructura adecuada en la que se logre desarrollar el hidrógeno como portador de energía para este sector. Aun así, en el ideario energético 2050, se cita al hidrógeno como cambio de portador energético para el transporte nacional. Además, se han tomado medidas hacia vehículos híbridos y eléctricos, lo cual prevé un fuerte impulso del hidrógeno en los años por venir a nivel nacional (UPME, 2015).

4.5.1.1 En el sector ferroviario

El sector ferroviario es uno de lo más impulsados por empresas como Alstom, han fabricado la primera flota de trenes impulsados por hidrógeno para Alemania la cual tiene como fin reemplazar los trenes diésel en líneas no electrificadas. Varios países como el Reino Unido, los Países Bajos y Austria tiene planeado incluir en su infraestructura de transporte los trenes impulsados por hidrógeno (IRENA, 2018).

4.5.1.2 En el sector marítimo

Los barcos impulsados por pilas de combustible se encuentran en una etapa de demostración al mismo tiempo que se impulsa el marco regulatorio, generando la oportunidad de que se pueda desarrollar más rápido el uso del hidrógeno en sectores como el marítimo (IRENA, 2018). El buque de investigación costera denominado "Zero-V" es impulsado únicamente por pilas de combustibles de hidrógeno, cuenta con una pila de combustible PEM con una capacidad de 1800kW de energía y ofrece una velocidad de crucero de 10 nudos. Utiliza 10900 kg de hidrógeno como combustibles almacenado en dos tanques y el alcance del buque es de 2400 millas náuticas, logrando una autonomía de 15 días y reduciendo las emisiones de GEI en un 91,4% con respecto a los buques que usan diésel (Madsen et al., 2020).

4.5.1.3 En el sector aviación

En la parte de aviación aún se encuentra en una fase de investigación y desarrollo. Sin embargo, el proyecto HY4 presenta un prototipo de aviación el cual posee una potencia de motor de 80 kilovatios, una velocidad máxima cercana a los 200 kilómetros por hora, dependiendo de la altura, la carga y la velocidad puede alcanzar distancias de 750 y 1500 kilómetros. Lo más relevante del prototipo presentado por Hy4 son sus cabinas gemelas, cada uno con espacio para dos pasajeros (HY4,2016).

4.5.2 Sector industria

El hidrógeno en la industria a corto plazo se espera que siga siendo utilizado en sectores donde ha desempeñado una función muy importante a lo largo de las décadas, siendo la producción de amoníaco el sector más importante, de esta manera será posible lograr que la conversión de energía en hidrógeno se desarrolle de una manera eficaz y económica a corto plazo. A largo plazo, el hidrógeno verde y azul tiene el potencial de contribuir a descarbonizar la industria, esto debido a que el hidrógeno se ha utilizado durante años como hidrógeno gris lo cual ha generado una gran cantidad de GEI (IRENA, 2018). Se estima que cerca de 115000 millones de dólares son generados del mercado mundial de materia prima de hidrógeno y se espera que para el año 2022 alcance los 155000 millones dólares (Nicita et al., 2020).

Las principales producciones industriales donde se utilizan el hidrógeno son:

- *Productos químicos*: El hidrógeno como insumo químico ha estado presente en gran variedad de procesos industriales como la producción de amoníaco, polímeros y resinas, representando el 65% de la demanda de hidrógeno.
- *Refino*: Las refinerías representan el segundo mayor consumidor de hidrógeno a nivel industrial. El hidrógeno se emplea para el hidrocrackeo y la desulfuración de combustibles.
- *Hierro y acero*: El hidrógeno se utiliza para el recocido (tratamiento térmico del metal procesado para restaurar la ductilidad después de la deformación).

En Colombia la inclusión del hidrógeno al sector industrial predominaría en la producción de amoníaco en el país, logrando potencializar la producción de fertilizantes nitrogenados, que sin duda son uno de los componentes más importantes en el sector agrícola nacional (Esteves et

al., 2015). La figura 8 muestra la oferta y la demanda mundial de hidrógeno, donde se observan las principales fuentes de energía primaria como oferta para producir hidrógeno mientras que en la demanda se observa las múltiples aplicaciones ya mencionadas.

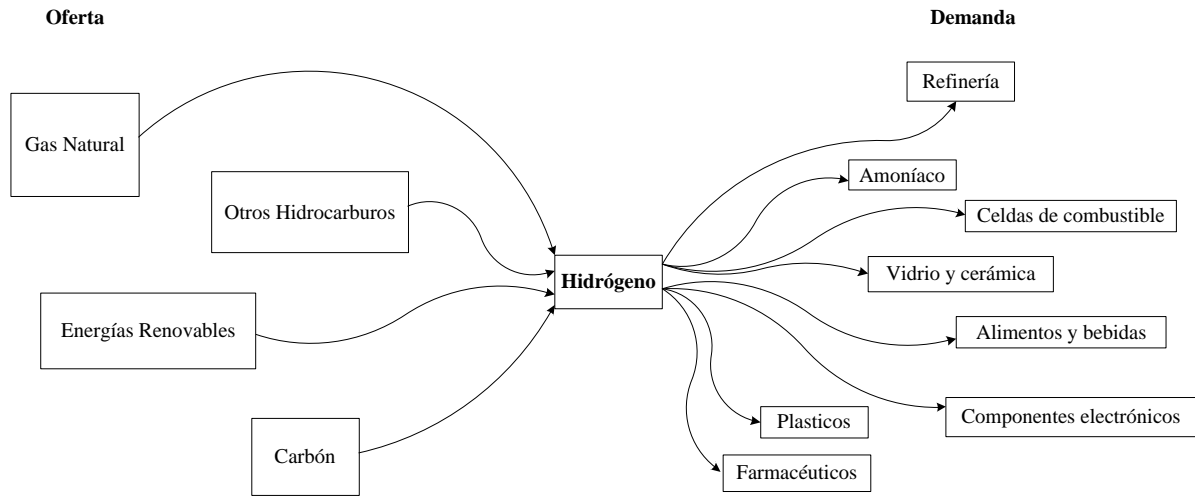


Figura 8. La oferta y la demanda mundial promedio de hidrógeno.

Fuente: (Bakenne et al., 2016)

4.5.3 Sector terciario y residencial

El hidrógeno como energía se utiliza principalmente para calefacción, refrigeración, iluminación, calentamiento de agua y para algunos equipos. El 40% de la energía mundial se usa para el suministro de calefacción residencial e industrial (Brandon & Kurban, 2017).

Los combustibles (gas natural) se utilizan principalmente para calentar espacios en residencias o edificios en épocas de invierno, calentar el agua y cocinar, pero la demanda varía según el clima, tamaño de la residencia y el tipo de construcción (Dodds et al., 2015). La figura 9 muestra la demandad de calefacción en el Reino Unido para diferentes tipos de casas desde las más grandes y antiguas, las promedio y los departamentos más pequeños y mejor aislados. Esta demanda incluye calefacción de agua y residencia, se observa como el consumo es más importante en épocas donde la temperatura alcanza picos invernales muy fuertes. Por otro lado, en épocas de verano el consumó baja para la calefacción de espacio, pero se mantiene el uso del hidrógeno en para la calefacción de gua.

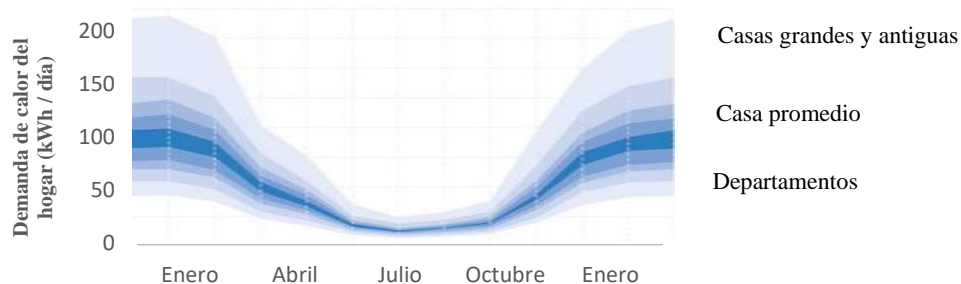


Figura 9. Demanda de calor en hogares durante todo el año en el Reino Unido.

Fuente: (Dodds et al., 2015).

4.6 ACERCA DE LOS POTENCIALES Y COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE Y AZUL

La finalidad de realizar un estudio sobre los potenciales de producción de hidrógeno verde y azul a nivel internacional y nacional, es contextualizar como algunos países ya prevén la inclusión del hidrógeno en su economía, mientras reducen la dependencia de los combustibles fósiles. En este contexto, una etapa clave para la implementación del hidrógeno en una región o país es la estimación de la cantidad de hidrógeno que potencialmente puede ser obtenido a través de energías renovables y no renovables (Posso et al., 2016).

4.6.1 Potenciales de producción de hidrógeno verde

4.6.1.1 Potencial de producción de hidrógeno verde en Ecuador

El estudio en Ecuador, se llevó a cabo en las regiones Costa, Sierra y Amazonía, en la que se evidencia el potencial de producción de hidrógeno utilizando las energías renovables. Según el estudio realizado se reporta que en 12 de las 23 provincias del país la velocidad del viento es superior a los 6 m/s mientras que en las regiones Costa y Amazonia solo se estudió un caso como muestra representativa de la región, para el caso de la producción de hidrógeno a partir de energía solar se evidencia que la insolación global anual promedio general varía desde 3,5 kWh/m²/día hasta 5,8 kWh/m²/día lo que hace factible la estimación del potencial de producción en de cada región encontrados en la tabla 12 (Posso et al., 2016).

Tabla 12. Potenciales de producción utilizando energía solar y eólica.

Región	PSolarH ₂ (kg H ₂ /año)	PEólicoH ₂ (kg H ₂ /año)
Costa	6,62 E+07	4,20 E+06
Sierra	6,76 E+07	4,77 E+07
Amazonia	1,19 E+08	4,38 E+05
Total	2,53 E+08	5,23 E+07

Fuente: (Posso et al., 2016).

Ecuador cuenta con un potencial geotérmico creciente donde se encuentran entre 30 y 40 volcanes activos ubicados principalmente en la región Sierra. Este potencial técnico es de 952 MWe obtenido a partir de estudios de factibilidad (Posso et al., 2016). La tabla 13 muestra el potencial de producción de hidrógeno producido a partir de energía geotérmica.

Tabla 13. Potenciales de producción utilizando energía geotérmica.

Ubicación potencial geotérmico	Potencial H ₂ (kg H ₂ /año)
Tufiño	1,77 e+07
Chachimbiro	1,45 e+07
Chalupas	3,62 e+07
Chacana	5,35 e+07
Total	1,22 e+8

Fuente: (Posso et al., 2016)

Los potenciales de producción de hidrógeno a través de la energía hidroeléctrica se muestran en la tabla 14 donde se analizan dos escenarios posibles, el escenario ideal describe la producción de hidrógeno utilizando el total de potencia eléctrica que generan estas centrales mientras que el caso real asume el 12% de la energía total.

Tabla 14. Potenciales de producción utilizando energía hidroeléctrica.

Central	Producción H ₂ ideal (kg/año)	Producción H ₂ real (kg / año)
Paute Molino	1,46E+07	1,73 e+06
Paute Mazar	1,63E+06	1,34 e+05
Daule Peripa	1,93E+06	1,55 e+05
Agoyán	7,7 e+05	6,17 e+04
Total	1,88 e+07	2,08 e+06

Fuente: (Posso et al., 2016).

La producción anual total de H₂ obtenido de los potenciales eléctricos que las energías renovables ofrecen en Ecuador se resumen en el promedio de distribución como muestra la figura 10.

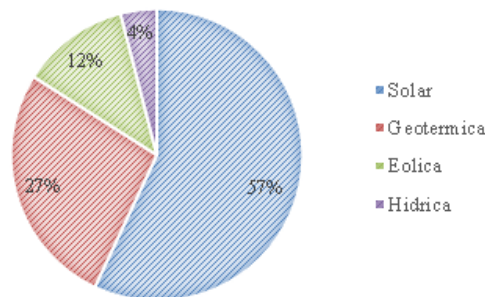


Figura 10. Distribución de la producción media anual de H₂.

Fuente: (Posso et al., 2016).

4.6.1.2 Potencial de producción de hidrógeno verde en Venezuela

Otro estudio similar al de Ecuador realizado por el mismo autor demostró como en Venezuela puede aprovechar las energías renovables para la producción de hidrógeno a partir de las energías primarias como la solar, eólica e hidráulica. Los potenciales de producción de hidrógeno se evidencian en la tabla 15, donde la contribución de la energía solar fotovoltaica es mayor que la energía hídrica y eólica, lo que denota principalmente a un potencial explotable distribuido por todo el país, lo que no ocurre con la energía hidráulica y eólica (Posso & Zambrano, 2014).

Tabla 15. Potenciales de producción de hidrógeno en Venezuela.

Energía renovable	Producción H ₂ (kg/año)	Contribución (%)
Solar fotovoltaica	1,97e+10	95
Eólica	3,30e+08	1.5
Hídrico	7,13e+08	3.5
Total	2,08e+10	100

Fuente: (Posso & Zambrano, 2014).

4.6.1.3 Potencial de producción de hidrógeno verde en Brasil

La evaluación de producción de hidrógeno verde en el estado de Ceará en Brasil estudia el potencial de producción a partir de las energías renovables eólica y solar. La figura 11 mientras resumen los potenciales de producción de hidrógeno verde en Ceará, donde los municipios costeros y centrales tienen un potencial de producción de hidrógeno renovable de más de 300 toneladas/Km²/año (Esteves et al., 2015).

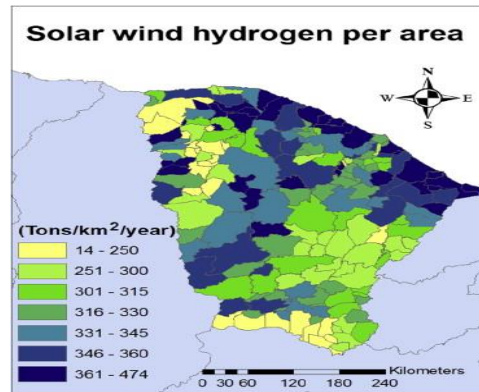


Figura 11. Potencial de producción de hidrógeno anual en Ceará-Brasil.

Fuente: (Esteves et al., 2015)

4.6.1.4 Potencial de producción de hidrógeno verde en Argentina

En este estudio se desarrolló el potencial de producción de hidrógeno que se puede obtener a partir de los recursos renovables en Argentina, la figura 12-A muestra el potencial de producción en combinación de los tres recursos energéticos renovables más recurrentes en el país (eólica, solar y biomasa) y se estima por departamento cual es la cantidad de hidrógeno que se puede producir, además se obtiene un total de mil millones de toneladas métricas por año en producción de hidrógeno total. Aunque el principal recurso renovable en Argentina es el eólico, la irradiación solar en Argentina también puede desempeñar un papel importante, especialmente en la zona norte como se puede apreciar en la figura 12-B (Sigal et al., 2014).

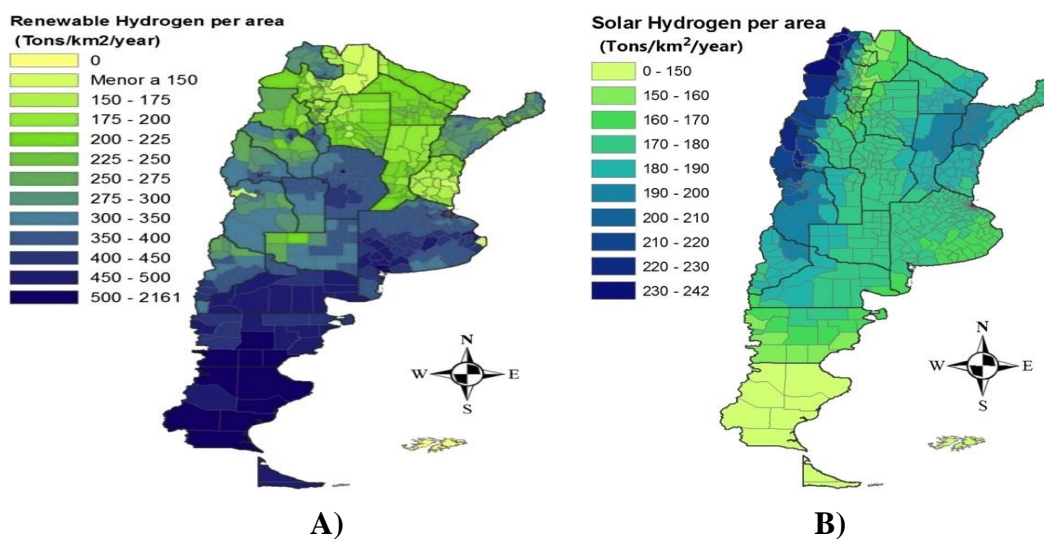


Figura 12. Potencial de producción anual de hidrógeno: A) Total y B) Solar.

Fuente: (Sigal et al., 2014)

4.6.1.5 Potencial de producción de hidrógeno verde en Colombia

El potencial de producción de hidrógeno verde considera diferentes variables importantes. Esto incluye las características del mercado energético que poseen cada región, la capacidad instalada, la viabilidad de los procesos tecnológicos y la disponibilidad de los recursos renovables para generar energía (Montenegro et al., 2019). Como se estudió en la sección 4.3 Colombia poseen un potencial muy importante en cuanto recursos renovables. Además, las capacidades instaladas de energía junto con la expansión de la misma representan una oportunidad para el país para incursionar en la producción de hidrógeno verde (Minenergía et al., 2020).

Varios autores junto con la NREL estuvieron de acuerdo en que es importante tener un potencial teórico de producción de hidrógeno antes de poder categorizarlo como un potencial técnico (Melaina et al., 2013). Para el caso del potencial teórico de producción de hidrógeno verde en Colombia se tomó como punto de partida los casos previamente estudiados en Argentina, Brasil, Ecuador y Venezuela, donde los autores estimaron el potencial teórico de hidrógeno a partir de diversas fuentes de energía renovables utilizando la electrolisis *PEM* como se explica en el Anexo B (Posso et al., 2016). La tabla 16 presenta las estimaciones totales de los potenciales teóricos de producción de hidrógeno verde en el país a partir de las capacidades instaladas y del recurso solar. El potencial que aportan las toneladas de residuos agrícolas en el país es sin duda el mayor potencial teórico para la producción de hidrógeno verde. Aunque en esta monografía solo se consideró la energía hidráulica de pequeñas centrales hidroeléctricas. Es importante destacar que Colombia está entre los 10 países que cuenta con el 46% de la oferta hídrica, donde las grandes centrales hidroeléctricas podrían aportar un gran potencial en cuanto a excedentes de energía, ya que son usadas principalmente para el abastecimiento energético nacional y no sería idóneo utilizar la energía de estas centrales hidroeléctricas. En cuanto a la capacidad instalada de energía eólica actualmente es baja y se ve representada como el menor potencial. Sin embargo, con la expansión de la capacidad se espera que el potencial sea mayor.

Tabla 16. Potenciales de producción de hidrógeno en Colombia.

Energía renovable	Producción H ₂ (kg/año)
Solar	3.11E+06
Hídrico (PCH's)	7.61E+04
Eólico	1.39E+03
Biomasa	4.98E+08
Total	5.01E+08

Fuente: propia

La tabla 17 resume el potencial total teórico de producción de hidrógeno verde reportados en literatura para cada uno de los casos previamente estudiados, aunque no es posible compararlos debido a que estos potenciales corresponden a diferentes situaciones y condiciones si es de gran importancia comprender la magnitud de producción que puede presentar a nivel internacional y nacional en cuanto al potencial de producción de hidrógeno verde.

Tabla 17. Potenciales internacionales y nacional de producción de hidrógeno verde.

País, Región	Potencial H ₂ (kg/año)	Referencia
Argentina	1.00 E+12	(Sigal et al., 2014)
Brasil, Ceará	5.06 E+6	(Esteves et al., 2015)
Ecuador	4.29 E+9	(Posso et al., 2016)
Estados Unidos	1.110 E+15	(Melaina et al., 2013)
Venezuela	2.08 E+10	(Posso & Zambrano, 2014)

4.6.2 Potenciales de producción de hidrógeno azul

En esta sección se encuentran los potenciales de producción de hidrógeno a partir de las reservas estudiadas en la sección 4.4. Además, se presenta un caso internacional donde se estudia la producción de hidrógeno azul, la cual representa una solución de transición energética mientras disminuye el costo de producir hidrógeno verde (IRENA, 2019).

4.6.2.1 Potencial de producción de hidrógeno azul en Colombia

4.6.2.1.1 Hidrógeno del carbón

Para estimar el potencial de hidrógeno del carbón, se utilizaron las reservas de carbón reportadas en la sección 4.4.2 obtenidas por ANM. No es adecuado suponer que todas las reservas se utilizaran para producir hidrógeno; por lo tanto, se considera la utilización de un 30% del total de las reservas, valor utilizado por NREL en su estudio titulado *Hydrogen Resorbe Assessment* (Power et al., 2009). Además, se utilizó un cálculo de relación de 9.8 kg de carbón por kg de hidrógeno, demostrada en la conversión de carbón en hidrógeno mediante gasificación según *Hydrogen Analysis Group* (H₂A) (Melaina et al., 2013). Sin embargo, la gasificación del carbón produce entre 18-20 kg CO₂/kg hidrógeno producido, donde la inclusión de la tecnología CSS lograría la producción de hidrógeno azul en Colombia (Koch Blank & Molly, 2020). La tabla 18 muestra los potenciales de producción de hidrógeno a partir de carbón en las principales zonas carboníferas del país; La Guajira presenta el mayor potencial para la producción de hidrógeno a largo plazo, el Cesar y Córdoba también exhiben un potencial muy importante.

Tabla 18. Potencial de hidrógeno de Colombia a partir del carbón

Zonas carboníferas	30% de las reservas (Kg)	Potencial hidrógeno (Kg)
Guajira	1,04E+12	1,06E+11
Cesar	4,32E+11	4,41E+10
Córdoba	1,13E+11	1,15E+10
Cundinamarca	6,14E+10	6,27E+09
Santander	4,38E+10	4,47E+09
Boyacá	4,08E+10	4,16E+09
Norte de Santander	2,71E+10	2,77E+09
Antioquia	2,56E+10	2,61E+09

Fuente: Propia

4.6.2.1.2 Hidrógeno del gas natural

Para estimar el potencial de hidrógeno del gas natural, se utilizaron las reservas de gas natural reportadas en la sección 4.4.3 obtenidas por Promigas. De igual manera que en la sección de hidrógeno del carbón se utilizó solo el 30% de las reservas totales. Además, se utilizó un cálculo de relación de 4.5 metros cúbicos normales por kg de hidrógeno, demostrada en la conversión de gas natural a hidrógeno vía SMR según H₂A (Power et al., 2009). Sin embargo, el proceso SMR contribuye una importante cantidad de CO₂ en la producción de hidrógeno siendo cercana a 8.9-9.1 kg CO₂/kgH₂ producido (Martín Díez, 2018). La tabla 19 presenta los potenciales de producción de hidrógeno a partir de las reservas de gas natural; el Casanare y La Guajira presentan el mayor potencial para la producción de hidrógeno.

Tabla 19. Potencial de hidrógeno de Colombia a partir de gas natural.

Ubicación de reserva	30% de las reversas (m ³)	Potencial hidrógeno (Kg)
Casanare	1,88E+10	4,18E+09
La Guajira	4,96E+09	1,10E+09
Sucre	2,59E+09	5,77E+08
Santander	1,70E+09	3,79E+08
Córdoba	1,34E+09	2,98E+08
Boyacá	1,30E+09	2,90E+08

Fuente: Propia

4.6.3 Producción de hidrógeno con SMR-CCS en el oeste de Canadá

La planta Foster Wheeler SMR-CCS desarrollada para la Agencia Internacional de Energía (AIE) es un diseño realizado por la empresa Foster Wheeler, líder en el diseño y fabricación de plantas SMR a escala industrial, evaluó la implementación industrial de la tecnología CSS al proceso convencional SMR. La planta Foster Wheeler SMR-CSS considera un caudal de producción de hidrógeno de 607 ton/día. El costo de la implementación de CSS es de 209 millones de dólares canadienses, este costo representa el 16,4% del costo total de la planta y se evalúa con la estimación de costos de: compresor y bomba para CO₂, gasoducto de CO₂ y almacenamiento de CO₂. Además, se realizó el estudio para diferentes casos donde se estima el costo de producción de hidrógeno con CSS y sin ella en Alberta-Canadá como se evidencia en la tabla 20, donde el escenario 1 es la producción de H₂ basada en SMR en Fort Saskatchewan-Alberta con captura de CO₂ en Thorhild-Alberta, el escenario 2 es la producción de H₂ basada en SMR en Fort Saskatchewan-Alberta con captura de CO₂ en Swan Hills-Alberta y el escenario 3 está basado en la producción de hidrógeno por SMR sin CCS (Olateju & Kumar, 2013).

Tabla 20. Costos de producción de hidrógeno para los escenarios 1-3.

Escenarios	Costo de producción de H ₂ (\$/kg H ₂)
Escenario 1	2.14
Escenario 2	2.41
Escenario 3	1.73

Fuente: (Olateju & Kumar, 2013)

4.6.4 Acerca de los costos de producción de hidrógeno verde y azul

La tabla 21 presenta los diferentes costos del hidrógeno verde, azul y gris. Los procesos de SMR, gasificación de carbón y biomasa son los métodos más rentables para producir hidrógeno actualmente. El costo del hidrógeno verde depende entre un 50 y 80% del costo de suministro eléctrico de las energías renovables.

Tabla 21. Costos de producción de hidrógeno verde y azul.

Fuente de Energía	Proceso	Costo (USD/kgH₂)
Gas Natural	SMR	2.08
Gas Natural	SMR + CSS	2.27
Carbón	Gasificación	1.34
Carbón	Gasificación + CSS	1.63
Solar	Electrólisis fotovoltaica	5.78-23.27
Eólica	Electrólisis	5.89-6.03
Biomasa	Gasificación	1.77-2.05
Hidráulica	Electrólisis	6.4-9.4

Fuente: (Kayfeci et al., 2019)

5. CONCLUSIONES

Lo hallazgos de la revisión bibliográfica indican que las fuentes de energía renovables como la solar, eólica, hidráulica y biomasa tienen un importante potencial teórico para la producción de hidrógeno verde, esto debido a la distribución natural de la radiación solar, las velocidades del viento, la oferta hídrica y los residuos agrícolas que potencialmente pueden ser aprovechados a través de las diferentes tecnologías de conversión especialmente a partir de la electrolisis del agua impulsada por la electricidad de las energías renovables. Actualmente el hidrógeno de las energías renovables es técnicamente viable y se acerca a la competitividad económica gracias a la caída de los costos de las energías renovables. Sin embargo, el principal obstáculo sigue siendo el alto costo del hidrógeno verde en comparación con el hidrógeno azul y gris. Otros problemas son la falta de infraestructura, el déficit de políticas nacionales para impulsar nuevas tecnologías como el hidrógeno verde y otros problemas relacionados con el desarrollo de una industria emergente que con el adecuado desarrollo e implementación tecnológica podrían impulsar al hidrógeno verde como un factor importante en la descarbonización de la economía.

En cuanto al hidrógeno azul, el potencial de producción representa una solución de transición en la que se siga produciendo hidrógeno a partir de fuentes de energía no renovables con la inclusión de la tecnología CCS a los procesos convencionales, la cual contribuye a alcanzar los objetivos climáticos a un costo aceptable. La producción de hidrógeno azul respaldaría el aumento de la demanda de hidrógeno en países que cuenten con grandes reservas de combustibles fósiles. Además, a nivel nacional se cuenta con grandes cantidades de reservas en carbón, las cuales pueden ser utilizadas para impulsar una futura cadena de suministro de hidrógeno en Colombia.

Existen diversas aplicaciones para el hidrógeno con una gran variedad en sectores como el transporte, industrial o residencial. Los estudios más recientes sugieren un escenario preliminar donde el hidrógeno irrumpa fuertemente en el sector transporte, especialmente en los vehículos de carga pesada o en el sector ferroviario, debido a que estos dos sectores no pueden usar baterías de litio por sus limitaciones técnicas ya que los tiempos de recarga son largos y la utilización de camiones y trenes es muy intensa con respecto al uso del vehículo promedio donde las baterías sí pueden desempeñar su función como lo realizan hoy en día en los vehículos eléctricos. Por otro lado, los productos como los fertilizantes nitrogenados fortalecerían el sector agrícola nacional, gracias a que la oferta de hidrógeno crecería con la inclusión del hidrógeno verde y azul, logrando aumentar la producción de amoníaco que principalmente es usado para producir fertilizantes.

Como conclusión final y en base a la revisión bibliográfica, se observó que, con el aumento de generación eléctrica a partir de las energías renovables en el país y el potencial de recursos no renovables, se podrá lograr consolidar el hidrógeno como tecnología a largo plazo, logrando descarbonizar gran parte de la economía siempre y cuando sea impulsada por políticas claras y sólidas consolidadas en una hoja de ruta nacional para el hidrógeno.

6. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El estudio de los potenciales de producción de hidrógeno verde y azul es amplio, actualmente se sigue investigando en la implementación tecnológica a gran escala, para esto se recomienda además de estudiar la CSS estudiar la captura, utilización y almacenamiento de carbono o *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS). Para futuros trabajos se analizarán las hojas de ruta del hidrógeno que se han implementado a nivel internacional, donde se describen los objetivos nacionales de cada país para la implantación del hidrógeno verde y azul al año 2030, con la finalidad de tener esta tecnología posicionada en el año 2050. Además, se recomienda estudiar la política existen en dichas hojas de ruta, ya que es muy importante tener una base sólida en leyes que impulsen esta tecnología. Finalmente, se recomienda complementar el documento con información de interés nueva o faltante que sean pertinentes para el estudio y enriquezca el camino al conocimiento de las generaciones próximas.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E., & Popoola, O. M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), 15072–15086. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>
- Ajanovic, A., & Haas, R. (2020). Prospects and impediments for hydrogen and fuel cell vehicles in the transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, xxx. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.122>
- Akhlaghi, N., & Najafpour-Darzi, G. (2020). A comprehensive review on biological hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 22492–22512. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.182>
- Amikam, G., Nativ, P., & Gendel, Y. (2018). Chlorine-free alkaline seawater electrolysis for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(13), 6504–6514. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.082>
- ANM. (2016). Informe Sector Carbonero. *Agencia Nacional Minera, II*, 234–235. www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/carbon.pdf.
- Aristizábal Alzate, C. E., & González Manosalva, J. L. (2019). Impuesto al carbono en Colombia: un mecanismo tributario contra el cambio climático. *Semestre Económico*, 22(52), 179–202. <https://doi.org/10.22395/seec.v22n52a8>
- Bakene, A., Nuttall, W., & Kazantzis, N. (2016). Sankey-Diagram-based insights into the hydrogen economy of today. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19), 7744–7753. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.216>
- Ball, M., & Weeda, M. (2016). The hydrogen economy—Vision or reality? In *Compendium of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/b978-1-78242-364-5.00011-7>
- Barth, F., Vanhoudt, W., Londo, M., Jansen, J. C., Veum, K., & Castro, J. (2015). *Technical Report on the Definition of 'CertifHy Green' Hydrogen. D2.4, 5*.
- Bhandari, R., Trudewind, C. A., & Zapp, P. (2014). Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis - A review. *Journal of Cleaner Production*, 85, 151–163. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048>
- Brandon, N. P., & Kurban, Z. (2017). Clean energy and the hydrogen economy. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 375(2098). <https://doi.org/10.1098/rsta.2016.0400>
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P. S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L. A., Hallett, J. P., Herzog, H. J., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G. C., Matuszewski, M., Metcalfe, I. S., Petit, C., ... Mac Dowell, N. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy and Environmental Science*, 11(5), 1062–1176. <https://doi.org/10.1039/c7ee02342a>
- Burton, N. A., Padilla, R. V., Rose, A., & Habibullah, H. (2021). Increasing the efficiency of

- hydrogen production from solar powered water electrolysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135(February 2020), 110255. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110255>
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September), 2440–2454. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
- Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36(February), 100531. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531>
- Dagdougui, H., Sacile, R., Bersani, C., & Ouammi, A. (2018). Hydrogen Production and Current Technologies. *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications*, 7–21. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812036-1.00002-0>
- Dawood, F., Anda, M., & Shafiullah, G. M. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3847–3869. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>
- Dodds, P. E., Staffell, I., Hawkes, A. D., Li, F., Grünewald, P., McDowall, W., & Ekins, P. (2015). Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(5), 2065–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>
- dos Santos, K. G., Eckert, C. T., De Rossi, E., Bariccatti, R. A., Frigo, E. P., Lindino, C. A., & Alves, H. J. (2017). Hydrogen production in the electrolysis of water in Brazil, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68(May 2015), 563–571. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.128>
- Economicshelp. (2019). *Sectors of the economy*. <https://www.economicshelp.org/blog/12436/concepts/sectors-economy/>
- Esteves, N. B., Sigal, A., Leiva, E. P. M., Rodríguez, C. R., Cavalcante, F. S. A., & De Lima, L. C. (2015). Wind and solar hydrogen for the potential production of ammonia in the state of Ceará - Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(32), 9917–9923. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.044>
- Fenalcarbón. (2019). *Carbón para rato*. <https://fenalcarbon.org.co/carbon-para-rato-2/>
- Galvis Escobar, A. R. (2014). *Producción catalítica de hidrógeno a partir de residuos agrícolas*. 71.
- Geometry, R., Analysis, G., Efecto, E. L., Aporte, D. E. L., Del, D. E. S., Dique, D. E. L., La, E. N., Cartagena, B. D. E., Galeano, A., Guillermo, J., Mu, C., Actores, S. U. S., León-Sicard, T., De Prager, M. S., & Acevedo Osorio, Á. (2017). Atlas de viento y energía eólica de Colombia. *Documento Interno Corporación Ecofondo. Bogota*, 41(3–4), 296–310. <http://dx.doi.org/10.1080/21683565.2017.1285843%0Ahttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Estado+actual+y+retos+de+la+agroecología+en+el+contexto+de+la+política+agraria+colombiana#0>

- Haines, Goleman, Boyatzis, D., Mckee, R., & Annie. (2019). Hoja de Ruta hidrógeno renovable. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Han, E. S., & Goleman, Daniel; boyatzis, Richard; Mckee, A. (2019). Mapas del Sector Agrícola. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- HY4. (2016). *Hidrógeno en la aviación*. <https://h2fly.de/>
- HyARC. (2010). *Equivalencia energética de los combustibles | Herramientas de hidrógeno*. <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels>
- IDEAM. (2015a). *Atlas Interactivo - Radiación IDEAM*. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- IDEAM. (2015b). *Atlas Interactivo - Vientos - IDEAM*. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen – Analysis - IEA*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IRENA. (2018). *Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition* (Issue September). www.irena.org
- IRENA. (2019). *Hydrogen : a Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan*. In *Irena* (Issue September).
- Jacobsen, A., Skjeldestads, F., & Sandset, P. (2019). *El carbón en Colombia* (Vol. 6).
- Jiménez-García, F. N., Restrepo-Franco, A. M., & Mulcúe-Nieto, L. F. (2019). Estado de la investigación en energía en Colombia: una mirada desde los grupos de investigación. *Revista Facultad de Ingeniería*, 28(52), 9–26. <https://doi.org/10.19053/01211129.v28.n52.2019.9651>
- Jose, M. G., & Pedro, P. C. (2017). *Análisis y Consolidación de cifras*. 1–32.
- Kayfeci, M., Keçebaş, A., & Bayat, M. (2019). Hydrogen production. In *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5>
- Kazi, M. K., Eljack, F., El-Halwagi, M. M., & Haouari, M. (2020). Green hydrogen for industrial sector decarbonization: Costs and impacts on hydrogen economy in qatar. *Computers and Chemical Engineering*, xxx. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2020.107144>
- Kesehatan, K. (2019). *ASOCIACIÓN DE COMITÉS BAREQUEROS DEL NORTE DE ANTIOQUIA EN EL MUNICIPIO DE ITUANGO ASOCBARE-NA: AFECTACIONES SOCIOCULTURALES Y ECONÓMICAS DERIVADAS DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO HIDROITUANGO*. 8(5), 55.
- Koch Blank, T., & Molly, P. (2020). *Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry Near-term challenges and long-term potential*. www.rmi.org

- Madsen, R. T., Klebanoff, L. E., Caughlan, S. A. M., Pratt, J. W., Leach, T. S., Appelgate, T. B., Kelety, S. Z., Wintervoll, H. C., Haugom, G. P., Teo, A. T. Y., & Ghosh, S. (2020). Feasibility of the Zero-V: A zero-emissions hydrogen fuel-cell coastal research vessel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(46), 25328–25343. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.019>
- Martín Díez, L. (2018). *Producción de hidrógeno con captura in situ de CO2 mediante nuevos ciclos de reformado Ca-Cu*.
- Melaina, M., Penev, M., & Heimiller, D. (2013). *Resource Assessment for Hydrogen Production; Hydrogen Production Potential from Fossil and Renewable Energy*. September, 57.
- Minciencias. (2020). *Convocatoria energía sostenible y su aporte a la planeación minero energética - 2020 | Convocatoria 879 | Minciencias*. <https://minciencias.gov.co/convocatorias/programa-y-proyectos-ctei/convocatoria-energia-sostenible-y-su-aporte-la-planeacion>
- Minenergía. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. *Unidad de Planeación Minero Energética*, 188. http://www1.upme.gov.co/sgic/%0Ahttp://www1.upme.gov.co/sgic/%0Ahttp://www1.upme.gov.co/sgic/%0Ahttp://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Minenergía. (2020a). *Min Energía fotovoltaica Paso Cesar*. https://id.presidencia.gov.co/obras/MinEnergia_fotovoltaicaPaso.html
- Minenergía. (2020b). *Reservas probadas de petróleo en Colombia aumentaron a 6,3 años al cierre de 2019*. <https://id.presidencia.gov.co/Paginas/prensa/2020/Reservas-probadas-de-petroleo-en-Colombia-aumentaron-a-6-3-anos-al-cierre-de-2019-200430.aspx>
- Montenegro, A. R., Sanjuan, M., & Carmona, M. (2019). Energy storage development using hydrogen and its potential application in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(6), 254–268. <https://doi.org/10.32479/ijeeep.8294>
- Nicita, A., Maggio, G., Andaloro, A. P. F., & Squadrito, G. (2020). Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(20), 11395–11408. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.062>
- Olateju, B., & Kumar, A. (2013). Techno-economic assessment of hydrogen production from underground coal gasification (UCG) in Western Canada with carbon capture and sequestration (CCS) for upgrading bitumen from oil sands. *Applied Energy*, 111, 428–440. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.014>
- Ortiz Navarro, M. (2011). *Reformado de metano con transportadores sólidos de oxígeno*. 21–30.
- Patarroyo, A., Triana, C. A. R., Beltrán, A. H., Ocaciones, M. A., Matéus, J., Guerrero, O. D., Ovalle, J., & Goyeneche, H. (2020). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH ' S)*. 1–

98. <http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista-12/ar9.pdf>

- Pinilla, A., Rodríguez, L., & Trujillo, R. (2009). Performance evaluation of Jepirachi Wind Park. *Renewable Energy*, 34(1), 48–52. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.015>
- Pires, J. C. M., Martins, F. G., Alvim-Ferraz, M. C. M., & Simões, M. (2011). Recent developments on carbon capture and storage: An overview. *Chemical Engineering Research and Design*, 89(9), 1446–1460. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2011.01.028>
- Posso, F., Sánchez, J., Espinoza, J. L., & Siguencia, J. (2016). Preliminary estimation of electrolytic hydrogen production potential from renewable energies in Ecuador. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(4), 2326–2344. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.155>
- Posso, F., & Zambrano, J. (2014). Estimation of electrolytic hydrogen production potential in Venezuela from renewable energies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(23), 11846–11853. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.06.033>
- Power, H., Milbrandt, A., & Mann, M. (2009). *Hydrogen Resource Assessment Hydrogen Potential from Coal , Natural Hydrogen Resource Assessment Hydrogen Potential from Coal , Natural Gas , Nuclear , and Hydro Power. February.*
- Prias, O. (2010). *Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE Plan de acción al 2015 con visión al 2025.* 1–151. https://www.minminas.gov.co/documents/10180/558752/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Prooure.pdf/e8cdf796-d7b1-4bb1-90b9-e756c7f48347
- Promigas. (2019). *Gas natural en Colombia.* <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>
- Pupo-Roncillo, O., Campillo, J., Ingham, D., Hughes, K., & Pourkashanian, M. (2019). Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system. *Energy*, 186, 115805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.135>
- Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, D. G. für I. Z. (GIZ) G. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.* 135. <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/23185348/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Sigal, A., Leiva, E. P. M., & Rodríguez, C. R. (2014). Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16), 8204–8214. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.157>
- Singh, S., Jain, S., Ps, V., Tiwari, A. K., Nouni, M. R., Pandey, J. K., & Goel, S. (2015). Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 623–633. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.040>

UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184. http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf

UPME. (2020). Ministerio de Minas y Energía MME - UPME Subdirección de Energía Eléctrica. Informe de Registro de Proyectos de Generación Inscripción según requisitos de las Resoluciones UPME No . 0520 , No . 0638 de 2007 y No . 0143. *Ministerio de Minas y Energía MME, 0520*.

UPME, & IDEAM. (2005). Atlas de Radiación Solar de Colombia Atlas de Radiación Solar de Colombia. *Ideam*, 166. [https://biblioteca.minminas.gov.co/pdf/Atlas de radiación solar Colombia.pdf](https://biblioteca.minminas.gov.co/pdf/Atlas%20de%20radiaci%C3%B3n%20solar%20Colombia.pdf)

Velazquez Abad, A., & Dodds, P. E. (2020). Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*, 138(January), 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>

8. ANEXOS

Anexo A.

Tabla 22. Potencial energético de la biomasa residual 2010.

Cultivo	Tonelada Producto	Residuo	Toneladas residuo	Potencial Energético [TJ/año]
Palma	1137984	Cuesco	246714	3428
		Fibra	712946	8845
		Raquis	1206490	8622
Caña Azúcar	2681348	RAC	8741194	42761
		Bagazo	7186013	78814
Caña Panelera	1284771	Bagazo	4817888	52841
		RAC	3250469	15901
Café	1092361	Pulpa	2327929	8354
		Cisco	224262	3870
		Tallos	3303299	44701
Maíz	1206467	Rastrojos	1126840	11080
		Tusa	325746	3389
		Capacho	254564	3863
Arroz	2318025	Tamo	5447359	14476
		Cascarilla	463605	6715
Banano	1834822	Raquis	183482	786
		Vástago	9174108	5172
		Rechazo	275223	484
Plátano	3201476	Raquis	3201476	1374
		Vástago	16007378	9024
		Rechazo	480221	844
			Total	330350

Fuente: (UPME, 2015)

Anexo B.

Con la radiación solar promedio de cada región en el país es posible generar energía eléctrica en módulos foto voltaicos, los parámetros que intervienen en el cálculo son los siguientes, el primer parámetro es la radiación solar en una región específica; la eficiencia del módulo solar fotovoltaico comercial, siendo de 17%; el área disponible para la instalación y operación de parques solares, que depende fuertemente del población de un país, para el caso de Argentina asumen un valor de 4,5%, mientras que para Ecuador asumen un valor de 2%, como la población de Colombia es un poco mayor a la de Argentina y casi el triple de la población de Ecuador en este cálculo se aumente un valor de 5%, el parámetro F_{AP} representa el área superficial de la región mientras que los dos últimos parámetros hacen referencia a cálculos de conversión, cada uno de estos parámetros fueron tomados del estudio realizado por (Posso et al., 2016).

$$E_{FV} \left(\frac{kWh}{año} \right) = I_{PA} * \eta_{fv} * A_p * F_{AP} * 365 * 10 \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

I_{PA} = radiación promedio anual

η_{fv} = Eficiencia del modulo solar.

A_p = Area disponible.

F_{SP} = Area superficial pormedio de la región.

Para el cálculo del potencial teórico de producción de hidrógeno verde se utiliza un electrolizador PEM con eficiencia, η_e , del 75% basado en el HHV del H₂, y una disponibilidad de la planta electrolítica, FAE, del 95%. Valores utilizados en varios estudios sobre este cálculo teórico de potencial de producción de hidrógeno (Posso et al., 2016) (Posso & Zambrano, 2014).

$$P_{H_2} \left(\frac{kg_{H_2}}{año} \right) = \frac{\eta_e * E_D * F_{AE}}{HHV} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

E_D = Potencia disponible para la producción H₂.

η_e = Eficiencia del electrolizador PEM

F_{AE} = Factor de disponibilidad (Electrolisis).

HHV = Poder calorifico superior del H₂.