

Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia

Una estrategia nacional de hidrógeno

Martha Isabel Cobo Ángel
César Luis Barraza Botet
Nelly Margareth Cantillo Cuello
Miguel Ángel Uribe Laverde

-Editores académicos-



Universidad de
La Sabana

Para navegar por el documento puede usar el siguiente menú:

[Página anterior](#)

[Página siguiente](#)

[Portada](#)

[Contraportada](#)

Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia

Una estrategia nacional de hidrógeno

Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia

Una estrategia nacional de hidrógeno

Martha Isabel Cobo Ángel
César Luis Barraza Botet
Nelly Margareth Cantillo Cuello
Miguel Ángel Uribe Laverde

-Editores académicos-



Universidad de
La Sabana

Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno / Martha Isabel Cobo Ángel, César Luis Barraza Botet, Nelly Margareth Cantillo Cuello, Miguel Ángel Uribe Laverde, editores académicos. -- Chía : Universidad de La Sabana, 2022
176 páginas ; 17 x 23 cm.

Incluye bibliografía

ISBN 978-958-12-0618-6

e-ISBN 978-958-12-0619-3

doi: 10.5294/978-958-12-0618-6

1. Hidrógeno 2. Hidrógeno como combustible 3. Energía I. Cobo Ángel, Martha Isabel II. Barraza Botet, César Luis III. Cantillo Cuello, Nelly Margareth IV. Uribe Laverde, Miguel Ángel V. Universidad de La Sabana (Colombia). VI. Tit.

CDD 553.92

CO-ChULS



RESERVADOS TODOS LOS DERECHOS

© Universidad de La Sabana
Facultad de Ingeniería
© Martha Isabel Cobo
© César Luis Barraza Botet
© Nelly Margareth Cantillo Cuello
© Miguel Ángel Uribe Laverde
© Néstor Eduardo Sánchez Ramírez
© Felipe Bustamante Londoño
© Andrés Mauricio Briceño Chaves
© Eliana Marcela Quiroga Colmenares
© John Alexander Sánchez Cardozo
© Sara Domínguez Cardozo
© David Ricardo Rodríguez Fontalvo
© Paula Natalia Riveros Melo
© Juan Manuel Manrique Torres
© Felipe Galvis Mora

Primera edición: septiembre de 2022
ISBN 978-958-12-0618-6
e-ISBN 978-958-12-0619-3
doi: 10.5294/978-958-12-0618-6
300 ejemplares
Impreso y hecho en Colombia

EDICIÓN

Dirección de Publicaciones
Campus del Puente del Común
Km 7 Autopista Norte de Bogotá
Chía, Cundinamarca, Colombia
Tels.: 861 5555 / 861 6666, ext. 45101
www.unisabana.edu.co
<https://publicaciones.unisabana.edu.co>
publicaciones@unisabana.edu.co

DIAGRAMACIÓN

Mauricio Salamanca
DISEÑO DE CUBIERTA
Mauricio Salamanca
EDICIÓN DE IMÁGENES
Kilka Diseño Gráfico
CORRECCIÓN DE ESTILO
Eduardo Franco
IMPRESIÓN
Imagen Editorial

Hecho el depósito que exige la ley.

Queda prohibida la reproducción parcial o total de este libro, sin la autorización de los titulares del *copyright*, por cualquier medio, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático. Esta edición y sus características gráficas son propiedad de la Universidad de La Sabana.

El libro *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia. Una estrategia nacional de hidrógeno* está asociado al proyecto de investigación n.º Código: 1230-879-79994, CT-036-2021

Citación en APA: Cobo Ángel, M. I., Barraza Botet, C. L., Cantillo Cuello, N. M. y Uribe Laverde, M. Á. (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno*. Universidad de La Sabana.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias) por el financiamiento del proyecto “MEC-H₂ Modelo del Sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del hidrógeno” a través del contrato n.º 80740-036-2021, el cual generó los resultados de este libro.

El desarrollo de este proyecto también fue posible gracias a las contribuciones de la Universidad de La Sabana como entidad ejecutora, la Universidad de Antioquia, COTECMAR y la Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla como entidades coejecutoras y Drummond como entidad beneficiaria.

Este libro se ha beneficiado de valiosas contribuciones, por ello, agradecemos la participación y aporte de Bernay Cifuentes Vanegas (Universidad de La Salle), Óscar Julián Camargo Silva, Juan Camilo Moreno Díaz, María Paula Novoa Ramírez, María Camila Osorio Acevedo y Katherine Acuña Joya (Universidad de La Sabana).

Finalmente, los autores agradecen a los funcionarios de las entidades nacionales e internacionales que proporcionaron sus perspectivas sobre el despliegue de la economía del hidrógeno que alimentaron este estudio:

Entidades nacionales: Ecopetrol, Promigas, Transmilenio, Acerías Paz del Río, Hidrógeno Colombia y OPEX.

Entidades en el exterior: Bart Groothuis (diputado del Parlamento Europeo); Directorate-General for Energy (DG ENER), Directorate-General for Environment (ENV), Directorate-General for Climate Action (DG CLIMA) y Dirección General de Cooperación Internacional y Desarrollo (DG DEVCO) de la Comisión Europea; Hydrogen Europe; Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) y Higly Innovative Fuels (HIF) en Chile; Nowega en Münster (Alemania); Universidad Técnica Hamburgo (Alemania), y Plug Power en los Estados Unidos.

Autores y editores



Martha Isabel Cobo Ángel: Es profesora titular y decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de La Sabana. Fue seleccionada en 2022 como uno de los diez miembros del primer consejo científico de Colombia en el foco de energías sostenibles, que tiene como objetivo asesorar al Gobierno Nacional en temas de ciencia, tecnología e innovación. Es ingeniera química y doctora en Ingeniería por la Universidad de Antioquia. En 2012 recibió la Beca Fulbright Investigador Visitante Colombiano para realizar una estancia posdoctoral en Columbia University. Su investigación se centra en la evaluación técnica, ambiental, económica y social de tecnologías sostenibles mediante catálisis desarrollando investigación original para la producción y utilización de hidrógeno como vector energético, captura y utilización de CO_2 y biorrefinerías. Es investigadora principal del proyecto “MEC- H_2 - Modelo del Sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del hidrógeno”, financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), que tiene como objetivo generar recomendaciones al Gobierno Nacional para la incorporación del hidrógeno de bajas emisiones en la matriz energética colombiana.



César Barraza Botet: Es profesor asociado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de La Sabana. Obtuvo su doctorado en Ingeniería Mecánica y un Certificado de Posgrado en Ciencia, Tecnología y Políticas Públicas en la Universidad de Michigan. En 2018, fue Mirzayan Science & Technology Policy Fellow de la Academia Nacional de Ciencias, I Academia Nacional de Ingeniería y la Academia Nacional de Medicina en Washington D.C. Hace parte del

Roster de Expertos del Punto Focal Colombia ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Es coinvestigador principal del proyecto “MEC-H₂ - Modelo del Sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del Hidrógeno”, financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), que tiene como objetivo generar recomendaciones al Gobierno Nacional para la incorporación del hidrógeno de bajas emisiones en la matriz energética colombiana.

Martha Isabel Cobo Ángel (líder en prospectivas de oferta y demanda de hidrógeno, tecnologías habilitantes y despliegue tecnológico), César Luis Baraza Botet (líder en demanda de hidrógeno en el sector transporte, modelado de sistemas energéticos y recomendaciones de políticas públicas y medidas complementarias), Nelly Margareth Cantillo Cuello (líder en demanda de hidrógeno), Miguel Ángel Uribe Laverde (líder en simulación y optimización de la oferta de hidrógeno), Néstor Eduardo Sánchez Ramírez (líder en huella de carbono), Felipe Bustamante Londoño (líder en prospectiva hidrógeno azul e infraestructura del hidrógeno), Andrés Mauricio Briceño Chaves (análisis jurídico, de políticas públicas y regulación), Eliana Marcela Quiroga Colmenares (prospectiva de hidrógeno verde de biomasa), John Alexander Sánchez Cardozo (modelado y simulación), Sara Domínguez Cardozo (prospectiva de hidrógeno azul e infraestructura de hidrógeno), David Ricardo Rodríguez Fontalvo (prospectiva de hidrógeno verde de electrólisis), Paula Natalia Riveros Melo (demanda de hidrógeno en el sector transporte), Juan Manuel Manrique Torres (demanda de hidrógeno en el sector industria), Felipe Galvis Mora (demanda de hidrógeno como energético).

Contenido

Agradecimientos	7
Autores y editores	9
1. Hidrógeno como vector energético para la descarbonización	19
2. Potencial de oferta de hidrógeno en Colombia	23
Potencial de producción de hidrógeno verde por electrólisis	27
Potencial de producción de hidrógeno verde a partir de biomasa	33
Potencial de producción de hidrógeno azul	46
Captura y almacenamiento de dióxido de carbono	53
3. Cuantificación de la huella de carbono para la certificación de origen	57
4. Prospectivas de demanda de hidrógeno en Colombia	63
Uso de hidrógeno en el sector transporte	65
Uso de hidrógeno en el sector industrial	81
5. Infraestructura: almacenamiento, distribución y transporte de hidrógeno	91
Almacenamiento de hidrógeno	92
Transporte de hidrógeno	94
Normatividad internacional para la infraestructura de hidrógeno	95

Infraestructura de hidrógeno para Colombia	98
6. Desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia	105
Escenario de despliegue de la economía del hidrógeno	106
Matriz de producción de hidrógeno para Colombia	118
Emisiones de gases efecto invernadero mitigadas	120
Costos de implementación del escenario economía del hidrógeno	121
Potencial de exportación de hidrógeno	126
Principales hallazgos del escenario <i>economía del hidrógeno</i>	128
7. Recomendaciones para una estrategia nacional de hidrógeno	131
Políticas públicas	131
Medidas complementarias	142
Referencias	155

Listado tablas y figuras

Tablas

Tabla 1. Potencial de Colombia para la producción de hidrógeno a partir de biomasa residual y bioetanol	41
Tabla 2. Recursos fósiles colombianos, producción anual promedio y duración estimada	47
Tabla 3. CO ₂ a capturar de acuerdo con el proceso de producción de hidrógeno	55
Tabla 4. FCEV en niveles de madurez tecnológica 6-9	66
Tabla 5. Nivel de actividad promedio por categoría	67
Tabla 6. Vida útil de baterías eléctricas y celdas de combustible de cada categoría calculados a partir de los niveles de actividad promedio mostrados en la tabla 4	67
Tabla 7. Prospectiva de vida útil de buses y tractocamiones FCEV	68
Tabla 8. Autonomía y rendimiento de combustible de FCEV de diferentes categorías	69
Tabla 9. Metas de producción de petróleo equivalente de Ecopetrol y estimación de demanda	83
Tabla 10. Comparación de los diferentes medios de transporte y almacenamiento de H ₂	94
Tabla 11. Normativas internacionales para transporte y distribución de H ₂	95
Tabla 12. Normativas internacionales para almacenamiento de hidrógeno	96
Tabla 13. Normativas internacionales para hidrogeneras	97
Tabla 14. Demanda de hidrógeno en el sector transporte terrestre, número de hidrogeneras para suplirla y costo de capital aproximado en millones de dólares	101
Tabla 15. Potencial de producción de H ₂ verde y azul en Colombia en 2050	102
Tabla 16. Mejores prácticas para abordar los retos sociales de la economía del hidrógeno en el Sur Global	148

Figuras

Figura 1. Clasificación del hidrógeno según fuente de producción	24
Figura 2. Distribución de la producción de H ₂ en Colombia	25
Figura 3. A: Electrólisis del agua en una celda electrolítica potenciada por fuentes renovables. B: Uso de H ₂ en una celda de combustible	28
Figura 4. Potencial solar para producción de H ₂ por departamento. A: Irradiancia promedio en kWh/m ² por departamento; B: Producción de hidrógeno a 2050 usando el 100 % de la electricidad producida con un electrolizador de eficiencia 51,6 kWh/kg H ₂ , una densidad de potencia nominal de 71 MW/km ² y un factor de capacidad promedio del 21 %.	29
Figura 5. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) a partir de energía solar fotovoltaica	30
Figura 6. Escenario de crecimiento del parque solar para la producción de electricidad dedicada a hidrógeno	32
Figura 7. Potencial eólico (A) costa adentro y (B) costa afuera para la instalación, generación eléctrica y producción de hidrógeno	34
Figura 8. Costo nivelado del hidrógeno (LCOH) a partir de energía eólica costa adentro y costa afuera	35
Figura 9. Escenario de crecimiento del parque eólico para la producción de electricidad dedicada a hidrógeno	36
Figura 10. Distribución del potencial de producción de biomasa residual por departamentos a partir de (A) arroz, (B) banano, (C) plátano y (D) caña de azúcar	39
Figura 11. Mapa del potencial de hidrógeno en kt/año en los principales departamentos donde se produce la biomasa residual de (A) arroz, (B) banano y plátano, (C) caña de azúcar y (D) capacidad total por departamento	43
Figura 12. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) a partir de la gasificación de biomasa y el reformado de bioetanol	44
Figura 13. Proyección de la capacidad instalada proyectada a partir de los datos de incremento de producción de los cultivos usando el 10 % de la capacidad de biomasa residual de arroz, banano y plátano y caña de azúcar disponible en Colombia	45

Figura 14. Huella de carbono para los diferentes métodos de producción de hidrógeno gris y azul a partir de recursos fósiles.	47
Figura 15. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)	48
Figura 16. Producción proyectada de hidrógeno a partir de GN	50
Figura 17. Consumo mundial de carbón proyectado en el escenario business as usual de BP	52
Figura 18. Producción de hidrógeno a partir de gasificación de carbón con CCS	53
Figura 19. Huella de carbono de diferentes tecnologías para la generación de H ₂ en Colombia	58
Figura 20. Clasificación del hidrógeno dentro de la propuesta de esquema de certificación de origen en Colombia de acuerdo con el nivel de emisiones y la fuente primaria de producción de hidrógeno	60
Figura 21. Demanda global de hidrógeno por sector desde 1980	63
Figura 22. Emisiones globales de CO ₂ del sector transporte (2000-2020)	65
Figura 23. Costo de adquisición de un bus de celdas de combustible (FCEV) para 2020-2050	70
Figura 24. Costo de adquisición de un tractocamión de celdas de combustible (FCEV) para 2020-2050	70
Figura 25. Costo de adquisición de un camión de celdas de combustible (FCEV) para 2020-2050	71
Figura 26. Costo total de propiedad (TCO) para automóviles de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en 2030 y 2040	72
Figura 27. Costo total de propiedad (TCO) para taxis de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en 2030 y 2040	73
Figura 28. Costo total de propiedad (TCO) para buses de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en 2030 y 2050	74
Figura 29. Costo total de propiedad (TCO) para tractocamiones de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en 2030 y 2050	75

Figura 30. Costo total de propiedad (TCO) para camiones de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en 2030 y 2040	75
Figura 31. Escenario de distribución de ventas de buses de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en el periodo 2020-2050	77
Figura 32. Escenario de distribución de ventas de tractocamiones de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en el periodo 2020-2050	78
Figura 33. Escenario de distribución de ventas de camiones de combustión interna (ICEV), batería eléctrica (BEV) y de celdas de combustible (FCEV) en el periodo 2020-2050	79
Figura 34. Parque automotor total de camiones, buses y tractocamiones de celdas de combustible en el periodo 2030-2050	80
Figura 35. Demanda de hidrógeno en el sector transporte	81
Figura 36. Proyección de la demanda de hidrógeno como insumo en las refinerías colombianas	83
Figura 37. Proyección de la demanda de hidrógeno en la industria de fertilizantes	87
Figura 38. Comparación del costo total para el escenario camiones mineros en millones de dólares para sustitución con tecnología convencional basada en diésel y con tecnología de celda de combustible (FC, por sus siglas en inglés) alimentada con H ₂ verde solar	89
Figura 39. Proyección de número de camiones mineros	90
Figura 40. Cadena de valor del H ₂	92
Figura 41. Medios para almacenamiento de H ₂	93
Figura 42. A: Ubicación de recursos para producción de hidrógeno verde (eólico, solar, biomasa) y azul (carbón), y principales centrales hidroeléctricas; B: Demanda de hidrógeno en industria y transporte, y potencial zona de cavernas salinas; C: Puertos, zonas francas y corredores de hidrógeno; D: Conjunto de A, B y C.	99
Figura 43. Demanda total de hidrógeno para 2030, 2040 y 2050 clasificada de acuerdo con la forma en que el hidrógeno debería transportarse	100
Figura 44. Potencial máximo de la capacidad instalada real para producción de H ₂ en Colombia	108

Figura 45. Demanda anual de hidrógeno del sector transporte del escenario economía del hidrógeno	110
Figura 46. Contribución porcentual en la demanda de energía por combustible en el sector transporte del escenario economía del hidrógeno	111
Figura 47. Emisiones anuales de GEI del sector de transporte del escenario economía del hidrógeno	112
Figura 48. Demanda anual de hidrógeno por sector industrial del escenario economía del hidrógeno	114
Figura 49. Emisiones de GEI por sector industrial para el escenario economía del hidrógeno	115
Figura 50. Demanda anual nacional de hidrógeno por sector económico del escenario economía del hidrógeno comparado con la demanda de la Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia	117
Figura 51. Emisiones nacionales de GEI anuales totales del escenario economía del hidrógeno	117
Figura 52. Distribución optimizada de la capacidad instalada real de producción de hidrógeno en Colombia del escenario economía del hidrógeno	119
Figura 53. Emisiones de GEI de la producción de hidrógeno optimizada del escenario economía del hidrógeno	120
Figura 54. Distribución de GEI del sector de transformación de energía del escenario economía del hidrógeno	121
Figura 55. Costos de la producción óptima de hidrógeno del escenario economía del hidrógeno	122
Figura 56. Costos de inversión anuales de la implementación del escenario de economía del hidrógeno en los sectores de demanda	124
Figura 57. Costos anuales totales de implementación del escenario economía del hidrógeno	125
Figura 58. Comparación de la capacidad instalada máxima de producción de hidrógeno con la capacidad instalada óptima del escenario economía del hidrógeno para A reformado de GN, B reformado de GN con CCS, C energía eólica costa adentro y D energía solar	126
Figura 59. Potencial de exportación de hidrógeno en Colombia	127

Figura 60. Recursos recaudados por concepto del incremento en 5 USD/t CO ₂ del INC para combustibles del sector transporte	137
Figura 61. Recursos recaudados por concepto de ventas de permisos transables de emisiones en el sector industria	139
Figura 62. Comparación de los subsidios anuales provenientes de los mecanismos de precios al carbono respecto de los costos totales de la transición al escenario economía del hidrógeno	141
Figura 63. Propuesta para el modelo de certificación de origen del H ₂ en Colombia	150

1. Hidrógeno como vector energético para la descarbonización

En cumplimiento de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, en el marco de la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21), Colombia ha establecido las medidas de acción climática proyectadas y a implementar en su Contribución determinada a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente] 2020a). En la NDC 2020-2030, estableció la hoja de ruta para la implementación de medidas de mitigación y adaptación necesarias a fin de abordar la realidad del cambio climático. Estas medidas se enmarcan en tres componentes esenciales: a) mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), b) adaptación al cambio climático y c) medios de implementación como componente instrumental de las políticas y acciones para el desarrollo bajo en carbono, adaptado y resiliente al clima.

En el componente de mitigación de GEI, se establece como compromiso principal la reducción del 51 % de las emisiones de GEI respecto de la proyección de emisiones en 2030 en el escenario de referencia (equivalente a la emisión de máximo 169,44 Mt CO₂-eq en 2030), meta de mitigación que comprende todos los sectores de la economía.

Dentro de la NDC, el Gobierno colombiano ha identificado un portafolio de medidas cuya implementación soportará el cumplimiento de la meta de mitigación de GEI (MinAmbiente, 2020a). Este portafolio constituye una lista no exhaustiva de 32 medidas lideradas por carteras ministeriales. Entre las medidas planteadas se encuentran generación de electricidad (Ministerio de Minas y Energía [MinEnergía]), promoción de proyectos de gestión de la energía y eficiencia energética en el sector de industria (Ministerio de Comercio, Industria y Turismo [MinCIT]) y movilidad eléctrica (Ministerio de Transporte [MinTransporte]). En general, estas medidas apuntan a la integración de fuentes de energía alternativas

confiables y con menores factores de emisión que permitan la reducción de emisiones de GEI en los principales sectores.

Una alternativa con gran potencial para reducir las emisiones de GEI consiste en el uso del hidrógeno (H_2) como vector energético. El H_2 tiene el potencial de incrementar la flexibilidad de una futura red eléctrica con alta participación de energías renovables, aumentar la seguridad energética y disminuir los impactos ambientales generados por otros portadores de energía, siempre y cuando este H_2 se pueda denominar hidrógeno de bajas emisiones (Wang et al., 2018). La inserción del H_2 en los sectores económicos con mayor impacto de emisiones de GEI representa un gran potencial para el cumplimiento de las metas de mitigación. En consecuencia, el Gobierno Nacional presentó la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021), que propone un plan de despliegue del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia a partir del análisis de su capacidad de producción, demanda esperada, reducción de emisiones asociada, potencial exportador del país y las medidas regulatorias necesarias. La estrategia planteada se cimienta en cinco pilares que establecen el papel del hidrógeno de bajas emisiones: a) para alcanzar la neutralidad de carbono en el país, b) para fomentar el crecimiento económico, c) para habilitar una transición energética justa, d) como parte de los objetivos y el compromiso del país y e) como vía de integración del territorio y herramienta de desarrollo inclusivo.

De forma complementaria, y para integrar el H_2 a la matriz energética colombiana, el Gobierno Nacional promulgó la Ley 2099 de 2021, en la que estableció incentivos tributarios para la cadena de valor y otros elementos fundamentales para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía (FNCE). En general, esta ley busca “promover el desarrollo y la utilización de FNCE, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable”. En particular, la Ley 2099 de 2021 modificó la Ley 1715 de 2014, que definió el H_2 verde y azul como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE) y FNCE, respectivamente. Además, extendió los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014 para proyectos de energía eléctrica a través de H_2 verde y azul, entre ellos deducción en el impuesto a la renta para aquellos obligados a declarar que realicen inversiones en los términos del artículo 11 de la Ley 1715 de 2014; exención en el pago de derechos arancelarios por la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos

destinados a la inversión y reinversión de proyectos con FNCER; exclusión del impuesto al valor añadido (IVA) en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo proyectos con FNCER y gestión eficiente de la energía, y la aplicación del régimen de depreciación acelerada para maquinarias, equipos y obras en los términos del artículo 14 de la Ley 1715 de 2014. El 2 de marzo de 2022, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) publicó la lista inicial de bienes y servicios que serán objeto de tales incentivos tributarios (Dhawale et al., 2022).

Para garantizar el correcto desarrollo del mercado del H₂ de bajas emisiones en Colombia, la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* ha planteado tres fases temporales: la fase 1 (periodo inferior a dos años) se centra en sentar las bases del H₂, la fase 2 (periodo inferior a cinco años) consiste en habilitar e impulsar el desarrollo del mercado y la fase 3 se enfoca en monitorear y habilitar nuevos usos del H₂ (MinEnergía, 2021). El objetivo de la fase 1, que corresponde a la fase actual, consiste en establecer cimientos sólidos para el correcto desarrollo del mercado del H₂ en el país. Paralelo a la definición de leyes, esta fase involucra la elaboración de estudios técnicos que permitan, entre otros aspectos, evaluar la disponibilidad de recursos naturales y tecnológicos para la producción de H₂, potencial de captura, utilización y almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), disponibilidad de agua, escenarios de mezcla de H₂ en la red existente de gas natural, entre otros.

Como respuesta a esta necesidad, en este libro se desarrolla una evaluación de prospectiva tecnológica para la inclusión de tecnologías basadas en H₂ en el contexto colombiano según las propuestas establecidas en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*. Paralelo a esto, se presenta un análisis de la contribución de H₂ como vector energético al cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones establecidos en la NDC (MinAmbiente, 2020a). Este análisis incluye las tecnologías de producción y uso de H₂, y las tecnologías habilitantes con mayor potencial de implementación en el país para el periodo 2022-2050. A partir del planteamiento y la simulación de las estrategias de inserción de H₂ en el contexto económico colombiano, se proponen recomendaciones de política pública para la inclusión de H₂ en la matriz energética.

A continuación, se describe el orden en el que se desarrollan los temas mencionados. En el capítulo dos, se realiza el análisis detallado de las tecnologías de producción de H₂ con mayor potencial para el despliegue en Colombia, incluso

el potencial de generación de H₂ a partir de las tecnologías y los recursos identificados, emisiones de GEI asociadas, costos nivelados de producción de H₂ y el potencial de adopción tecnológica en Colombia. El capítulo tres presenta en detalle la metodología de estimación de la huella de carbono de las tecnologías de producción identificadas en el capítulo dos y establece las bases para clasificar tales tecnologías según el nivel de emisiones en un posible esquema de certificación de origen que contribuya a potenciar preferencialmente la producción de hidrógeno de bajas emisiones. En el capítulo cuatro, se plantea un análisis detallado de los escenarios potenciales para el despliegue del uso de H₂ en Colombia, incluso el potencial de inserción en los principales sectores identificados (transporte e industria) por la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, costos de implementación, competitividad frente a otras alternativas y el potencial de adopción tecnológica en Colombia. El capítulo cinco describe las tecnologías existentes para el transporte y almacenamiento de H₂ y la normatividad pertinente, y propone un primer esbozo de la distribución geográfica de la cadena de valor de H₂ en Colombia según la información presentada en capítulos anteriores. En el capítulo seis, se recopilan los supuestos de oferta y demanda descritos para modelar el escenario *economía del hidrógeno* en el *software* Low Emission Analysis Platform (LEAP), se presentan los resultados de su implementación y se evalúa la contribución de estos escenarios a las metas de mitigación de GEI establecidas en el NDC de Colombia (MinAmbiente, 2020a). Finalmente, los capítulos siete y ocho abarcan las recomendaciones de política pública y de institucionalidad y gobernanza, respectivamente, para la inclusión de H₂ según los escenarios planteados.

22

Este libro hace parte de los resultados del proyecto de investigación “MEC-H₂ Modelo del Sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del hidrógeno”, financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

2. Potencial de oferta de hidrógeno en Colombia

El hidrógeno es el elemento gaseoso más ligero y abundante del universo (constituye el 75 % de la materia de este), es altamente reactivo y estable en su forma diatómica (H_2) (Chisholm et al., 2022; Centro Nacional del Hidrógeno, 2020). Esta forma estable no se encuentra en grandes cantidades en la naturaleza, y el elemento se halla usualmente combinado con otros, como el carbono en hidrocarburos, el oxígeno (O_2) en agua, o tanto carbono como O_2 en biomasa. De esta manera, el H_2 precisa ser generado o producido a partir de hidrocarburos, agua o biomasa por distintos procesos.

Cerca del 96 % del H_2 que se produce en el mundo se obtiene a partir de combustibles fósiles, mientras el 4 % restante por electrólisis del agua. Esta notoria diferencia se debe, principalmente, a que el reformado de hidrocarburos es un proceso industrial ampliamente conocido y desarrollado, por tanto, menos costoso que la electrólisis. Dentro de este 96 % producido a partir de combustibles fósiles, el 50 % proviene de gas natural, el 30 % de petróleo y el 20 % de carbón.

De acuerdo con su método de generación, el H_2 ha sido clasificado a través de un código de colores. La Ley 2099 de 2021 integra los conceptos de H_2 verde e H_2 azul en el marco normativo de las fuentes no convencionales de energía (FNCE) (Ley 1715 de 2014). En la figura 1, se presentan las definiciones adicionadas a la Ley 1715 de 2014 y a la vez se incluyen las definiciones de H_2 gris e H_2 blanco, que son relevantes en el contexto colombiano. Es importante mencionar que la clasificación incluida en dicha figura no busca ser exhaustiva, ya que la clasificación de colores del H_2 es significativamente amplia y comprende fuentes y tecnologías de producción que se encuentran fuera del alcance del análisis presentado.

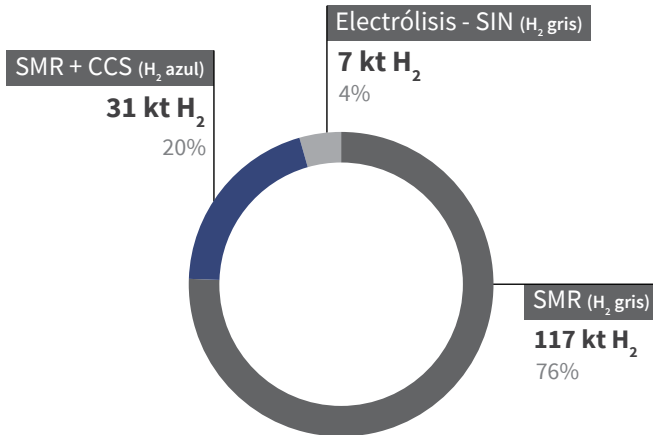
FIGURA 1. CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO SEGÚN FUENTE DE PRODUCCIÓN



Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados (Congreso de Colombia, 2021a; IRENA, 2020b; Marchant, 2021).

En la actualidad, Colombia tiene una producción de H₂ cercana a 155 kt, el 84 % de las cuales son producidas y consumidas en el sector de refinería, el 12 % en la industria de fertilizantes y el 4 % en otras industrias, como las grasas hidrogenadas (Ministerio de Minas y Energía [MinEnergía], 2021). El H₂ para refinería se produce por reformado con vapor de gas natural (SMR, por sus siglas en inglés), el 90 % H₂ gris y el 10 % H₂ azul, mientras el H₂ para fertilizantes se produce exclusivamente como H₂ azul y el 4 % restante por electrólisis utilizando energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este último se clasifica como H₂ gris, debido a su nivel de emisiones, estimado en 11,3 kg CO₂-eq/kg H₂ (MinEnergía, 2021; Universidad Nacional de Colombia, 2021; Yara, s. f.). La figura 2 muestra la distribución de la producción de H₂ en Colombia por tecnología.

FIGURA 2. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE H₂ EN COLOMBIA



SMR: reformado de metano con vapor; SMR + CCUS: reformado de metano con vapor más captura de CO₂; SIN: Sistema Interconectado Nacional.

Fuente: elaboración propia.

El H₂ azul se considera una de las alternativas más competitivas para descarbonizar los sectores de la economía debido a su bajo costo y a la facilidad de integración a procesos de producción de H₂ gris. Sin embargo, como consecuencia del aumento en la demanda de H₂ verde, se espera que el costo nivelado de este tipo de H₂ disminuya en la próxima década. Entre las tecnologías renovables para la producción de H₂, se encuentran gasificación y pirólisis de biomasa, biofotólisis, fermentación oscura y electrólisis (con electricidad producida con fuentes renovables), esta última es la más empleada (Nazir et al., 2020). La principal ventaja

del uso de H₂ producido a partir de fuentes renovables es la baja generación de emisiones de GEI. Por ejemplo, el H₂ producido a partir de electrólisis acoplada a energía eólica produce 4 veces menos emisiones de CO₂ que la producción de H₂ azul. Las emisiones de GEI de los procesos integrados de energías renovables con electrólisis se asocian a la construcción de los parques eólicos, las plantas solares y el transporte de H₂.

En el contexto colombiano, la disponibilidad de recursos para la producción de H₂ representa un gran potencial, gracias a factores como la ubicación geográfica del país. En el caso de la energía eólica, el potencial de la Costa Caribe podría llegar a superar los 20 GW, concentrado principalmente en La Guajira, donde se cuenta con velocidades promedio anuales superiores a 10 m/s (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2015). Por otro lado, se ha identificado que el promedio nacional de irradiación solar supera el promedio mundial en un 15 %, de modo que Colombia es considerado uno de los países con mayor potencial solar. De acuerdo con el *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia* (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM s. f.]), zonas específicas en los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada, Meta y La Guajira superan los niveles de radiación nacional con una radiación de alrededor de 6,0 kWh/m²/d. Además, Colombia es un país rico en biomasa, con una generación de alrededor de 72 Mt de residuos agroindustriales al año, con un potencial energético de 331 000 TJ aproximadamente. Por ello, la biomasa se considera una de las alternativas para la producción sostenible de H₂ verde y de bajas emisiones (Yun et al., 2018).

26

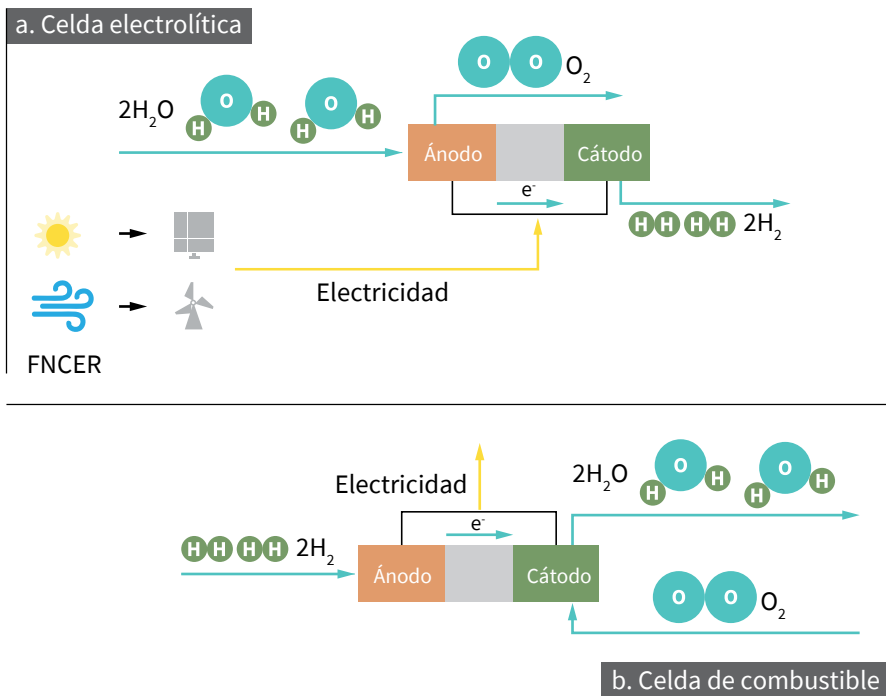
A continuación, se realiza un análisis detallado de las tecnologías de producción de H₂ con mayor potencial para el despliegue en Colombia. Con este objetivo, se discute el potencial de generación de H₂ a partir de las tecnologías identificadas, desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso en el contexto colombiano, emisiones de GEI asociadas, costos nivelados de producción de H₂ y el potencial de adopción tecnológica en Colombia.

Potencial de producción de hidrógeno verde por electrólisis

Una de las alternativas para producir H_2 verde consiste en utilizar la energía eléctrica proveniente de fuentes de bajas emisiones contaminantes, como la generación de energía hidráulica, geotérmica, mareomotriz, de biomasa, solar o eólica, entre otras. Las últimas dos fuentes son las más utilizadas gracias al creciente despliegue de los paneles solares fotovoltaicos y turbinas eólicas costa adentro y costa afuera, así como a la necesidad de utilizar H_2 para almacenar energía, y así estabilizar la relación entre oferta y demanda ocasionada por la estacionalidad que tiene este tipo de fuentes de energía renovable.

La energía eléctrica producida se utiliza para realizar el proceso de electrólisis del agua (figura 3). La electrólisis hace referencia al rompimiento de una molécula de agua en sus elementos base: H_2 y O_2 , al aplicar una corriente eléctrica. Este proceso se lleva a cabo en un dispositivo electroquímico (celda electrolítica) compuesto por un cátodo, un ánodo y una membrana que según su carácter categoriza la celda en diferentes tipos como alcalina, de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés) y óxido sólido, entre otros. El rendimiento eléctrico de una celda tipo PEM es de 58 kWh para producir 1 kg de H_2 y se estima que este valor pueda disminuir hasta 51 kWh por kilogramo de H_2 en los próximos años. Además, el rendimiento de H_2 en este proceso es de 1 kt por cada 9 kt de agua desionizada. La viabilidad tecnoeconómica de la producción de este H_2 verde depende de que su costo se reduzca hasta en un 80 %. Esto podría lograrse si el precio de la electricidad que potencia los electrolizadores disminuye a un rango entre 20 y 60 USD/MWh (International Energy Agency [IEA], 2020a).

FIGURA 3. (A) ELECTRÓLISIS DEL AGUA EN UNA CELDA ELECTROLÍTICA POTENCIADA POR FUENTES RENOVABLES. (B) USO DE H₂ EN UNA CELDA DE COMBUSTIBLE



Fuente: elaboración propia.

28

La figura 3 también ilustra la razón por la que el H₂ es considerado un vector energético. En el proceso contrario a la electrólisis, el H₂ reacciona con el O₂ de una corriente de aire para producir una corriente eléctrica. Este proceso genera, además de electricidad, calor y agua como únicos productos de la reacción.

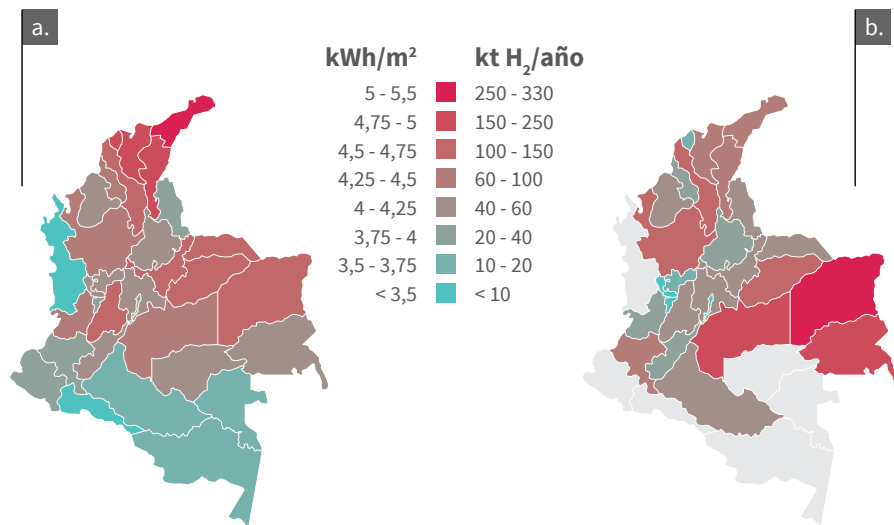
La *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* ha centrado su atención principalmente en las tecnologías fotovoltaicas y las turbinas eólicas con instalaciones costa adentro como fuentes de generación de H₂ verde en el país (MinEnergía, 2021). La meta fijada para 2030 consiste en una capacidad efectiva de electrólisis de 1 a 3 GW. Por otro lado, establece como meta producir 1850 kt de hidrógeno de bajas emisiones a 2050, para lo que se requerirían alrededor de 11,5 GW de potencia eléctrica si todo el H₂ se obtuviera por electrólisis.

A continuación, se presenta la evaluación del potencial solar y eólico del país asociado a la producción de H₂ como vector energético.

Producción a partir de energía solar fotovoltaica

El país cuenta con la disponibilidad de recursos para habilitar la producción de H₂ verde solar. Los paneles solares fotovoltaicos son la tecnología renovable más desplegada alrededor del mundo, por la incidencia que tiene el recurso solar alrededor del globo y su capacidad de instalación en zonas tanto rurales como urbanas. En Colombia, la energía solar disponible por unidad de área, o irradiancia solar, se promedia en 4,5 kWh/m² (IDEAM, s. f.) y se distribuye en los departamentos como se muestra en la figura 4.

FIGURA 4. POTENCIAL SOLAR PARA PRODUCCIÓN DE H₂ POR DEPARTAMENTO. (A) IRRADIANCIA PROMEDIO EN KWH/M² POR DEPARTAMENTO; (B) PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A 2050 USANDO EL 100 % DE LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA CON UN ELECTROLIZADOR DE EFICIENCIA 51,6 KWH/KG H₂, UNA DENSIDAD DE POTENCIA NOMINAL DE 71 MW/KM² Y UN FACTOR DE CAPACIDAD PROMEDIO DEL 21 %

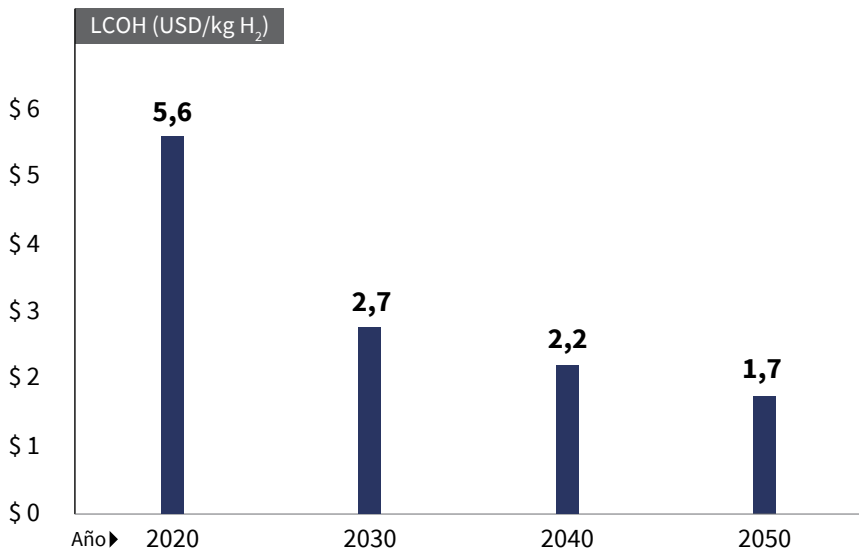


Fuente: elaboración propia.

El proceso de producción de H₂ a partir de esta fuente no produce emisiones directas de carbono. Sin embargo, debido a la manufactura de los paneles fotovoltaicos, la huella de carbono de H₂ producido es de 3,9 kg CO₂ -eq/kg H₂. Por otro lado, se estima que las plantas solares en Colombia puedan alcanzar factores de capacidad entre el 15 y el 29 % en zonas de mayor incidencia solar, es decir, podrían entregar hasta el 29 % de la potencia nominal instalada. En atención a un factor promedio del 21 %, el costo nivelado de H₂ LCOH (por sus siglas en inglés)

podría variar, como se muestra en la figura 5. El crecimiento del parque solar dedicado a H₂ estará limitado por los costos de implementación de la tecnología. En comparación con las fuentes convencionales de producción de H₂, el costo de H₂ solar empezará a ser competitivo hasta finales de 2020. Por el contrario, es probable que por sus diferentes factores de capacidad, el costo del H₂ solar nunca sea menor que el eólico costa adentro en el periodo de transición y en ninguna zona del país. Por esta razón, el H₂ verde solar actuará como respaldo a la producción de H₂ verde proveniente de energía eólica o como producto de exportación.

FIGURA 5. COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO (LCOH) A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



Fuente: elaboración propia a partir de datos del IRENA (2020d) y MinEnergía (2021).

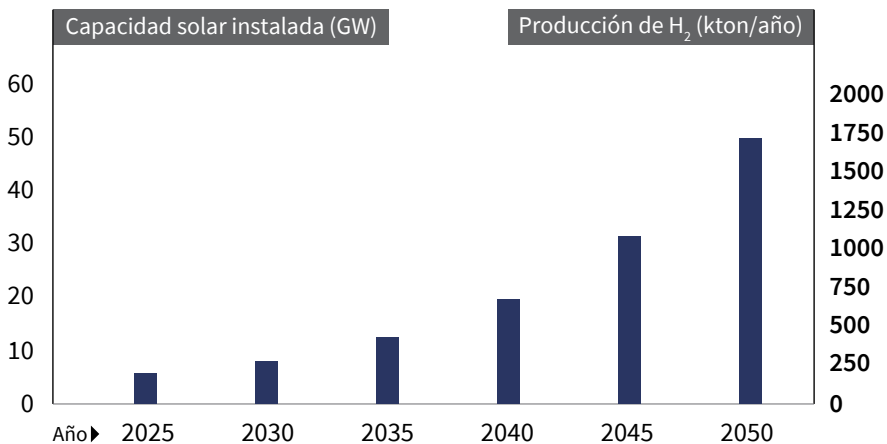
Se estima que en atención a la disponibilidad del recurso solar en el país se podrían realizar instalaciones de paneles fotovoltaicos con densidades nominales de potencia aproximadas de 71 MW/km². De este modo, un área de 736 km² produciría 50 GW de energía que se utilizarían para producir H₂ en 2050. Con esta capacidad instalada, se generaría la oferta eléctrica suficiente para producir la cantidad de H₂ propuesta a 2050 en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021).

Entretanto, se tomaron las siguientes consideraciones:

- El potencial máximo de producción de H_2 a partir de energía solar fotovoltaica inicial se calcula con la capacidad instalada de proyectos solares a 2027 estimada a través de los informes de registro de proyectos de generación eléctrica de la UPME, equivalente a 6 GW, destinados a la producción de H_2 .
- Las plantas solares tienen un factor de capacidad del 22 % (promedio estimado para las condiciones de irradiancia y brillo solar del territorio nacional).
- El parque solar presenta un crecimiento exponencial, con una tasa compuesta anual del 9,75 % desde 2027 hasta 2050, así como la instalación a lo largo del tiempo, que alcanzaría 50,0 GW en 2050 para cumplir con la demanda eléctrica para producir H_2 ese año.
- Los electrolizadores operan con un rendimiento progresivo desde 58 kWh/kg H_2 a 2025, 56,4 kWh/kg H_2 a 2030, 53,2 kWh/kg H_2 a 2040 y 51,6 kWh/kg H_2 a 2050 kWh/kg H_2 , y una carga de 1927 horas de trabajo al año.
- A 2050, se alcanza una capacidad instalada de 50 GW de paneles fotovoltaicos dedicados a la producción de H_2 .

La figura 6 muestra la distribución de las capacidades de producción de H₂ en el ámbito departamental a 2050, considerado para el supuesto anterior.

FIGURA 6. ESCENARIO DE CRECIMIENTO DEL PARQUE SOLAR PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DEDICADA A HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

La figura 6 ilustra el crecimiento deseado del parque solar para este supuesto de oferta de H₂ verde a partir de la instalación de 50 GW de paneles fotovoltaicos dedicados exclusivamente a la producción de H₂ desde 2025 hasta 2050. Igualmente, muestra la cantidad de H₂ producible a partir de la capacidad solar instalada correspondiente a cada año. En este supuesto, existiría una demanda de 16 776 kt de agua en 2050.

32

Por su extensión territorial y altos factores de capacidad en ciertas zonas, los departamentos con mayor potencial para producir H₂ solar son Vichada, Meta, Guainía, Antioquia, Casanare y Bolívar, que podrían producir el 52 % de la demanda de H₂ del país. Amazonas, el Chocó, Guaviare, Nariño, Putumayo y Vaupés no se consideraron para esta estimación por ser los departamentos con mayor cantidad de áreas protegidas por reservas naturales, pertenecer a zonas no interconectadas (ZNI) o recibir una irradiación solar promedio menor de 3,75 kWh/(m²/día); sin embargo, el potencial de estos departamentos podría explorarse, y gracias a su gran extensión, representarían una oportunidad para producir H₂ solar. Por su parte, San Andrés, Providencia y Santa Catalina no se

consideraron por su baja capacidad de producción de H₂ debido a su superficie terrestre reducida.

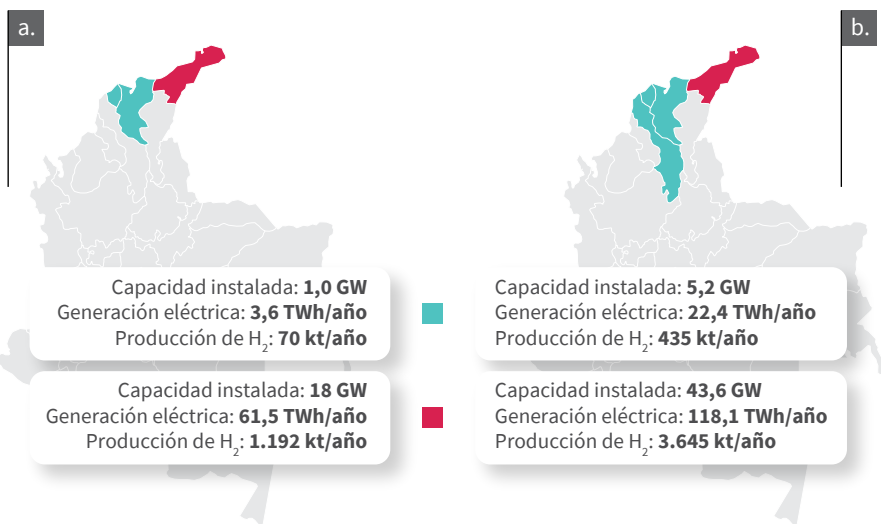
La capacidad de producción de H₂ solar en el país podría expandirse hasta el punto de ser empleada para la producción de H₂ para exportación. Por ejemplo, se estima que, si se aprovecha el 1 % de la superficie de los mismos departamentos mencionados (equivalente a 5500 km², correspondiente al 0,48 % de la superficie territorial del país y al 0,72 % de la superficie disponible tras eliminar áreas urbanas y protegidas), se podrían instalar 376 GW para generar alrededor de 718 TWh de electricidad a 2050, y producir hasta 12 400 kt H₂, es decir, 6,5 veces más cantidad de H₂ que la demanda establecida por la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021).

Producción a partir de energía eólica

La tecnología eólica transforma la energía cinética en electricidad gracias a la velocidad con la que la masa de aire atraviesa el área de barrido de los rotores de las turbinas eólicas. Además de poder instalarse en superficies terrestres, se pueden instalar mar adentro para aprovechar las altas velocidades de viento de estas zonas. Así como la energía solar, con la energía eólica se pretende contribuir a producir H₂ verde gracias a la alta disponibilidad en el norte de la Costa Caribe, especialmente en La Guajira, donde las velocidades de viento pueden superar los 10 m/s.

El potencial eólico costa adentro de Colombia se estima en 19 GW, 18 GW de los cuales se localizan solo en La Guajira (Renewables Consulting Group, 2022). Por su parte, el potencial de instalaciones costa afuera se extiende a través del norte de la Costa Caribe, desde La Guajira hasta Bolívar, hasta alcanzar un total de 48,8 GW. En la figura 7, se presenta el mapa de Colombia con el potencial (A) costa adentro y (B) costa afuera de instalaciones, generación de electricidad y producción de H₂ eólico.

FIGURA 7. POTENCIAL EÓLICO (A) COSTA ADENTRO Y (B) COSTA AFUERA PARA LA INSTALACIÓN, GENERACIÓN ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

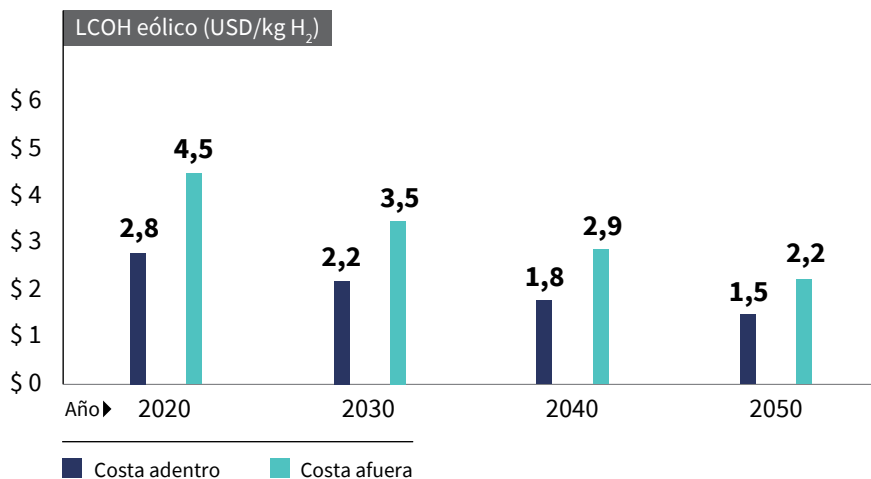


Fuente: elaboración propia.

Una ventaja de las tecnologías eólicas frente a las solares se encuentra en sus factores de capacidad de planta más elevados, que pueden ser hasta del doble (en promedio un 35 % en el mundo) de las plantas solares fotovoltaicas (Miller y Keith, 2018). En particular, el parque Jepírachi (primer parque eólico en Colombia) previamente ha reportado factores cercanos al 39 % (Pinilla et al., 2009). Por otro lado, las turbinas de instalación costa afuera demuestran factores de capacidad mayores, en promedio del 49 % (IRENA, 2020a).

Debido a sus factores de capacidad más elevados, en el norte de la Costa Caribe, los costos de la producción de H₂ se proyectan en el tiempo como se ilustra en la figura 8. El H₂ verde de plantas eólicas costa adentro es más competitivo que el H₂ verde solar durante todo el periodo de transición. Por esta razón, y por su huella de carbono más baja (0,8 kg CO₂-eq/kg H₂), la explotación del recurso eólico costa adentro para la producción de H₂ sería fundamental en un escenario de transición energética.

FIGURA 8. COSTO NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH) A PARTIR DE ENERGÍA EÓLICA COSTA ADENTRO Y COSTA AFUERA



Fuente: elaboración propia a partir de datos de IRENA (2020d) y MinEnergía (2021).

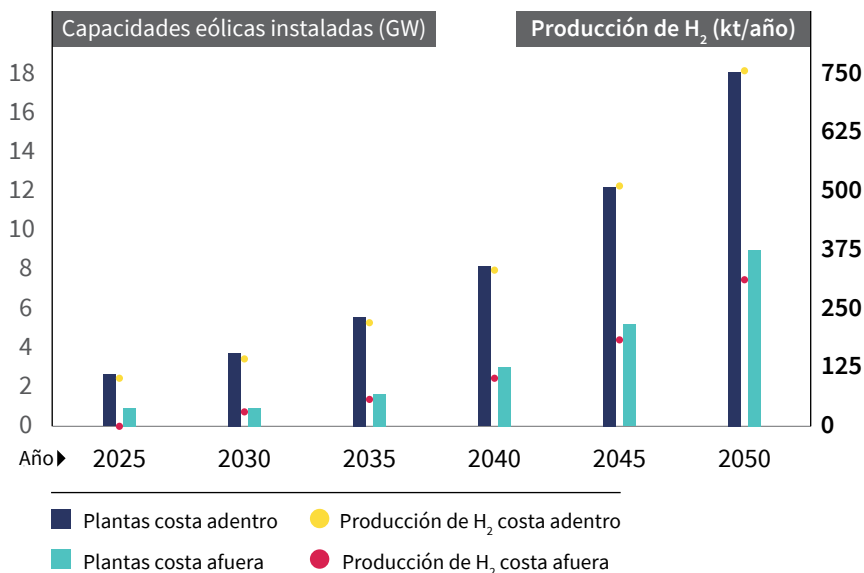
La figura 9 presenta un supuesto de crecimiento de las tecnologías eólicas en consideración a que:

- Se aprovecha todo el potencial eólico costa adentro (18 GW de instalaciones terrestres a 2050), y hasta 2027 se cuenta con el estimado de instalaciones de los informes de registro de proyectos de generación eléctrica de la UPME equivalente a 3,2 GW.
- Plantas eólicas costa adentro operando con un factor de capacidad promedio del 39 % y el 49 % para las plantas costa afuera.
- El 63 % de la electricidad producida por las plantas eólicas costa adentro es utilizado para la producción de H₂, correspondiente al excedente de la demanda eléctrica a 2020 de la Costa Caribe (22,7 TWh). El valor permanece constante en el periodo de transición.
- El 42 % de la electricidad producida por las plantas eólicas costa afuera es utilizada para la producción de H₂, correspondiente al excedente de la demanda eléctrica de la Costa Caribe a 2020 (22,7 TWh). El valor permanece constante en el periodo de transición.
- Crecimiento exponencial con una tasa compuesta anual del 8,18 % hasta 2050, alcanzando el máximo (18 GW) en ese año para las plantas costa adentro.

- Crecimiento paulatino en atención a las metas de instalación de la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, a 2030 se instalarían 1 GW de potencia, 3 GW a 2040 y 9 GW a 2050.

Asimismo, la figura 9 ilustra la cantidad de H₂ producible a partir de las capacidades instaladas de las tecnologías eólicas correspondientes a cada año. En este escenario, existiría una demanda de agua de 6768 kt y 2817 kt para la producción de H₂ a 2050 con la energía proveniente de las plantas costa adentro y costa afuera, respectivamente.

FIGURA 9. ESCENARIO DE CRECIMIENTO DEL PARQUE EÓLICO PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD DEDICADA A HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

La capacidad de producción de H₂ verde eólico en el país podría expandirse hasta el punto de emplearse para la producción de H₂ para exportación. Por ejemplo, si se aprovecha todo el potencial costa afuera (48,8 GW en total) para producción exclusiva de H₂ (100 % de la electricidad es utilizada), se estima que se producirían hasta 4080 kt de H₂ a 2050. Si se considera el potencial costa adentro (18 GW) en este supuesto, se podrían producir alrededor de 7136 kt de H₂.

Estos supuestos comprenden el despliegue de un parque renovable exclusivamente dedicado a la producción de H_2 , por lo que la competencia entre la demanda eléctrica del país podría ser una limitante para su consecución. A continuación, se describe la biomasa como un recurso renovable para la producción de H_2 y las tecnologías habilitantes como alternativa a la electrólisis.

Potencial de producción de hidrógeno verde a partir de biomasa

La biomasa es un recurso renovable que incluye residuos agroindustriales, forestales, cultivos exclusivos para uso energético y residuos sólidos urbanos (UPME, 2018b). Durante la generación de biomasa se remueve CO_2 de la atmósfera, por lo que las emisiones de su procesamiento son bajas, más cuando se implementan tecnologías de captura y almacenamiento de CO_2 (CCS, por sus siglas en inglés) (Cao et al., 2020).

Colombia es un país rico en biomasa, con una generación de alrededor de 72 Mt de residuos agroindustriales al año y con un potencial energético aproximado de 331 000 TJ al año (UPME, 2010). Existen diferentes procesos para la conversión y valorización de la biomasa, entre ellos los termoquímicos y biológicos. Entre los procesos termoquímicos más estudiados, se encuentran combustión, pirólisis y gasificación, los cuales permiten obtener un gas de combustión que puede emplearse para la generación de calor y electricidad o un gas rico en H_2 y CH_4 . Por otra parte, en los procesos bioquímicos, se destaca la digestión anaeróbica y la fermentación oscura, los cuales permiten obtener un gas rico en CH_4 (biogás) (UPME, 2018; Rau et al., 2019). La selección del tipo de tecnología para el procesamiento de la biomasa residual depende en gran medida de su composición y propiedades; la biomasa residual proveniente de residuos forestales tiene una humedad relativa (HR) menor del 50 %, lo que la hace útil para procesos de combustión o termoquímicos, mientras los residuos pecuarios y urbanos se pueden emplear en procesos de digestión anaeróbica para producir biogás. A pesar de la variedad de tecnologías que se pueden emplear para el aprovechamiento de la biomasa residual, solo algunas se encuentran disponibles comercialmente y presentan altos rendimientos.

En atención al avance tecnológico, la disponibilidad y composición de la biomasa residual de Colombia, se propone la gasificación como la tecnología de conversión de biomasa residual en un gas rico en H_2 , apto para aplicaciones energéticas. Además, la gasificación de biomasa residual se considera una de las alternativas para la producción sostenible de H_2 verde (Yun et al., 2018). En países de la Unión Europea (UE) y los Estados Unidos, se planea implementar estas tecnologías a gran escala para suplir la futura demanda de H_2 (International Energy Agency [IEA], 2019). Por otra parte, Colombia actualmente cuenta con la infraestructura para la producción de bioetanol como biocombustible a partir de cultivos de caña de azúcar. Actualmente, se obtienen 36 millones de litros de bioetanol al mes por medio de la hidrólisis de caña de azúcar y su posterior fermentación. Sin embargo, debido al avance en la implementación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), se espera que la demanda de bioetanol disminuya en el futuro. En consecuencia, se plantea aprovechar la tecnología ya instalada y se evalúa el potencial que tendría la implementación de tecnologías de conversión de bioetanol para la producción de H_2 .

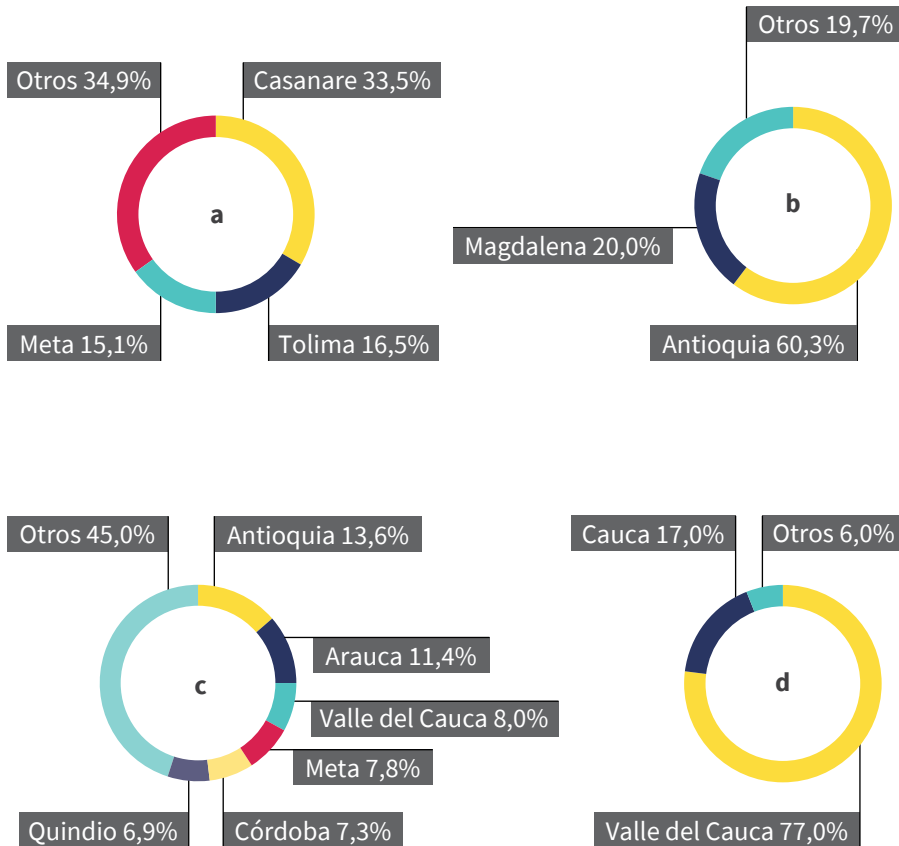
En atención a los recursos mencionados, se realizó un análisis de los posibles escenarios en los que Colombia podría implementar la producción de H_2 a partir de biomasa residual y bioetanol de caña de azúcar, en atención a las condiciones de ubicación de la biomasa y aspectos técnico-económicos.

Gasificación de residuos para la producción de hidrógeno

38 La gasificación con vapor de biomasa es uno de los procesos termoquímicos más estudiados, el cual permite la obtención de un gas de síntesis (gas combustible rico en H_2 y CO) y productos sólidos y líquidos. Por medio de etapas de purificación y limpieza posteriores a la gasificación, se puede obtener una corriente gaseosa rica en H_2 . Entre las etapas, se encuentra la reacción de desplazamiento de gas de agua (WGS, por sus siglas en inglés) que permite convertir el CO en CO_2 y el H_2O en H_2 , y posteriormente, mediante tecnologías de separación, como la adsorción por cambio de presión (PSA, por sus siglas en inglés), se puede adsorber el CO_2 y obtener una corriente de H_2 al 99,9 % mol (Balat y Balat, 2009). En atención al proceso descrito, se evaluó el rendimiento global de producción de H_2 al 99,9 % mol. Según el *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*, el país genera aproximadamente 72 Mt de residuos provenientes de diferentes cultivos alrededor del país (UPME, 2010).

Entre los principales aspectos técnicos para evaluar el potencial del uso de biomasa está la ubicación geográfica, ya que, entre las limitaciones de la implementación de este tipo de tecnologías, se encuentra la recolección y el transporte de la biomasa residual. Por lo anterior, se considera la biomasa residual que es viable de usar por su ubicación geográfica y por el volumen de producción. La figura 10 muestra el porcentaje de participación de la biomasa proveniente de los cultivos que generan la mayor cantidad de residuos por departamento: arroz, plátano, banano y caña de azúcar. Se observa que, para la biomasa residual de arroz, Casanare es el departamento con mayor participación, Antioquia para la biomasa proveniente del plátano y banano, y Valle del Cauca para la caña de azúcar.

FIGURA 10. DISTRIBUCIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE BIOMASA RESIDUAL POR DEPARTAMENTOS A PARTIR DE (A) ARROZ, (B) BANANO, (C) PLÁTANO Y (D) CAÑA DE AZÚCAR



Fuente: elaboración propia.

La tabla 1 presenta los rendimientos de la tecnología de gasificación con vapor para la cascarilla de arroz, la cáscara y los tallos de banano y plátano, y el bagazo de caña de azúcar, en consideración a destinar el 10 % de su producción en los departamentos de mayor generación de cada tipo de residuo. Además, se presenta la capacidad obtenida en kt de H₂ y la potencia en MW que se generaría a partir de la combustión de esa cantidad de H₂ en consideración a un poder calorífico (LHV, por sus siglas en inglés) de 120 MJ/kg.

Producción de hidrógeno a partir de bioetanol

En atención a los cambios que se proponen para la matriz energética colombiana y la migración del sector transporte a la descarbonización, se espera que con el tiempo exista una sobreoferta de biocombustibles. Por lo anterior, también se evaluó el potencial del bioetanol de caña de azúcar producido actualmente como materia prima en la producción de H₂ en Colombia. El rendimiento que se presenta en la tabla 1 para el proceso de conversión de bioetanol a H₂ comprende las siguientes etapas: una etapa de conversión de bioetanol en gas de síntesis por medio de reformado autotérmico (ATR, por sus siglas en inglés) consistente en la oxidación parcial del bioetanol, una etapa de WGS (por sus siglas en inglés) para la conversión del CO y H₂O y una etapa de PSA (por sus siglas en inglés) para la separación del H₂. En dicha tabla, se incluye la capacidad instalada que se obtendría si el bioetanol obtenido actualmente se convierte a H₂ por medio de la tecnología de reformado con vapor, seguido de las tecnologías para purificación de H₂ y captura por medio de PSA, mediante el cual se llega a obtener una capacidad instalada de 233 MW.

TABLA 1. POTENCIAL DE COLOMBIA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE BIOMASA RESIDUAL Y BIOETANOL

PRODUCTO	RENDIMIENTO (KG H ₂ /KG BIOMASA)	CAPACIDAD INSTALADA (KT H ₂ /AÑO)	CAPACIDAD INSTALADA (MW/AÑO)	REFERENCIA
Arroz	0,034	71,9 ^a	273 ^a	Anniwaer et al. (2021), Waheed y Williams (2013)
Banano y plátano	0,044	545,3 ^a	2075 ^a	Anniwaer et al. (2021), Nanda et al. (2016)
Caña de azúcar	0,043	192,4 ^a	732 ^a	Waheed y Williams (2013)
Bioetanol	0,1795 ^b	61,2	233	Cormos (2014), Hajjaji et al. (2016), Sánchez et al. (2019)

^a La capacidad reportada se basa en los datos reportados en el *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia* (UPME, 2011).

^b Rendimiento en kg H₂/kg bioetanol.

Fuente: elaboración propia.

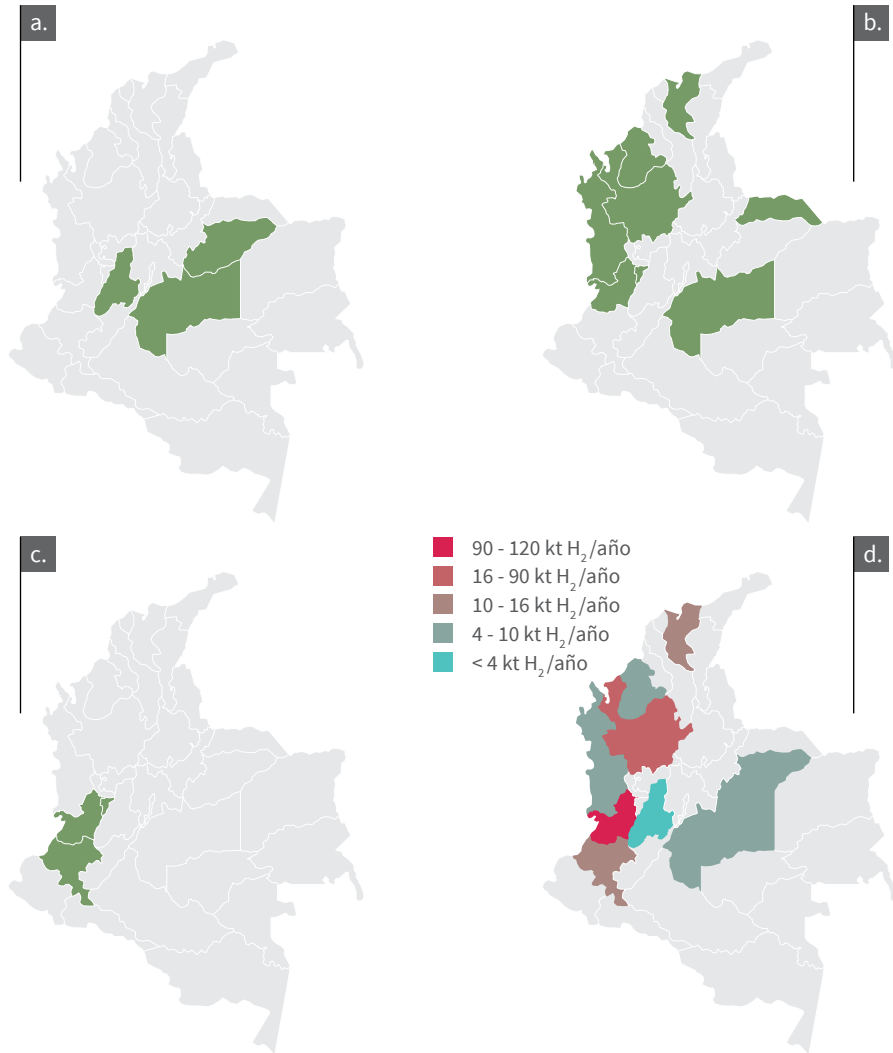
La figura 11 presenta la distribución de H₂ que se podría obtener en cada uno de los departamentos para las biomásas residuales de los cultivos de arroz, banano y plátano y caña de azúcar, respectivamente. Se observa que por la distribución geográfica que tiene cada una se podrían establecer puntos de recolección y procesamiento en la Costa Pacífica y los Llanos Orientales, principalmente. Entre los departamentos con mayor potencial, se encuentran Valle del Cauca, Antioquia y Cauca, con un potencial de 223,5, 164,9 y 44,1 MW, respectivamente.

En atención a que la implementación de estas tecnologías depende de su huella de carbono y costos, se realizó un análisis de la huella de carbono de cada tecnología y se observó que la gasificación de paja de arroz y bagazo de caña con CCS presentan valores de emisiones entre -1 y -9,8 kg CO₂-eq/kg H₂, respectivamente. A pesar de que la implementación de las tecnologías de CCS en la gasificación de biomasa no representa un beneficio en el impuesto al carbono, ya que esta no está contemplada entre los combustibles gravables de este impuesto, su implementación sí representa una disminución en las emisiones. Por otra parte, la figura 12 muestra el LCOH de la tecnología de gasificación de biomasa. Se proyecta que estos costos nivelados disminuyan con el aumento en la capacidad de producción y la eficiencia de las tecnologías. La gasificación de biomasa tiene un costo similar a las tecnologías para producción de H₂ verde a partir de energía solar o eólica. Los costos presentados para cada una de las tecnologías son promedios

de costos reportados para la gasificación (Department for Business Energy & Industrial Strategy [BEIS], 2021; García et al., 2017; Shahabuddin et al., 2020) y el ATR de bioetanol (Ramsden et al., 2009). La incorporación de tecnologías de CCS aumenta los costos de las tecnologías y hace poco competitiva la que involucra la transformación de bioetanol en H_2 . Para los costos de las tecnologías con CCS, se tomó un incremento de 0,4 USD/kg de H_2 , en atención al aumento por la implementación de esta tecnología. Sin embargo, estos costos pueden variar por los costos de la biomasa y su transporte.

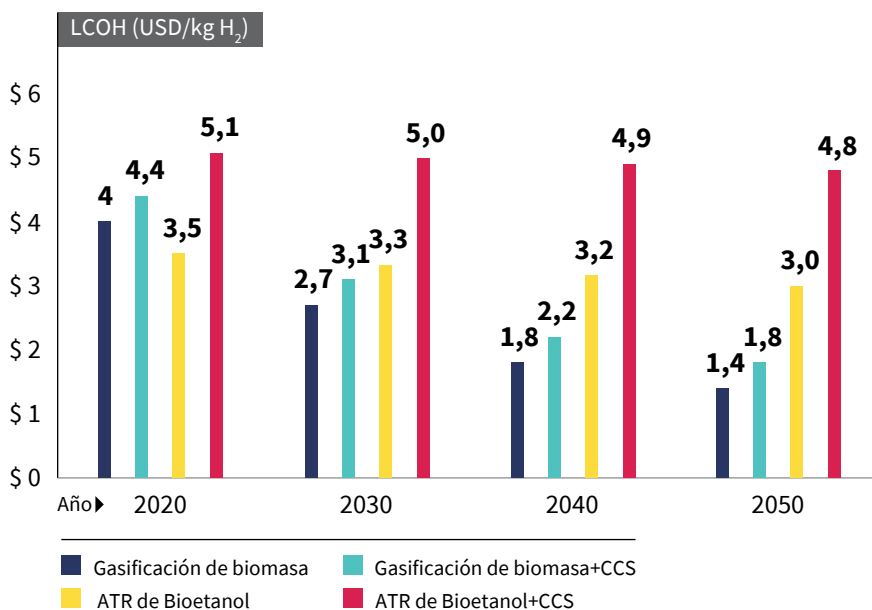
Para evaluar el potencial de generación de H_2 a partir de la biomasa, se realizó una proyección del potencial de biomasa producida para el periodo 2008-2050. Esta se realizó asumiendo un aumento lineal a partir de datos del incremento del precio de cada cultivo obtenido del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE, 2015).

FIGURA 11. MAPA DEL POTENCIAL DE HIDRÓGENO EN KT/AÑO EN LOS PRINCIPALES DEPARTAMENTOS DONDE SE PRODUCE LA BIOMASA RESIDUAL DE (A) ARROZ, (B) BANANO Y PLÁTANO, (C) CAÑA DE AZÚCAR Y (D) CAPACIDAD TOTAL POR DEPARTAMENTO



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 12. COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO (LCOH) A PARTIR DE LA GASIFICACIÓN DE BIOMASA Y EL REFORMADO DE BIOETANOL



ATR: reformado autotérmico; CCS: procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂

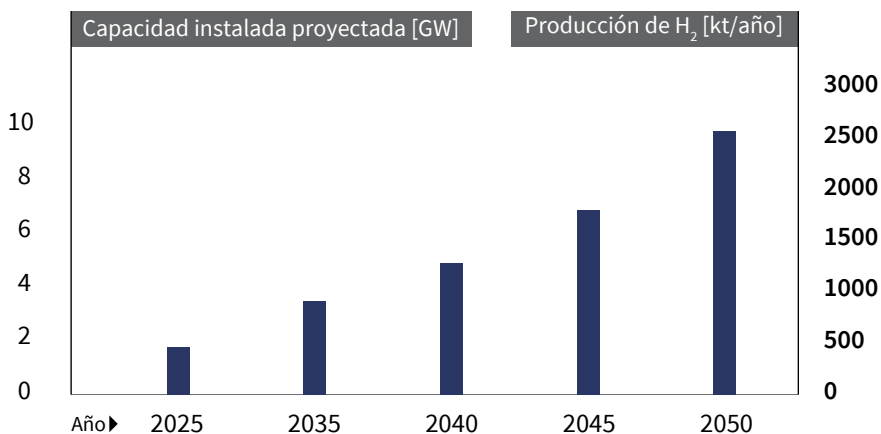
Fuente: elaboración propia.

La producción de H₂ a partir de biomasa que se presenta se planteó bajo las siguientes consideraciones:

- Solo se evaluó la gasificación de biomasa residual de los cultivos de arroz, banano y plátano y caña de azúcar, ya que son los cultivos que generan el mayor porcentaje de residuos factibles para estas tecnologías.
- Se empleará solo el 10 % de la biomasa residual de los cultivos de arroz, banano y plátano y caña de azúcar, en atención a la ubicación geográfica y la factibilidad técnica.
- La capacidad de producción de H₂ se calculó tomando como base el registro de la cantidad de biomasa residual que se tenía en Colombia para 2010 en que fue publicado el *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia* (UPME, 2011).
- La proyección del crecimiento de la biomasa se realizó asumiendo un crecimiento lineal según el factor de residuo por cantidad de hectárea de cada cultivo reportados por la UPME (2011).

La figura 13 presenta la producción anual de H₂ y los GW que representa esa producción según los supuestos mencionados. Se observa que la cantidad de H₂ obtenida empleando solo el 10 % de la biomasa residual de los cultivos estudiados podría llegar aproximadamente a 2500 kt de H₂ al año, esto es, 1,3 veces la demanda de H₂ que se proyecta en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021).

FIGURA 13. PROYECCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA PROYECTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS CULTIVOS USANDO EL 10 % DE LA CAPACIDAD DE BIOMASA RESIDUAL DE ARROZ, BANANO Y PLÁTANO Y CAÑA DE AZÚCAR DISPONIBLE EN COLOMBIA



Fuente: elaboración propia.

Para llegar a la implementación de estas tecnologías de conversión de biomasa, se deben superar algunas barreras existentes, las cuales tienen que ver principalmente con:

- Definir protocolos de recolección, transporte y almacenamiento de la biomasa residual para su posterior aprovechamiento.
- Realizar inversiones en las instalaciones e infraestructura necesaria para la implementación de las plantas de procesamiento en puntos estratégicos en los departamentos de mayor volumen de producción.
- Sustituir los usos tradicionales que se dan a la biomasa residual actualmente, los cuales generan emisiones de CO₂ procedentes de la quema de estas para generación de calor y electricidad.

- Construir infraestructura que permita el transporte y almacenamiento del CO₂ capturado.
- Dar prioridad a la implementación de las tecnologías que presentan un mayor avance tecnológico y, por ende, ofrecen mejores rendimientos.

Potencial de producción de hidrógeno azul

El H₂ azul es aquel que se produce a partir de combustibles fósiles, incluso procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCS). En la actualidad, la mayoría del H₂ se produce a partir de combustibles fósiles (IEA, 2021a; IRENA, 2018). Aun así, el H₂ azul es visto como un paso fundamental para la transición energética y la descarbonización (IEA, 2021; IRENA, 2021b). Proyecciones energéticas y reportes ambientales recientes consideran el hidrógeno de bajas emisiones como una necesidad para alcanzar la urgente reducción de emisiones de GEI, y es en este contexto en el que el H₂ azul aparece como una solución transitoria para impulsar una economía del H₂ y suplir la demanda que el H₂ verde no alcanzara a cubrir completamente a mediano plazo (Masson-Delmotte et al., 2021; IRENA, 2021b).

46

Este impulso del H₂ azul como alternativa limpia se basa en la premisa de que la gran infraestructura de la industria fósil podría favorecer la implementación de los procesos de producción de H₂ y captura de CO₂, mientras continúa aprovechando los recursos naturales locales, y de esta manera mitiga el impacto de la transición energética en la economía de algunos países. Este sería el caso de Colombia, que tiene reservas significativas de recursos fósiles y una alta dependencia económica de las industrias del petróleo y el carbón (Rodríguez-Zapata y Ruiz-Agudelo, 2021; López y Patzy, 2021). La tabla 2 muestra las reservas fósiles de Colombia y su producción anual promedio, con la duración estimada de estos si la producción anual se mantiene en los niveles actuales. Igualmente, la figura 14 compara la huella de carbono de las diferentes tecnologías para la producción de H₂ gris y azul (Al-Qahtani et al., 2021; Global CCS Institute, 2021; IRENA, 2019b; Mehmeti et al., 2018).

Por otro lado, la figura 15 muestra los costos nivelados para las tecnologías de generación de H₂ gris e H₂ azul. Los LCOH utilizados provienen de la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, en que para cada caso se sustrajo el valor

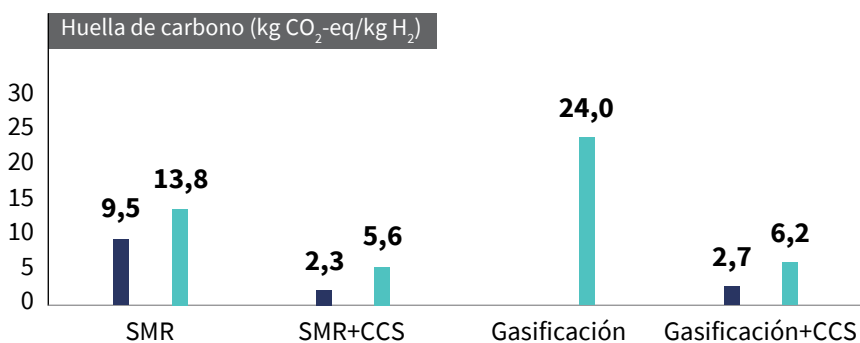
correspondiente del impuesto al carbono (MinEnergía, 2021). Esta metodología se utilizó para implementar una política de impuesto al carbono transversal tanto para las tecnologías de generación de H₂ descritas como para los sectores de demanda relevantes, y así evitar una doble contabilidad en los impuestos a las emisiones de CO₂. Los efectos del impuesto al carbono se adicionaron en los sectores relevantes en la simulación de escenarios y sus efectos se ven representados en los costos de las tecnologías en el capítulo seis.

TABLA 2. RECURSOS FÓSILES COLOMBIANOS, PRODUCCIÓN ANUAL PROMEDIO Y DURACIÓN ESTIMADA

RECURSO	RESERVAS	PRODUCCIÓN ANUAL PROMEDIO	DURACIÓN DE RESERVAS (AÑOS)
Carbón	16 569 Mt (potenciales)	84,5 Mt	196,1
	4554 Mt (probadas)		53,9
Gas natural	2949 Gpc (8,35 x 1010 Nm ³)	385 Gpc (1,09 x 1010 Nm ³)	7,7
Crudo	2036 Mb	790 000 bpd	7,2

Mt = megatoneladas (1 millón de toneladas); Gpc = giga pie cúbico (1 x 109 pies cúbicos); Nm³ = metro cúbico a condiciones normales (0°C, 1 atm); Mb = millones de barriles; bpd = barriles por día
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2020; Expansión, 2021; Ocampo Camargo, 2021; UPME, s. f.; Colombia tiene reservas de carbón para 180 años; está en top 10 de países con mayor cantidad”, 2019).

FIGURA 14. HUELLA DE CARBONO PARA LOS DIFERENTES MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO GRIS Y AZUL A PARTIR DE RECURSOS FÓSILES.

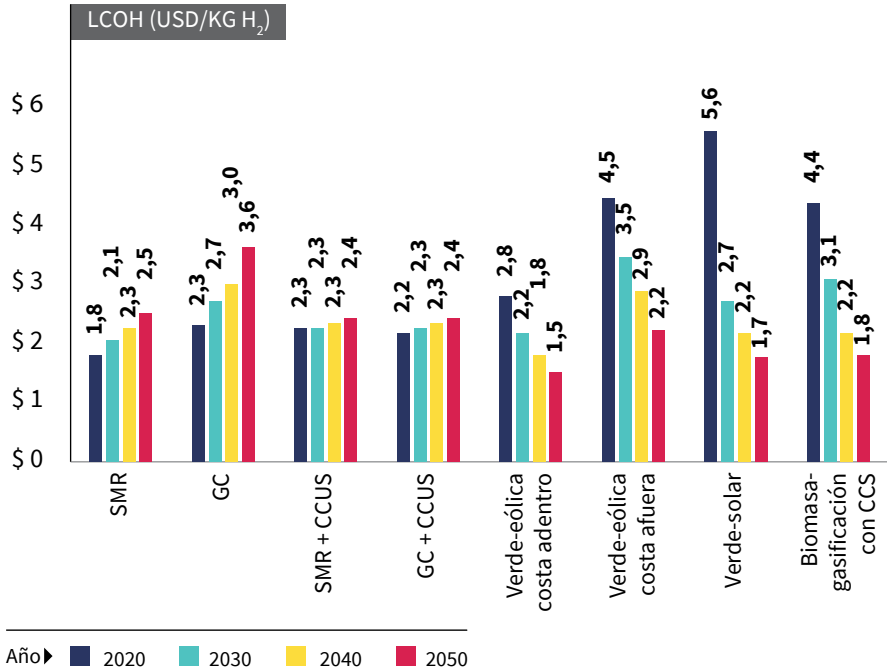


SMR: reformado con vapor de metano; CCS: procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂. Gasificación: de carbón.

Las barras representan el mínimo (azul) y máximo (verde) reportados en la literatura.

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 15. COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO (LCOH)



GC: gasificación de carbón; SMR: reformado de metano con vapor; CCS: captura y almacenamiento de carbono.

Fuente: elaboración propia.

48

En las siguientes secciones, se presenta el potencial de producción de H₂ azul a partir de los recursos fósiles (específicamente gas natural y carbón) disponibles en el país.

Producción de hidrógeno a partir de gas natural

El H₂ a partir de gas natural (GN) se obtiene principalmente por reformado con vapor de metano (SMR, por sus siglas en inglés), y constituye actualmente el 48 % de la producción mundial y un 95 % de la producción en los Estados Unidos (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy [EERE], 2021; IRENA, 2018). Para estos procesos, se han reportado eficiencias térmicas de hasta el 85 % (según el poder calorífico inferior [LHV, por sus siglas en inglés] del GN), pero las eficiencias promedio están alrededor del 76 % para SMR y del 73 % para SMR

con CCS, con un rendimiento de 0,27 kg H₂/kg CH₄ (Bauer et al., 2022; Global CCS Institute, 2021; Muradov, 2015; Rödl et al., 2018).

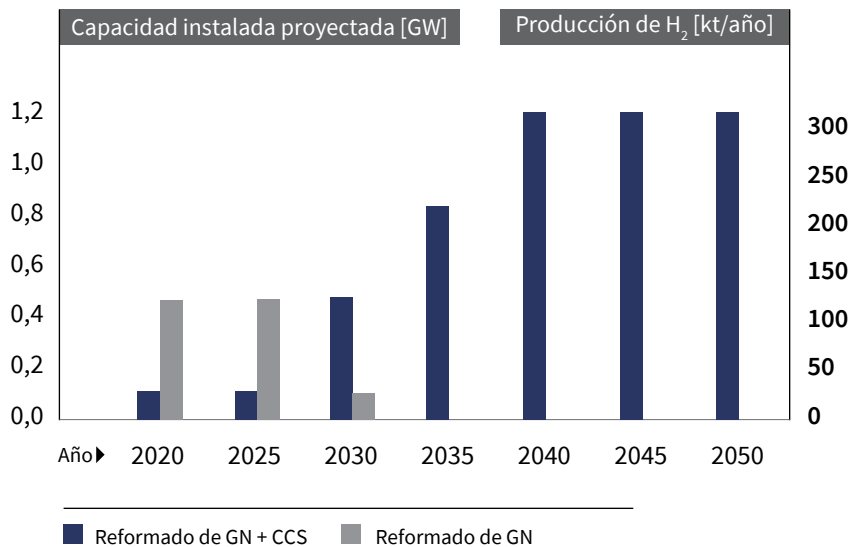
En Colombia, a pesar de que la producción actual de H₂ se da principalmente a partir de GN, las reservas probadas de GN presentadas en la tabla 2 indican que la producción a gran escala a partir de esta materia prima sería temporal. Aun así, la refinera nacional Ecopetrol, también uno de los principales productores de GN del país, anunció recientemente sus intenciones de producir 1 Mt H₂/año a 2040 (Ecopetrol, 2022a). De acuerdo con este anuncio, la cantidad que piensan producir se distribuirá en el 40 % H₂ verde, el 30 % H₂ azul y el 30 % H₂ blanco, que se traducen en 400 kt/año de H₂ verde, 300 kt/año de H₂ azul y 300 kt/año de H₂ blanco. Estas 300 kt/año de H₂ azul implicarían aumentar su producción desde GN a un poco más del doble de los niveles actuales, contando con adaptar los procesos actuales de H₂ gris para incluir la captura y el almacenamiento de CO₂, reemplazo que también está contemplado en su Estrategia 2040 - Energía que transforma.

En línea con las declaraciones de Ecopetrol, se supone, entonces, para la producción de H₂ desde GN, que:

- La producción actual de H₂ azul en la industria de fertilizantes (18 kt) se mantiene constante hasta 2050.
- La producción de H₂ gris actual (SMR) no aumentará y, por el contrario, será reemplazada paulatinamente por H₂ azul (SMR + CCS).
- La producción actual de H₂ se mantiene hasta 2025.
- A partir de 2025, la producción por SMR + CCS aumenta de forma lineal hasta llegar a 318 kt H₂/año en 2040, cumpliendo la meta planteada por Ecopetrol (reemplazar todo el gris y continuar aumentando). Esto implica que para 2032 el H₂ gris haya sido reemplazado totalmente.
- Entre 2040 y 2050, la producción se mantiene estable en 318 kt H₂/año, en consideración a que para este periodo se espera que el H₂ verde sea más competitivo y, por tanto, preferido en caso de necesitarse mayor producción.

La figura 16 muestra la producción de H₂ desde GN de acuerdo con los aspectos mencionados.

FIGURA 16. PRODUCCIÓN PROYECTADA DE HIDRÓGENO A PARTIR DE GN



SMR: reformado con vapor de metano; CCS: procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂.

Fuente: elaboración propia.

Producción de hidrógeno a partir de carbón

50

A partir de carbón, el H₂ se obtiene por procesos de gasificación, con una variedad de tecnologías maduras disponibles en el mercado (Häussinger et al., 2012; Linde, 2021; Liu et al., 2009; Thyssenkrupp, 2021; Topsoe, 2021). Esta producción constituye un 23 % de la producción mundial y se da principalmente en China y Australia (American Bureau of Shipping [ABS], 2021). Para estos procesos, se han reportado eficiencias térmicas de hasta el 70 % (base LHV) sin CCS y del 69 % con CCS, con rendimientos entre 0,13 y 0,16 kg H₂/kg carbón (Global CCS Institute, 2021; Li, Peizhe et al., 2020; Mehmeti et al., 2018; Muradov, 2015).

Colombia es líder en América Latina en la producción de carbón y en el mundo es el tercer productor de coque y cuarto de carbón térmico (“Colombia tiene reservas de carbón para 180 años; está en top 10 de países con mayor cantidad”, 2019). Cerca del 90 % de la producción anual de carbón (tabla 2) se exporta, que hace de este el principal producto minero de exportación, con una

importante contribución a la economía del país, principalmente en el sistema de regalías (López y Patzy, 2021; UPME, s. f.). Sin embargo, el calentamiento global y los acuerdos ambientales consecuentes demandan una urgente descarbonización de los sistemas energéticos y de producción, proyectando una reducción en el consumo global de carbón que podría afectar la economía colombiana si no se considera una transición viable (García et al., 2017; Masson-Delmotte et al., 2021; IRENA, 2021b; López y Patzy, 2021; Newell et al., 2021). La producción de H₂ azul desde carbón podría ser, entonces, una alternativa para que el sector minero utilice sus recursos de una forma más sostenible.

Las reservas mostradas en la tabla 2 indican que Colombia tiene suficiente materia prima para producir H₂ azul a partir de carbón por al menos 50 años. Considerando un rendimiento de 0,13 kg H₂/kg carbón, tendría el potencial de producir 11 Mt de H₂ si utilizara la totalidad de su producción anual de carbón, equivalente a 6 veces la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones proyectada en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia a 2050* (MinEnergía, 2021). Esto quiere decir que el potencial del H₂ azul no está solo en complementar al H₂ verde para suplir la demanda interna, sino también como producto de exportación, y así reemplazar en cierta medida el papel actual del carbón en la economía colombiana.

Destinar la totalidad del carbón a la producción de H₂ azul es irreal, al menos en las próximas décadas; sin embargo, se puede plantear un crecimiento paulatino de la producción de H₂ que vaya a la par con la disminución de la demanda mundial de carbón, una disminución que ha sido proyectada en diferentes escenarios energéticos globales (British Petroleum, 2020; Equinor, 2020; IEA, 2020b, 2021a). De esta manera, el carbón no exportado debido a este decrecimiento en la demanda externa podría ser utilizado para la producción de H₂ azul en Colombia.

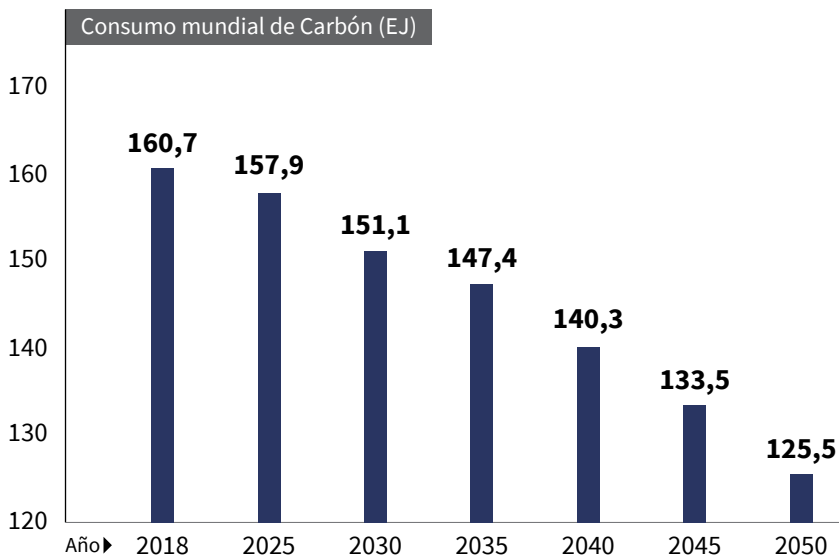
En este supuesto, se plantea la producción de H₂ azul desde carbón bajo las siguientes consideraciones:

- Toda instalación de producción de H₂ desde carbón será de bajas emisiones, es decir, desde el carbón solo se producirá H₂ azul (gasificación + CCS).
- Se empieza a producir en 2028, ya que no hay producción actual y se deben planear, diseñar y construir las plantas.
- La producción anual de carbón en Colombia permanece constante hasta 2050, con un promedio de 84,5 Mt, de acuerdo con la tendencia

de años recientes. Se reserva un margen del 20 % de esta producción, en consideración a un aumento en el uso interno de carbón y otras variaciones,¹ lo que deja 67,6 Mt de carbón como base de exportación.

- Las exportaciones de carbón colombiano se reducen en la misma proporción que la demanda mundial de carbón según el escenario más conservador presentado en el Energy Outlook 2020 (British Petroleum, 2020). La figura 17 muestra el consumo mundial del carbón proyectado según este escenario.
- La totalidad del carbón no exportado en este escenario, es decir, excedente, se utiliza en Colombia para la producción de H₂ azul por gasificación de carbón + CCS. La conversión de carbón a H₂ azul se calculó con un factor de 0,13 kg H₂/kg carbón, reportada por el Global CCS Institute (2021) para la producción de H₂ por procesos de gasificación con CCS.

FIGURA 17. CONSUMO MUNDIAL DE CARBÓN PROYECTADO EN EL ESCENARIO BUSINESS AS USUAL DE BP

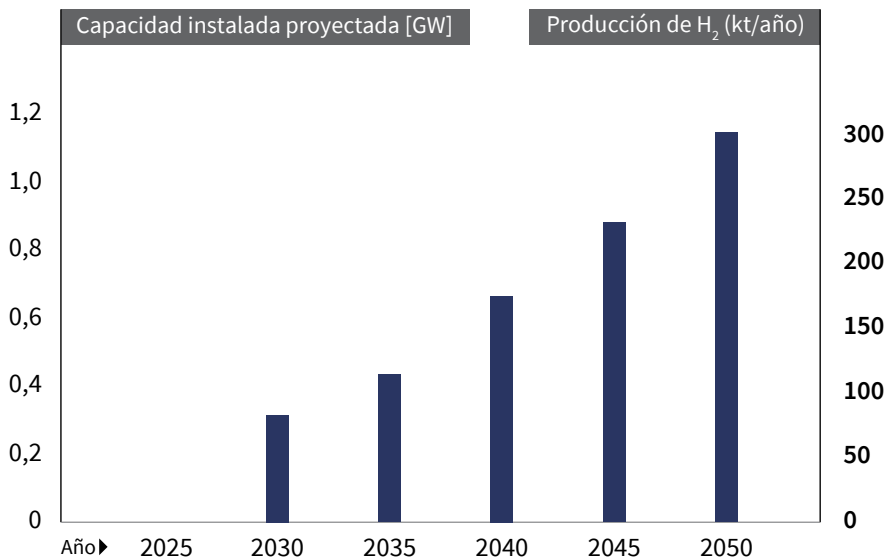


Fuente: elaboración propia según datos reportados por British Petroleum (2020).

¹ Aquí se incluyen, por ejemplo, los proyectos de generación termoeléctrica que puedan desarrollarse como respaldo al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La figura 18 muestra la producción de H₂ desde carbón de acuerdo con los aspectos mencionados.

FIGURA 18. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE GASIFICACIÓN DE CARBÓN CON CCS



Fuente: elaboración propia.

Captura y almacenamiento de dióxido de carbono

En atención a que se requiere producir hidrógeno de bajas emisiones, una estimación correcta del potencial colombiano debe tener en cuenta la capacidad de captura de CO₂ en el territorio nacional, indispensable para que el H₂ producido se pueda considerar hidrógeno de bajas emisiones. Esta evaluación debe estimar no solo las tecnologías disponibles para la separación del CO₂ en el proceso, sino también la capacidad de reutilización o almacenamiento permanente de este en el territorio nacional.

Las tecnologías de captura de CO₂ se dividen en cuatro procesos generales: absorción, adsorción, separación criogénica y separación por membranas (Antonini et al., 2020; IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2017). Entre estas, la separación por membranas está en una etapa temprana de desarrollo, mientras las otras son tecnologías maduras, entre las cuales la absorción es la más adoptada.

Tras la captura del CO₂, este se debe utilizar o almacenar para evitar su emisión a la atmósfera. El uso más común del CO₂ capturado es la recuperación de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés), en la que el CO₂ se inyecta en los depósitos con baja producción y actúa como solvente para facilitar la extracción del crudo; esta aplicación se ha utilizado en los Estados Unidos por décadas y está bien establecida. El CO₂ se puede usar también como materia prima en industrias como la alimenticia o la construcción, y en algunos procesos en investigación, como la producción de combustibles sintéticos (CO2CRC, 2022).

Por otro lado, el almacenamiento permanente garantiza que el CO₂ no sea emitido de nuevo. Para esto, el CO₂ es inyectado y atrapado en formaciones geológicas. Los sitios aptos para el almacenamiento de CO₂ deben ser reservorios porosos (mejor que cavernas), estables y a más de 800 m de profundidad (típicamente 2-3 km); estos incluyen depósitos vacíos de gas y petróleo, formaciones salinas o acuíferos. El almacenamiento geológico de CO₂ imita la forma en que el petróleo y el GN están almacenados en la naturaleza, y es un proceso tecnológicamente maduro (CO2CRC, 2022).

A pesar de su madurez tecnológica, la adopción de tecnologías de CCS en la producción de H₂ es todavía temprana. Se deben considerar retos en reconversión de los procesos existentes, escalado de procesos, economías de escala y aceptación pública al uso continuado de recursos fósiles, más aún cuando el desarrollo y la expansión de la captura y el almacenamiento de CO₂ no ha cumplido con los objetivos establecidos en la década pasada (demoras significativas y proyectos abandonados) (IRENA, 2019b). Además, se requieren análisis de ciclo de vida para estimar el efecto neto del CCS. Aunque se han reportado eficiencias de captura de hasta el 95 %, las aplicaciones industriales actuales para la producción de H₂ están en el rango del 31-54 % (Bauer et al., 2021; Regnan, 2021; IRENA, 2019b). La obtención y el procesamiento de materia prima, y las aplicaciones del CO₂ tras la captura (*i. e.*, EOR), pueden resultar en un amplio rango de emisiones de GEI (Al-Qahtani et al., 2021; Bauer et al., 2021).

Aun con estas preocupaciones, la necesidad inminente de descarbonización ha renovado el interés en el H₂ azul y ha dado un nuevo impulso a la captura y el almacenamiento de CO₂. Instituciones, investigadores y Gobiernos han considerado el H₂ azul como un paso necesario en la transición energética hacia la carbono-neutralidad, con la esperanza de que su producción dé un impulso al H₂

verde y ambos tipos de H₂ funcionen en sinergia para su desarrollo y expansión (Antonini et al., 2020; IRENA, 2019b, 2021b).

Colombia requiere realizar estudios específicos del potencial de almacenamiento de CO₂ para establecer el potencial real de producción de H₂ azul, así como para reafirmar las ventajas de H₂ verde de biomasa. De acuerdo con los factores de emisión y eficiencias de captura aplicados a cada proceso, se debe garantizar una capacidad suficiente de captura y almacenamiento (o utilización) de CO₂ en el país. La tabla 3 muestra la cantidad de CO₂ a capturar por kilogramo de H₂ producido en cada uno de los procesos que requieren captura mostrados hasta ahora.

TABLA 3. CO₂ A CAPTURAR DE ACUERDO CON EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

PROCESO	CO ₂ A CAPTURAR (KG CO ₂ -EQ/KG H ₂)
SMR + CCS	8 (Global CCS Institute, 2021)
Gasificación de carbón + CCS	22 (Global CCS Institute, 2021)
Gasificación de biomasa + CCS	90 % del producido (depende de la biomasa)

SMR: reformado de metano con vapor; CCS: captura, utilización y almacenamiento de CO₂.

Fuente: elaboración propia.

Las cantidades de carbono a capturar en Colombia a partir de la producción de H₂ azul estarían en el orden de magnitud entre 0,2 y 20 Mt/año desde 2022 hasta 2050. Sin embargo, las cantidades exactas se definen en la sección “Potencial de exportación de hidrógeno” del capítulo seis, que determina la matriz de producción de H₂ optimizada para Colombia. En atención a que el CO₂ no debe retornar a la atmósfera, la capacidad de captura del país debe contar con el almacenamiento o la utilización acumulativa de estas cantidades de CO₂, lo que podría constituir una limitante para la expansión del H₂ azul a su máxima capacidad.

Yáñez Angarita et al. (2020) y Yáñez Angarita et al. (2022) han investigado el potencial del país para la utilización de CO₂ en EOR y encontrado resultados promisorios con métodos de *rapid screening*. Por su parte, Mariño-Martínez y Moreno-Reyes (2018) reportaron que el Casanare sería apto para el almacenamiento geológico. Dado el papel de Colombia como productor de combustibles fósiles, podría encontrarse aún más potencial en los yacimientos ya explotados

de petróleo, gas y carbón presentes en todo el territorio nacional. Además, las ubicaciones relativas de las fuentes y los sumideros de CO₂ deben considerarse para una estimación correcta de los costos asociados a CCS, tal como lo sugieren Yañez y colaboradores.

La utilización de CO₂ en otras industrias, por otro lado, no parece muy factible a corto plazo. En efecto, aunque el CO₂ de alta pureza disponible de la producción de bioetanol (ca. 250 kt CO₂/año) puede usarse directamente en la industria alimenticia, la industria del cemento, que sería otro potencial consumidor de CO₂ a gran escala, está enfocada en reutilizar sus propias emisiones (ca. 4,5 Mt CO₂/año) (Andrew, 2018).

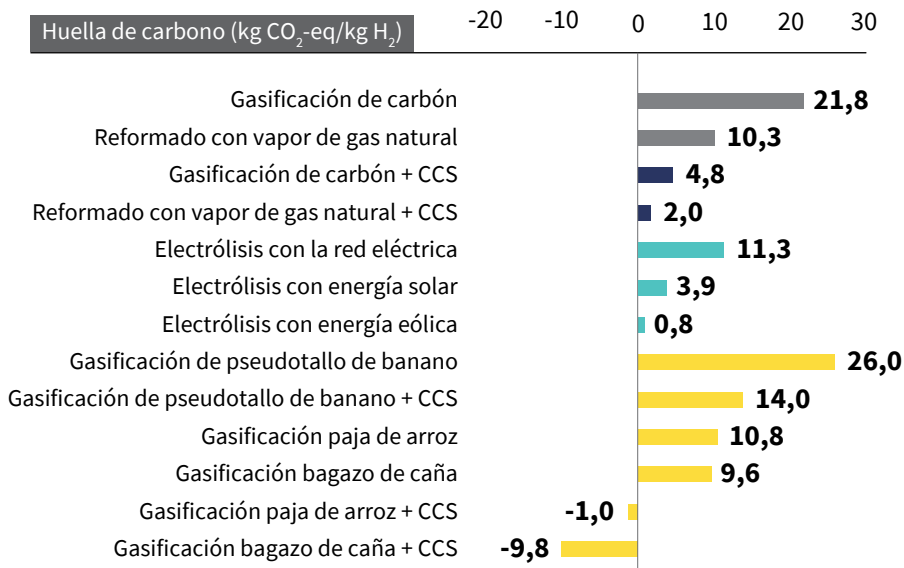
3. Cuantificación de la huella de carbono para la certificación de origen

El hidrógeno (H_2) como vector energético limpio promueve la disminución de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, la reducción de estas emisiones depende de la fuente de producción y las tecnologías que se implementan para su generación, distribución, comercialización y uso final. Este capítulo presenta la huella de carbono de las tecnologías de producción mencionadas hasta ahora y propone niveles de clasificación de los distintos tipos de H_2 aplicables a un mecanismo de certificación de origen para Colombia. Las emisiones de GEI se calcularon de acuerdo con la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV), establecida en la norma ISO 14040. En este esquema, se consideró un análisis de cuna a puerta y se definió la unidad funcional como la producción de 1 kg H_2 a 160 bar y con una pureza del 99,9 % v/v.

La figura 19 muestra las emisiones en CO_2 -eq de diferentes tecnologías asociadas a la generación de H_2 y que pueden tener un alto potencial en el contexto colombiano. El nivel de emisiones oscila entre 0,8 y 26 kg CO_2 -eq/kg H_2 , donde la electrólisis potenciada por energía eólica tiene el menor impacto ambiental y la gasificación del seudotallo del banano tiene el mayor impacto ambiental. En general, la huella de carbono está estrechamente relacionada con el contenido de carbono e H_2 de las materias primas presentes. En este estudio, se evaluó la gasificación de carbón, banano, bagazo de caña y paja de arroz como alternativas para la generación de H_2 . Los rendimientos de estas materias primas a través de la gasificación son 0,13 kg H_2 /kg carbón, 0,060 kg H_2 /kg bagazo de caña, 0,058 kg H_2 /kg paja de arroz y 0,042 kg H_2 /kg seudotallo de banano. No obstante, en el caso de la biomasa residual, es decir, de bagazo de caña, paja de arroz y seudotallo del banano, se considera el proceso de remoción de dióxido de carbono (CO_2) en la etapa del cultivo. Por tal razón, a pesar de que el rendimiento a H_2 de la gasificación de carbón es mayor que el de la biomasa residual, el efecto del cultivo tiene un impacto positivo en las emisiones globales cuando se emplea biomasa residual. Sin embargo, la gasificación

del pseudotallo del banano es una excepción, debido a que su huella de carbono es mayor que la de gasificación de carbón. Esto se debe principalmente a que la remoción de CO₂ en el cultivo de banano es inferior en comparación con el cultivo de caña y el cultivo de arroz. En este caso, la remoción del cultivo de banano es de 1,38 kg CO₂-eq/kg H₂, mientras para el cultivo de arroz y caña es de 15,17 kg CO₂-eq/kg H₂ y 27,83 kg CO₂-eq/kg H₂, respectivamente.

FIGURA 19. HUELLA DE CARBONO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE H₂ EN COLOMBIA



CCS: procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂

Fuente: elaboración propia.

58

Con respecto a la gasificación de las materias primas analizadas con captura de carbono, la gasificación de bagazo de caña tiene un menor impacto ambiental (-9,8 kg CO₂-eq/kg H₂), seguido de la gasificación de paja de arroz (-1,0 kg CO₂-eq/kg H₂), la gasificación de carbón (4,8 kg CO₂-eq/kg H₂) y la gasificación de pseudotallo de banano (14,0 kg CO₂-eq/kg H₂). El beneficio ambiental observado en los cultivos de caña y arroz, es decir, emisiones negativas, está estrechamente relacionado con la etapa del cultivo.

Con respecto a las tecnologías que no implican materias primas que contienen carbono, como la electrólisis de agua potenciada por energía solar, eólica y la

matriz energética, la electrólisis potenciada por la matriz energética colombiana tiene el mayor impacto (11,3 kg CO₂-eq/kg H₂) debido a que está compuesta por fuentes renovables en un 70 % y fósiles en un 30 % (Pupo-Roncallo et al., 2019). Esta fracción importante de fuentes fósiles contribuye significativamente a la huella de carbono de esta tecnología. Con respecto a la electrólisis potenciada por energía solar y eólica, la huella de carbono de estas tecnologías está directamente relacionada con la fabricación de paneles solares y turbinas eólicas, así como con el transporte desde Europa hasta Colombia.

La huella de carbono de las tecnologías descritas permite establecer esquemas de certificación de origen. El artículo 2.2.7.1.5 del Decreto 1476 de 2022 define:

El Ministerio de Minas y Energía, con apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, podrá establecer un mecanismo de certificación de origen del H₂ producido en el país, con el que se permita asegurar la unicidad y la trazabilidad de los insumos utilizados para la producción de H₂ y su intensidad de emisiones asociadas, tales como la energía renovable para el H₂ verde, la captura, uso y almacenamiento de carbono para el H₂ azul, así como cualquier otro atributo del H₂ que se considere relevante monitorear.

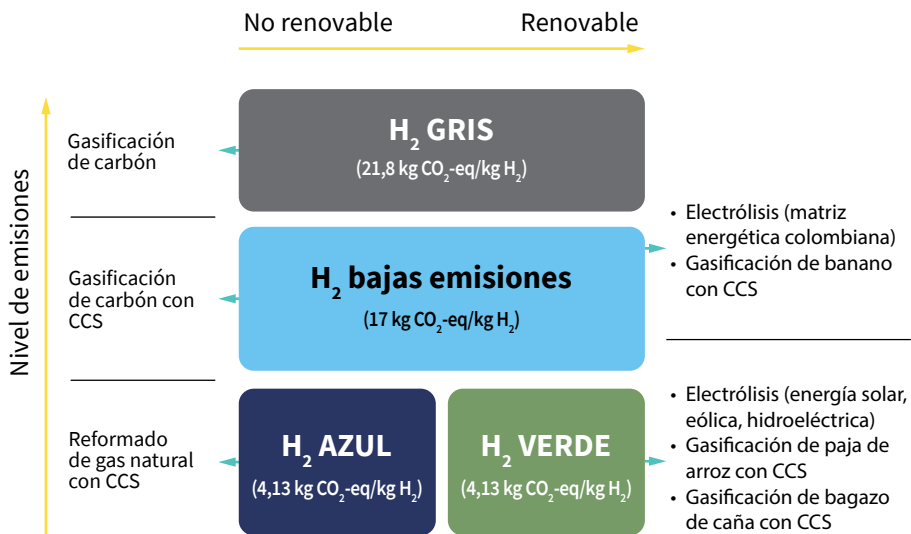
Estos esquemas de certificación permiten, además, clasificar el H₂ como H₂ gris, H₂ azul, H₂ verde e hidrógeno de bajas emisiones, como se ha establecido en otros modelos de certificación (Cheng y Lee, 2022; Liu Wan et al., 2022).

Actualmente, el modelo CertifHy es el más desarrollado para la caracterización de las tecnologías de generación de H₂. Este establece un límite de emisiones según el reformado de gas natural (GN), cuyas emisiones son de 10,92 kg CO₂-eq/kg H₂. A partir de este límite, se aplica una disminución del 60 % para definir el nivel de emisiones de H₂ azul e H₂ verde, establecidas en 4,37 kg CO₂-eq/kg H₂. Asimismo, el Gobierno chino estableció un modelo similar al esquema CertifHy, pero empleando la gasificación de carbón como la tecnología base y discriminando entre hidrógeno de bajas emisiones, con un nivel de emisiones de 14,51 CO₂-eq/kg H₂, e H₂ limpio como el H₂ azul y el H₂ verde, cuyo nivel de emisiones es de 4,90 CO₂-eq/kg H₂.

De acuerdo con estas propuestas en el ámbito global y lo establecido en el capítulo dos, se propone que la gasificación de carbón sea la tecnología base en Colombia debido a su alta disponibilidad como fuente primaria. Según la figura

19, la huella de carbono para la gasificación de carbón en Colombia es de 21,8 kg CO₂-eq/kg H₂. Según las emisiones de esta tecnología, se desarrolló una propuesta para clasificar el H₂ gris, el H₂ azul, el H₂ verde y el hidrógeno de bajas emisiones. La figura 20 muestra la clasificación de las tecnologías y del H₂ de acuerdo con el nivel de emisiones y la fuente de producción. En este esquema de clasificación, se consideró la gasificación de carbón como H₂ gris.

FIGURA 20. CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO DENTRO DE LA PROPUESTA DE ESQUEMA DE CERTIFICACIÓN DE ORIGEN EN COLOMBIA DE ACUERDO CON EL NIVEL DE EMISIONES Y LA FUENTE PRIMARIA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO



CCS: procesos de captura, utilización y almacenamiento de CO₂

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con su *Contribución determinada a nivel nacional de Colombia (NDC)* (por sus siglas en inglés), el país espera disminuir las emisiones de GEI en un 51 % (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente], 2020b). Sin embargo, el H₂ no será aplicable a todos los sectores de la economía colombiana. Actualmente, y según lo identificado, el H₂ desempeñará un papel importante en los sectores de generación eléctrica, transporte e industria. De acuerdo con lo anterior, la NDC establece una reducción del 22 % de las emisiones de GEI para estos sectores. Por tanto, se considerará como hidrógeno

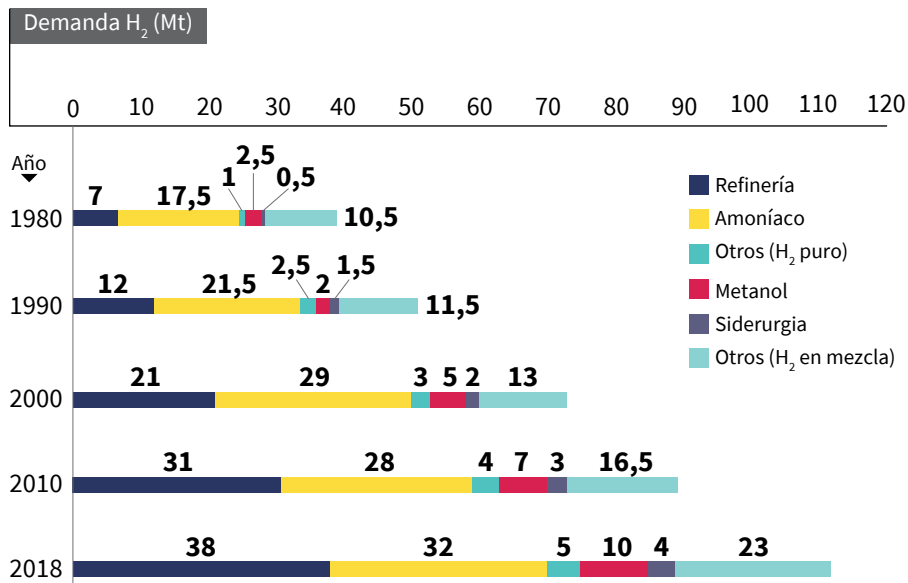
de bajas emisiones aquellas tecnologías cuyo nivel de emisiones fuese menor de 17 kg CO₂-eq/kg H₂, independiente de la fuente, valor que se calculó como el 22 % de las emisiones de referencia establecidos para el modelo colombiano (21,8 CO₂-eq/kg H₂). De esta manera, se consideran tecnologías de bajas emisiones: la gasificación de carbón con CCS (por sus siglas en inglés), la electrólisis potenciada por la red eléctrica (siempre y cuando no se aumente el factor de emisión de la red) y la gasificación de banano con CCS. A partir de estos niveles de referencia, el H₂ producido con estas tecnologías no podría ser certificado como hidrógeno de bajas emisiones para exportación a los países que se acojan al modelo CertifHy, principalmente de la Unión Europea (UE), debido a que su nivel de emisiones estaría por encima de los límites establecidos (4,37 kg CO₂-eq/kg H₂) (Cheng y Lee, 2022). No obstante, estas tecnologías podrían ser empleadas a corto plazo en el contexto nacional para contribuir a las metas de mitigación de la NDC.

Para cumplir los niveles establecidos por los esquemas internacionales, se definió que el H₂ que cumpla un nivel de emisiones inferior a 4,13 kg CO₂-eq/kg H₂ sea certificable como hidrógeno de bajas emisiones para fines de exportación. Este límite se estableció como el nivel de emisiones de GEI 60 % menor de las asociadas con la producción de H₂ a partir de reformado de GN, en consideración a que es la tecnología más representativa en el mercado mundial. Además del límite de emisiones, el H₂ se puede clasificar como H₂ azul o H₂ verde según la fuente, como se mostró en el capítulo uno. Por un lado, el reformado con vapor de GN con CCS produce H₂ azul y, por otro, el H₂ verde sería el producido a partir de electrólisis impulsada por energía eólica y solar, y la gasificación de biomasa con CCS. Por tanto, el H₂ azul y el H₂ verde de producción nacional se consideran H₂ certificables con fines de comercialización nacional e internacional de acuerdo con la clasificación nacional propuesta y el modelo CertifHy, respectivamente. Esta propuesta de clasificación permite crear un mecanismo de certificación de origen que les permita a los consumidores nacionales e internacionales conocer el nivel de emisiones del H₂ que están usando. En el capítulo siete, se presentan recomendaciones para el esquema de certificación de origen del H₂ producido en Colombia, y una propuesta de gobernanza del esquema de certificación de origen.

4. Prospectivas de demanda de hidrógeno en Colombia

El mercado global de H₂ se ha concentrado históricamente en el sector industrial, cuya demanda ha aumentado significativamente en las décadas recientes, como se muestra en la figura 21. La tendencia presentada en esta permite prever un incremento de su uso en el futuro, que incluye aplicaciones actuales como insumo en distintos procesos industriales y aplicaciones en tecnologías emergentes que se discuten. En Colombia, la demanda actual de H₂ se estima en 155 kt H₂/año, la cual corresponde en su totalidad a producción cautiva. Esta demanda anual se encuentra distribuida entre el sector de refinería (84 %), de fertilizantes (12 %) y otras industrias (4 %) como las grasas hidrogenadas (Ministerio de Minas y Energía [MinEnergía], 2021).

FIGURA 21. DEMANDA GLOBAL DE HIDRÓGENO POR SECTOR DESDE 1980



Fuente: elaboración propia a partir de datos de International Renewable Energy Agency (IRENA, 2019c).

Entre los usos emergentes se encuentra la aplicación de H₂ como combustible libre de carbono para la generación de electricidad. La tecnología habilitante para esta aplicación corresponde a las celdas de combustible, definidos como equipos electroquímicos que convierten la energía química de un combustible directamente en energía eléctrica o calor. Estas celdas proveen mecanismos de conversión energética limpios y eficientes, que, además de reducir el efecto que tienen los procesos de transformación energética, son compatibles con fuentes de energía renovables y portadores energéticos como el H₂ (Wilberforce et al., 2016). Esta tecnología posee un gran potencial para su implementación en el sector transporte y el abastecimiento de energía descentralizada. En particular, en dicho sector el H₂ se plantea como un sustituto a los combustibles fósiles y una alternativa para la implementación de vehículos eléctricos con tiempos de carga competitivos. Las celdas de combustible tipo PEM (por sus siglas en inglés) son preferidas en este sector debido a su baja necesidad de mantenimiento, simplicidad en estructura de celda, densidad de potencia generada por la celda, tiempo de vida útil mayor y menores costos de manufactura.

En la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, se planteó un aumento exponencial de la demanda total de hidrógeno de bajas emisiones en 2020 (MinEnergía, 2021). La penetración del H₂ en la economía colombiana se plantea principalmente en los sectores de transporte e industrial en tres fases diferenciadas: a) aplicaciones existentes (2020-2026), que contempla la transición a H₂ de bajas emisiones en las aplicaciones ya existentes como refinerías y la penetración en el sector del transporte terrestre pesado; b) aplicaciones emergentes (2027-2035), que involucra la inserción en nuevos sectores como el de fertilizantes, y c) aplicaciones disruptivas (2036-2050), que, además de plantear un gran despliegue en las aplicaciones previamente insertadas, propone la entrada del H₂ en generación eléctrica y en el sector industrial en aplicaciones como la producción de acero mediante reducción directa y la implementación en camiones mineros con la tecnología de celda de combustible.

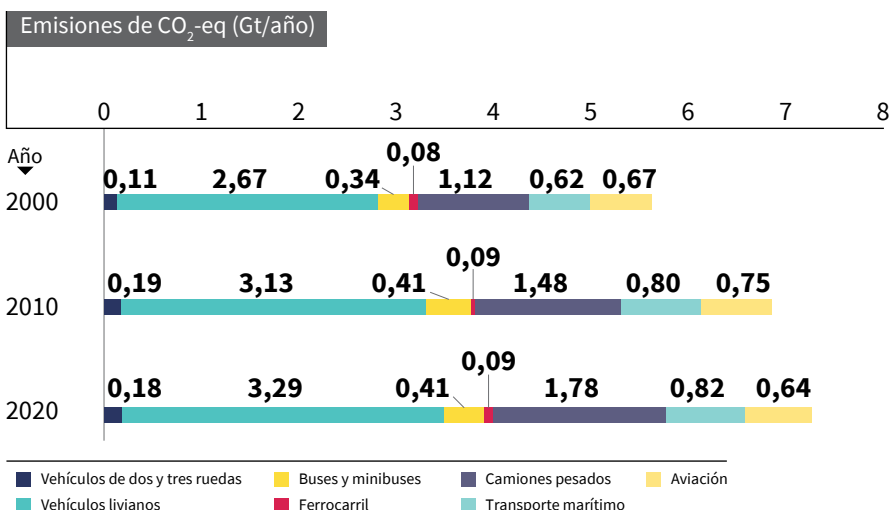
En esta sección, se plantea un análisis detallado de los escenarios potenciales para el despliegue del uso de H₂ en Colombia. Con este objetivo, se discute el potencial de inserción en los principales sectores identificados (transporte e industria) desde el punto de vista de las tecnologías disponibles y su prospectiva, costos

de implementación, competitividad frente a otras alternativas y el potencial de adopción tecnológica en Colombia.

Uso de hidrógeno en el sector transporte

La figura 22 muestra las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) aportadas por el sector transporte desde el año 2000, las cuales se han incrementado en un 28 % principalmente debido al aumento del parque automotor de vehículos de transporte terrestre (International Energy Agency [IEA], 2021d), por lo que descarbonizar este sector es un objetivo común de muchos países.

FIGURA 22. EMISIONES GLOBALES DE CO₂ DEL SECTOR TRANSPORTE (2000-2020)



Fuente: elaboración propia a partir de datos reportados por IEA (2021d).

En Colombia, de acuerdo con el *Inventario nacional y departamental de gases efecto invernadero*, de las 236,97 Mt CO₂-eq totales emitidas en el país, el 12,37 % son atribuidas al sector transporte, donde el 11,14 % corresponde al transporte terrestre y el 1,23 % restante a otros modos de transporte (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM], 2018). Por esta razón, en el portafolio de medidas de mitigación de GEI de la NDC, 9 de las 32 medidas están enfocadas en el sector transporte, donde siete medidas van dirigidas específicamente al transporte terrestre (MinAmbiente, 2020b).

De estas siete medidas, la más ambiciosa es la de movilidad eléctrica, cuya meta para 2030 consiste en la inserción de 600 000 vehículos eléctricos al parque automotor, para la mitigación de 4,04 Mt CO₂-eq (MinAmbiente, 2020b). Para lograr esta meta, actualmente existen dos tecnologías eléctricas, también llamadas cero emisiones: a) los vehículos de batería eléctrica (BEV, por sus siglas en inglés) y b) los vehículos de celdas de combustibles (FCEV, por sus siglas en inglés).

Como se evidenció, el país cuenta con un gran potencial de producción de H₂, por lo que se presenta un análisis de los posibles escenarios en los que se podría desplegar el uso de este energético en el sector de transporte terrestre en Colombia. No se considera la integración del H₂ como energético a otros medios de transporte por dos razones: a) por la baja contribución de emisiones de GEI asociada a estos, y b) por la dificultad de su despliegue (Köves y Bajmócy, 2022).

Para la construcción de los escenarios, se consideraron factores como las tecnologías disponibles y su prospectiva, la autonomía de los vehículos, la eficiencia, los costos, la competitividad con otras tecnologías y el potencial de adopción tecnológica en Colombia. Finalmente, se presenta un escenario de demanda de H₂ en el sector transporte en el periodo 2020-2050.

Estado actual y prospectiva de la tecnología

Actualmente, en el mercado se pueden encontrar vehículos de celdas de combustible como automóviles, camperos, buses, camiones y tractocamiones. En la tabla 4, se pueden ver algunos ejempls.

TABLA 4. FCEV EN NIVELES DE MADUREZ TECNOLÓGICA 6-9

CATEGORÍA	MARCA	REFERENCIA	TRL	ESTADO DE ENTRADA AL MERCADO
Automóvil	Toyota	Mirai XLE/Limited	8-9	Comercial
Campero	Hyundai	Nexo	8-9	Comercial
Bus	Caetano	H ₂ City Gold	7	Comercial
Camión	Hyundai	XCIENT Fuel Cell	7	Comercial
Tractocamión	Nikola	TWO FCEV	6	2024

TRL: *technology readiness level*.

Fuente: elaboración propia.

Vehículos como el Toyota Mirai o el Hyundai Nexo se encuentran en un nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) correspondiente a

producción (TRL 8 o 9), mientras algunos vehículos pesados (buses, camiones y tractocamiones) se encuentran aún en demostración (TRL 6 o 7). Para el despliegue comercial de vehículos pesados FCEV, se requiere reducir costos de fabricación y aumentar la vida útil de las celdas de combustible para que sean competitivos con los BEV y con los vehículos de combustión interna (ICEV, por sus siglas en inglés).

La vida útil es un factor clave que permite comparar la competitividad de las tecnologías de movilidad. En el caso de los BEV y FCEV, esta está limitada por las baterías y las celdas de combustible, con vidas útiles de 150 000 a 200 000 km (Hall et al., 2019) y de 241 000 a 374 000 km (California Fuel Cell Partnership [CaFCP], 2022), respectivamente. Por lo anterior, la vida útil del vehículo (en años) depende de la categoría a la cual se relaciona con una actividad determinada (kilómetros recorridos/año), como se muestra en las tablas 5 y 6. La vida útil de los vehículos BEV y FCEV es menor que la de un ICEV, debido a que en los dos primeros componentes, la batería y la celda deben ser reemplazados. En un ICEV, solo se requieren mantenimientos periódicos para que continúe funcionando, un ejemplo es que el 17 % de las volquetas que circulaban en el país en 2020 tenían más de 50 años (UPME, 2020b).

TABLA 5. NIVEL DE ACTIVIDAD PROMEDIO POR CATEGORÍA

CATEGORÍA	ACTIVIDAD PROMEDIO (KILÓMETROS RECORRIDOS/AÑO)
Automóvil particular	6992
Taxi	60 000
Bus	80 000
Camión	21 000
Tractocamión	67 000

Fuente: UPME (2020b).

TABLA 6. VIDA ÚTIL DE BATERÍAS ELÉCTRICAS Y CELDAS DE COMBUSTIBLE DE CADA CATEGORÍA CALCULADOS A PARTIR DE LOS NIVELES DE ACTIVIDAD PROMEDIO MOSTRADOS EN LA TABLA 5

	VIDA ÚTIL				
	AUTOMÓVIL	TAXI	BUS	CAMIÓN	TRACTOCAMIÓN
BEV	21-28 años	5 años	4 años	15 años	5 años
FCEV	34-53 años	4-6 años	4 años	11-17 años	3-5 años

Fuente: elaboración propia.

El aumento en la vida útil de los FCEV ha sido prevista por diferentes organizaciones internacionales como un factor clave para la competitividad de la tecnología. Por ejemplo, la Administración Federal de Tránsito de los Estados Unidos (FTA, por sus siglas en inglés) estableció una meta de 804 672 km de durabilidad del bus FCEV a 2020 (Federal Transit Administration [FTA], 2020), equivalente a 10 años de acuerdo con el recorrido promedio de un bus en Colombia. De la misma manera, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) estableció que la meta a 2050 de vida útil de las celdas de combustible para tractocamiones FCEV sea igual a 1 609 344 km (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy [EERE], 2020), equivalente a 24 años para el recorrido promedio de un tractocamión en Colombia. Con lo anterior, se puede estimar una prospectiva de la vida útil de FCEV de las diferentes categorías para 2030, tomando como referencia la meta conservadora (10 años para buses) y calculando su equivalencia de acuerdo con los niveles de actividad de cada categoría, como se muestra en la tabla 7. De esta manera, se presentará un análisis de la competitividad de los FCEV respecto de los BEV y los ICEV con estos supuestos. En términos prácticos, en las secciones posteriores $FCEV_{UP}$ hará referencia a los FCEV mejorados de las diferentes categorías.

TABLA 7. PROSPECTIVA DE VIDA ÚTIL DE BUSES Y TRACTOCAMIONES FCEV

	BUS	TRACTOCAMIÓN
$FCEV_{UP}$	10 años	12 años

Fuente: elaboración propia.

Desempeño de tecnologías de hidrógeno

Algunos aspectos tecnológicos importantes para el uso de H_2 en el transporte incluyen la eficiencia de combustible, la autonomía y los tiempos de repostaje, ya que permiten evaluar la competitividad de la tecnología FCEV con respecto a los vehículos BEV y ICEV. La tabla 8 muestra las características de eficiencia de combustible y autonomía proporcionados por los fabricantes de vehículos FCEV.

TABLA 8. AUTONOMÍA Y RENDIMIENTO DE COMBUSTIBLE DE FCEV DE DIFERENTES CATEGORÍAS

CATEGORÍA	MARCA	REFERENCIA	AUTONOMÍA (KM)	EFICIENCIA DE COMBUSTIBLE (KG H ₂ /100 KM)
Automóvil	Toyota	Mirai XLE/Limited	653	0,87
Campero	Hyundai	Nexo	612	1,03
Bus	Caetano	H ₂ .City Gold	400	6,00
Camión	Hyundai	XCIENT Fuel Cell	400	8,02
Tractocamión	Nikola	TWO FCEV	1200	6,67

Fuente: elaboración propia.

Desde el punto de vista de la autonomía, el Toyota Mirai, el H₂ City Gold y el XCIENT Fuel Cell logran recorrer hasta 653, 400 y 400 km sin la necesidad de repostaje, de modo que son más autónomos que los BEV, cuyos automóviles pueden recorrer 600 km y los buses hasta 370 km. Nikola, por su parte, proyecta que su tractocamión alcanzará los 1200 km de autonomía.

Además, los FCEV presentan tiempos de repostaje significativamente menores de los BEV. Mientras un BEV puede tardar entre 30 minutos y 12 horas (KIA, s. f.) para cargar su batería, al Hyundai Nexo le toma 5 minutos (Hyundai, s. f.a) y al XCIENT Fuel Cell entre 8 y 20 minutos (Hyundai, s. f.b) para repostar sus tanques de H₂.

Sin embargo, en el momento de evaluar técnico-económicamente los FCEV respecto de los BEV como tecnologías de cero emisiones, se debe considerar la aplicación de acuerdo con las diferentes categorías y demandas vehiculares.

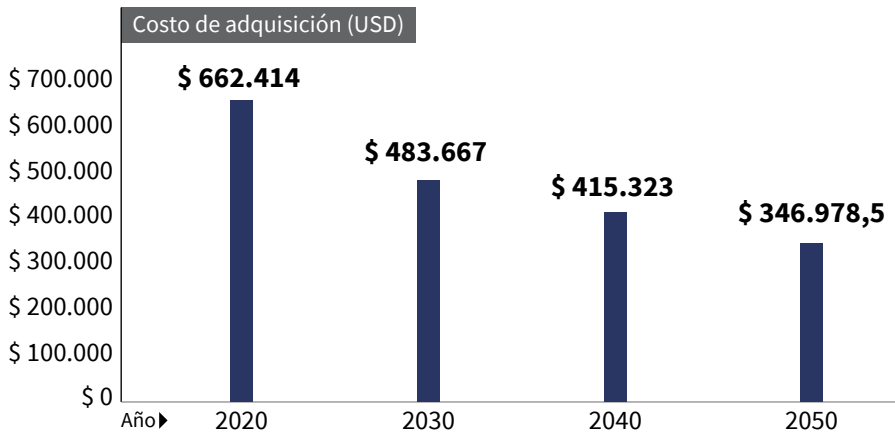
69

Costos de implementación de la tecnología FCEV

Como se mencionó, la reducción del costo de fabricación de los vehículos es uno de los factores clave para la penetración de los FCEV en el mercado, donde el principal costo es la celda de combustible (Olabi et al., 2021).

La figura 23 muestra la proyección del costo de adquisición (sin impuesto al valor añadido [IVA]) de un bus FCEV (80-87 pasajeros), desde 2020 hasta 2050, que actualmente es la categoría de vehículo más costosa de adquirir.

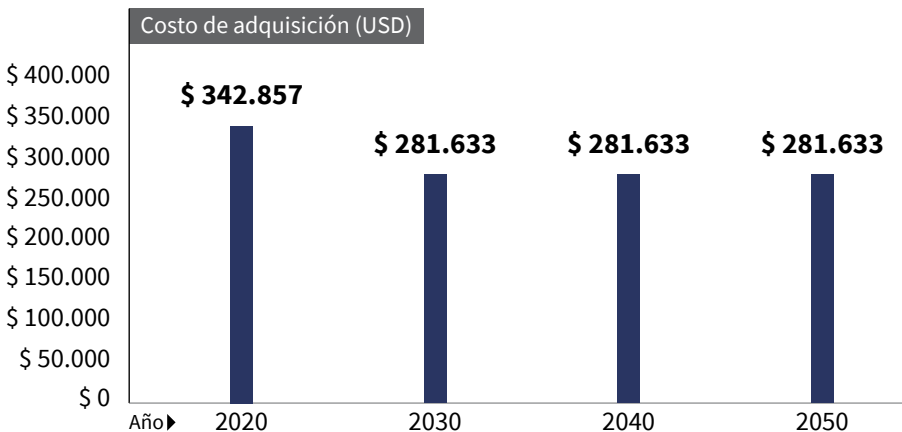
FIGURA 23. COSTO DE ADQUISICIÓN DE UN BUS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) PARA 2020-2050



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Ajanovic et al. (2021).

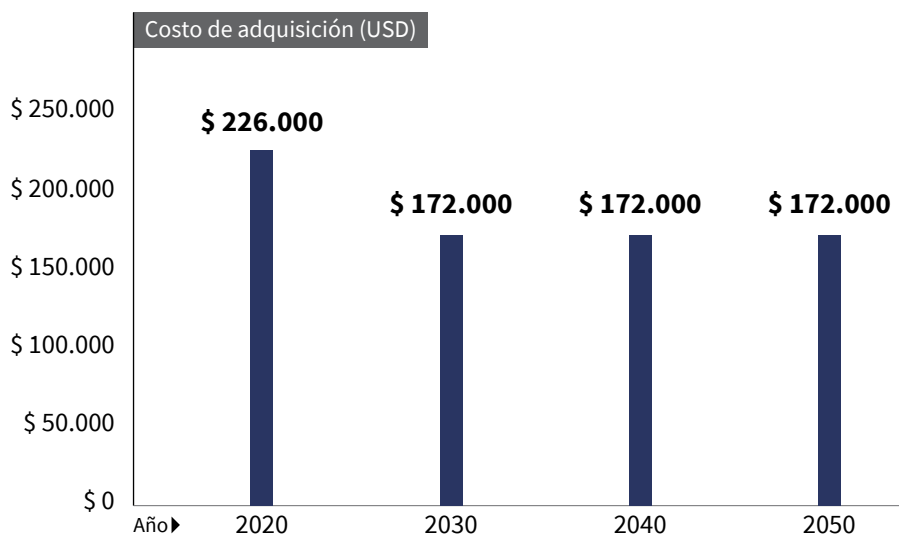
El International Council on Clean Transportation (ICCT) realizó una proyección de los costos de tecnologías FCEV para transporte de carga pesada, en que establece que el valor decrece desde 2020 hasta 2030 y, posteriormente, se mantiene estable (Hall y Lutsey, 2019), tal como se muestra en las figuras 24 y 25 para tractocamiones y camiones, respectivamente.

FIGURA 24. COSTO DE ADQUISICIÓN DE UN TRACTOCAMIÓN DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) PARA 2020-2050



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Hall y Lutsey (2019).

FIGURA 25. COSTO DE ADQUISICIÓN DE UN CAMIÓN DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) PARA 2020-2050

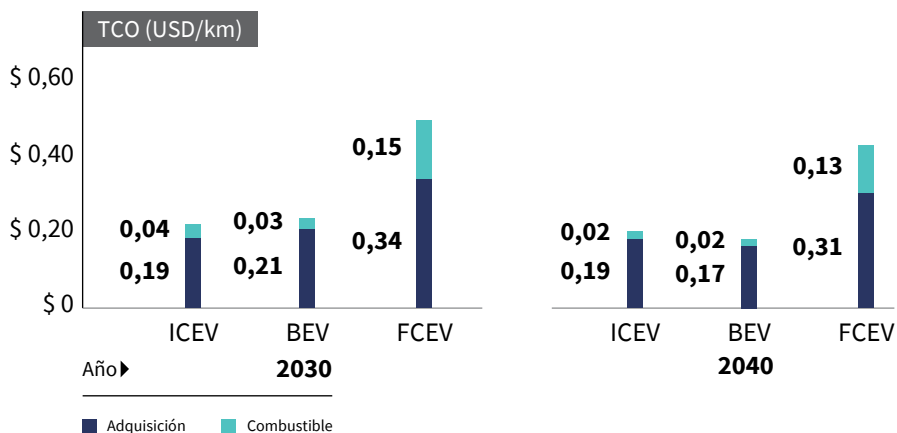


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Hall y Lutsey (2019).

Potencial de adopción de la tecnología en Colombia

Para evaluar el potencial de adopción de los FCEV, se presenta un análisis de la competitividad de la tecnología a partir de las características técnico-económicas presentadas en las secciones previas, por medio del desglose del costo total de propiedad (TCO, por sus siglas en inglés). La figura 26 muestra la comparación de la distribución y evolución a 2030 y 2040 del costo promedio de comprar y mantener un automóvil liviano con tecnologías FCEV, BEV y ICEV durante toda su vida útil. Para obtener el TCO de cada tecnología, se consideraron tres componentes: a) el costo del vehículo antes de impuesto, b) el IVA (en la figura el costo de adquisición es la suma de a y b), y c) el costo del combustible, este último tiene aplicado el impuesto al carbono establecido por el Decreto 926 de 2017 y la *Actualización de la contribución determinada a nivel nacional de Colombia (NDC)* (por sus siglas en inglés) (MinAmbiente], 2020b). El IVA para los FCEV y BEV se tomó del 5 % (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente], 2019), de acuerdo con lo aplicado actualmente en Colombia sin considerar el límite de cupos y para los ICEV del 19 %.

FIGURA 26. COSTO TOTAL DE PROPIEDAD (TCO) PARA AUTOMÓVILES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN 2030 Y 2040



Fuente: elaboración propia.

En la figura 26, se observa una evolución en los costos de los BEV, que incluso llegan a ser más económicos que los ICEV en 2040, mientras los FCEV no alcanzan la paridad con los BEV e ICEV. De aquí se puede concluir que para transporte liviano la tecnología FCEV no es competitiva con respecto a la BEV en lo que se refiere a movilidad de cero emisiones.

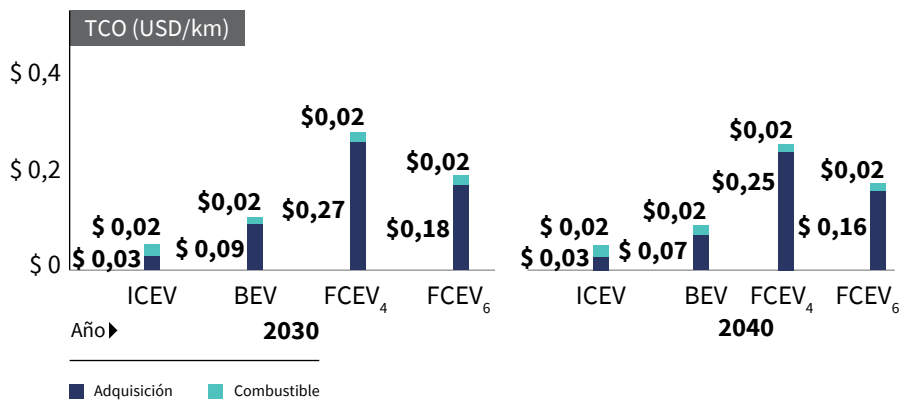
El efecto de una menor vida útil de la tecnología se refleja en un mayor costo de adquisición, dado que se requiere reponer el vehículo en un tiempo más corto. Para minimizar este impacto económico, es fundamental el desarrollo tecnológico que permita, o bien aumentar la vida útil de las celdas de combustible, o bien reducir su costo hasta el punto en el que sea viable su reemplazo, o una combinación de ambos.

En particular para los automóviles livianos de cero emisiones, no se espera que la vida útil de la celda de combustible y la batería sea la limitante a la vida útil de los vehículos debido a su bajo recorrido anual promedio (alrededor de 6992 km/año) (UPME, 2020a), sino otros componentes comunes de las dos tecnologías. Por lo anterior, para este caso, se manejó una vida útil estándar de 20 años para los tres tipos de vehículos.

En el caso de los taxis, su recorrido promedio es mayor (60 000 km/año) (UPME, 2020a), a pesar de ser vehículos livianos, por lo que la vida útil de los

BEV y los FCEV en esta categoría se ve reducida por la vida útil de la batería y la celda de combustible, respectivamente, y no se espera un aumento, ya que es una tecnología establecida. La figura 27 muestra el TCO de las diferentes tecnologías para esta categoría.

FIGURA 27. COSTO TOTAL DE PROPIEDAD (TCO) PARA TAXIS DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN 2030 Y 2040



Nota: El término FCEV₄ hace referencia a una vida útil de cuatro años y FCEV₆ a una de 6 años.

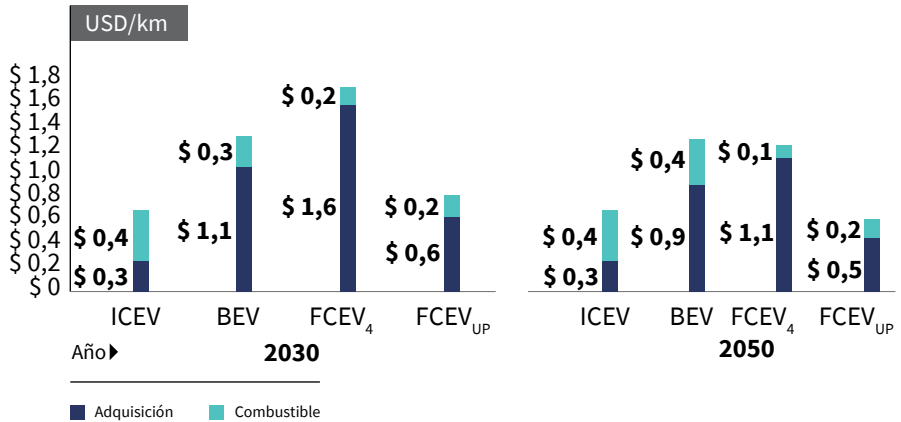
Fuente: elaboración propia.

En la figura 27, se observa que los costos de los BEV y de los FCEV no decrecen lo suficiente como para ser competitivos con los ICEV. Sin embargo, la tecnología cero emisiones que más se aproxima corresponde a la de los BEV, por lo que se requiere el desarrollo de instrumentos de política pública que incentiven su compra y despliegue en el país. De acuerdo con esto, se puede concluir que los BEV son la tecnología de cero emisiones más competitiva para esta categoría.

El resultado para los buses se muestra en la figura 28, donde el subíndice indica el tiempo de vida útil de cada vehículo en años. En este caso, los FCEV son más competitivos que los BEV a partir de 2030, siempre que los desarrollos tecnológicos permiten aumentar la vida útil hasta 10 años, o a partir de 2050 en caso de que este avance no se logre. Por otra parte, asumiendo el avance tecnológico para una vida útil de 10 años y una producción de H₂ *in situ*, los FCEV solo podrían competir con los costos de los ICEV hasta 2050. Para acelerar la adopción de los FCEV en buses antes de 2050, se requiere el desarrollo de instrumentos de política pública que incentiven su compra y despliegue en el país. A pesar de lo

anterior, se puede concluir que los FCEV son la tecnología de cero emisiones más apropiada para esta categoría, según los desarrollos tecnológicos encaminados a la reducción de costos, del aumento en la vida útil o de los incentivos económicos que se generen desde la política pública nacional.

FIGURA 28. COSTO TOTAL DE PROPIEDAD (TCO) PARA BUSES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN 2030 Y 2050



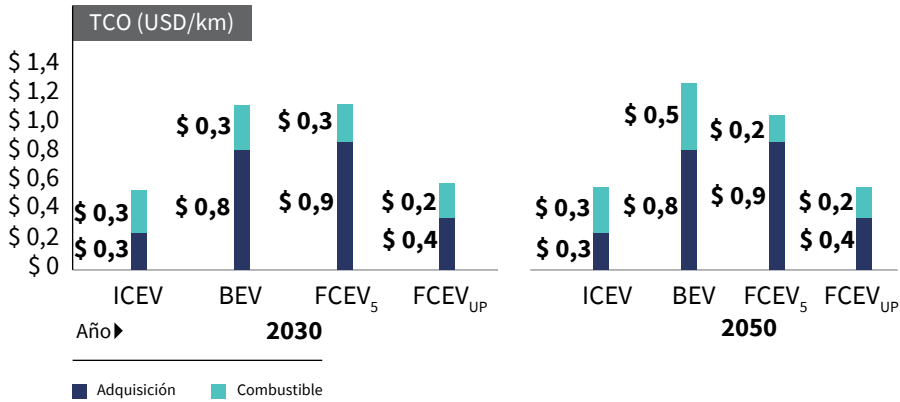
Nota: El término $FCEV_{UP}$ se puede consultar en la tabla 4.

Fuente: elaboración propia.

74

Para el caso de los tractocamiones, como se observa en la figura 29, la tecnología disponible de FCEV puede alcanzar la paridad de costos, e incluso ser más competitiva respecto de los BEV sin necesidad de aumentar su vida útil. Sin embargo, se observa que para que los tractocamiones FCEV logren ser competitivos con el ICEV a 2050 se requieren desarrollos tecnológicos que permitan aumentar su vida útil a 12 años. Se puede concluir que, según los desarrollos tecnológicos y los incentivos económicos que se generen desde la política pública nacional, los FCEV son la tecnología de cero emisiones más apropiada para esta categoría.

FIGURA 29. COSTO TOTAL DE PROPIEDAD (TCO) PARA TRACTOCAMIONES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN 2030 Y 2050

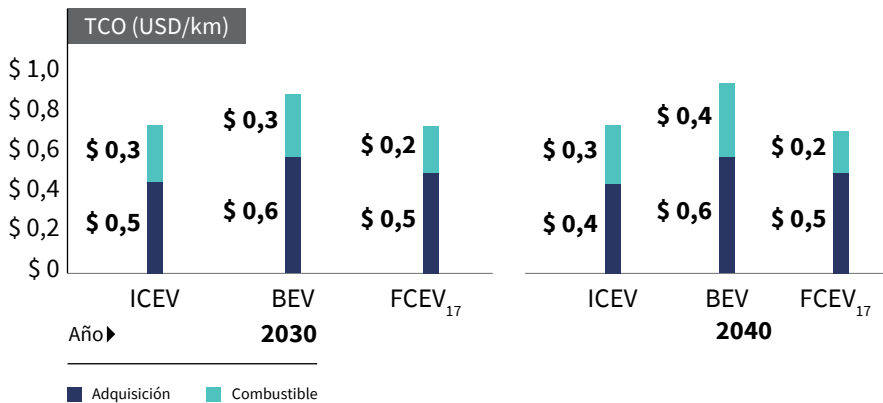


Nota: El término $FCEV_{UP}$ se puede consultar en la tabla 4.

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, los FCEV son en particular adecuados para camiones, debido a que no es necesario aumentar la vida útil de la celda de combustible para que sea competitivo respecto de los BEV y los ICEV a partir de 2030, como se puede apreciar en la figura 30. Por tanto, se concluye que los FCEV son la tecnología más apropiada para el despliegue de la movilidad de cero emisiones para esta categoría.

FIGURA 30. COSTO TOTAL DE PROPIEDAD (TCO) PARA CAMIONES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN 2030 Y 2040



Fuente: Elaboración propia.

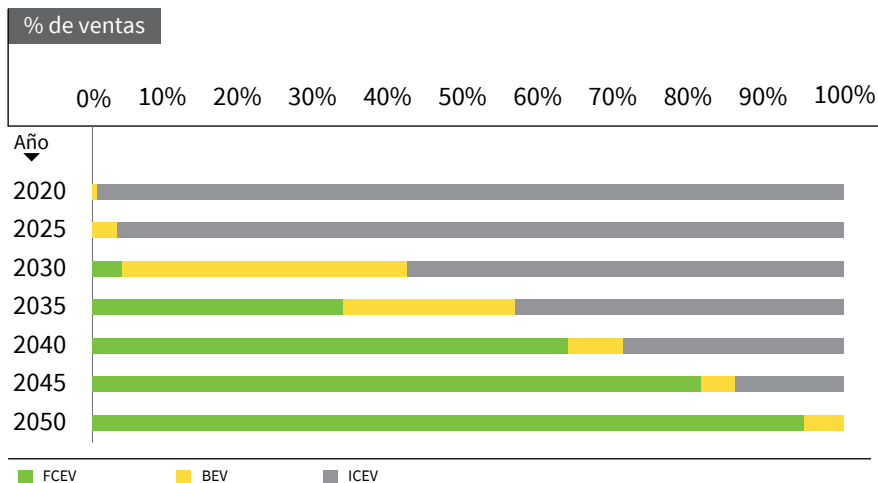
Escenario de inserción

Como se mencionó, Colombia tiene objetivos establecidos para descarbonizar el sector transporte. De acuerdo con el análisis realizado, se presenta el potencial de adopción de tecnologías FCEV que aporten al cumplimiento de estas metas en las categorías en las que se evidenció su viabilidad técnico-económica.

A continuación, se establecen los porcentajes de adopción de las tecnologías, según los resultados del anterior análisis y los potenciales desarrollos tecnológicos, que permitan la reducción de costos y el aumento de la vida útil de los FCEV. También se consideraron las políticas que Colombia tiene para la adopción de tecnologías cero emisiones en el transporte público, y las metas internacionales establecidas para descarbonizar el sector transporte.

La figura 31 plantea el escenario de incremento del porcentaje de compra de buses FCEV durante el periodo 2020-2050. Desde 2020 hasta 2025, se asume un crecimiento pequeño de buses BEV, el cual sigue la tendencia actual de crecimiento (UPME, 2020a). A partir de 2026, se observa que el 30 % de las ventas corresponden a vehículos eléctricos por la entrada en vigor de la ley de movilidad eléctrica (Ley 1964 de 2019). A partir de 2030, se considera que los FCEV empiezan tener una pequeña participación en el porcentaje de ventas de vehículos cero emisiones, debido a que los FCEV_{UP} entrarían en el mercado siendo más competitivos que los BEV. Por tanto, se estima que el porcentaje de participación de FCEV empieza a aumentar. Además, se considera la implementación de políticas que incentiven la adopción de tecnologías cero emisiones, como regulaciones, subvenciones, incentivos tributarios, subastas de contratación, entre otras, las cuales se tratan en detalle en secciones posteriores.

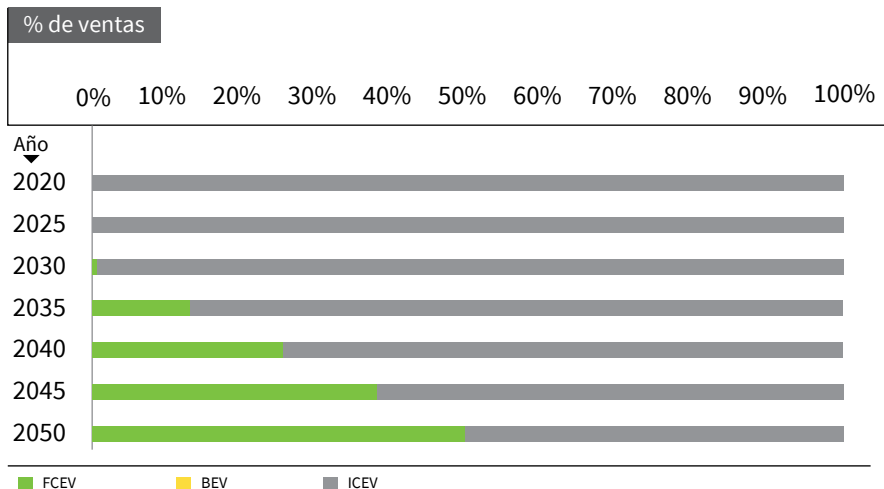
FIGURA 31. ESCENARIO DE DISTRIBUCIÓN DE VENTAS DE BUSES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN EL PERIODO 2020-2050



Fuente: elaboración propia.

De igual manera, la figura 32 muestra el escenario del porcentaje de compra de tractocamiones durante el periodo 2020-2050. A partir de 2030, se espera que los FCEV empiecen a tener una pequeña participación en el porcentaje de ventas de tractocamiones, lo que resultaría de su entrada en el mercado de los FCEV_{UP} y su competitividad de costos respecto de los ICEV. Por tanto, se estima que el porcentaje de participación empieza a aumentar. Además, se considera la implementación de políticas que incentiven la adopción de tecnologías cero emisiones, como las regulaciones, las subvenciones, los incentivos tributarios, las subastas de contratación, entre otras, las cuales se tratan en detalle en secciones posteriores.

FIGURA 32. ESCENARIO DE DISTRIBUCIÓN DE VENTAS DE TRACTOCAMIONES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN EL PERIODO 2020-2050

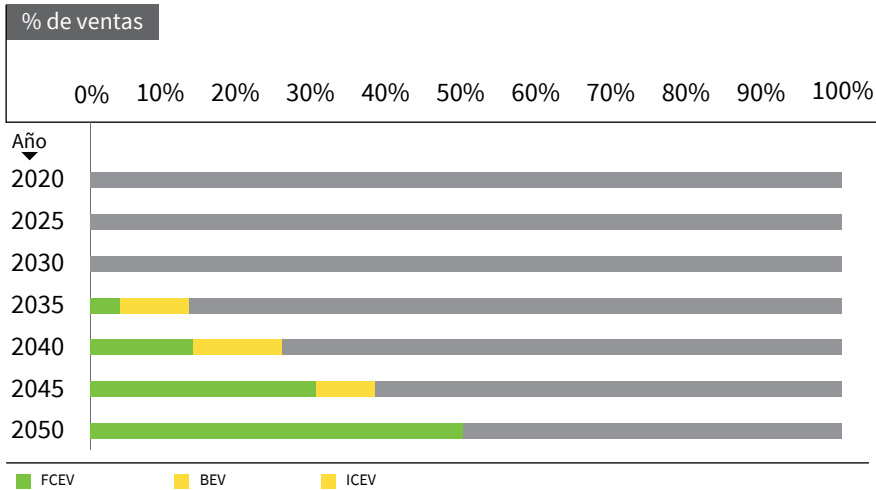


Fuente: elaboración propia.

78

Finalmente, la figura 33 presenta el escenario del porcentaje de compra de camiones FCEV durante el periodo 2020-2050. A partir de 2020 hasta 2030, se observa un crecimiento pequeño de camiones BEV, el cual sigue la tendencia actual de crecimiento. Posteriormente, en 2030, se espera que los FCEV empiecen a tener una pequeña participación en el porcentaje de ventas de camiones cero emisiones, debido a que los FCEV₁₇ empiezan a ser más competitivos que los BEV e, incluso, que los ICEV. Por tanto, se estima que el porcentaje de participación empieza a aumentar, impulsado también por la implementación de políticas que incentiven la adopción de tecnologías cero emisiones, como regulaciones, subvenciones, incentivos tributarios, subastas de contratación, entre otras, las cuales se tratan en detalle en secciones posteriores.

FIGURA 33. ESCENARIO DE DISTRIBUCIÓN DE VENTAS DE CAMIONES DE COMBUSTIÓN INTERNA (ICEV), BATERÍA ELÉCTRICA (BEV) Y DE CELDAS DE COMBUSTIBLE (FCEV) EN EL PERIODO 2020-2050

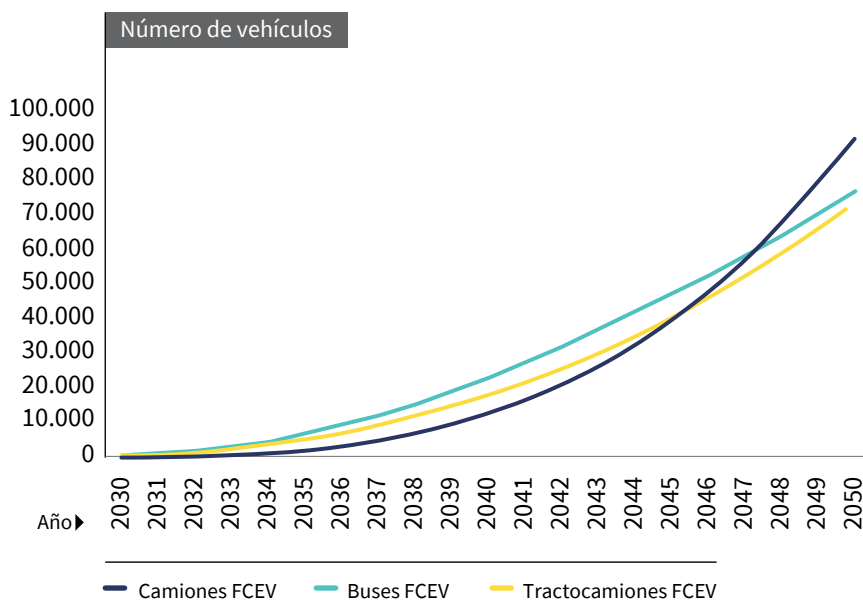


Fuente: elaboración propia.

Demanda de hidrógeno en el sector transporte

La figura 34 muestra la evolución del parque automotor de FCEV como consecuencia de las distribuciones establecidas, donde se estima que a 2050 se alcanzarán 76 859 buses, 73 408 tractocamiones y 92 472 camiones, para 242 739 vehículos pesados.

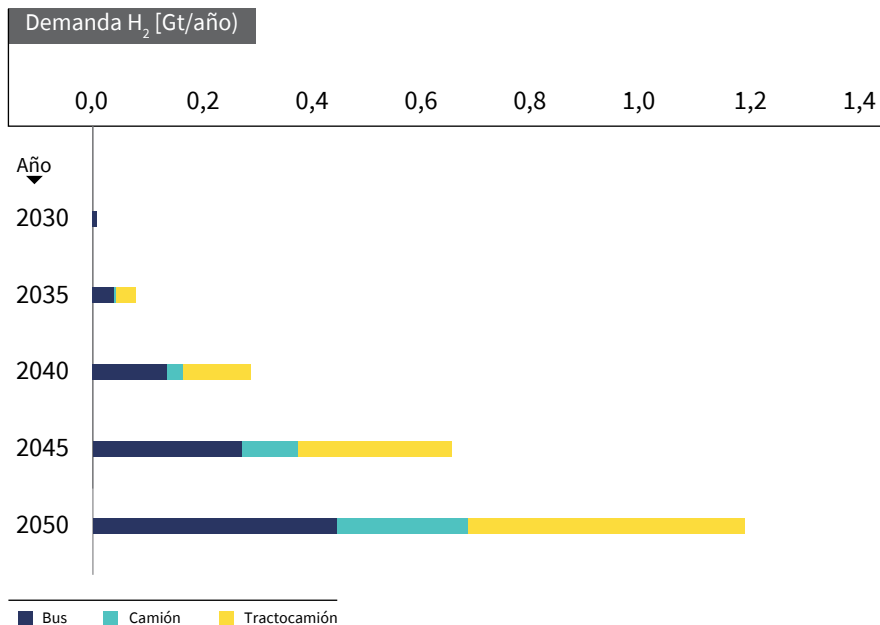
FIGURA 34. PARQUE AUTOMOTOR TOTAL DE CAMIONES, BUSES Y TRACTOCAMIONES DE CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL PERIODO 2030-2050



Fuente: elaboración propia.

Como resultado de lo anterior, la figura 35 muestra el resultado del escenario 2020-2050 de demanda de H₂ en el sector transporte, el cual se construyó según el análisis que se mostró previamente; lograr estos objetivos depende de los acuerdos y los compromisos que adquieran tanto el sector público como el sector privado. En secciones posteriores, se abordarán las recomendaciones de política pública que pueden lograr que este escenario sea plausible y ayuden a promover el H₂ como una alternativa para la descarbonización del sector transporte.

FIGURA 35. DEMANDA DE HIDRÓGENO EN EL SECTOR TRANSPORTE



Fuente: elaboración propia.

Uso de hidrógeno en el sector industrial

La demanda de H₂ en el sector industrial se puede dividir en su uso como combustible e insumo. Las aplicaciones actuales en el mundo se centran en el uso como insumo en procesos industriales. Su uso como combustible se podría considerar una aplicación emergente que requiere tecnologías habilitantes como las celdas de combustible. En esta sección, se discuten los sectores con mayor potencial de inserción de H₂, sus implicaciones y las estimaciones de demanda proyectadas en cada caso.

81

Hidrógeno como insumo industrial

En la industria pesada mundial, el H₂ se puede utilizar en la producción de amoníaco, polímeros y resinas (industria química). En las refinerías, se utiliza para hidrocrackeo y desulfuración de combustibles. Además, en la industria metalúrgica, se utiliza para recocido (*annealing*), aunque en menor medida. Otros

tipos de industria representan menos del 1 % de la demanda global de H₂. Estos procesos incluyen manufactura de vidrio, hidrogenación de grasas en la industria alimenticia, semiconductores, enfriamiento de generadores eléctricos y combustible propulsor de cohetes en la industria aeroespacial (IRENA, 2018).

Según lo planteado en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, las principales industrias en las que se puede involucrar el H₂ como insumo son las refinerías (a través de hidrot ratamiento e hidro craqueo), la industria química (mediante la síntesis de amoníaco y metanol) y la siderurgia como agente reductor (MinEnergía, 2021). A continuación, se analiza la aplicación de H₂ en estas industrias.

Uso de hidrógeno en la industria siderúrgica

Estado actual y prospectiva de la tecnología

En la industria colombiana, el acero se puede obtener de manera primaria, la cual parte de carbón, caliza y mineral de hierro, o de manera secundaria, de chatarra. La producción mayoritaria de acero en el país se realiza a través de la obtención primaria, la cual involucra un alto horno. En ese equipo, se lleva a cabo una reacción de reducción para obtener acero líquido, que posteriormente se adapta a requerimientos comerciales. La inserción de H₂ en esta industria se basa en su inclusión en el gas de reducción del alto horno, que supone un aporte a la descarbonización del sector.

Potencial de adopción de la tecnología en Colombia

Una consideración en la estimación es que la tecnología de alto horno no va a crecer en Colombia dentro del espectro del tiempo estudiado. Se puede afirmar esto dado que solo una de las tres empresas que más contribuyen al sector siderúrgico colombiano, Acerías Paz del Río, utiliza alto horno actualmente en el país para producir acero a partir de carbón, caliza y mineral de hierro. Existen otras empresas productoras de acero en Colombia, las cuales lo sintetizan a partir de chatarra. Sin embargo, introducir un alto horno para fomentar el uso de H₂ en sus procesos implicaría un cambio significativo en su modelo de negocio.

Eficiencia en el uso de hidrógeno y escenario de inserción

El alto horno es la única tecnología prospectiva en Colombia para la producción de acero mediante el uso de H₂ puro como parte del gas reductor. La proyección de la demanda de H₂ en esta industria se basó en la estimación del crecimiento de

ese sector en Colombia hasta 2050. Inicialmente, se tomaron datos de la producción de acero en el mundo y en Colombia. Globalmente, se produjeron 1809 Mt de acero en 2018, de las cuales 1286 Mt se obtuvieron a través de un alto horno, utilizando 9 Mt de H₂ (IEA, 2019).

La producción en el país se estima en alrededor de 1,33 Mt de acero crudo producido en 2019 (Comité Colombiano de Productores de Acero, 2021), que representaría una demanda anual de 9,33 kt de H₂. Como no se espera que esta producción cambie, y en consideración a que se inicie la inclusión de H₂ en el alto horno en 2027, se supone una demanda constante de H₂ de 9,33 kt de H₂ en el periodo 2027-2050.

Uso de hidrógeno en refinerías

Estado actual y prospectiva de la tecnología

La proyección del uso de H₂ en las refinerías se realizó según las cifras de Ecopetrol, dado que es el productor mayoritario de H₂ y es el responsable de la mayor parte de la refinación de hidrocarburos en Colombia (Ecopetrol, 2022a). Específicamente, el H₂ se utiliza para el hidrocrackeo y el hidrot ratamiento de petróleo crudo en las refinerías del país.

Potencial de adopción de la tecnología en Colombia

En febrero de 2022, Ecopetrol publicó su Estrategia 2040 - Energía que transforma, al igual que sus metas operativas y financieras de su plan de negocios 2022-2024. A continuación, se especifican las metas de producción de kilobarriles de petróleo equivalente diarios (kbped) en 2022, 2024 y 2030, y las metas de kilobarriles diarios de petróleo refinado (kbd) en 2022 y 2024, que se detallan en la tabla 9. A partir de las relaciones másicas entre los distintos energéticos, se estimó la demanda de H₂ de este sector.

TABLA 9. METAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EQUIVALENTE DE ECOPELROL Y ESTIMACIÓN DE DEMANDA

AÑO	KBPED	KBPE AL AÑO	KBD	KT H ₂ /AÑO
2022	700-705	255 500	340-360	130
2024	730	266 450	420-430	160,6
2030	850	310 250	No reporta	212,2

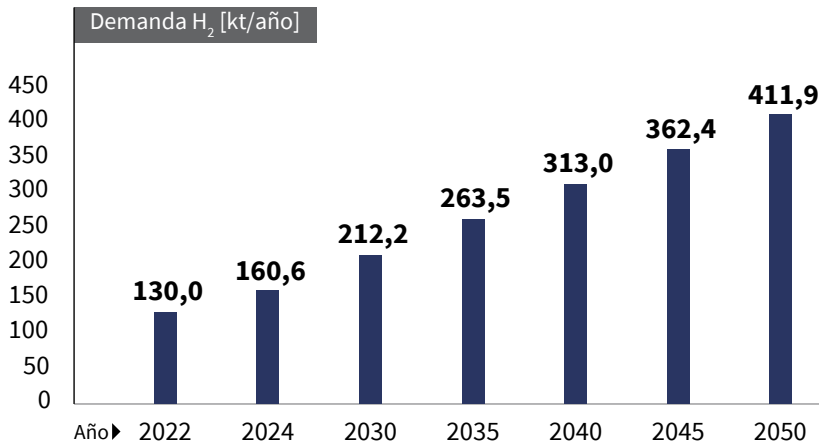
Fuente: Ecopetrol (2022a).

Las cifras de Ecopetrol muestran que actualmente se está usando la capacidad instalada en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Gracias a esto, si se desea aumentar el uso de H₂ en la refinación, consecuentemente se debe elevar la capacidad instalada en esas instalaciones o promover la construcción de más refinerías en el país. Además, dado que la producción y el uso de H₂ es cautivo en este sector, los costos de implementación están asociados internamente a la compañía.

Escenario de inserción

Debido a que el alcance del escenario contempla la demanda de H₂ hasta 2050, la proyección se realizó a partir de la tendencia de crecimiento de demanda de 2022 a 2030. Los resultados de la proyección se presentan en la figura 36.

FIGURA 36. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE HIDRÓGENO COMO INSUMO EN LAS REFINERÍAS COLOMBIANAS



Fuente: elaboración propia.

Uso de hidrógeno en la industria de fertilizantes

Estado actual y prospectiva de la tecnología

La demanda de H₂ en esta industria se da a través de la síntesis de amoníaco para la producción de fertilizantes nitrogenados. La producción de amoníaco verde en el país a partir de H₂ verde ofrece varias ventajas: permite la disminución de las emisiones de GEI de esa industria, aporta a la economía nacional y disminuye

la incertidumbre de depender de diferentes naciones para contar con el insumo (NH_3) de producción de fertilizantes.

En el ámbito nacional, se identificaron las empresas que contribuyen al desarrollo de la producción de amoníaco. Yara Colombia tiene una producción actual de 100 kt anuales en Cartagena (Yara, s. f.), lo cual representa 18 kt anuales de H_2 que parte de gas natural (GN). Se asume que luego de ser sintetizado el H_2 producido cautivamente por Yara Colombia se somete a un proceso de purificación para ser parte de la síntesis de amoníaco.

Las importaciones de amoníaco reportadas por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN, 2019) corresponden a un valor de 60,16 kt en 2019. Tal demanda conlleva una cantidad asociada de H_2 de 10,83 kt.

Potencial de adopción de la tecnología en Colombia y eficiencia en el uso de hidrógeno

Se prevé que la demanda de esta industria crecerá en los próximos años. En particular, se consideró el proyecto de la empresa Monómeros Colombo Venezolanos, que plantea la instalación en 2027 de una planta de producción de amoníaco verde a partir de energía eólica (“Producción de amoníaco verde, la apuesta para el agro del país”, 2022). La planta utilizará H_2 como vector energético de manera cautiva. Su meta de producción es 100 kt/año, lo cual representa 18 kt de H_2 anuales. Esta meta supera en un 67 % la cantidad de NH_3 importado en 2019 (60,16 kt), por lo que se puede contemplar suplir las importaciones con producción local de amoníaco.

La demanda de amoníaco en Colombia en 2021 se estima en 169 t/año, lo cual representa 29,9 t H_2 /año para su producción (Nadaleti et al., 2022). A partir de este reporte, se estima un factor de 0,18 t H_2 /t NH_3 para el sector de fertilizantes.

Costos de implementación

Los costos de implementación de H_2 en la producción de amoníaco tenderán a disminuir en los próximos años. Por ejemplo, en América Latina, se estima una reducción del 48 % en el costo nivelado de amoníaco (LCOA, por sus siglas en inglés) entre 2019 y 2030 (775,95-403) (Nayak-Luke y Bañares-Alcántara, 2020).

Este costo incluye los siguientes aspectos: Capex (por sus siglas en inglés) (costo de capital) y Opex (por sus siglas en inglés) (costo de operación) de

electrolizadores, almacenamiento de H_2 , síntesis de amoníaco, sistema de separación de aire, operación y mantenimiento de plantas de síntesis de NH_3 , energía almacenada, costo de la celda de combustible y consumo de agua.

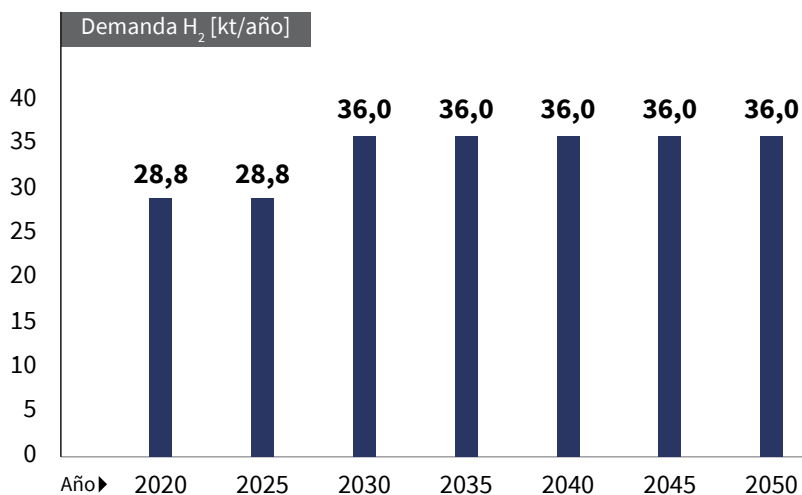
La producción de amoníaco en el país presenta ventajas económicas frente a su producción en el norte de África, Asia Occidental y el Sudeste Asiático. Además, favorece al sector productivo nacional y disminuye la dependencia internacional de insumos clave para la industria de los fertilizantes. Por tanto, la utilización de H_2 verde para la producción de amoníaco beneficia grandemente al sector al implementarse a lo largo del tiempo en el país.

Escenario de inserción

A partir de las cifras presentadas, se realizó la proyección de la demanda de H_2 hasta 2050. Para ello, se consideró la actual demanda satisfecha por Yara Colombia y por las importaciones de amoníaco en Colombia. A partir de 2028, se cuenta con la capacidad instalada anunciada por Monómeros Colombo Venezolanos. La entrada de esta empresa en el mercado de oferta de amoníaco supone una suspensión casi total de las importaciones de amoníaco al país, dado que es la mayor importadora actualmente. En 2019 y 2020, representó más del 99,9 % del total de las importaciones de este producto (DIAN, 2019). Por tanto, a partir de 2028, se estima que la demanda de amoníaco será satisfecha por Monómeros Colombo Venezolanos y Yara Colombia, al ofertar 200 kt/año de este producto entre las dos. Esta producción supone una demanda interna de 36 kt H_2 /año.

Además de los proyectos especificados, no se contemplan iniciativas de producción de amoníaco en Colombia en el futuro. Debido a eso, la demanda de 36 kt H_2 /año se mantiene constante de 2028 a 2050. La figura 37 muestra los resultados del escenario.

FIGURA 37. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE HIDRÓGENO EN LA INDUSTRIA DE FERTILIZANTES



Fuente: elaboración propia.

Hidrógeno como combustible en la industria

Estado actual y prospectiva de la tecnología

A partir de la sectorización del uso de H₂ en Colombia para 2050 reportado por la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, se plantea una demanda de ~96 kt de H₂ a ser utilizado como combustible en camiones mineros de la industria. La tecnología habilitante para esta aplicación corresponde a las celdas de combustible.

Recientemente, AngloAmerican introdujo una tecnología híbrida entre celdas de combustible y baterías eléctricas mediante un proyecto piloto que reporta utilizar *stacks* de 8 o 9 celdas de H₂ de 100 kW junto con pilas de 1 MWh para impulsar un camión minero con potencias de alrededor de 2000 kW. Este sistema presenta un consumo aproximado de 6,53 kg H₂/h celda según reportes de Proton Motor Fuel Cell (s. f.).

Potencial de adopción de la tecnología en Colombia

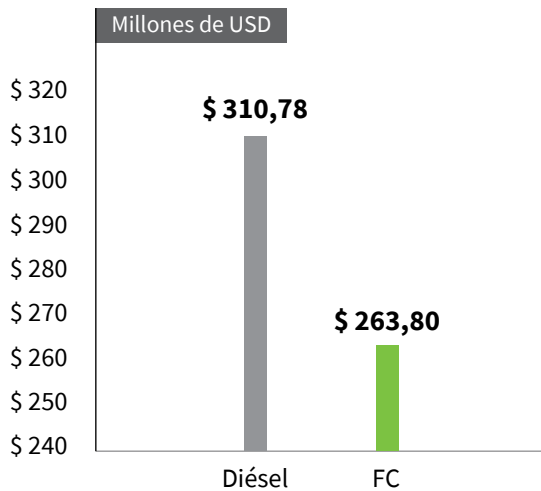
Para establecer el potencial de adopción de la tecnología nacional, se consideraron diferentes modelos de camiones mineros de Caterpillar (2009) disponibles en Colombia y el consumo reportado para cada uno de estos según el *Manual de*

rendimiento y la relación que tendría la potencia del motor frente a este consumo. De ese modo, se determinó el consumo anual para cada uno de los camiones según la potencia del motor que funcionará en el camión minero; para ello, se considera que el tiempo en funcionamiento de los camiones mineros será de 12 horas diarias durante 21 días del mes. Se plantea que esta sustitución se desarrolle en vehículos que requieran mantenimiento o cambio total de motores.

Costos de implementación

Paralelo al análisis técnico, se debe realizar una evaluación de los costos finales que tendrá la sustitución tecnológica planteada a partir de 2036. La estimación de estos costos parte del supuesto de que dicha sustitución se desarrolla en vehículos que requieran mantenimiento o cambio total de motores. La figura 38 muestra la comparación entre el costo de la sustitución con la tecnología convencional basada en diésel o el costo en el que se incurriría al introducir la tecnología híbrida de celdas de combustible alimentadas con H₂ y baterías descrita previamente. El costo de la sustitución mediante la tecnología convencional basada en diésel considera el impuesto al valor agregado (IVA) del 19 %, el costo del combustible diésel reportado por la UPME (2019) y una política de impuesto al carbono fijada en 15 000 COP/t CO₂-eq desde el inicio de la simulación y de 17 200 COP/t CO₂-eq a partir de 2030, como se presenta en el capítulo seis. En contraste, el costo de la sustitución mediante la tecnología de celdas de combustible y baterías considera proyecciones de costos para las tecnologías en el periodo de interés, el IVA del 5 % estipulado para este tipo de tecnología y el LCOH del H₂ verde solar (figura 5) (Arthur D. Littl, 2016; Zachmann et al., 2012). Las estimaciones mostradas en la figura 38 sugieren que en el periodo analizado y bajo políticas de impuesto al carbono adecuadas la sustitución de celdas de combustible en este sector podría resultar competitiva frente a las alternativas convencionales basadas en combustibles fósiles.

FIGURA 38. COMPARACIÓN DEL COSTO TOTAL PARA EL ESCENARIO CAMIONES MINEROS EN MILLONES DE DÓLARES PARA SUSTITUCIÓN CON TECNOLOGÍA CONVENCIONAL BASADA EN DIÉSEL Y CON TECNOLOGÍA DE CELDA DE COMBUSTIBLE (FC, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) ALIMENTADA CON H₂ VERDE SOLAR

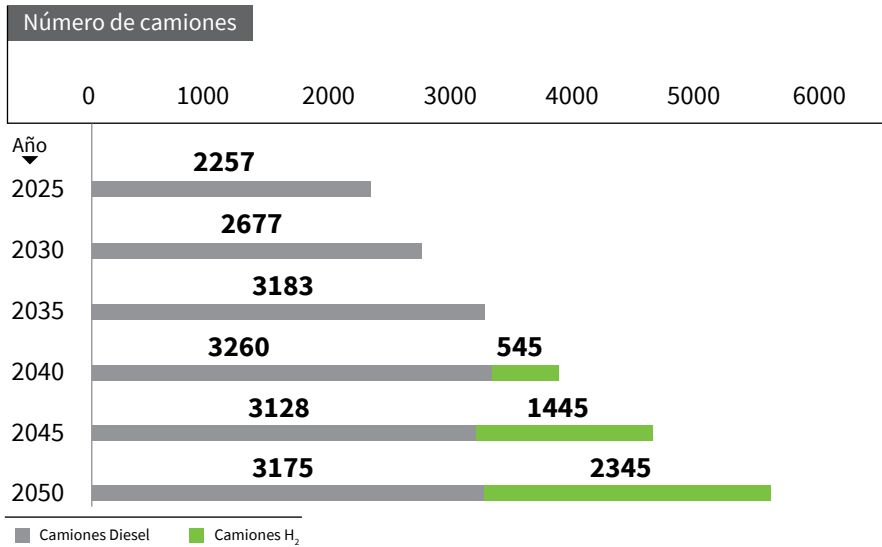


Fuente: elaboración propia.

Escenario de inserción

El escenario parte de la estimación de camiones mineros en funcionamiento para 2050. Para esta aproximación, se utilizó el camión Caterpillar CAT793, el cual es el mayor representante entre la flota de camiones mineros del país, con una capacidad de carga de 232 t y una potencia requerida de 1801 kW. A partir del sistema híbrido descrito, que consiste de una batería eléctrica de 1,1 MWh y un sistema de nueve celdas de combustible, el uso de este sistema representaría un 70 % de la flota actual de camiones mineros con 541, los cuales sufrirían un cambio tecnológico a partir de 2036, cuando se espera un crecimiento lineal con sustituciones anuales de 36 camiones mineros con las características mencionadas (figura 39).

FIGURA 39. PROYECCIÓN DE NÚMERO DE CAMIONES MINEROS



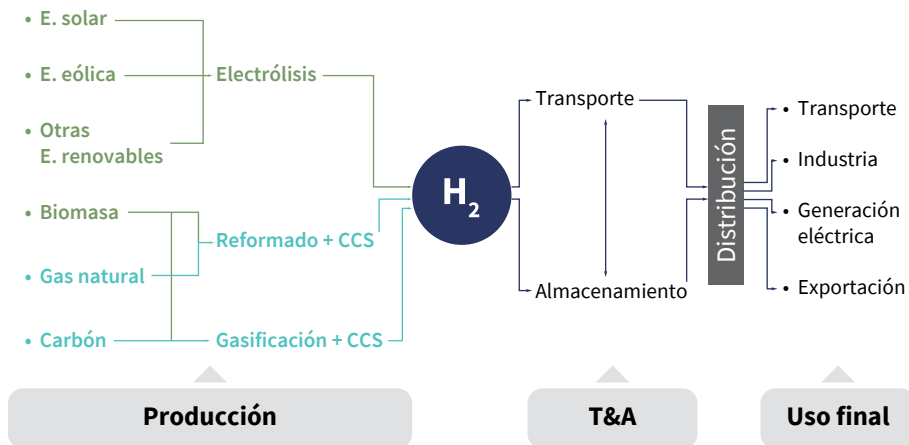
Fuente: elaboración propia.

5. Infraestructura: almacenamiento, distribución y transporte de hidrógeno

La figura 40 que ilustra la concatenación entre la producción de hidrógeno (H_2) verde y azul con sus diferentes usos permite evidenciar que el transporte y almacenamiento de H_2 son un elemento clave en la cadena de valor. En efecto, independiente de su origen, el H_2 se debe transportar o almacenar para alcanzar su uso final. A su vez, el lugar, la cantidad y el tiempo en que se debe almacenar depende del uso final. En este sentido, aunque hay variedad de tecnologías disponibles tanto para transporte como para almacenamiento, todavía se presentan retos y, por tanto, se requieren proyectos de investigación y desarrollo en toda la cadena de valor para garantizar el mercado de H_2 a gran escala.

Un factor importante son las emisiones de H_2 que pueden llegar a emitirse durante toda la cadena de valor, contribuirían al calentamiento global (Ocko y Hamburg, 2022) y afectarían el propósito principal del desarrollo de una economía en torno al H_2 , que es justamente la reducción de emisiones. En la actualidad, estos valores son desconocidos y, por tanto, se recomienda desarrollar tecnologías que permitan medir las emisiones de H_2 en umbrales de detección bajos y considerar durante las etapas de diseño de los sistemas la posibilidad de fugas y cómo evitarlas.

FIGURA 40. CADENA DE VALOR DEL H₂



CCS: Captura, utilización y aprovechamiento de CO₂.

Fuente: elaboración propia.

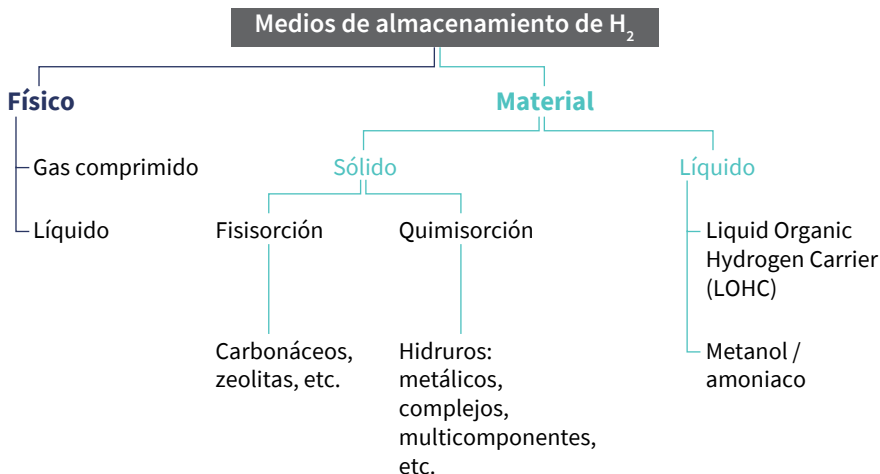
En las secciones siguientes, se describen brevemente las tecnologías existentes para el transporte y almacenamiento de H₂ y la normatividad pertinente, y luego se propone un primer esbozo de la distribución geográfica de la cadena de valor del H₂ en Colombia según la información presentada en capítulos anteriores.

Almacenamiento de hidrógeno

En forma similar a otros gases de uso industrial, comercial o doméstico, el H₂ puede comprimirse a altas presiones o enfriarse a bajas temperaturas para su almacenamiento como gas o como líquido, respectivamente, y para su posterior transporte. El H₂ se puede almacenar en sólidos (haciendo uso de la capacidad de retención de gases que tienen materiales como el carbón activado, fenómeno llamado fisisorción, o mediante la formación de nuevos compuestos como hidruros metálicos, fenómeno llamado quimisorción) o líquidos (aprovechando la solubilidad del H₂ en algunos líquidos orgánicos), o transformar en otros compuestos (metanol, amoniaco) para su posterior reconversión a H₂. En general, la licuefacción ofrece mayores ventajas en cuanto a densidad energética, pero su alto costo y las pérdidas por evaporación (*boil-off*) hacen que la opción preferida sea la compresión (Nazir, Muthuswamy et al., 2020). Por otro lado, aunque el almacenamiento que usa materiales sólidos o líquidos es más deseable desde el punto de

vista de la seguridad, la cantidad de H_2 que se puede almacenar en estos medios es mucho menor. La figura 41 resume las diferentes formas de almacenamiento.

FIGURA 41. MEDIOS PARA ALMACENAMIENTO DE H_2



Fuente: elaboración propia.

Un caso particular de almacenamiento de H_2 como gas comprimido es el uso de formaciones geológicas con las condiciones adecuadas (Andersson y Grönkvist, 2019; Nazir, Muthuswamy et al., 2020). Esta opción es atractiva cuando se requiere un almacenamiento prolongado, por ejemplo, si las condiciones para producir H_2 verde (intensidad de la radiación solar, velocidad del viento, etc.) son favorables solo durante ciertos periodos, como puede ser el caso en regiones con alta incidencia de las estaciones. De lo contrario, es decir, si se cuenta con un despacho más o menos estable de H_2 , el almacenamiento puede realizarse en cilindros o tanques, en general en menores cantidades y por menos tiempo.

Actualmente, tanto universidades como industrias se encuentran trabajando en el desarrollo de nuevos métodos de almacenamiento de H_2 en estado sólido. Un ejemplo es el hallazgo que realizaron científicos de la Universidad de Deakin, quienes encontraron la forma de almacenar H_2 en polvo (Blain, 2022a). Además, EPRO Advance Technology desarrolló un polvo de silicio que permite almacenar H_2 y solo requiere adicionar agua para liberarlo y ser usado en las diferentes aplicaciones.

Transporte de hidrógeno

El transporte de H₂ se ha evaluado por carretera (camiones o tren), por tuberías o en barco. Para distancias cortas y cantidades relativamente bajas (hasta 1000 kg/día aprox.), el transporte de H₂ comprimido en camiones es una opción viable, mientras para distancias largas y grandes cantidades (> 1000 kg/día) el transporte por tubería ha probado ser más conveniente. En este último caso, además de la mezcla de H₂ con GN (*blending*) para promover la transición energética, se ha estudiado la readaptación de las tuberías existentes de GN para el funcionamiento con H₂ puro (Cerniauskas et al., 2020; Dodds y Demoullin, 2013; Nazir, Muthuswamy et al., 2020), encontrándose que es una opción viable técnicamente y con un costo significativamente menor del de la instalación de nuevas líneas.

En la tabla 10, se comparan brevemente las diferentes tecnologías de transporte y almacenamiento de H₂.

TABLA 10. COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES MEDIOS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE H₂

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Gas comprimido	<ul style="list-style-type: none"> • Baja demanda energética • Alta pureza • Uso directo (producto como se demanda) 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja densidad energética (MJ/m³) • Poca infraestructura global de gasoductos de H₂
Líquido	<ul style="list-style-type: none"> • Alta densidad energética (MJ/m³) • Alta pureza • Fácil reacondicionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Muy bajas temperaturas (-253 °C) se traducen en alta demanda energética del proceso • Pérdidas por evaporación • Falta infraestructura global
LOHC	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden usar infraestructura existente (p. ej., poliductos) • No inflamables, no explosivos 	<ul style="list-style-type: none"> • La recuperación de H₂ del portador demanda mucha energía. Si el costo de energía en el lugar destino es alto, el proceso puede no ser viable económicamente • Alto costo de los portadores
Metanol (CH ₃ -OH)	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil manejo • Infraestructura existente • Uso directo: la demanda de “metanol verde” va a crecer (combustibles, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo de energía para recuperar el H₂, aunque menor que en los LOHC • Disponibilidad de CO₂ para su producción

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Amoniaco (NH ₃)	<ul style="list-style-type: none"> • Infraestructura existente • Uso directo: la demanda de “amoniaco verde” va a crecer (fertilizantes, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo de energía para recuperar el H₂ • Relativamente baja pureza del H₂ separado. Puede perderse hasta el 30 % para obtener H₂ de alta pureza • Tóxico. Uso no permitido en grandes urbes
Sólidos	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de almacenamiento • Tamaños pequeños disponibles • Seguridad 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo • Termodinámica desfavorable

Fuente: Nazir, Louis et al. (2020).

Normatividad internacional para la infraestructura de hidrógeno

Debido al inherente riesgo del H₂, en el ámbito internacional se han desarrollado numerosas normas y estándares relacionados con su manejo seguro. En las tablas 11-13, se listan los documentos más representativos respecto del transporte y almacenamiento de H₂.

TABLA 11. NORMATIVAS INTERNACIONALES PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE H₂

NORMA	ALCANCE
ASME B31.12 Standard on Hydrogen Piping and Pipelines	Requerimientos de tuberías para transporte de H ₂ líquido y gaseoso, y para gasoductos que transporten H ₂ gaseoso
CSA B51, 2019 Edition, 2019 - Boiler, pressure vessel, and pressure piping code	Requerimientos de cilindros de almacenamiento de H ₂ a alta presión en automóviles y en estaciones de llenado de H ₂ (hidrogeneras)
NFPA 2 Hydrogen Technologies Code	Normatividad de seguridad para toda la cadena del H ₂ líquido y gaseoso
NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code	Protección contra riesgos asociados al almacenamiento de gases comprimidos y líquidos criogénicos
ASME STP-PT-006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines	Recomendaciones y lineamientos para algunos de los aspectos incluidos en ASME B31.12

NORMA	ALCANCE
EIGA 06/19 Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen	Seguridad en el almacenamiento, la manipulación y distribución de H ₂ líquido
EIGA 121/14 G-5.6: Hydrogen Pipeline Systems	Lineamientos para el diseño, el mantenimiento y la operación seguros de sistemas de distribución de H ₂
ISO 14687:2019 Hydrogen fuel quality — Product specification	Requerimientos mínimos de calidad para el H ₂ usado como combustible en vehículos y aplicaciones estacionarias

Fuente: elaboración propia.

TABLA 12. NORMATIVAS INTERNACIONALES PARA ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

NORMA	ALCANCE
ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code	Diseño de recipientes para H ₂
EIGA 100/11 Hydrogen Cylinders and Transport Vessels	Recomendaciones para diseño, materiales, fabricación, etc., de cilindros para el transporte de H ₂ a alta presión
NFPA 2 Hydrogen Technologies Code	Normatividad de seguridad para toda la cadena del H ₂ líquido y gaseoso (en particular para H ₂ gaseoso e H ₂ líquido)
ISO 16111 Transportable gas storage devices - Hydrogen absorbed in reversible metal hydride	Recomendaciones sobre materiales, diseño, construcción, etc., de sistemas móviles de almacenamiento de H ₂ basados en hidruros metálicos
CGA H-2 Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides	Lineamientos para la clasificación, señalización y manipulación de sistemas de almacenamiento de H ₂ basados en hidruros metálicos
EIGA 171/12 Storage of Hydrogen in Systems Located Underground	Aspectos de seguridad específicos para sistemas de almacenamiento de H ₂ ubicados bajo tierra

Fuente: elaboración propia.

TABLA 13. NORMATIVAS INTERNACIONALES PARA HIDROGENERAS

NORMA	ALCANCE
ISO 19880-1 Gaseous hydrogen - Fueling stations - General Requirements	Requerimientos mínimos de seguridad para hidrogenas que manipulen H ₂ gaseoso para vehículos livianos (p. ej., celdas de combustible); no aplica a sistemas de almacenamiento basados en hidruros metálicos
SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	Establece límites de seguridad y requerimientos de desempeño de hidrogenas para vehículos ligeros (H ₂ gaseoso)
ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refueling connection devices	Características de diseño, seguridad y operación de los dispensadores de H ₂ en las hidrogenas
NFPA 2 Hydrogen Technologies Code	Normatividad de seguridad para toda la cadena de H ₂ líquido y gaseoso (en particular para hidrogenas y aplicaciones de combustión)
ISO 21266-1:2018 Road vehicles - Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel systems - Part 1: Safety requirements	Requerimientos mínimos de seguridad para el uso de H ₂ gaseoso o mezclas H ₂ /GN en vehículos
EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations	Normatividad para compresión, purificación y llenado de H ₂ gaseoso en sistemas de almacenamiento de hidrogenas
ISO 13984:1999 Liquid hydrogen - Land vehicle fuelling system interface	Normatividad para el diseño y la instalación de sistemas de alimentación de H ₂ líquido en vehículos ligeros
SAE J 2601-3-2013 (SAE J2601-3-2013) Fueling Protocol For Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks	Límites de seguridad y requerimientos de desempeño de hidrogenas para camiones (H ₂ gaseoso)
ISO 23273:2013 Fuel cell road vehicles - Safety specifications - Protection against hydrogen hazards for vehicles fuelled with compressed hydrogen	Requerimientos esenciales de seguridad para vehículos con celdas de combustible alimentadas con H ₂ a presión
SAE J2601/2_2014 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles	Límites de seguridad y requerimientos de desempeño de hidrogenas para vehículos de trabajo pesado (H ₂ gaseoso)

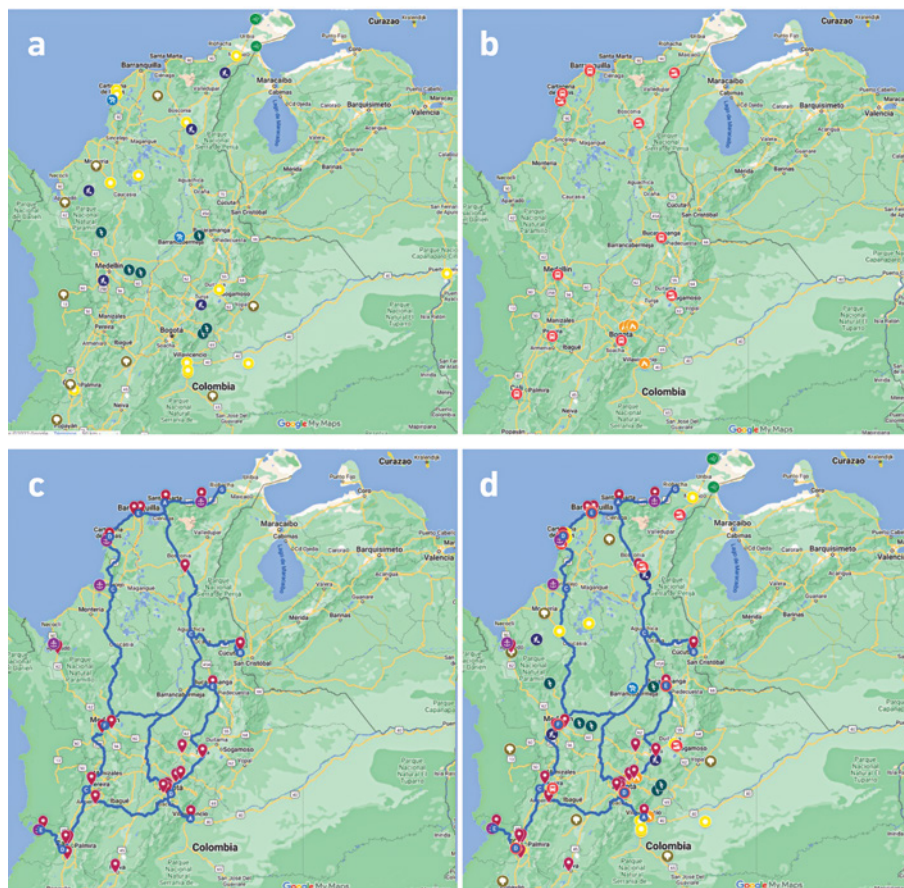
Fuente: elaboración propia.

Infraestructura de hidrógeno para Colombia

Una primera aproximación a los requerimientos de infraestructura de transporte y almacenamiento de H_2 en Colombia debe partir de los escenarios de oferta y demanda. El país tiene el potencial para producir H_2 utilizando energía solar, energía eólica, biomasa residual de banano/plátano, arroz y caña de azúcar, bioetanol, GN y carbón. La demanda de H_2 , por su parte, se proyecta en la industria y el transporte. En el sector industrial, se espera demanda en el sector petroquímico (refinerías) y producción de fertilizantes, y una participación de las acerías. En el sector transporte, se proyecta un crecimiento importante de la demanda de H_2 , principalmente en el transporte terrestre. Por otra parte, las necesidades de infraestructura para el transporte y almacenamiento de H_2 dependen en gran medida de la ubicación relativa entre la producción y la demanda, y la diversidad, tanto de los recursos para la producción de H_2 en el país como de los sectores de demanda, que está acompañada de una amplia distribución en el territorio nacional.

La figura 42 muestra ubicaciones potenciales de producción y demanda de H_2 . Se representan los puertos que actualmente cuentan con infraestructura de exportación de petróleo y gas, además de Puerto Brisa (La Guajira) debido a su cercanía al recurso; las zonas francas vigentes en el país, posibles consumidoras industriales de H_2 , y los principales corredores viales, que serían corredores de H_2 donde se ubicarían prioritariamente las hidrogeneras para la demanda del transporte terrestre. Se incluye también una zona con posible concentración de cavernas salinas, donde se podrían adelantar estudios para el almacenamiento geológico a gran escala de H_2 , y las principales centrales hidroeléctricas del país, donde se podría contemplar la producción de H_2 por temporadas a partir de los excedentes de este recurso.

FIGURA 42. A: UBICACIÓN DE RECURSOS PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE (EÓLICO, SOLAR, BIOMASA) Y AZUL (CARBÓN), Y PRINCIPALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS; B: DEMANDA DE HIDRÓGENO EN INDUSTRIA Y TRANSPORTE, Y POTENCIAL ZONA DE CAVERNAS SALINAS; C: PUERTOS, ZONAS FRANCAS Y CORREDORES DE HIDRÓGENO; D: CONJUNTO DE A, B Y C. PARA ACCEDER AL MAPA: https://www.google.com/maps/d/u/2/viewer?hl=es&mid=1TMyT9MFWKYk7fo73KVI_AIDvcmZjnm_z&ll=7.052548679200868%2C-73.1075246&z=6



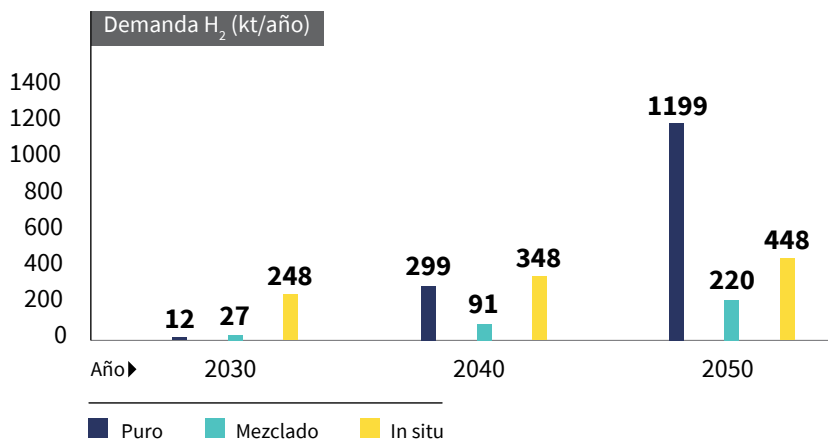
- | | | | |
|------------------------|-----------------------------|----------------------|----------------------------|
| Producción – E. Solar | Producción - GN | Demanda - Industria | Zona Franca |
| Producción – E. Eólica | Producción - Carbón | Demanda - Transporte | Puerto |
| Producción - Biomasa | Producción - Hidroeléctrica | Cavernas salinas | Corredor de H ₂ |

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la información presentada en capítulos anteriores, en 2050 se espera una demanda de 1190 kt H₂ para el sector transporte terrestre, 617 kt

H₂ para el sector industrial (457 kt H₂ puro y 160 kt H₂ en mezcla con GN) y 61 kt H₂ para el sector terciario y residencial (en mezcla con GN). Considerando que empresas de gran consumo como Ecopetrol planean satisfacer su demanda produciendo H₂ (azul o verde) *in situ*, y que el H₂ en mezcla con GN viajará por el gasoducto existente en el país y sus extensiones proyectadas (Asoenergía, 2020), el análisis de necesidades de transporte y almacenamiento para satisfacer la demanda interna estará fuertemente ligado al sector de transporte. La figura 43 muestra la demanda total de H₂ para 2030, 2040 y 2050, clasificada de acuerdo con la forma en que el H₂ debería transportarse o no transportarse en el caso de producción *in situ*.

FIGURA 43. DEMANDA TOTAL DE HIDRÓGENO PARA 2030, 2040 Y 2050 CLASIFICADA DE ACUERDO CON LA FORMA EN QUE EL HIDRÓGENO DEBERÍA TRANSPORTARSE



Fuente: elaboración propia.

La demanda del transporte terrestre aparece desde finales de 2020 y está distribuida por el territorio nacional, lo que requiere no solo que el H₂ sea transportado por el país, sino también una red de estaciones de suministro de H₂ (hidrogeneras) que pueda garantizar el acceso al energético donde sea necesario. Para un esbozo de las necesidades de este sistema, se continúa el análisis con la demanda de H₂ para transporte terrestre.

La literatura técnica indica la existencia de hidrogeneras con capacidades típicas de 400, 1000 y 2500 kg H₂/día (Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels

infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council; Isenstadt y Lutsey, 2017; Zhou y Searle, 2022). Ya que las necesidades del sector van en aumento, se considera la instalación de hidrogeneras con capacidades también en aumento, proponiendo la instalación de hidrogeneras de 400 kg H₂/día para suplir las necesidades a 2030, de 1000 kg H₂/día para las necesidades a 2040 y, finalmente, de 2500 kg H₂/día para las necesidades a 2050.

La tabla 14 muestra el número de hidrogeneras necesarias de acuerdo con las suposiciones mencionadas y el costo de capital que implicaría su instalación según estimaciones de Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. Dichas hidrogeneras deberán distribuirse entre las ciudades con sistemas de transporte público masivo y a lo largo de los principales corredores viales del país.

TABLA 14. DEMANDA DE HIDRÓGENO EN EL SECTOR TRANSPORTE TERRESTRE, NÚMERO DE HIDROGENERAS PARA SUPLIRLA Y COSTO DE CAPITAL APROXIMADO EN MILLONES DE DÓLARES

	2030	2040	2050	TOTAL
Demanda de transporte terrestre (t H₂/día)	6,32	792,92	3260,70	
Número de hidrogeneras	16	787	987	1790
Costo capital	\$ 40,59	\$ 2600,25	\$ 4332,54	\$ 6973,38

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, el valor relativamente bajo de consumo no parece justificar la instalación de un gasoducto dedicado, al menos en este periodo. En efecto, tan solo hacia 2050 se estaría transportando más de 1000 t H₂/día, lo que justificaría la construcción de un gasoducto exclusivo en ese momento; sin embargo, debe tenerse presente que el transporte de H₂ no sería en una sola dirección, sino distribuido por todo el país de acuerdo con la ubicación de las hidrogeneras y su distancia relativa a los diferentes centros de producción. Lo deseable sería tener las estaciones directamente en lugares de producción de H₂, aprovechando la distribución del recurso; pero, cuando esto no sea posible, la opción más viable sería alimentar las hidrogeneras mediante camiones (*tube trailers*). En este sentido, tomando una capacidad representativa (800 kg H₂/camión (Li, Allen et al., 2020)), se requerirían ocho camiones de suministro para 2030, 992 para 2040 y

4076 para 2050, contando con que cada camión pueda hacer un solo viaje al día. Estas cifras implicarían un costo de capital aproximado de USD 5 millones para 2030, que ascendería a USD 5620 millones para 2040 y, finalmente, a USD 2552 millones para 2050, de acuerdo con costos previamente reportados.

Con respecto al almacenamiento, cabe resaltar que la posición geográfica de Colombia hace que el país no tenga una necesidad imperante de almacenamiento estacional de energía, como sí ocurre en Europa, por ejemplo, donde los países deben garantizar una reserva durante los meses de verano para cubrir la alta demanda de los meses de invierno. En efecto, el caso de Colombia es más bien un despacho relativamente constante de la energía producida, y el H₂ como vector energético no sería la excepción. Así, los requerimientos de almacenamiento serán entonces los particulares de cada industria, que puede considerar la producción según la propia demanda o el almacenamiento de cantidades determinadas de respaldo para sus procesos, y el almacenamiento en las hidrogeneras, que depende de la capacidad de cada estación y, como se mencionó, puede estar entre los 400 y 2500 kg/día. En ambos casos, se trataría de almacenamiento descentralizado, como gas comprimido, probablemente en tanques de acero.

La conveniencia de ubicaciones descentralizadas de almacenamiento de H₂ se vería reforzada igualmente por la amplia distribución geográfica de la oferta de H₂ verde y azul, y de la capacidad instalada estimada para las diferentes fuentes de H₂ en Colombia que se muestra en la tabla 15.

TABLA 15. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE H₂ VERDE Y AZUL EN COLOMBIA EN 2050

TIPO DE HIDRÓGENO	MATERIA PRIMA	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN EN 2050 (KT H ₂)
Azul	GN (reformado + CCS)	300
	Carbón (gasificación + CCS)	303
Verde	Bioetanol (reformado + CCS)	61
	Caña de azúcar (gasificación + CCS)	612
	Cascarilla de arroz (gasificación + CCS)	241
	Banano (gasificación + CCS)	1697
	Solar	1864
	Eólica costa afuera	312
	Eólica costa adentro	752
Total		6142

Fuente: elaboración propia.

Un resultado relevante de la tabla 15 es el gran potencial del país para llegar a convertirse en un actor importante en el mercado mundial de hidrógeno de bajas emisiones, toda vez que podría producir casi 3 veces más H_2 del requerido para su consumo interno. Esto sugiere la conveniencia de focalizar la producción o el almacenamiento de H_2 en la cercanía a un puerto, en consonancia con el hecho de que el mayor potencial de H_2 verde está localizado en la Costa Caribe (residuos de bananeras en Urabá, parques solares y eólicos en La Guajira, etc.).

Según esto, es posible proponer un primer esbozo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia:

1. H_2 azul

- El GN se usaría como materia prima para satisfacer las necesidades de H_2 en la industria (p. ej., refinerías, producción de fertilizantes, etc.). En este caso, el GN se transportaría por los gasoductos existentes y el H_2 se produciría *in situ* en cada industria. Por tanto, no habría requerimientos de transporte o almacenamiento por fuera de la planta industrial. Esto se corresponde con el comportamiento actual de la producción y el consumo de H_2 en Colombia.
- El carbón que no sea exportado por la disminución del consumo global puede seguir transportándose al puerto aprovechando la infraestructura existente y ubicar allí la producción de H_2 para exportación. En este caso, las condiciones de transporte marítimo dictarán qué cantidad de H_2 debe ser almacenado en planta.

2. H_2 verde:

- Se propone producción de H_2 a partir de bioetanol y biomasa residual de caña de azúcar en el Valle del Cauca o Risaralda. Este H_2 serviría para satisfacer el consumo del sector transporte en el suroccidente del país.
- La producción de H_2 a partir de cascarilla de arroz puede ubicarse en el Meta y el Casanare, y destinarse al consumo del sector transporte en el centro del país.
- El gran potencial de producción de H_2 en el sector bananero apunta a la construcción de varias plantas en el Urabá antioqueño y en el Magdalena con miras al mercado internacional. Esto se ve favorecido por la cercanía a los puertos de Turbo y Santa Marta.

- El H₂ producido a partir de energía solar y energía eólica puede destinarse parcialmente a los requerimientos de transporte en el norte, noroccidente y nororiente del país, y el restante se comercializaría internacionalmente. En este caso, es importante evaluar la disponibilidad de agua para definir la ubicación de los electrolizadores, y los consecuentes requerimientos de transporte y almacenamiento del H₂ producido.
- La demanda del sector transporte en el centro del país será preferiblemente cubierta por la producción desde biomasa (Tolima, Meta, Casanare) y energía solar (Meta), para evitar el transporte desde la Costa Caribe.
- La distribución de las hidrogeneras a lo largo de los corredores viales debe hacerse de acuerdo con la disponibilidad de recurso para la producción de H₂, en lo posible ubicándolas en el mismo lugar de producción.

3. *Hubs* de H₂:

- Cartagena se muestra como el principal *hub* de H₂ en potencia, ya en la actualidad dando pasos a ser tal. La ciudad cuenta con producción y demanda actual de H₂ azul, pilotos de H₂ verde, recurso solar, puerto con infraestructura para exportación de gas y varias zonas francas industriales.
- Riohacha, Maicao o Puerto Brisa, principalmente por la abundancia del recurso en La Guajira, podrían ser un *hub* de H₂ para exportación. El papel del H₂ en La Guajira sería, además, de importancia económica como reemplazo del papel actual del carbón.
- El puerto de Coveñas, con la cercanía del recurso de Córdoba, puede ser también un punto de salida para el H₂ de exportación.
- Bogotá, como la ciudad más grande del país, podría convertirse en un *hub* de H₂, principalmente por la demanda que puede tener su sector transporte. Cuenta, además, con varias zonas francas y con la cercanía del recurso de biomasa y energía solar. También está cerca de la zona con potencial de cavernas salinas para almacenamiento a gran escala, dado el caso de que aumenten las necesidades en este sentido.
- Cali cuenta con disponibilidad de recurso solar y de biomasa, está cerca del puerto de Buenaventura y sus sectores tanto de industria como de transporte pueden representar demandas crecientes, de manera que Cali podría ser el *hub* logístico para el occidente del país.

6. Desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia

En 2021, el Ministerio de Minas y Energía (MinEnergía) publicó la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* como un primer paso para el desarrollo y la implementación del hidrógeno de bajas emisiones en el país. La integración de sus metas con el análisis detallado del potencial de producción, uso y exportación de hidrógeno de bajas emisiones en el contexto colombiano se puede realizar mediante la aplicación de una metodología robusta de planeación energética a largo plazo. Este modelado de sistemas energéticos (Klemm y Vennemann, 2021) permite cuantificar los efectos de las trayectorias de descarbonización a seguir para el desarrollo de la economía del hidrógeno (H_2), incluso sus repercusiones técnicas, económicas y ambientales.

Como respuesta a esta necesidad de análisis integral en Colombia, en el horizonte temporal 2020-2050, se empleó el *software* Low Emission Analysis Platform (LEAP) desarrollado por el Stockholm Environment Institute (SEI). LEAP es un *software* utilizado para el cálculo del efecto de políticas públicas, la integración de tecnologías y la proyección de escenarios en los sistemas energéticos (Barragán-Escandón et al., 2020; Hernández y Fajardo 2021; Hong et al., 2019; Nieves et al., 2019). El uso de esta herramienta permite evaluar las tecnologías emergentes y da como resultado los consumos energéticos del país y los efectos ambientales en los que se incurrirá por la implementación de la economía del H_2 en Colombia.

La estructura de la simulación se basó en el modelo desarrollado para el Plan Energético Nacional 2020-2050 (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2020a), con la inclusión de características técnicas, económicas y ambientales de las tecnologías de producción nacional, uso e infraestructura para el H_2 . Para esto, se tomó como base la demanda y oferta del escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050, debido a que contempla un cambio de combustibles líquidos a gaseosos, lo cual eventualmente favorecería

una transición hacia el H₂. Además, entre los escenarios propuestos en el Plan Energético Nacional 2020-2050, el escenario de modernización presenta una menor incertidumbre tecnológica y periodos de transición más largos que los escenarios más improbables, como el de inflexión o el de disrupción. En particular, el escenario de disrupción, el único que contempla el uso de H₂ en algunos sectores de demanda, considera que Colombia importaría H₂, lo cual puede tener implicaciones de seguridad energética, más aún cuando el país tiene potencial de producción para satisfacer su demanda interna y exportar.

Actualmente, la generación de H₂ nacional se encuentra concentrada en los sectores de refinería y en menor contribución fertilizantes y alimentos. Debido a que el H₂ producido en estos sectores se consume internamente, en el país no existe una oferta real de H₂ para el mercado nacional (MinEnergía, 2021). En este capítulo, se recopilan los supuestos de oferta y demanda descritos en los capítulos dos y cuatro para modelar el escenario *economía del hidrógeno* en LEAP, y se presentan los resultados de su implementación en comparación con la propuesta de la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* y el escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050. Finalmente, se evalúa la contribución de estos escenarios a las metas de mitigación de gases efecto invernadero (GEI) establecidas en la *Actualización de la contribución determinada a nivel nacional de Colombia (NDC)* (por sus siglas en inglés) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente], 2020b).

106

Escenario de despliegue de la economía del hidrógeno

Potencial de producción de hidrógeno en Colombia

La propuesta de generación de H₂ se construyó a partir de los supuestos para la construcción del escenario *economía del hidrógeno* de potenciales máximos de capacidad instalada considerados en el capítulo dos. A continuación, se presenta un resumen de estos supuestos:

- Uso del 10 % de la biomasa proveniente de las regiones de producción de banano, arroz y caña de azúcar para la producción de H₂ de origen biológico.

- Crecimiento en instalación de tecnologías eólica costa adentro y costa afuera y energía solar acopladas con electrolizadores PEM (por sus siglas en inglés) con tendencia creciente.
- Instalación de tecnologías azules a partir de gas natural (GN) y CCS (por sus siglas en inglés).
- Desaparición paulatina de tecnologías de generación de H₂ gris.
- Las capacidades instaladas presentadas hacen referencia a la capacidad real de producción de H₂ sin considerar factores de potencia. Para calcular las capacidades nominales, se deberá estudiar la especificación técnica proporcionada por cada empresa manufacturera durante las licitaciones para su construcción, según la ubicación geográfica de la instalación.

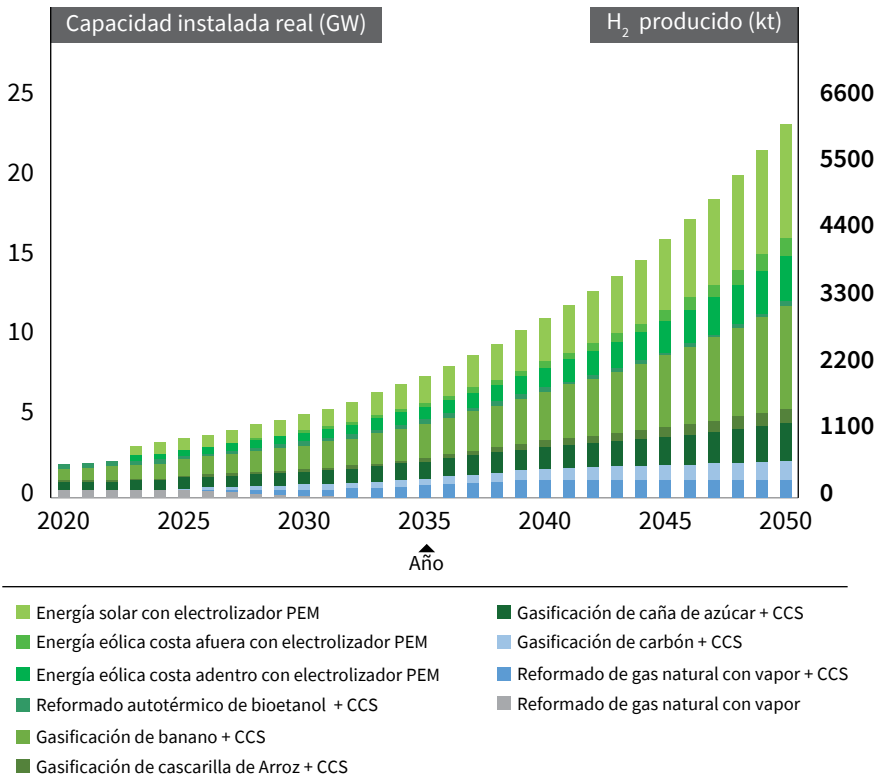
La implementación de estos supuestos permitió encontrar que el mayor potencial de generación en Colombia es el de bajas emisiones proveniente de recursos renovables, denominado H₂ verde (MinEnergía, 2021).

Colombia cuenta con una amplia cantidad de recursos para la generación de hidrógeno de bajas emisiones, como se describió en el capítulo dos. Algunos de los más destacados como la energía solar (López, Krumm et al., 2020) y eólica (Gil Ruiz et al., 2022) fueron considerados fuente de electricidad renovable para la producción de H₂ por electrólisis en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021). Además, Colombia cuenta con abundantes recursos de biomasa residual agrícola que hasta el momento no habían sido considerados para la producción de H₂. Para la construcción de los resultados de potencial de generación del escenario *economía del hidrógeno*, se realizó una recopilación de las propuestas del capítulo dos, incluyendo en cada caso los costos (LCOH, por sus siglas en inglés), capacidades instaladas, rendimientos esperados, eficiencias y factores de emisión de cada tecnología. Esto permitió la construcción de un escenario soportado y con la robustez suficiente para la toma informada de decisiones de política pública.

Todas las capacidades instaladas se presentan como capacidades reales para evitar la diferencia debida a los factores de potencia de cada tecnología y de cada fabricante. Para el cálculo de las capacidades instaladas nominales, es necesario dividir la capacidad instalada presentada en el factor de potencia proporcionado por los fabricantes.

En la figura 44, se muestra la distribución de la capacidad instalada real (no nominal) de las diferentes tecnologías de producción de H₂ del escenario *economía del hidrógeno* agrupadas por el código de color (gris, azul y verde) descrito en la Ley 2099 de 2021 y en el capítulo uno.

FIGURA 44. POTENCIAL MÁXIMO DE LA CAPACIDAD INSTALADA REAL PARA PRODUCCIÓN DE H₂ EN COLOMBIA



108

Fuente: elaboración propia.

La figura 44 muestra que, del total de 23,4 GW propuestos de capacidad instalada real en 2050, el 90 % corresponde a tecnologías verdes provenientes de energía eólica, solar, gasificación de biomasa con CCS y reformado de bioetanol con CCS. Por otra parte, el 10 % proviene de tecnologías azules a partir de reformado de GN con vapor y CCS, y gasificación de carbón con CCS. Finalmente, las tecnologías de generación de H₂ gris (reformado de GN con vapor) desaparecerían para 2032, por lo que no hay participación de esta en 2050.

Demanda sectorial de hidrógeno

A continuación, se presenta la demanda prevista de H_2 de acuerdo con el análisis del capítulo cuatro, y se muestra que el potencial de producción en Colombia es suficiente y supera ampliamente la demanda nacional.

La demanda de H_2 del escenario *economía del hidrógeno* en Colombia se estableció a partir de los supuestos en el capítulo cuatro. La estructura del presente capítulo presentará la demanda sectorial y, posteriormente, un análisis agrupado comparado con la demanda propuesta por la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (MinEnergía, 2021). Para la construcción de la simulación de la demanda, se contemplaron los rendimientos a H_2 , su potencial demanda y aplicación en el contexto colombiano, manteniendo la tendencia de crecimiento económico en cada sector.

Demanda de hidrógeno del sector de transporte

Esta sección presenta los resultados del sector de transporte terrestre como único transporte en que se considera plausible el despliegue del H_2 como energético en el periodo de estudio. La contribución en la demanda nacional de H_2 para 2050 del transporte terrestre será del 64 %, que lo hará el mayor contribuyente y, por tanto, uno de los sectores más importante para el despliegue de H_2 como energético en Colombia. La distribución de H_2 entre los vehículos terrestres se centra únicamente en vehículos pesados, dado que las tecnologías FCEV solo son competitivas en costos con otras tecnologías de estas categorías, como los BEV e ICEV. Por otra parte, los vehículos ligeros FCEV, como automóviles, camionetas, taxis o motocicletas, no contribuirían a la demanda de H_2 del sector, al no ser competitivos en costos con los BEV en la categoría de vehículos de cero emisiones.

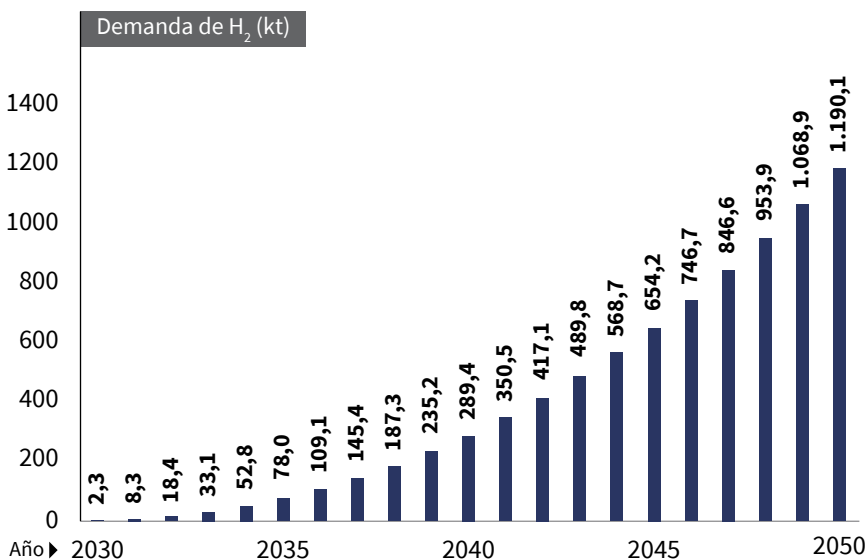
Para el escenario de demanda de H_2 en el sector transporte, se modelaron seis supuestos (según las propuestas del capítulo cuatro) que se presentan a continuación:

- Estructura base de demanda proveniente del escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050.
- Vehículos pesados, de carga y transporte de pasajeros con participación de tecnologías FCEV.
- Crecimiento en la adopción de vehículos eléctricos en las categorías de livianos como automóviles, taxis y camperos.

- Proyección de avances tecnológicos en extensión de la vida útil de las celdas de combustible.
- Políticas de beneficios gravables en la adquisición de vehículos de bajas emisiones.
- Impuesto al carbono.

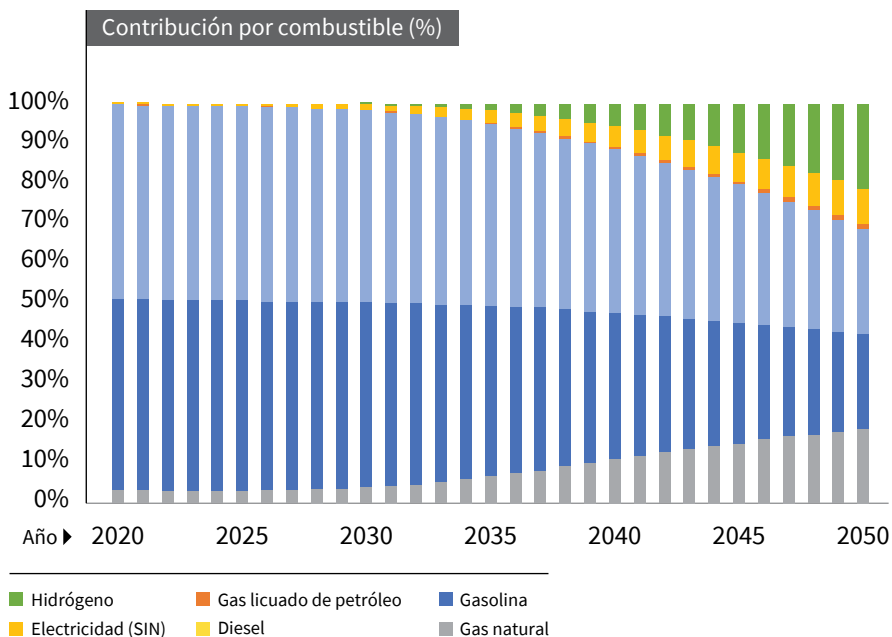
La figura 45 presenta el total de la demanda de H₂ del sector de transporte, que se limita al sector de vehículos pesados (buses, camiones y tractocamiones). Se observa un crecimiento paulatino hasta alcanzar 1190 kt en 2050. La figura 46 muestra la distribución de la demanda energética en el sector transporte de H₂ (barra verde) y electricidad (barra amarilla). La primera aparición del H₂ se da en 2033, con una contribución menor del 1 %, y para 2050, aumenta hasta el ~20 % de la energía demandada por este sector. En general, el H₂ se utilizó para sustituir parcialmente el GN, el diésel y la gasolina del escenario base de demanda en la simulación. El efecto de esta nueva distribución se ve representada en la curva de emisiones de GEI del sector, donde las emisiones hacen referencia a las cantidades emitidas anualmente (no acumuladas).

FIGURA 45. DEMANDA ANUAL DE HIDRÓGENO DEL SECTOR TRANSPORTE DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 46. CONTRIBUCIÓN PORCENTUAL EN LA DEMANDA DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

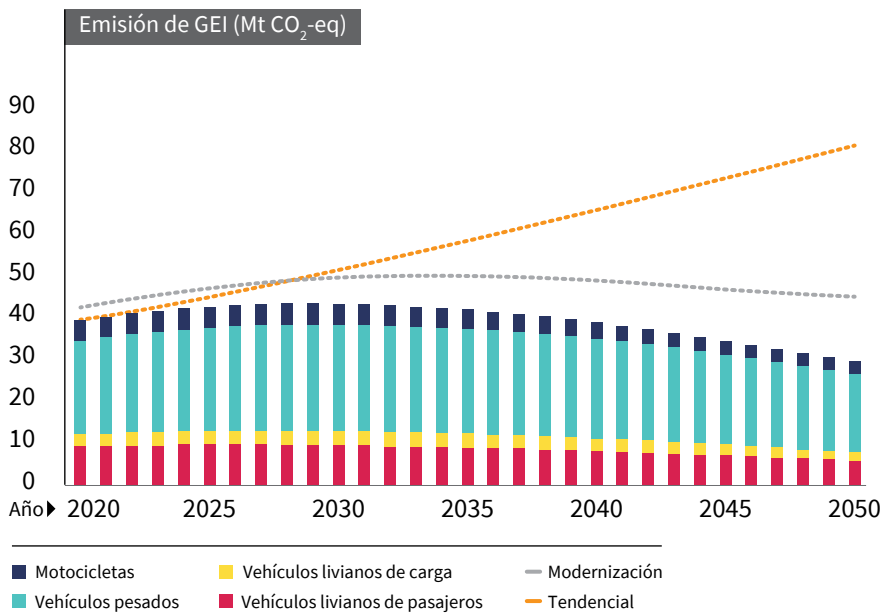
La disminución de GEI en el sector de transporte es clave en la búsqueda de la carbono-neutralidad de Colombia. Como se mencionó en el capítulo cuatro, el sector de transporte contribuía en 2012 (último reporte en Colombia) con el 11 % de las emisiones nacionales, que lo ubicaría como el tercer sector más contaminante, compartiendo la misma posición con el sector industrial manufacturero (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM], 2018). La figura 47 muestra la generación de GEI debida al escenario *economía del hidrógeno* (barras), la proyección de emisiones del escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050 (línea discontinua gris) y del escenario tendencial (utilizado como base de proyección de emisiones en Colombia para el NDC) (MinAmbiente, 2020b; Vito, 2020).

Una comparación con el escenario de modernización permite observar la reducción en la generación de GEI debida a la implementación del escenario *economía del hidrógeno*. Se observa que la línea de emisiones del escenario de

modernización (línea discontinua gris) en el periodo de simulación se encuentra entre 3 y 10 Mt CO₂-eq sobre el escenario *economía del hidrógeno*. Este comportamiento confirma el potencial de disminución de emisiones debido a la implementación de este escenario en comparación con su línea base. Por otra parte, se compararon los resultados de la simulación con las metas de mitigación del NDC para 2030 aplicables al transporte terrestre. Se espera que el cumplimiento de estas metas sea consecuencia de dos medidas: la Movilidad Eléctrica en Latinoamérica (MOVE) y el Programa de Modernización de Transporte Automotor de Carga, que buscan mitigar 4,04 y 1,03 Mt CO₂-eq, respectivamente. En comparación con el escenario tendencial, para 2030, el escenario *economía del hidrógeno* representa una disminución de 8,39 Mt CO₂-eq, por lo que sobrepasaría la meta de ambas políticas.

Para la toma informada de decisiones en el país, el foco de las inversiones en tecnologías de H₂ se debe centrar en vehículos de carga, y distribuir los recursos en los dos mayores generadores de GEI. Por esta razón, se recomienda evaluar las políticas enfocadas en el sector de buses, camiones y tractocamiones.

FIGURA 47. EMISIONES ANUALES DE GEI DEL SECTOR DE TRANSPORTE DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

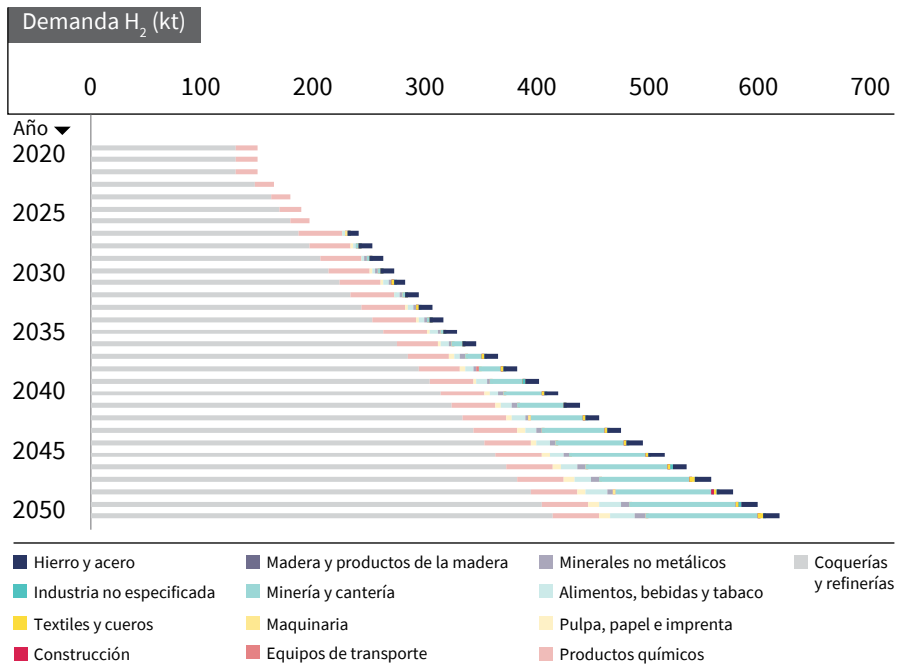
Demanda de hidrógeno del sector industrial

Para la propuesta de consumo de H_2 en el sector industrial, se modelaron cuatro supuestos según las propuestas del capítulo cuatro:

- Estructura base de demanda proveniente del escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050.
- H_2 como insumo en las industrias de fertilizantes, hierro y acero y refinerías de petróleo.
- Sustitución parcial del GN de la red nacional por una mezcla de H_2 y GN (medida intersectorial).
- Uso de H_2 como sustituto del combustible para camiones destinados a la minería de carbón.

La figura 48 presenta la demanda desagregada de H_2 por sector industrial. La comparación de los diferentes sectores permite determinar que la mayor proporción de demanda durante todo el periodo de simulación se debe al sector de refinería (-75 %), seguido del sector de productos químicos (-10 %). Por otra parte, a partir de 2036, el sector de minería y cantería presenta una tendencia creciente debido a la política de sustitución de camiones, que para los últimos años contribuye entre el 11 y el 16 % a la demanda de H_2 . Estos resultados permiten entender cuáles serán las principales industrias que guiarán el desarrollo de una economía del H_2 , los principales actores para una toma informada de decisiones y la identificación de medidas específicas asociadas en los sectores mencionados.

FIGURA 48. DEMANDA ANUAL DE HIDRÓGENO POR SECTOR INDUSTRIAL DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

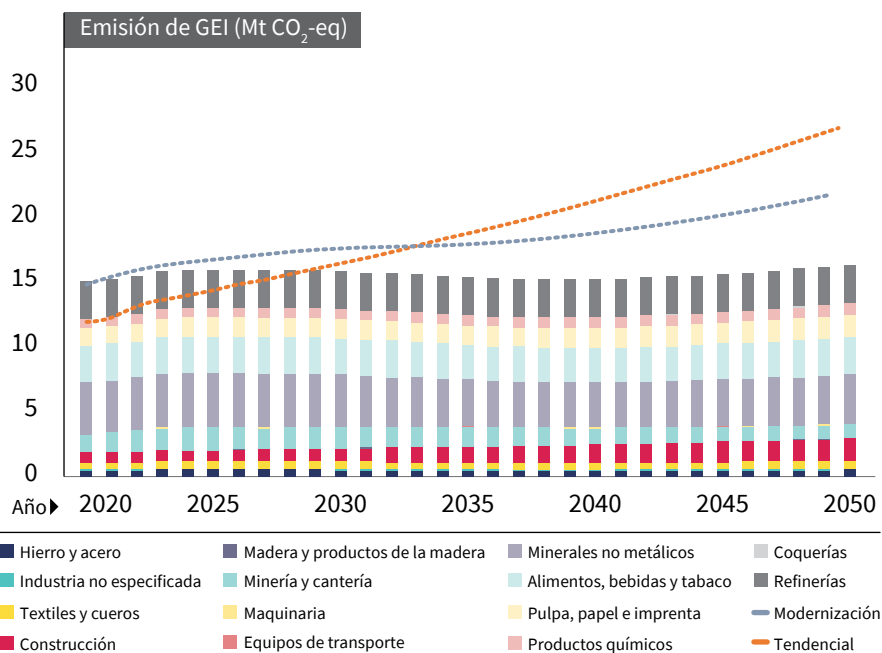


Fuente: elaboración propia.

Además del uso de H_2 y su despliegue en la matriz energética nacional, es necesario determinar la contribución a la mitigación de GEI de esta reconversión tecnológica en el país. Por esto, se cuantificó el efecto del escenario *economía del hidrógeno* desde el punto de vista de las emisiones de GEI.

La figura 49 muestra la disminución de las emisiones de GEI comparando el escenario *economía del hidrógeno* (barras), el escenario tendencial del NDC (línea naranja discontinua) y el escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050 (línea gris discontinua). La tendencia de las emisiones presenta un comportamiento que decrece desde 2030, pero aumenta a partir de 2036. Es importante mencionar que las emisiones de este sector se deben al uso de otros energéticos y combustibles, pues el H_2 como energético se considera de cero emisiones. Un análisis detallado del sector demostró que las mayores emisiones en la industria se deben al uso del carbón, el GN y el diésel.

FIGURA 49. EMISIONES DE GEI POR SECTOR INDUSTRIAL PARA EL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

La comparación con el escenario de modernización (línea gris discontinua) permitió determinar que el escenario *economía del hidrógeno* tiene un efecto en la disminución de emisiones sobre el escenario base de simulación. Esto indica que la disminución con respecto a la línea tendencial se debe a las políticas de introducción del H₂ y no solo al escenario de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050. A su vez, una comparación con la línea discontinua naranja permite determinar las contribuciones en la disminución de emisiones en el sector industrial del escenario *economía del hidrógeno*. Para 2030, la diferencia entre los dos escenarios es de 0,67 Mt CO₂-eq.

El compromiso de Colombia para 2030 descrito en el NDC plantea diferentes medidas para cada sector económico. Las medidas para el sector industrial, propuesta en el NDC de Colombia, es la de promoción de proyectos de gestión de la energía y eficiencia energética. Esta medida busca promover la implementación de tecnologías más eficientes y el uso de energéticos de menor factor de emisión con una meta de reducción de 1,67 Mt CO₂-eq para 2030 (MinAmbiente),

2020b). De acuerdo con esto, la contribución del escenario *economía del hidrógeno* sería de un 40 % en la meta de Colombia para este indicador. Por otra parte, la implementación de este escenario a un plazo de 20 años (2050) representa una disminución de 10,93 Mt CO₂-eq. Esto demuestra que debido al estado de la tecnología el aprovechamiento del H₂ como energético tendrá una mayor repercusión a largo plazo y sus mayores beneficios no se verán reflejados en 2030, como un objetivo del NDC.

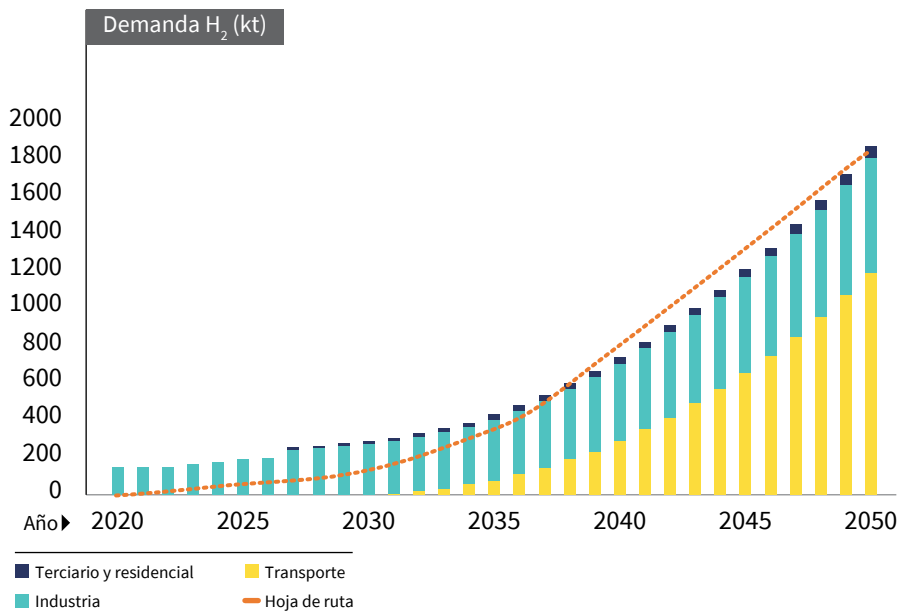
Demanda nacional de hidrógeno y emisiones de gases de efecto invernadero

Se presentan los resultados agrupados por sector económico según los efectos de cada uno de los supuestos tanto sectoriales (transporte e industria) como intersectoriales. La figura 50 muestra la cantidad de H₂ que se demandaría por sector económico en Colombia si se implementa el escenario *economía del hidrógeno* (barras), comparado con la demanda propuesta en la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* (línea punteada naranja) (MinEnergía, 2021). Se observa un comportamiento creciente de la demanda de H₂ de la industria desde 2020, una contribución del sector residencial inferior al 4 % desde 2027 y la aparición de tecnologías de uso de H₂ como energético en el sector transporte a partir de 2031. En el periodo simulado, la demanda de H₂ en Colombia crece de 148 kt en 2020 a 1867,65 kt de H₂ en 2050.

116

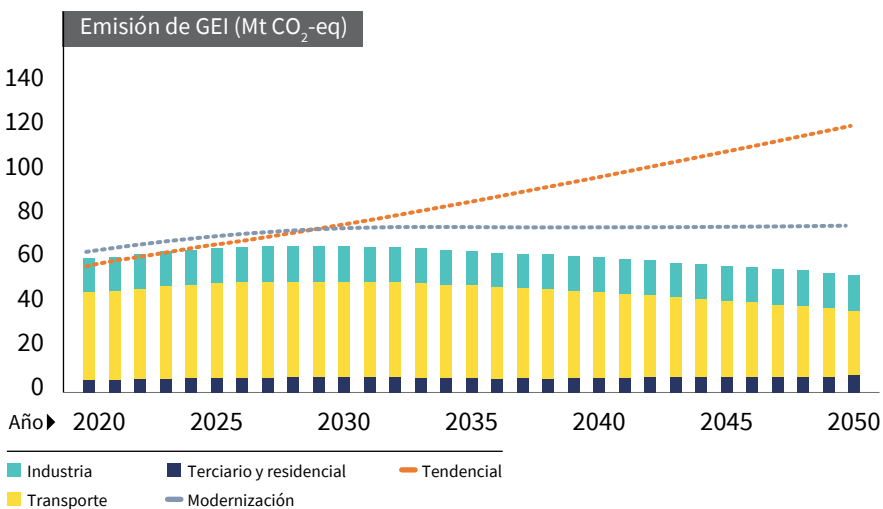
La figura 51 muestra cómo el despliegue nacional de H₂ contribuye a la disminución de GEI y permite comparar los potenciales resultados comparando la línea tendencial (línea naranja discontinua) y el escenario base de modernización del Plan Energético Nacional 2020-2050 (línea gris discontinua). Para 2030, el ahorro nacional en emisiones de GEI por la implementación del escenario *economía del hidrógeno* sería de 8,46 Mt CO₂-eq comparado con el escenario de modernización y 10,07 Mt con el escenario tendencial. Esta disminución comparada con las propuestas del NDC sobrepasaría en 1,72 Mt CO₂-eq el ahorro propuesto para las metas que tienen relevancia para esta propuesta. Además, como se mencionó, los beneficios de este escenario se verán reflejados a largo plazo. La disminución acumulada en comparación con el escenario tendencial en todo el periodo de simulación será de 733 Mt CO₂-eq.

FIGURA 50. DEMANDA ANUAL NACIONAL DE HIDRÓGENO POR SECTOR ECONÓMICO DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO COMPARADO CON LA DEMANDA DE LA HOJA DE RUTA DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 51. EMISIONES NACIONALES DE GEI ANUALES TOTALES DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

Al final del periodo simulado (2050), se observa un leve incremento en la demanda de H₂ del escenario *economía del hidrógeno* con respecto a la propuesta de la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia* de 17,65 kt y una disminución de emisiones de GEI de 67,73 Mt CO₂-eq. Esta diferencia se debe al cálculo detallado por sector que se presenta. Por otra parte, el escenario *economía del hidrógeno* excluyó la demanda de H₂ de los sectores de transporte aéreo y marítimo, debido a que la literatura reporta que la implementación de estos sistemas no será plausible en el periodo estudiado por su inmadurez tecnológica (Hoelzen et al., 2022). De esta manera, si se compara el escenario *economía del hidrógeno* con la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*, excluyendo la demanda aérea y marítima, se encuentra que para 2050 el escenario propuesto excedería la demanda de H₂ de esta hoja de ruta en 661 kt.

Los sectores más importantes en 2050, según la distribución de la figura 50, son el sector de transporte con una contribución a la demanda del 64 % y el sector industrial con una contribución del 33 %. Esta distribución es clave para la implementación de decisiones informadas y la distribución de recursos destinados a favorecer el despliegue del H₂ en la matriz energética colombiana.

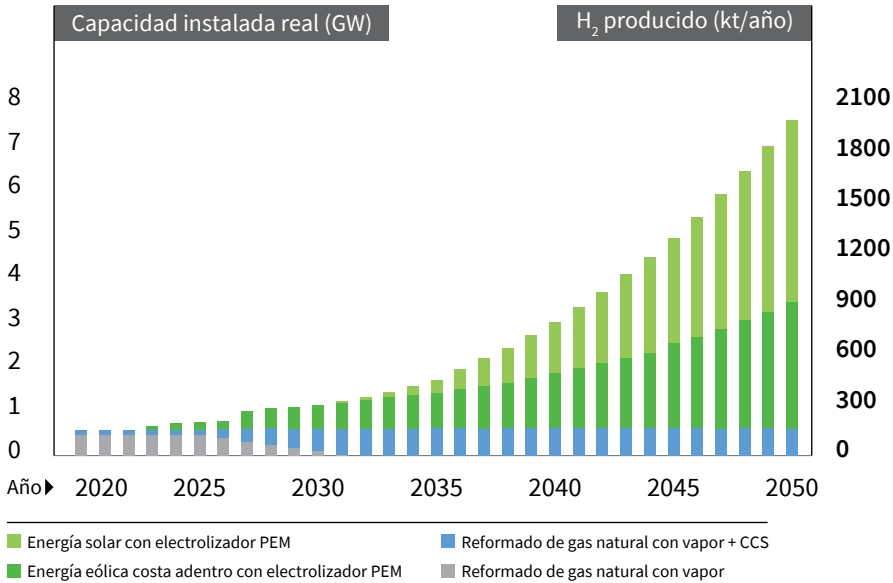
Matriz de producción de hidrógeno para Colombia

118

Después de analizar la demanda nacional de H₂, se encontró que para 2050 (año de demanda máxima) la capacidad instalada real necesaria es de 7,59 GW. Para proponer una trayectoria de transición de la matriz de oferta de H₂ más económica, se llevó a cabo una optimización de minimización costos y de emisiones de GEI usando la herramienta Next Energy Modeling system for Optimization (NEMO) incluida en el programa LEAP.

Para la optimización, se utilizaron los potenciales máximos de producción de H₂ presentados en la figura 44 y una política de impuesto al carbono fijada en 15 000 COP/t CO₂-eq desde el inicio de la simulación y de 17 200 COP/t CO₂-eq a partir de 2030.

FIGURA 52. DISTRIBUCIÓN OPTIMIZADA DE LA CAPACIDAD INSTALADA REAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

La figura 52 muestra la distribución óptima de las capacidades instaladas que garantiza el costo más bajo de producción de H₂ y las menores emisiones de GEI. Se observa para 2031 la sustitución del reformado de GN por su homólogo azul y tecnologías verdes, que genera una transición hacia tecnologías de menores emisiones de GEI. Este cambio sería impulsado por los bajos costos de producción, la alta disponibilidad de tecnologías solares desde 2030 y la política de impuesto al carbono. Como resultado, se obtuvo una distribución de tecnologías más limpias con valores de participación del 47 % para tecnologías azules y del 50 % para tecnologías verdes en 2031, y para 2050 se alcanza una migración a tecnologías de cero emisiones con una participación del 92 % (tecnologías verdes).

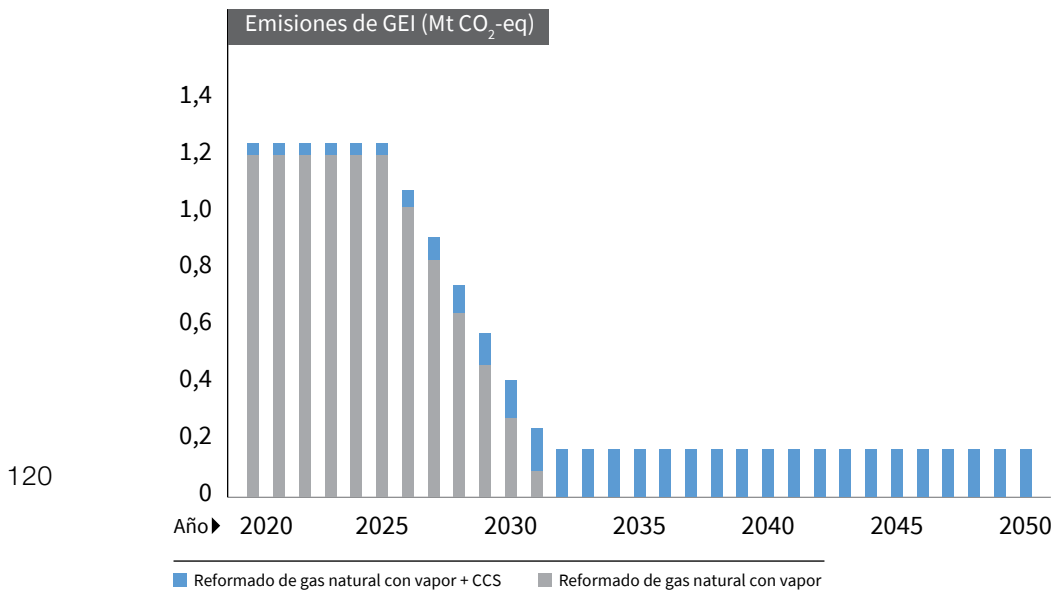
El resultado de la distribución óptima de las capacidades instaladas no sigue la distribución de las capacidades máximas propuestas. Un ejemplo es el comportamiento de las capacidades instaladas en 2050, cuando, a pesar de que la biomasa representa un 41 % del potencial de capacidad instalada y el carbón un 4,8 %, los resultados de la optimización no incluyeron estas tecnologías. Este resultado se debe a los criterios de optimización de minimización de costos y de emisiones

de GEI, que descartan la biomasa por su alto costo de producción y el carbón por sus altas emisiones.

Emisiones de gases efecto invernadero mitigadas

Posterior al análisis de la capacidad instalada y la distribución de las tecnologías, se presentan los resultados de las emisiones de GEI derivadas de la distribución optimizada de la matriz energética. La figura 53 muestra que el cambio de tecnologías de producción de H₂ de tipo gris a azul y verde disminuye las emisiones de GEI.

FIGURA 53. EMISIONES DE GEI DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO OPTIMIZADA DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



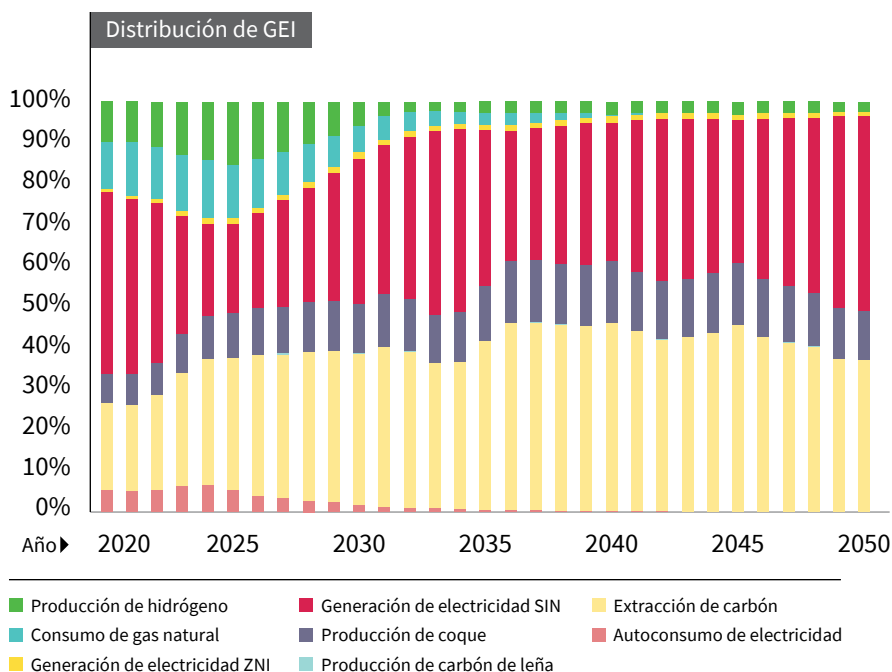
Fuente: elaboración propia.

Además, la comparación de los resultados demuestra que la disminución de las emisiones de GEI obedecen a una migración a tecnologías de cero y bajas emisiones y a la instalación exclusiva de tecnologías de cero emisiones a partir de 2032.

La figura 54 muestra la distribución porcentual de los GEI debido a las diferentes fuentes de generación en Colombia. En los primeros 5 años de la simulación, el H₂ contribuye con entre el 9,7 y el 15,1 % de las emisiones, pues

en este periodo la producción de H₂ gris predomina. Posteriormente, se observa una disminución en la contribución de GEI por parte del H₂, lo que se debe a la migración a tecnologías verdes.

FIGURA 54. DISTRIBUCIÓN DE GEI DEL SECTOR DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

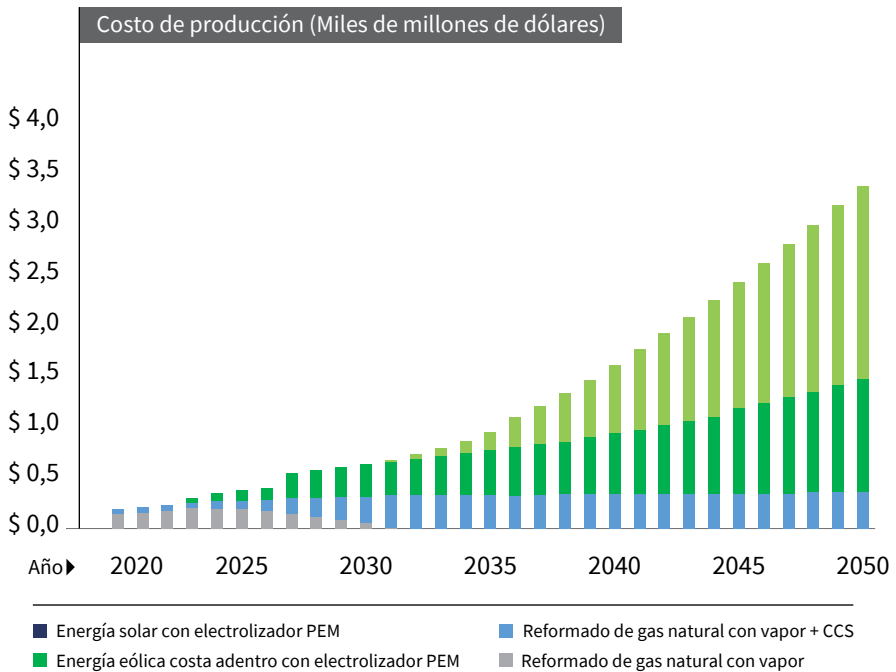
Costos de implementación del escenario economía del hidrógeno

Costos de implementación de la matriz óptima de generación de hidrógeno

La inclusión del H₂ en Colombia requerirá inversiones en las tecnologías de producción, infraestructura, distribución y uso final. A continuación, en la figura 55 se muestran los costos de inversión anuales de la producción de H₂. A pesar de que las capacidades instaladas se presentan como reales, los costos se calcularon

utilizando el LCOH. Esto permitió calcular los costos de producción en unidades másicas de H₂. Así, los costos presentados corresponden a los costos proyectados de las capacidades instaladas nominales y, por tanto, a los costos de inversión necesarios para implementar el escenario *economía del hidrógeno*.

FIGURA 55. COSTOS DE LA PRODUCCIÓN ÓPTIMA DE HIDRÓGENO DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

Durante los primeros cinco años simulados, las plantas generadoras de H₂ gris y su posterior integración a tecnologías de CCS (H₂ azul) son las responsables de más del 90 % del costo de producción. A corto plazo, el MinEnergía y la Presidencia de la República dispusieron COP 6500 millones para inversiones tempranas provenientes del Fondo de Energías no Convencionales y de Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) (Ocampo Camargo, 2021), los cuales son necesarios en las etapas tempranas de despliegue del escenario, especialmente para la construcción de plantas de generación de H₂.

Por otra parte, a partir de 2030, los mayores costos de implementación se deben al H₂ verde. La figura 55 muestra que para 2050 la producción de H₂ necesitará una inversión de USD 3368 millones. Estos resultados demuestran las escalas de inversión en los que el país deberá incurrir para implementar el escenario *economía del hidrógeno*.

El resultado de la optimización permitió minimizar los costos de implementación de plantas generadoras de H₂ por debajo de las proyecciones de inversión, a pesar de que la demanda del escenario de economía del hidrógeno es el 1 % superior al propuesto por la *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*.

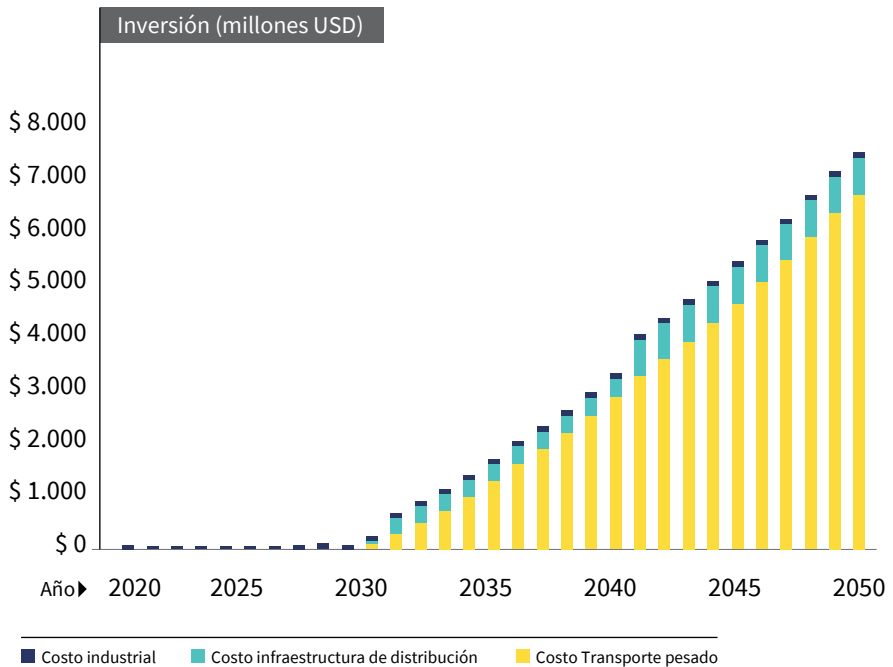
Costos de implementación para la demanda de hidrógeno

La figura 56 presenta los costos de inversión necesarios en los sectores de demanda descritos en el capítulo cuatro al implementarse el escenario *economía del hidrógeno*. Se incluyen los costos de:

- La compra de equipos para la producción de amoníaco y sus costos operativos.
- La compra de camiones mineros y sus costos operativos.
- Costos de infraestructura para la distribución del H₂.
- Costos incrementales por la adquisición de vehículos pesados alimentados con H₂ en sustitución de vehículos diésel (diferencia entre el costo de compra de los ICEV y los FCEV).

Durante los primeros años solo se observan costos en la industria, los cuales se asocian a la demanda cautiva actual de H₂. En 2030, se observa que la inversión necesaria es de USD 252 millones, en que la industria y el transporte representan un 81,9 %, y el restante es el costo de infraestructura. Posteriormente, durante el periodo de simulación, la inversión por la compra de vehículos representa entre el 42,2 y el 89,5 % de los costos de despliegue del escenario en la demanda. Por otra parte, los costos de distribución y transporte de H₂ representan en una etapa temprana de la década de 2030 más del 46 % de la inversión, pero disminuyen paulatinamente hasta el 9,2 % en 2050.

FIGURA 56. COSTOS DE INVERSIÓN ANUALES DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ESCENARIO DE ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN LOS SECTORES DE DEMANDA



Fuente: elaboración propia.

124

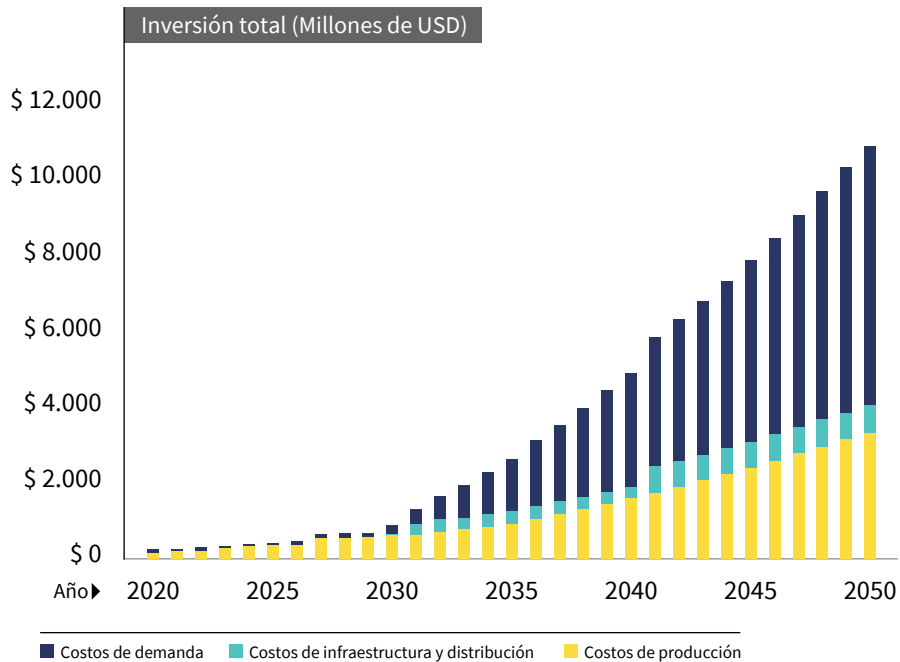
Al final del periodo simulado, en 2050, se alcanza la mayor inversión requerida, con USD 7524 millones. Esta suma debe distribuirse en la inversión de diferentes sectores, donde la mayor parte provendrá de la adquisición de vehículos y el despliegue de la infraestructura necesaria para la distribución del H₂ en Colombia. Se espera que este tipo de inversiones vengan en su mayor parte del sector privado, pues la adquisición de este tipo de vehículos se realiza en Colombia, ya por empresas privadas, ya por concesiones en una alianza público-privada.

Costos totales de la transición hacia la economía del hidrógeno

La figura 57 presenta la agregación de todos los costos para la implementación del escenario *economía del hidrógeno*. La inversión anual varía entre USD 882 millones en 2030 y USD 10 892 millones en 2050. En 2030, se observa que la inversión necesaria para el despliegue de este escenario se debe en orden de contribución a

los costos de producción (71 %), seguido de costos de demanda (23 %) y un costo inferior en la distribución del H₂. Principalmente debido a que para ese mismo año tanto la generación como la demanda de H₂ en Colombia se encontraría en una etapa temprana de despliegue.

FIGURA 57. COSTOS ANUALES TOTALES DE IMPLEMENTACIÓN DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

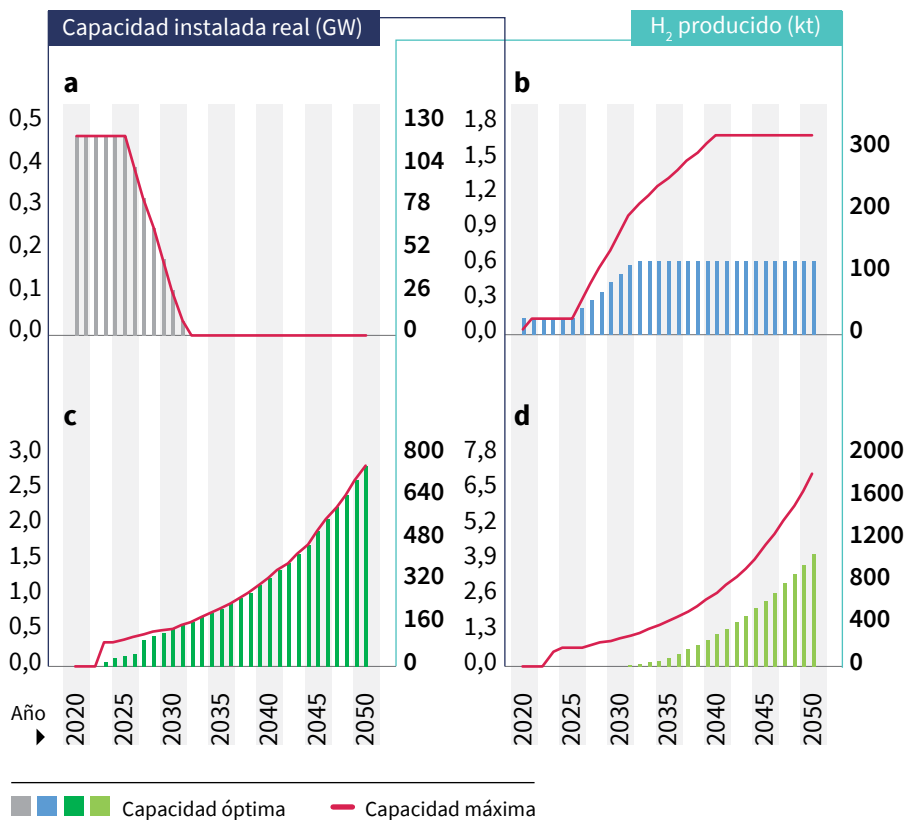
Uno de los principales resultados de la figura 57 es la tendencia de la distribución de los costos. Durante los primeros 10 años del escenario, todo el recurso debe destinarse a la producción, pues es necesario garantizar la disponibilidad del H₂ para que la industria pueda hacer uso de este energético. Por otra parte, a partir de 2030 se observa que la proporción de los costos de la demanda incrementa, lo que demuestra que, una vez las tecnologías de producción estén establecidas, el sector de demanda de H₂ empezará una etapa de adopción tecnológica y, por tanto, de inversión de capital.

La figura 57 muestra también que el crecimiento de la adopción del H₂ se asociará a una necesidad de inversión en infraestructura (barra amarilla) proporcional al crecimiento de la demanda, como se sugiere en el capítulo cinco.

Potencial de exportación de hidrógeno

Determinar las capacidades subutilizadas por el escenario de optimización permite entender el camino hacia la distribución informada de recursos. Para esto, en la figura 58 se realizó el análisis de las capacidades instaladas máximas (línea roja) con las capacidades instaladas propuestas por la optimización (barras).

FIGURA 58. COMPARACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA MÁXIMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON LA CAPACIDAD INSTALADA ÓPTIMA DEL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO PARA (A) REFORMADO DE GN, (B) REFORMADO DE GN CON CCS, (C) ENERGÍA EÓLICA COSTA ADENTRO Y (D) ENERGÍA SOLAR



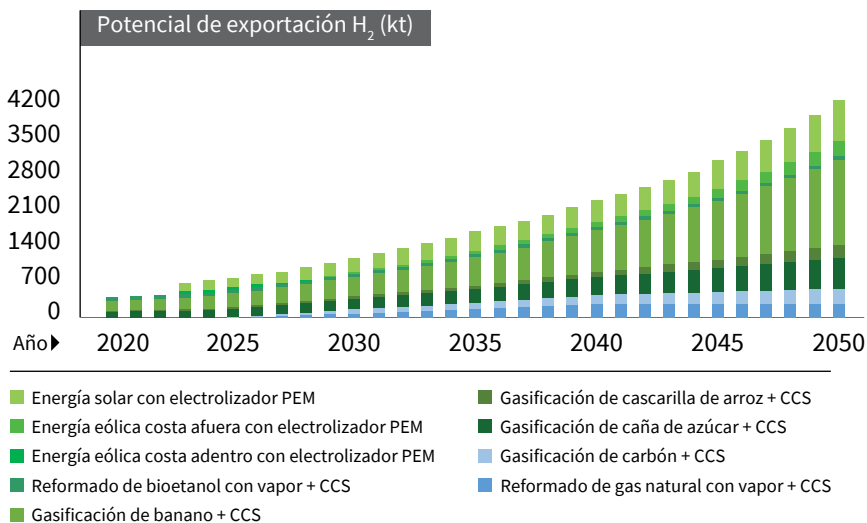
Fuente: elaboración propia.

El resultado de la simulación demuestra que solo la tecnología de reformado de GN y la eólica costa adentro se instalan hasta su máximo potencial. En el caso del reformado de GN con vapor por tratarse de la tecnología instalada en Colombia antes de 2020 y en el caso de la tecnología eólica costa adentro por sus bajos costos y sus bajas emisiones.

Durante los primeros 6 años, la energía eólica costa adentro no instala su máxima capacidad estimada debido a su alto precio. Por su parte, durante este mismo periodo, el reformado de GN con CCS (H₂ azul) es la mejor opción como tecnología de transición entre las tecnologías grises de altas emisiones y las tecnologías verdes poco competitivas en costos. Finalmente, la energía solar solo se instala después de que la energía eólica costa adentro alcanza su máxima capacidad, pues no es la tecnología más competitiva en ningún año.

Finalmente, debido a que la distribución optimizada de la capacidad instalada es inferior al potencial de instalación en Colombia propuesto por el escenario *economía del hidrógeno*, se cuantificó el potencial de exportación de H₂. La figura 59 muestra que a lo largo del periodo de simulación Colombia podría exportar hasta 4,2 Mt de H₂ en 2050.

FIGURA 59. POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO EN COLOMBIA



Fuente: elaboración propia.

Un análisis del potencial de venta indicó que con un valor comercial de H₂ estimado en 3 USD/kg H₂, los ingresos provenientes de la exportación de este energético podrían alcanzar los 12,8 billones de USD para el año 2049. Actualmente, en Colombia se pronostica que la venta de petróleo para el año 2022 alcanzaría un total de 1,8 billones de USD con una tasa de cambio promedio de 4.000 COP/USD (investing.com, 2022; *Portafolio*, 2021), un total que se alcanzaría con el modelo Economía del Hidrógeno a partir del año 2024.

Principales hallazgos del escenario *economía del hidrógeno*

El análisis de la implementación del escenario *economía del hidrógeno* permitió encontrar los potenciales de oferta y demanda para Colombia. Estos resultados contribuyen a la construcción de una gobernanza participativa y proponen una herramienta para la toma informada de decisiones, la construcción de políticas públicas sectoriales y la distribución adecuada de los recursos destinados a la transición energética hacia una economía del H₂.

Los principales hallazgos de este capítulo fueron:

- El potencial máximo de generación de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia es de 23,4 GW, del cual el 90 % corresponde a H₂ verde y el 10 % a H₂ azul.
- La demanda máxima proyectada de H₂ en Colombia a 2050 es de 1867,65 kt, de las cuales 1190,15 kt serán demandadas por el sector transporte, 616,4 kt por la industria y 61,1 kt por el sector residencial y terciario.
- La distribución óptima de los 7,59 GW necesarios para cubrir la demanda de H₂ en Colombia, con los costos mínimos de implementación y una menor emisión de GEI, es generación solar (65,8 %), eólica costa adentro (28,1 %) y reformado con vapor de GN con CCS (6,1 %). Algunas de las tecnologías que no se seleccionan bajo el criterio de optimización son la biomasa y la generación eólica costa afuera por sus altos costos de implementación. Estas tecnologías tendrían que disminuir su costo para aprovechar el potencial que tiene Colombia para producir H₂ a través de ellas.

- Al 2050, se habrían mitigado ~733 Mt CO₂-eq de emisiones de GEI respecto al escenario tendencial del NDC de Colombia. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020), de los cuales ~624 Mt CO₂-eq corresponden al sector transporte y ~109 Mt CO₂-eq al sector industrial.
- Los costos anuales para la implementación del escenario *economía del hidrógeno* varían entre USD 881 millones en 2030 y USD 10 892 millones en 2050.
- El potencial máximo de Colombia para exportar H₂ en 2050 es de 4,2 Mt H₂ que, según las proyecciones de precio de venta de 3 USD/kg H₂, podrían representar una venta total de USD 12,8 billones.

7. Recomendaciones para una estrategia nacional de hidrógeno

A partir del análisis del estado actual y prospectivo de las tecnologías de producción y uso de H_2 , y los resultados del modelo del sistema energético colombiano para el escenario *economía del hidrógeno*, se presentan recomendaciones al Gobierno Nacional para el diseño de una estrategia nacional de hidrógeno.

Se recomienda que la estrategia nacional de hidrógeno se configure dentro del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) y que haga parte del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. La estrategia nacional de hidrógeno debe diseñarse como el plan de acción que permita alcanzar las metas de inserción del hidrógeno de bajas emisiones en la matriz energética colombiana, de acuerdo con el escenario *economía del hidrógeno* propuesto. Con este propósito, la definición y los resultados del escenario *economía del hidrógeno* proveen los insumos necesarios para definir dos de los cuatro componentes principales de una estrategia nacional de hidrógeno (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2021a): a) objetivos clave de producción, infraestructura y uso de hidrógeno, y b) la línea de tiempo de la estrategia.

Se presentan las recomendaciones para los otros dos componentes principales de una estrategia nacional de hidrógeno (IRENA, 2021a): c) políticas públicas coherente con el marco de política energética actual y d) otras medidas directas, integradoras y habilitantes. A continuación, se presentan las recomendaciones de política pública para la estrategia nacional de hidrógeno.

Políticas públicas

Para la formulación de recomendaciones de política pública para la inserción del hidrógeno de bajas emisiones en la matriz energética nacional, se llevó a cabo una revisión de políticas y regulación internacional específicas para el H_2 y, más ampliamente, para la descarbonización de los sectores que hacen parte

de su cadena de valor. Luego de identificar las políticas internacionales que han demostrado efectividad en el despliegue de tecnologías de H₂ y sus habilitantes (p. ej., fuentes no convencionales de energía renovable [FNCER], ZEV, por sus siglas en inglés, etc.), se contrastaron con el marco legal y normativo colombiano a la luz de la Ley 1715 de 2014, la Ley 1964 de 2019, la Ley 2099 de 2021, la Ley 2169 de 2021, entre otras, y su reglamentación actual. Como resultado de este análisis, las recomendaciones que se presentan buscan acelerar la inserción de tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones a lo largo de la cadena de valor e incrementar la ambición climática a partir de este vector energético, de acuerdo con las potencialidades del país.

Oferta

Las medidas de política pública propuestas se enfocan en incentivar el desarrollo de 23,6 GW de la capacidad real instalada de producción de H₂ a 2050 para suplir la demanda interna y generar oferta para exportación. De acuerdo con el escenario *economía del hidrógeno*, los LCOH de las diferentes tecnologías analizadas deben alcanzar valores entre 1,50 y 4,8 USD/kg H₂, meta que también es objeto de las recomendaciones de política pública planteadas. Finalmente, las recomendaciones de política pública incluyen atributos ambientales de las tecnologías de producción para garantizar la mitigación de GEI a medida que se diversifique la matriz energética con la inserción del H₂. A continuación, se presentan las recomendaciones de política pública para la oferta de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, que deben complementar los incentivos tributarios y de financiación ya establecidos por la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021.

Subastas de contratación de largo plazo para proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones

Por medio del desarrollo de subastas periódicas de largo plazo para producción de hidrógeno de bajas emisiones, se busca garantizar de manera directa el alcance de la meta de 23,6 GW de capacidad de producción a 2050 del escenario *economía del hidrógeno*. Si bien la estimación de capacidad instalada de hidrógeno de bajas emisiones del escenario *economía del hidrógeno* se estableció a partir de diversas fuentes renovables y no renovables, es importante enfatizar la importancia de las subastas como mecanismo para generar nueva capacidad instalada de FNCER

dedicadas a la producción de H₂ verde a partir de electrólisis. Esto es fundamental para garantizar que la producción de H₂ verde para su uso directo no compita con la generación eléctrica por FNCER con propósitos de electrificación. Colombia cuenta con experiencia en procesos de subasta a largo plazo exitosos para la generación eléctrica a partir FNCER, como los llevados a cabo en 2019 y 2021, y que se pueden adaptar para incentivar la producción de H₂ verde. Además de garantizar el cumplimiento de metas de capacidad, las subastas a largo plazo permitirán enviar señales de seguridad de suministro y bajos precios del hidrógeno de bajas emisiones a los potenciales consumidores, e incentivar su demanda futura.

Además, se recomienda el desarrollo de subastas de almacenamiento basadas en la experiencia de 2021 con sistemas de baterías para el Atlántico, incluso tecnologías de electrólisis y celdas de combustible como sistemas de almacenamiento por producción y re-electrificación de H₂ verde.

Sello ambiental colombiano para la certificación de origen de hidrógeno

En el capítulo tres, se estableció la base técnica que define los límites de emisiones para la clasificación del H₂ de acuerdo con las tecnologías de producción. Estos límites son un insumo importante para la certificación de origen de H₂ que pueda “asegurar la unicidad y la trazabilidad de los insumos utilizados para la producción de hidrógeno y su intensidad de emisiones asociadas” (Decreto 1476 de 2022). En lugar de crear una nueva normativa para este propósito, se recomienda que la certificación de origen se enmarque en una herramienta existente como el sello ambiental colombiano, reglamentado por la Resolución 1555 de 2005 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente).

El sello ambiental colombiano busca incentivar “la promoción de productos que pueden reducir los efectos ambientales adversos, en comparación con otros productos de la misma categoría, contribuyendo así a un uso eficiente de los recursos naturales y a un elevado nivel de protección del medio ambiente” (Resolución 1555 de 2005). Si bien es un mecanismo de carácter voluntario, presenta características técnicas similares a los esquemas internacionales de certificación de origen. En el capítulo III de la Resolución 1555 de 2005, se reglamentan la definición de categorías del producto y los criterios ambientales, los cuales se elaboran y expiden a través de una norma técnica colombiana o norma técnica

sectorial de acuerdo con las disposiciones del Sistema Nacional de Normalización, Certificación y Metrología.

Estándares de intensidad de emisiones a la generación de electricidad para el Sistema Interconectado Nacional

A partir de lo discutido en el capítulo tres, garantizar que el H₂ producido con electricidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea certificable como hidrógeno de bajas emisiones requiere que su factor de emisión pase de 0,126 t CO₂-eq/MWh en 2021 (Resolución 320 de 2022) a 0,07 kg CO₂-eq/kWh. Esto permitiría una mayor flexibilidad para que con la entrada de generadores distribuidos a partir de FNCER se integren sistemas de producción distribuidos de hidrógeno de bajas emisiones conectados al SIN con propósitos de suministro interno, exportación, reelectrificación, o una combinación de estos.

Para esto, se recomienda la implementación de un estándar de intensidad de emisiones progresivo para alcanzar 0,07 kg CO₂-eq/kWh promedio para el SIN a 2030. Es importante que se permita la transacción de créditos de cumplimiento entre generadores para el funcionamiento del estándar de intensidad de emisiones. De esta forma, los generadores de electricidad renovable con intensidad de emisiones promedio bajas pueden vender créditos a generadores de electricidad con combustibles fósiles. Esto permite garantizar que el SIN alcance el estándar de intensidad de emisiones, aunque algunos generadores, pero progresivamente menos, presenten intensidades de emisiones promedio mayores (Borenstein y Kellogg, 2022).

134

Se recomienda la implementación del estándar de intensidad de emisiones respecto de otras políticas para la descarbonización, como los precios al carbono, porque permite alcanzar las metas de mitigación de emisiones del sector eléctrico con precios más bajos de la electricidad (Borenstein y Kellogg, 2022). El costo de la electricidad es el principal factor que afecta el LCOH a partir de electrólisis (IRENA, 2020c), por lo que los precios al carbono incrementarían el precio de la electricidad y, en consecuencia, el LCOH. Por ende, los estándares de intensidad de emisiones contribuyen a la competitividad del H₂ por electrólisis respecto del H₂ de fuentes fósiles, mientras genera el cobeneficio de un SIN con menores emisiones de GEI.

Mercado de certificados de reducciones y absorciones de emisiones

Finalmente, se recomienda la creación del mercado de certificados de reducciones y absorciones de emisiones (o créditos de compensación), articulado con el Programa Nacional de Cupos Transables de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (PNCTE) de la Ley 1931 de 2018, a través de la venta de unidades de reducciones o remociones. Por medio de la comercialización de los créditos de compensación con entidades reguladas bajo el PNCTE, esta medida permitirá incentivar el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones que por sus capacidades o por estar en zonas no interconectadas (ZNI) no fueran beneficiarios de las subastas o los estándares de intensidad de emisiones, respectivamente. Este mecanismo sería de especial importancia para proyectos de producción de H₂ a partir de la gasificación biomasa residual agrícola con CCS (por sus siglas en inglés), identificados en el capítulo tres como tecnologías de emisiones negativas cuando se procesa bagazo de caña y paja de arroz.

Demanda

Las recomendaciones de política pública presentadas buscan incentivar una demanda interna total de ~1,87 Mt de H₂ a 2050, en los sectores transporte (1,19 Mt), industria (0,62 Mt) y terciario y residencial (0,06 Mt), de acuerdo con el escenario *economía del hidrógeno*. A continuación, se presentan dichas recomendaciones para la inserción de tecnologías de uso de H₂ en las aplicaciones con mayor potencial de despliegue (véase capítulo cuatro), es decir, para el transporte terrestre pesado, como insumo y combustible en la industria, y para mezclas en la red de GN.

Transporte terrestre pesado

Cuotas mínimas anuales crecientes de fabricación local e importación de ZEV

Para alcanzar la meta de 242 739 vehículos pesados con tecnologías FCEV a 2050 para el escenario *economía del hidrógeno*, se recomienda la fijación de cuotas anuales de fabricación e importación de ZEV como complemento a lo establecido en la Ley 1964 de 2019. Esta medida que es tecnológicamente neutral busca generar la obligación a fabricantes e importadores de vehículos pesados de generar

oferta nacional de ZEV, mientras incentiva la inserción de las tecnologías más competitivas entre FCEV y BEV para cada categoría de vehículos.

Para incentivar la oferta nacional de FCEV pesados, se recomienda que se establezcan cuotas anuales crecientes de fabricación local e importación de ZEV en sus flotas nuevas correspondientes, de manera que se alcancen ventas correspondientes al 100 % de buses y al 50 % de camiones y tractocamiones a 2050, con las trayectorias definidas en las figuras 31, 32 y 33, respectivamente.

Estándares promedio corporativos de emisiones de gases efecto invernadero y de eficiencia de combustible

Como complemento a la recomendación anterior, se propone la implementación de estándares promedio corporativos de emisiones de GEI y de eficiencia de combustible nacionales homologados con las regulaciones actualmente vigentes en la Unión Europea (UE) y los Estados Unidos. Implementar estos estándares a partir de 2025 permitiría que las flotas nuevas de fabricantes nacionales e importadores cumplan con límites promedio máximos de emisiones de CO₂ (g CO₂/t-km) y de eficiencia de combustible (galones/1000 t-millas) para las diferentes tipologías de vehículos pesados. Aunque este tipo de regulación se diseña para incentivar el desarrollo de tecnologías de transporte más limpias, su aplicabilidad en Colombia se limitaría a generar la inserción en el mercado nacional de tecnologías ya existentes en los Estados Unidos y la UE. Traer estas tecnologías más limpias al mercado nacional implica un aumento en los precios de compra de los ICEV (por sus siglas en inglés) que, aunque se recupera con el ahorro en el consumo del combustible durante su vida útil (Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration, 2016), contribuiría a la competitividad de los ZEV respecto de los ICEV en lo que a costos de capital se refiere. Otra característica importante de esta medida es que, al tratarse de estándares promedio de flota, se le debe permitir al fabricante o importador la flexibilidad de conformar su flota con participación de tecnologías ICEV y ZEV a efectos de cumplimiento.

Incremento de 5 USD/t CO₂ al impuesto nacional al carbono a partir de 2025 con destinación a subsidiar ZEV

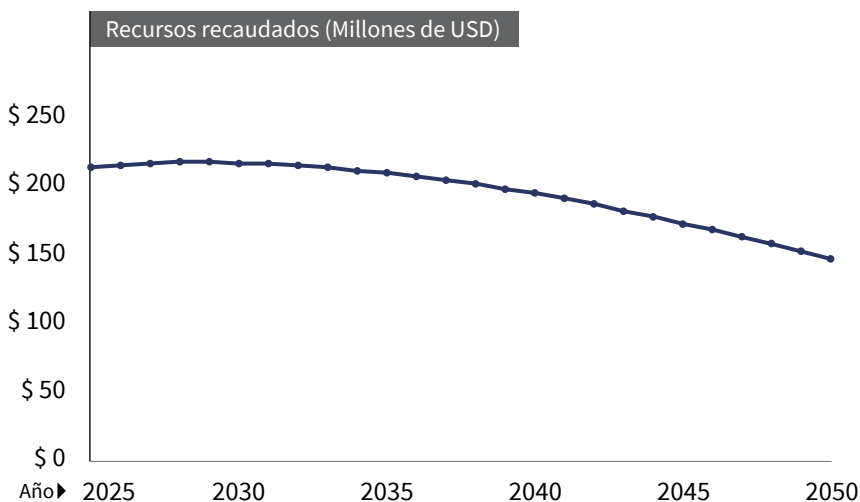
Finalmente, se recomienda incrementar el gravamen del impuesto nacional al carbono (INC) en 5 USD/t CO₂ a los combustibles fósiles utilizados en el sector transporte a partir de 2025. De acuerdo con esto, y a partir del compromiso de

Colombia consignado en su NDC para el impuesto al carbono (-4,85 USD/t CO₂ de 2020) (MinAmbiente], 2020b), el valor del INC a partir de 2025 sería de -9,85 USD/t CO₂.

Los recursos recaudados por concepto del INC, creado por la Ley 1819 de 2016 y modificado por la Ley 2169 de 2021, tienen una destinación específica para financiar la acción climática y la sustitución de cultivos ilícitos a través del Fondo Nacional Ambiental (FONAM) y el Fondo Colombia en Paz (FCP), respectivamente. De manera similar, se recomienda que los recursos recaudados por el incremento del impuesto al carbono se transfieran y administren por el *Fondo para la promoción de ascenso tecnológico de los sistemas de transporte y del parque automotor de carga*, para ser destinados como subsidios (p. ej., bonos o devolución) a la adquisición de ZEV y el desarrollo de infraestructura para su abastecimiento energético.

La figura 60 presenta los recursos en dólares que se recaudarían a partir de esta recomendación entre 2025 y 2050, los cuales disminuirían en el tiempo debido al efecto de la descarbonización del sector planteada en el escenario *economía del hidrógeno*. Los recursos totales de recaudado con esta medida entre 2025 y 2050 serían de USD -5076 millones.

FIGURA 60. RECURSOS RECAUDADOS POR CONCEPTO DEL INCREMENTO EN 5 USD/T CO₂ DEL INC PARA COMBUSTIBLES DEL SECTOR TRANSPORTE



Fuente: elaboración propia.

Para el transporte pesado, los subsidios a tecnologías ZEV (siendo los FCEV los más viables) permitirían mejorar su competitividad respecto de los ICEV en cuanto a los costos de adquisición para las categorías de tractocamiones y buses, si estos últimos se incluyen como beneficiarios del fondo. Además, para transporte de carga, estos subsidios podrían complementar los incentivos del Fondo Nacional de Modernización del Parque Automotor de Carga, creado por la Ley 1955 de 2019, cuando la reposición de ICEV operativos se realice con tecnologías ZEV. Los beneficiarios de recursos e incentivos de programas regionales, distritales y municipales en materia de modernización del parque automotor de carga también podrían acceder a los subsidios de ZEV.

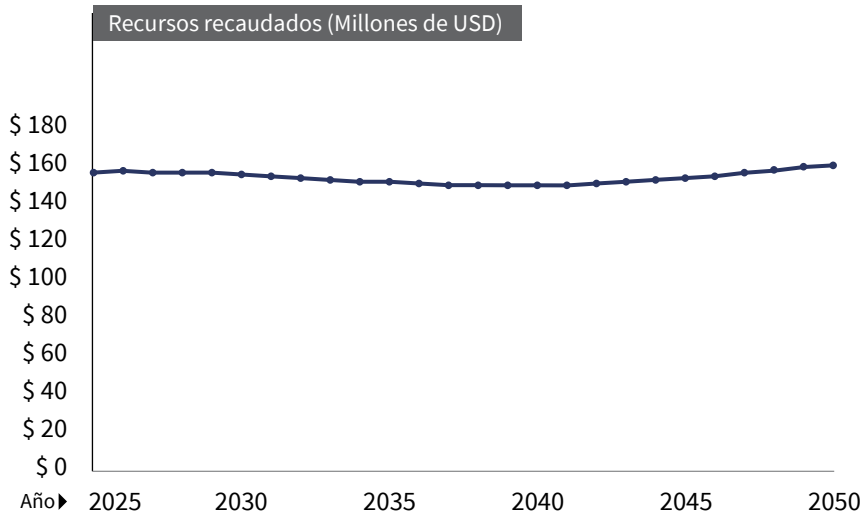
Industria

Permisos transables de emisión a 9,85 USD/t CO₂

Para la implementación del Programa Nacional de Cupos Transables de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (PNCTE) (Ley 1931 de 2018), se recomienda tasar los permisos transables de emisión aplicables a grandes empresas emisoras (fuentes fijas) con un valor piso de 9,85 USD/t CO₂ a partir de 2025, de forma que sea equivalente al INC recomendado para el sector transporte. Si bien el valor de la tonelada de CO₂ emitida sería inicialmente igual para ambos mecanismos de precios al carbono (INC o PNCTE), la selección para cada sector responde a la facilidad de aplicar la medida administrativamente (Parry et al., 2022). Por una parte, la quema de combustibles es fuente principal de emisiones en el sector transporte, que se conforma por muchos actores pequeños, por lo que es posible aplicar el INC a los combustibles por medio de los grandes actores de su cadena de distribución. Por otra parte, especialmente en la industria, también existen procesos intensivamente emisores de GEI no asociados a los combustibles fósiles, por lo que es más efectivo vigilar y controlar a los actores del sector identificados como grandes emisores directos de GEI.

La figura 61 presenta los recursos en dólares que se recaudarían a partir de esta recomendación entre 2025 y 2050, los cuales siguen la tendencia de estabilización de emisiones del sector industrial planteada en el escenario *economía del hidrógeno*. Los recursos totales recaudados con esta medida entre 2025 y 2050 serían de USD ~4016 millones.

FIGURA 61. RECURSOS RECAUDADOS POR CONCEPTO DE VENTAS DE PERMISOS TRANSABLES DE EMISIONES EN EL SECTOR INDUSTRIA



Fuente: elaboración propia.

De manera similar que para el INC en el sector transporte, se recomienda que los recursos recaudados por la venta de permisos transables de emisión y las sanciones por incumplimiento del sector industrial se transfieran y administren por el Fondo de Energías no Convencionales y de Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), creado por la Ley 1715 de 2014 y modificado por la Ley 2099 de 2021. Con estos recursos adicionales, el fondo podrá financiar programas de subsidios para la reconversión tecnológica en la industria tendiente a reducir sus emisiones de GEI, incluso la implementación de tecnologías de autogeneración y uso final de H₂, e infraestructura para su suministro.

139

Extensión de incentivos tributarios de la Ley 2099 de 2021

Se recomienda extender los incentivos tributarios de la Ley 2099 de 2021 a bienes y servicios asociados a la producción de amoníaco a partir de H₂ de bajas, cero y emisiones negativas. Esta medida permitiría la inserción de tecnologías de producción de fertilizantes a pequeña escala utilizando H₂ verde proveniente de FNCER como la solar, la eólica y la biomasa. Debido a la crisis internacional de los fertilizantes ocasionada por la guerra de Rusia contra Ucrania, estas tecnologías permitirían fortalecer la independencia alimentaria en Colombia, especialmente

si el sector agrícola aprovecha su biomasa residual para producir H₂ y amoníaco *in situ*.

También se recomienda incluir las tecnologías para la producción de combustibles sintéticos (*e-fuels*) a partir de H₂ de bajas, cero y emisiones negativas en el listado de bienes y servicios susceptibles de los incentivos tributarios de la Ley 2099 de 2021. Esta inclusión permitiría reducir los costos asociados a la captura de carbono necesaria para la producción de combustibles sintéticos, que son necesarios para la descarbonización de sectores como el transporte aéreo y marítimo.

Infraestructura

Las recomendaciones de política pública presentadas buscan incentivar el desarrollo de la infraestructura requerida para suplir la demanda interna de H₂ a los sectores transporte, industria, terciario y residencial, y la exportación, de acuerdo con el escenario *economía del hidrógeno*.

Mecanismos de financiación a la infraestructura

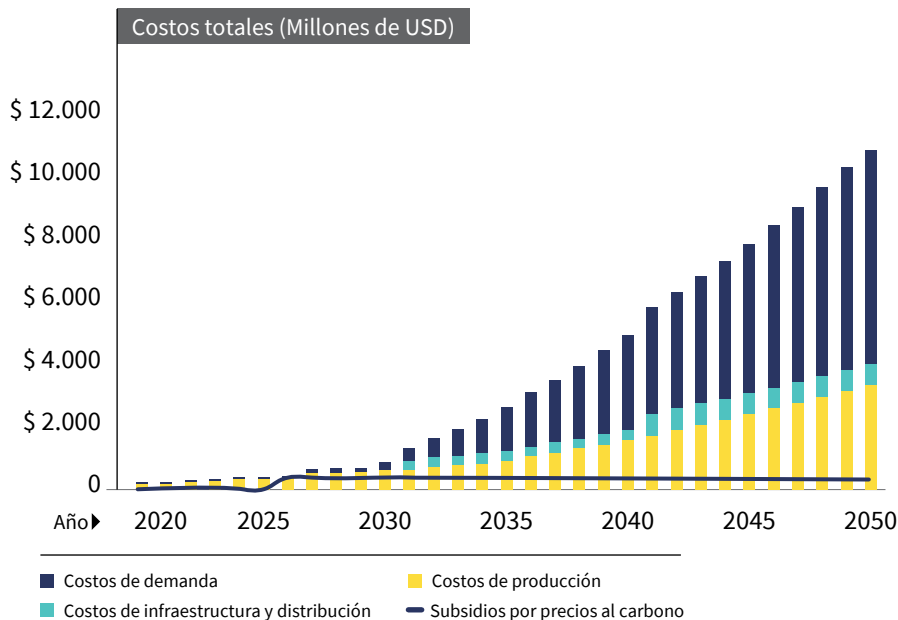
Para la financiación del desarrollo y la adaptación de infraestructura de suministro, distribución, almacenamiento y exportación de H₂, se recomienda que estos proyectos sean sujetos a financiación a través del *Fondo para la promoción de ascenso tecnológico de los sistemas de transporte y del parque automotor de carga* y el Fenoge, con los recursos recaudados por concepto del incremento del INC, y la venta de permisos de emisión y sanciones por incumplimiento del PNCTE, respectivamente. Entre los criterios de financiación de estos proyectos, se deben establecer prioridades que permitan el cumplimiento de las metas establecidas en el escenario *economía del hidrógeno* a 2050, como las 1790 hidrogeneras, los 4076 camiones de suministro de H₂ y las mezclas del 15 % de H₂ y GN.

Además de la financiación pública, la implementación de todas las medidas propuestas demostraría el compromiso del Gobierno de llevar a cabo la estrategia nacional de hidrógeno, creando las condiciones para la inversión privada, lo que reduciría el riesgo percibido por los desarrolladores de proyectos e inversionistas. De acuerdo con esto, los proyectos se pueden hacer más rentables a través de créditos blandos a la inversión público-privada en infraestructura de H₂, respaldados por fondos públicos de garantías.

Inversión requerida para la transición hacia la economía del hidrógeno

La figura 62 presenta la comparación de los subsidios anuales provenientes de los mecanismos de precios al carbono respecto de los costos totales de la transición al escenario *economía del hidrógeno* en millones de dólares. Se aprecia que la destinación de los recursos recaudados por los mecanismos de precios al carbono puede contribuir de manera significativa al despliegue temprano del H₂ en Colombia entre 2025 y 2030. Sin embargo, a partir de 2030, los costos de la transición presentan un crecimiento que supera con creces los recursos provenientes de los mecanismos de precios al carbono. Debido a esto, se recomiendan acciones enfocadas en la diplomacia del H₂ para la gestión de recursos internacionales por medio de mecanismos como el Fondo Verde para el Clima (GCF, por sus siglas en inglés), el Climate Investor One (CIO) y el GET-invest de la Unión Europea, entre otros.

FIGURA 62. COMPARACIÓN DE LOS SUBSIDIOS ANUALES PROVENIENTES DE LOS MECANISMOS DE PRECIOS AL CARBONO RESPECTO DE LOS COSTOS TOTALES DE LA TRANSICIÓN AL ESCENARIO ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO



Fuente: elaboración propia.

Medidas complementarias

Condiciones jurídicas habilitantes

Para el desarrollo de proyectos asociados a la generación de H₂, se debe articular la legislación que impulsa el desarrollo de tecnologías de H₂ con las licencias necesarias para desarrollar los proyectos. Por un lado, la Ley 2099 de 2021, que modifica y agrega aspectos relevantes con respecto de la generación y el uso de H₂ en la Ley 1715 de 2014. Por otro lado, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) podrá otorgar una licencia para un proyecto, obra o actividad que incluya las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y terminación de acuerdo con el Decreto 1076 de 2015 con sus respectivas modificaciones a 2022. De acuerdo con lo expuesto, el H₂ se obtiene a partir de fuentes primarias de energía (carbón, energía solar, energía eólica, GA), y el Decreto 1076 de 2015 establece en el artículo 2.2.2.3.2.2 que se requieren licencias en proyectos en los que se involucren las siguientes actividades:

- Explotación de carbón superior a 800 000 t/año
- Construcción de plantas generadoras de electricidad superior a 100 MW
- Proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior a 100 MW
- Que afecten las áreas del sistema de parques nacionales

142

Igualmente, las corporaciones autónomas regionales (CAR) podrán otorgar licencias ambientales en los siguientes casos:

- Explotación de carbón superior a 800 000 t/año
- Construcción de plantas generadoras de electricidad entre 10 MW y 100 MW

Debido a esto, cualquier proyecto de H₂ que involucre la construcción de plantas generadoras de electricidad superiores a 10 MW o la explotación de carbón mayor de 800 000 t/año deberá solicitar una licencia ambiental ante la entidad responsable como la ANLA o las CAR, que debe ir acompañada de un estudio ambiental de acuerdo con los lineamientos del MinAmbiente.

Asimismo, la Ley 2099 de 2021 define los sellos de producción limpia, los cuales se crean para incentivar el uso de FNCER en las empresas e industrias. Estos sellos serán asignados a todas las empresas que empleen FNCER como fuentes de energía en los procesos de producción. Es decir, las empresas que decidan producir H₂ verde podrán acceder a un sello de producción limpia, siempre y cuando se registre el aporte de reducción de GEI en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (RENARE). Complementariamente, la Resolución 1555 de 2005, que reglamenta el uso del sello ambiental colombiano, se puede utilizar como mecanismo de certificación de origen en Colombia. Estos sellos ambientales podrán ser aplicados siguiendo los lineamientos establecidos en la ISO 14020:2000(es) Etiquetas y declaraciones ambientales - Principios generales.

Es indispensable que en un esquema de certificación de origen se consideren los niveles de emisión, los cuales se reportan en el capítulos tres, así como los organismos encargados de vigilar, auditar y generar las certificaciones correspondientes.

Finalmente, las empresas productoras de H₂ deberán certificarse bajo los esquemas de las familias ISO 14000 e ISO 50001. La primera familia está asociada al sistema de gestión ambiental, el cual involucra aspectos clave como el cálculo de la huella de carbono a través del análisis de ciclo de vida (ISO 14040/14044) y la generación de sellos verdes (ISO 14020). La huella de carbono es indispensable para hacer el registro ante RENARE a fin de solicitar una licencia ambiental ante la ANLA o las CAR. La familia de las ISO 50001 permite a las organizaciones implementar un sistema de política energética y gestionar los recursos energéticos de forma eficiente.

De acuerdo con esto, se recomienda la implementación de las siguientes medidas:

- Elaboración de la guía o términos de referencia del estudio de impacto ambiental para los proyectos de H₂ por la ANLA.
- Elaboración de regulación complementaria del Decreto 1076 de 2015 respecto del trámite de una licencia ambiental integrada para proyectos de H₂ con la que se simplifiquen trámites y tiempos.
- Elaboración de un modelo de seguimiento, control y vigilancia de las licencias otorgadas a los proyectos de H₂ por la ANLA y las CAR.

- Actualización del régimen sancionatorio ambiental de la Ley 1333 de 2009 para la inclusión de proyectos de H₂.
- La elaboración de una guía o manual para adelantar la consulta previa a las comunidades en los territorios donde puedan desarrollarse los proyectos de H₂.

Institucionalidad para el hidrógeno

Sector minas y energía

Desde la estructura orgánica que existe en el sector de minas y energía en el Estado colombiano, la institucionalidad se debe adaptar a las nuevas realidades que significan la penetración del H₂ como fuente energética e insumo industrial, de acuerdo con las funciones preestablecidas legalmente y las recomendaciones de reforma propuestas.

Ministerio de Minas y Energía

MinEnergía es la entidad encargada de diseñar, organizar e implementar políticas, programas y planes que permitan la participación del H₂ en la matriz energética desde el Gobierno Nacional. Para esto, se recomienda modificar la estructura del MinEnergía reglamentada por el Decreto 381 de 2012, de forma que se sustituya a la Dirección de Hidrocarburos por una dirección de combustibles orientada a la transición energética hacia combustibles de bajas emisiones. Entre las funciones de la dirección de combustibles del MinEnergía relacionadas con el H₂, se encontrarían:

- La formulación, adopción y coordinación de la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de hidrocarburos, gas, biocombustibles e H₂, en articulación con la dirección de energía eléctrica.
- La formulación, adopción, dirección y coordinación de la política en materia de uso racional de la energía y el desarrollo de fuentes alternativas de energía, en las que el uso del H₂ sea una alternativa para promover el uso racional y eficiente de la energía.
- La expedición de reglamentos técnicos para producción, transporte, distribución y comercialización de H₂, sus usos y aplicaciones.

- En articulación con la dirección de energía eléctrica, la formulación de la política de expansión del servicio de energía eléctrica en las ZNI para que el H₂ se emplee en el almacenamiento de energía, el suministro de gas combustible, o ambos propósitos.

Comisión de Regulación de Energía y Gas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como unidad administrativa especial encargada de regular el mercado para los sectores de energía eléctrica y gas combustible (Decreto 1260 de 2013), tendrá que adaptarse a la aparición del H₂ en la matriz energética. Debido a la característica integradora de las tecnologías de H₂ entre los sectores de energía eléctrica y gas combustible, la CREG desempeñará un papel fundamental en la creación del mercado del H₂, en especial para impedir que se materialicen situaciones contrarias a la libre competencia y que se preste un servicio de calidad.

Las funciones de la CREG en las que se incluiría el H₂ serían:

- La regulación del sector de la energía eléctrica y gas combustible para asegurar la disponibilidad de la oferta energética.
- La preparación de los proyectos de ley y decretos reglamentarios que requiera el Gobierno Nacional para implementar la entrada del H₂ a la matriz energética nacional.
- La creación de condiciones que permitan asegurar que la inserción del H₂ se ajusta a la disponibilidad de una oferta energética eficiente.
- La definición y operatividad de los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica y gas combustible.

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) puede constituirse en un actor estratégico para la implementación de proyectos piloto que permitan la penetración inicial del H₂ en regiones no interconectadas, donde no existe un mercado energético representativo o los costos de implementación de soluciones convencionales son altos (Decreto 257 de 2004). El IPSE podría identificar, promover, fomentar, desarrollar e implementar soluciones energéticas basadas en H₂ para el almacenamiento de

energía eléctrica a partir de FNCER, el suministro de gas combustible, o ambos propósitos en ZNI.

Unidad de Planeación Minero-Energética

Como unidad administrativa especial de carácter técnico de planeación del sector minero-energético, la UPME es la encargada de producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones (Decreto 1260 de 2013) para la inserción y penetración del H₂ en la matriz energética colombiana, como las recomendaciones presentadas aquí.

El artículo 4 del Decreto 1258 de 2013 establece funciones en las que cabe incorporar la penetración del H₂ en la matriz energética:

- La elaboración y actualización de los planes nacionales de desarrollo energético, de expansión, de coberturas de ZNI y subsectoriales que sean susceptibles de incluir en su cadena de valor el H₂ como energético o insumo (num. 3).
- La evaluación de la conveniencia económica, social y ambiental del desarrollo de fuentes renovables y no convencionales de energía como el H₂ y de sus usos energéticos (num. 6).
- La realización de diagnósticos encaminados a formular planes y programas orientados a fortalecer el sector minero y energético dentro de la sostenibilidad (num. 8).

Agencia nacional de energías renovables

146

La experiencia del sector minero-energético permite recomendar la creación de una institucionalidad propia para las energías renovables, similar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Agencia Nacional de Minería (ANM). Esta entidad permitiría generar el marco de gobernanza y gestión pública directa de todos los ciclos, los procedimientos, las actuaciones y los programas que se puedan articular para el desarrollo de la cadena de valor de las FNCER y el H₂. Es en este sentido que aparece la recomendación de crear una agencia nacional de energías renovables como una entidad pública del orden descentralizado, que sea la encargada de implementar el modelo de inserción y penetración del H₂ en Colombia.

Sector ambiental

Es importante que las autoridades ambientales como la ANLA y la CAR se integren en la dimensión institucional que otorga licencias, permisos y autorizaciones, que según la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1076 de 2015.

La experiencia indica que la generación con energías renovables ha tenido que someterse a las exigencias previstas en las normas ambientales. En especial, deberá contarse con el licenciamiento ambiental para el que en su momento se expidió la Resolución 1670 de 2017, con la que se fijaron los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental (EIA) para proyectos de uso de energía solar fotovoltaica asociados a la producción de H₂ verde. En casos como este, se requeriría la elaboración de términos de referencia para el EIA de los proyectos de producción de H₂ por electrólisis de manera independiente de las fuentes generación eléctrica.

Los trámites de licenciamiento ambiental adelantados en Colombia tanto ante la ANLA como ante las CAR tienen como complejidad su dilatado tiempo de tramitación, lo que implica una seria barrera institucional que requiere ser abordada de manera integral y multisectorial para la inserción y el despliegue del H₂.

Gobernanza para la transición justa e inclusiva

Brannstrom y Gorayeb (2022) para la promoción de la justicia social. La tabla 16 presenta las acciones que desde los Gobiernos, los inversionistas y las comunidades se pueden llevar a cabo para el despliegue de las economía del hidrógeno, de manera que permita reducir el impacto en los sistemas naturales, así como garantizar el acceso a la tierra y a los recursos.

TABLA 16. MEJORES PRÁCTICAS PARA ABORDAR LOS RETOS SOCIALES DE LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN EL SUR GLOBAL

RETOS DE SOSTENIBILIDAD	ACCIONES		
	GOBIERNOS	INVERSIONISTAS	COMUNIDADES
Reducir impactos sobre sistemas naturales	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar impactos a la largo de la cadena de valor del H₂ • Requerir inversión social y ambiental en comunidades locales 	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar proyectos que afecten sistemas geobiofísicos, arqueológicos y sociales • Realizar la diligencia debida a consultoras e intermediarios ambientales. • Implementar criterios ESG (por sus siglas en inglés) para que la información llegue del proyecto al liderazgo 	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorear e inspeccionar la preservación de recursos naturales y la conservación de derechos tradicionales, culturales y públicos sobre la tierra y los territorios marítimos
Garantizar acceso a territorios y recursos naturales para el sustento a la población local tradicional y vulnerable	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecer las leyes que protegen los territorios tradicionales. • Construir instrumentos participativos para el manejo de recursos • Regular los contratos entre inversionistas y comunidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar los proyectos para el uso compartido de los recursos • Vigilar el actuar de las élites locales • Implementar medidas compensatorias de justicia procedimental y distributiva • Acogerse a la Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169) 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar el conocimiento local en estudios y planes de manejo • Mapear los usos de los recursos naturales • Crear y fortalecer las asociaciones locales • Asesorarse con consultores independientes durante negociaciones contractuales
Desarrollo social y económico de las comunidades locales	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer instrumentos para beneficiar a las comunidades • Regular la relación de inversionistas con las comunidades • Incentivar la participación de la comunidad en la planeación territorial 	<ul style="list-style-type: none"> • Evitar la cooptación de los líderes de la comunidad • Promover las inversiones a largo plazo en capital humano y producción de conocimiento local • Reducir las asimetrías de información con las comunidades locales • Evitar promesas exageradas sobre beneficios económicos y generación de empleos • Generar transparencia respecto de los destinos de exportación del H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecer la gobernanza participativa de las asociaciones en la administración de recursos financieros y el desarrollo de los proyectos • Crear foros con amplia participación social y grupos de administradores locales • Contratar consultores contables para apoyar la administración de recursos financieros. • Desarrollar capacitaciones y entrenamiento en liderazgo

Fuente: Brannstrom y Gorayeb (2022).

A continuación, se presentan las implicaciones de algunas de estas prácticas en el contexto colombiano.

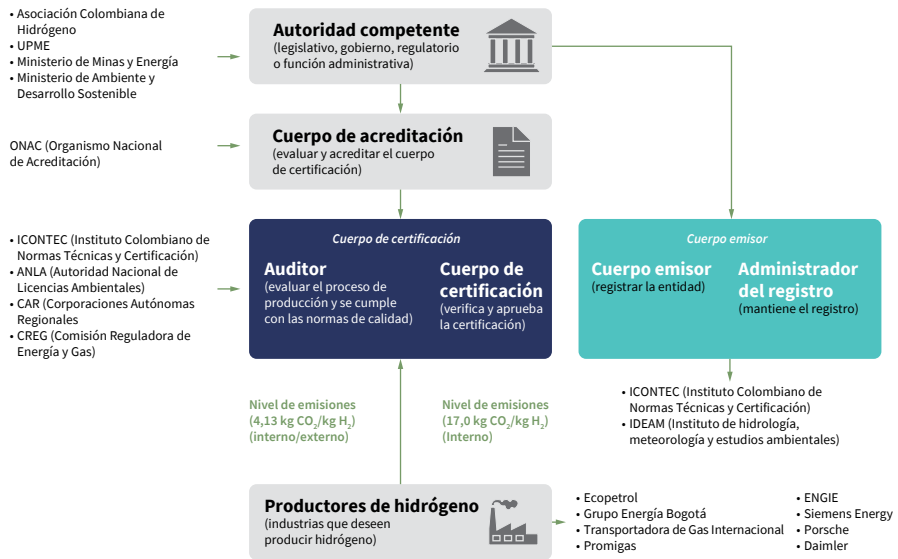
Enfoque territorial

Se recomienda una revisión a la integración del Gobierno Central con los municipios, de manera que se pueda conciliar la declaratoria de utilidad pública que hace la Ley 2099 de 2021 sobre los proyectos de H₂ con el ordenamiento territorial. De esta manera, en los esquemas de ordenamiento territorial (EOT), los planes básicos de ordenamiento territorial (PBOT) y los planes de ordenamiento territorial (POT), se pueden armonizar y articular adecuadamente los usos de suelos que sean indispensables para el desarrollo de este tipo de proyectos. De no generar este marco de articulación con la gobernanza territorial, se puede constituir en una seria barrera que convierta esta situación en un conflicto. La designación de proyectos de producción y uso de H₂ como de utilidad pública y prevalentes ante el ordenamiento territorial, que está en cabeza de las autoridades territoriales, se puede resolver a favor de estas últimas por la Corte Constitucional, como ocurrió en la Sentencia C-394/12 cuando se emitió la Ley 1450 de 2011.

Actores para certificación de origen

Como se describió el esquema de certificación de origen permite asegurar la unicidad y la trazabilidad de los insumos utilizados para la producción de H₂. La figura 63 muestra una propuesta preliminar para el esquema de certificación de origen del H₂ en Colombia, que está compuesto por las autoridades competentes, el cuerpo de acreditación, que a su vez está constituido por el auditor, y el cuerpo certificador que se apoya del cuerpo emisor.

FIGURA 63. PROPUESTA PARA EL MODELO DE CERTIFICACIÓN DE ORIGEN DEL H₂ EN COLOMBIA



Fuente: elaboración propia.

Los actores que estarían involucrados en un proceso de certificación de origen en Colombia serían:

- MinEnergía como autoridad competente encargado de fomentar el desarrollo de proyectos en materia de producción, almacenamiento y distribución de H₂ estará apoyado por la UPME.
- MinAmbiente estaría involucrado en el seguimiento y control al desarrollo de proyectos de H₂ con bajo impacto ambiental.
- La Asociación Colombiana de Hidrógeno es el principal promotor en la promoción y aceleración del H₂ en Colombia a través de la articulación eficiente público-privada.
- Como cuerpo de acreditación se consideró la Organización Nacional de Acreditación (ONAC), que pertenece al Subsistema Nacional de la Calidad (Sical). Su función está centrada en acreditar, previa verificación del cumplimiento de los requisitos pertinentes, los organismos de evaluación de la conformidad que lo soliciten.
- Como entidades que auditan están la CREG que regula el ejercicio de la cadena productiva asociada a combustibles como GN, gas licuado

de petróleo y, en este caso particular, H_2 . También se cuenta con la ANLA y las CAR que generan las licencias ambientales para proyectos de energías renovables e H_2 . Como cuerpo de generación de certificaciones, emisión y administrador del registro, se propone al Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), el cual tendrá como función generar los certificados de origen de acuerdo con el cumplimiento de los lineamientos de emisión. Este lineamiento de emisiones se debe registrar en la plataforma del RENARE, que será administrada por el IDEAM.

Gobernanza del agua

Para el despliegue de tecnologías de producción de H_2 que pueden tener una huella hídrica significativa, como la electrólisis y la gasificación de biomasa, se requiere integrar actores de la industria hídrica dado su rol en la economía del H_2 verde. Estos actores pueden contribuir con su experiencia a definir los esquemas apropiados para el manejo de los recursos hídricos regionales, pero también habilitando una industria del H_2 responsable, de forma que el agua para la producción de H_2 no compita directamente con la demanda existente y no ocasione estrés hídrico adicional (Woods et al., 2022).

Dada la importancia del nexo energía-agua para el H_2 verde, se recomienda la articulación de estos sectores desde la institucionalidad, las industrias y los consumidores para el desarrollo de políticas integradas de agua y energía.

Impulso a la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación

El despliegue del hidrógeno de bajas emisiones como protagonista en la transición energética está fuertemente relacionado con la reducción de los costos de todas las etapas de la cadena de valor desde la oferta, el transporte, el almacenamiento y la demanda. En todos estos eslabones, se requieren cambios disruptivos que se darán a medida que se realicen inversiones audaces en investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+i) de impacto mundial y adaptadas al contexto colombiano. A continuación, se listan algunos de los temas clave de I+D+i requeridos a los que se les puede dar prioridad en Colombia:

- Evaluación de fuentes alternativas de H₂ (diferentes de las mencionadas), como la integración de energía geotérmica a la producción de H₂ verde de electrólisis e H₂ blanco, entre otros.
- Aumento en la eficiencia de electrolizadores y reducción de costos mediante el desarrollo de materiales de fabricación y, en particular, electrocatalizadores más económicos.
- Diseño de prototipos industriales de producción de hidrógeno de bajas emisiones a partir de biomasa residual que empleen catalizadores eficientes, estables y económicos.
- Proyectos piloto de producción de amoníaco a partir del hidrógeno de bajas emisiones, especialmente a partir de biomasa residual en zonas de alta producción agrícola y alta demanda de fertilizantes.
- Desarrollo de prototipos a pequeña escala para la generación distribuida de electricidad de bajas emisiones con sistemas de producción, almacenamiento y reelectrificación de H₂.
- Desarrollo de tecnologías de captura de carbono que reduzcan los requerimientos energéticos de operación y aumenten la eficiencia de captura.
- Desarrollo de procesos de utilización del carbono capturado para la producción de compuestos de alto valor agregado o alto uso en la industria, que sustituyan su enterramiento y viabilicen los procesos de captura.
- Proyectos piloto de producción de combustibles sintéticos (*e-gasolina*, *e-diésel*, *e-jet fuel*, *e-metanol*) a partir de hidrógeno de bajas emisiones y carbono capturado.
- Desarrollo de materiales de almacenamiento de H₂ en forma sólida o líquida (portadores de H₂) para reducir costos y aumentar la seguridad del transporte del H₂ en diversas aplicaciones.
- Desarrollo de prototipos de buques marítimos para transporte de H₂ o portadores de H₂ con propósitos de exportación de hidrógeno de bajas emisiones.
- Evaluación del efecto del H₂ en las tuberías de transporte y en los tanques de almacenamiento.
- Investigación de diversas maneras de almacenamiento de H₂, como en minas agotadas, plantas de potencia a base de carbón, baterías, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), entre otros.

- Evaluación del almacenamiento y reelectrificación de H₂ para servicios de flexibilidad y confiabilidad para la red energética nacional, especialmente asociados a FNCER, que incluyan algoritmos de inteligencia artificial (IA) para la definición de los momentos óptimos de activación de los electrolizadores y de las celdas de combustible.
- Diseño de celdas de combustible que operen en un rango de temperaturas más amplio y mayor tolerancia a la presencia de contaminantes en la corriente de alimentación de H₂.
- Relacionamiento de las comunidades con las nuevas tecnologías de H₂ y comprensión y apropiación social de sus beneficios.

Referencias

- Acosta Argote, C. (2022, 19 de julio). El Gobierno Nacional anunció la financiación 10 proyectos de hidrógeno azul y verde. *La República*. <https://www.larepublica.co/economia/el-gobierno-nacional-anuncio-la-financiacion-10-proyectos-de-hidrogeno-azul-y-verde-3406305>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Histórico de reservas de petróleo 2007-2020*. https://www.anh.gov.co/documents/640/Historico_de_Reservas_2020.pdf
- Ajanovic, A., Glatt, A. & Haas, R. (2021). Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses. *Energy*, 235, 121340. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121340>
- Al-Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shah, N. & Guillen-Gosalbez, G. (2021). Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation. *Applied Energy*, 281, 115958. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115958>
- American Bureau of Shipping. (2021). *Sustainability whitepaper: Hydrogen as marine fuel*. <https://maritimecyprus.com/wp-content/uploads/2021/06/ABS-hydrogen-as-marine-fuel.pdf>
- Andersson, J. & Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11901-11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
- Andrew, R. M. (2018). Global CO₂ emissions from cement production. *Earth System Science Data*, 10(1), 195-217. <https://doi.org/10.5194/essd-10-195-2018>
- Anniwaer, A., Chaihad, N., Zhang, M., Wang, C., Yu, T., Kasai, Y. ... & Guan, G. (2021). Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass. *Waste Management*, 125, 204-214. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.02.042>
- Antonini, C., Treyer, K., Streb, A., van der Spek, M., Bauer, C. & Mazzotti, M. (2020). Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture

and storage: A techno-environmental analysis. *Sustainable Energy & Fuels*, 4(6), 2967-2986. DOI: 10.1039/D0SE00222D

Arias, P., Bellouin, N., Coppola, E., Jones, R., Krinner, G., Marotzke, J. ... & Zickfeld, K. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group 14 I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Technical Summary*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

Arthur D. Little. (2016). *Battery electric vehicles vs. internal combustion engine vehicles: A united states-based comprehensive assessment*. https://www.adlittle.de/sites/default/files/viewpoints/ADL_BEVs_vs_ICEVs_FINAL_November_292016.pdf

Asoenergía. (2020, 19 de octubre). Gobierno Nacional adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME. <https://www.asoenergia.com/es/prensa/gobierno-nacional-adopta-el-plan-de-abastecimiento-de-gas-natural-de-la-upme#:~:text=El%20Ministerio%20de%20Minas%20y,cerca%20de%20US%24800%20millones.>

Balat, M. & Balat, M. (2009). Political, economic and environmental impacts of biomass-based hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(9), 3589-3603. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.067>

Barragán-Escandón, E. A., Zalamea-León, E. F., Terrados-Cepeda, J. & Vanegas-Peralta, P. F. (2020). Energy self-supply estimation in intermediate cities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129, 109913. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109913>

156

Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E. ... & Van der Spek, M. (2022). On the climate impacts of blue hydrogen production. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(1), 66-75. <https://doi.org/10.1039/D1SE01508G>

Blain, L. (2022a, 18 de julio). *Mechanochemical breakthrough unlocks cheap, safe, powdered hydrogen*. New Atlas. <https://newatlas.com/energy/mechanochemical-breakthrough-unlocks-cheap-safe-powdered-hydrogen/#:~:text=Mechanochemical%20breakthrough%20unlocks%20cheap%2C%20safe%2C%20powdered%20hydrogen,-By%20Loz%20Blain&text=Australian%20scientists%20say%20they've,and%20transport%20in%20a%20powder.>

Blain, L. (2022b, 21 de julio). *Another hydrogen transport powder emerges, promising double the density*. New Atlas. <https://newatlas.com/energy/eat-si-hydrogen->

generating-powder/#:~:text=Another%20hydrogen%20transport%20powder%20emerges%2C%20promising%20double%20the%20density,-By%20Loz%20Blain&text=Stir%20this%20silicon%2Dbased%20powder,shipping%20and%20storing%20green%20energy.

BloombergNEF. (2020). *New Energy Outlook 2020*. https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/928908_NEO2020-Executive-Summary.pdf

Borenstein, S. & Kellogg, R. (2022). Carbon pricing, clean electricity standards, and clean electricity subsidies on the path to zero emissions. *Working Paper, 96*. https://epic.uchicago.edu/wp-content/uploads/2022/07/BFI_WP_2022-96.pdf

Brannstrom, C. y Gorayeb, A. (2022, 26 julio). *Social challenges of green hydrogen in the global south*. Iternative Policy Solutions. <https://aps.aucegypt.edu/en/articles/802/social-challenges-of-green-hydrogen-in-the-global-south>

British Petroleum. (2020). *Energy Outlook*. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>

Bruce, S., Temminghoff, M., Hayward, J., Schmidt, E., Munnings, C., Palfreyman, D. & Hartley, P. (2018). *National hydrogen roadmap: Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia*. CSIRO. https://static1.squarespace.com/static/58e8f58d20099ea6eb9ab918/t/5e965cddf01cf06d99b46750/1586912484503/18-00314_EN_NationalHydrogenRoadmap_WEB_180823.pdf

California Fuel Cell Partnership. (s. f.). *Frequently asked questions*. https://cafcp.org/sites/default/files/FCEV_factbooklet.pdf

157

Cao, L., Iris, K. M., Xiong, X., Tsang, D. C., Zhang, S., Clark, J. H. ... & Ok, Y. S. (2020). Biorenewable hydrogen production through biomass gasification: A review and future prospects. *Environmental Research, 186*, 109547.

Caterpillar. (2009). *Manual de rendimiento*. <https://www.manualesdemecanica.com/images/files/discussion/43/b36aaf6132237c8daf3fb63b6ab3ba98.pdf>

Centro Nacional del Hidrógeno. (2020, 29 septiembre). *El Centro Nacional de Hidrógeno y Tecnalia se alían para impulsar el desarrollo e implantación del hidrógeno como vector energético*. <https://www.cnh2.es/2020/09/29/el-centro-nacional-de-hidrogeno-y-tecnalia-se-alian-para-impulsar-el-desarrollo-e-implantacion-del-hidrogeno-como-vector-energetico/>

- Cerniauskas, S., Junco, A. J. C., Grube, T., Robinius, M. & Stolten, D. (2020). Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(21), 12095-12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
- Cheng, W. & Lee, S. (2022). How green are the national hydrogen strategies? *Sustainability*, 14(3), 1930. <https://doi.org/10.3390/su14031930>
- Chisholm, G., Zhao, T. & Cronin, L. (2022). Hydrogen from water electrolysis. En T. M. Letcher (ed.), *Storing energy: With special reference to renewable energy sources* (2.^a ed., pp. 559-591). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-100015-5>
- CO2CRC. (2022, 21 de febrero). *What is CCUS*. <https://co2crc.com.au/?s=What+is+CCUS>
- Colombia tiene reservas de carbón para 180 años; está en top 10 de países con mayor cantidad. (2019, 14 de mayo). Valora Analitik. <https://www.valoraanalitik.com/2019/05/14/colombia-tiene-reservas-de-carbon-para-180-anos-esta-en-top-10-de-paises-con-mas-cantidad/>
- Comité Colombiano de Productores de Acero. (2021). *Informe Siderúrgico ANDI 2019-2020*. [https://www.andi.com.co/Uploads/ISS%202019%20-2020%20\(2\)_637707766668934393.pdf](https://www.andi.com.co/Uploads/ISS%202019%20-2020%20(2)_637707766668934393.pdf)
- Congreso de Colombia. (1993, 22 de diciembre). Ley 99. *Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 41146.
- Congreso de Colombia. (2011, 16 de junio). Ley 1450. *Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014*. Diario Oficial 48102.
- Congreso de Colombia. (2014, 13 de mayo). Ley 1715. *Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial 49150.
- Congreso de Colombia. (2016, 29 de diciembre). Ley 1819. *Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 50101.

- Congreso de Colombia. (2018, 27 de julio). *Ley 1931. Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático*. Diario Oficial 50.667.
- Congreso de Colombia. (2019, 25 de mayo). *Ley 1955. Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad"*. Diario Oficial 50964.
- Congreso de Colombia. (2019, 11 de julio). *Ley 1964. Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 51011.
- Congreso de Colombia. (2021, 10 de julio). *Ley 2099. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 51731.
- Congreso de Colombia. (2021, 22 de diciembre). *Ley 2169. Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 51.896.
- Cormos, C. C. (2014). Renewable hydrogen production concepts from bioethanol reforming with carbon capture. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(11), 5597-5606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.01.114>
- Corte Constitucional.(2013, 13 de marzo). Sentencia C-124/13 (Jorge Ignacio Pretelt Chaljub, M. P.).
- Coutanceau, C., Baranton, S. & Audichon, T. (2018). *Hydrogen electrochemical production*. Academic Press.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2015). *Cuentas nacionales anuales - base 2015*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-anuales#principales-agregados>.
- Department for Business Energy & Industrial Strategy. (2021). *Hydrogen production costs 2021*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011506/Hydrogen_Production_Costs_2021.pdf
- Dhawale, D., Risbud, M., Haque, N. y Giddey, S. (2022). *Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul*. Agencia Nacional de Ciencias de Australia. <https://>

www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Informe_preliminar_propuesta_bienes_servicios_asociados_tecnologias_hidrogeno_verde_azul_Cir_10_2022.pdf

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. (2019, 5 de julio). *Registro de las declaraciones de importación y exportación*. <https://www.dian.gov.co/dian/cifras/Paginas/registrodeclaracionesimpoexponew.aspx>

Dodds, P. E. & Demoullin, S. (2013). Conversion of the UK gas system to transport hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(18), 7189-7200. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070>

Ecopetrol. (2022a, 8 de febrero). *Estrategia 2040 - Energía que transforma*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/estrategia2040/#:~:text=La%20estrategia%20de%20largo%20plazo,todos%20sus%20grupos%20de%20inter%C3%A9s>

Ecopetrol. (2022b, 18 de agosto). *Ecopetrol sella alianza con seis empresas internacionales para desarrollo de hidrógeno*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/alianza-internacional-hidrogeno>

Electric Power Monthly. (s. f.). *Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels*. https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b

Equinor. (2020). *Energy Perspectives 2020*. <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/image/how-and-why/energy-perspectives/2020/energy-perspectives-report-2020-i.pdf>

160

Expansión. (2021). *Colombia - Reservas de petróleo*. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/petroleo/reservas/colombia>

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. (2020). *The National Hydrogen Strategy*. https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Federal Transit Administration. (2020). *AC Transit Fuel Cell Bus Longevity Study*. <https://www.transit.dot.gov/research-innovation/ac-transit-fuel-cell-bus-longevity-study-report-0169>

Fundación Natura. (2016). *El Acuerdo de París: Así actuará Colombia frente al cambio climático*. https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/el_acuerdo_de_paris__asi_actuara_colombia_frente_al_cambio_climatico.pdf

- García, C. A., Moncada, J., Aristizábal, V. & Cardona, C. A. (2017). Techno-economic and energetic assessment of hydrogen production through gasification in the Colombian context: Coffee Cut-Stems case. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(9), 5849-5864. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.073>
- Gil Ruiz, S. A., Cañón Barriga, J. E. & Martínez, J. A. (2022). Assessment and validation of wind power potential at convection-permitting resolution for the Caribbean region of Colombia. *Energy*, 244, 123127. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123127>
- Global CCS Institute. (2021). *Blue hydrogen*. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/04/Circular-Carbon-Economy-series-Blue-Hydrogen.pdf>
- Hajjaji, N., Khila, Z., Baccar, I. & Pons, M. N. (2016). A thermo-environmental study of hydrogen production from the steam reforming of bioethanol. *Journal of Energy Storage*, 7, 204-219. <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.06.010>
- Hall, D. & Lutsey, N. (2019). *Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks*. International Council on Clean Transportation. https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/ICCT_EV_HDVs_Infrastructure_20190809.pdf
- Häussinger, P., Lohmüller, R. & Watson, A. M. (2012). Hydrogen, 2. Production. En *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. https://doi.org/10.1002/14356007.o13_o03
- Hernández, K. D. & Fajardo, O. A. (2021). Estimation of industrial emissions in a Latin American megacity under power matrix scenarios projected to the year 2050 implementing the LEAP model. *Journal of Cleaner Production*, 303, 126921. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126921>
- Hoelzen, J., Silberhorn, D., Zill, T., Bensmann, B. & Hanke-Rauschenbach, R. (2021). Hydrogen-powered aviation and its reliance on green hydrogen infrastructure—review and research gaps. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(5), 3108-3130. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.239>
- Hong, J. H., Kim, J., Son, W., Shin, H., Kim, N., Lee, W. K. & Kim, J. (2019). Long-term energy strategy scenarios for South Korea: Transition to a sustainable energy system. *Energy Policy*, 127, 425-437. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.055>
- Hyundai. (s. f.a). *Hyundai brochures*. <https://www.hyundai.co.uk/brochure-request>

Hyundai. (s. f.b). *XCIENT Fuel Cell Brochure*. <https://trucknbus.hyundai.com/global/en/products/truck/xcient-fuel-cell>

IEA Bioenergy. (2018). *Hydrogen from biomass gasification*. https://www.iea.bioenergy.com/wp-content/uploads/2019/01/Wasserstoffstudie_IEA-final.pdf

IEA Greenhouse Gas R&D Programme. (2017). *Reference Data and Supporting Literature Reviews for SMR Based Hydrogen Production with CCS*. https://ieaghg.org/exco_docs/2017-TR3.pdf

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (s. f.). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2016). *Inventario nacional y departamental de gases efecto invernadero, Colombia*. <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2018). *Segundo reporte bienal de actualización de Colombia ante la CMNUCC*. http://www.ideam.gov.co/documents/24277/77448440/PNUD-Ideam_2RBA.pdf/ff1af137-2149-4516-9923-6423ee4d4b54

International Energy Agency. (2019). *The future of hydrogen: Seizing today's opportunities*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

International Energy Agency. (2020a). *Energy Technology Perspectives 2020*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

162

International Energy Agency. (2020b). *World Energy Outlook 2020*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

International Energy Agency. (2021a). *Global hydrogen demand by production technology in the Net Zero Scenario, 2020-2030*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-production-technology-in-the-net-zero-scenario-2020-2030>

International Energy Agency. (2021b). *Hydrogen in Latin America*. <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>

International Energy Agency. (2021c). *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

International Energy Agency. (2021d). *Tracking Transport 2021*. <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2021>

- International Energy Agency. (2022). *Background paper: Rollout of international hydrogen trade for the EU*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/885012cd-b660-473d-a765-db503a83380f/Workshopbackgroundpaper_RollingoutinternationalhydrogenradefortheEuropeanUnion_FINAL.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2018/sep/irena_hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2019a). *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects executive summary*. https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2019b). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. https://www.irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2019/Sep/Irena_Hydrogen_2019.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2020a). *Global renewables outlook: Energy transformation 2050*. https://irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2020/Apr/Irena_GRO_Summary_2020.pdf?la=en&hash=1F18E445B56228AF8C4893CAEF147ED0163A0E47
- International Renewable Energy Agency. (2020b). *Green hydrogen: A guide to policy making*. https://www.irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2020/Nov/Irena_Green_hydrogen_policy_2020.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2020c). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. https://irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2020/Dec/Irena_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2021a). *Making The Breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs*. https://www.irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2020/Nov/Irena_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6
- International Renewable Energy Agency. (2021b). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. <https://irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>

Investing.com. (2022). *USD/COP - Dólar peso colombiano*. <https://es.investing.com/currencies/usd-cop-historical-data>

Isenstadt, A. & Lutsey, N. (2017). *Developing hydrogen fueling infrastructure for fuel cell vehicles: A status update*. International Council on Clean Transportation. <https://trid.trb.org/view/1485721>

Jakobsen, D. & Åtland, V. (2016). *Concepts for large scale hydrogen production* [tesis de maestría, Norwegian University of Science and Technology]. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2402554>

Kaltschmidt, M. & Sens, L. (2022, 12 de enero). *Green Hydrogen: Development & Trends* [video]. YouTube. https://www.youtube.com/watch?v=ZFu0vNzt_sl

KIA. (s. f.). *¿Cuánto tiempo lleva cargar un automóvil eléctrico?* <https://www.kia.com/co/discover-kia/ask/how-long-does-it-take-to-charge-an-electric-car.html#:~:text=La%20carga%20de%20un%20autom%C3%B3vil,puede%20demorar%20hasta%20medio%20d%C3%ADa>.

Klemm, C. & Vennemann, P. (2021). Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110206. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110206>

Köves, A. & Bajmócy, Z. (2022). The end of business-as-usual? A critical review of the air transport industry's climate strategy for 2050 from the perspectives of Degrowth. *Sustainable Production and Consumption*, 29, 228-238. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.10.010>

164

Li, G., Cui, P., Wang, Y., Liu, Z., Zhu, Z. & Yang, S. (2020). Life cycle energy consumption and GHG emissions of biomass-to-hydrogen process in comparison with coal-to-hydrogen process. *Energy*, 191, 116588. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116588>

Li, X. J., Allen, J. D., Stager, J. A. & Ku, A. Y. (2020). Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks. *Clean Energy*, 4(1), 26-47. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz033>

Linde. (2021). *Hydrogen and syngas plants*. https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/hydrogen_and_synthesis_gas_plants/index.html#:~:text=In%20plants%20for%20the%20production,production%20of%20ultra%2Dpure%20hydrogen.

- Liu, K., Song, C. & Subramani, V. (2010). *Hydrogen and syngas production and purification technologies*. John Wiley & Sons.
- Liu, W., Wan, Y., Xiong, Y. & Gao, P. (2022). Green hydrogen standard in China: Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen, and renewable hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(58), 24584-24591. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.193>
- López, A. R., Krumm, A., Schattenhofer, L., Burandt, T., Montoya, F. C., Oberländer, N. & Oei, P. Y. (2020). Solar PV generation in Colombia-A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market. *Renewable Energy*, 148, 1266-1279. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>
- López, S. y Patzy, F. (2021). *Carbón térmico en Colombia: Implicaciones para la economía de La Guajira y César*. Natural Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/carbon_termico_en_colombia_implicaciones_para_la_economia_de_la_guajira_y_cesar.pdf
- Marchant, N. (2021, 27 de julio). *Grey, blue, green: Why are there so many colours of hydrogen?* World Economic Forum. <https://www.weforum.org/agenda/2021/07/clean-energy-green-hydrogen/>
- Mariño-Martínez, J. E. y Moreno-Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia: caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109-122. <https://core.ac.uk/download/pdf/323242588.pdf>
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., Connors, S. L., Péan, C., Berger, S. ... & Zhou, B. (2021). *Climate change 2021: The physical science basis. Contribution of working group I to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. Intergovernmental Panel on Climate Change. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_FrontMatter.pdf
- Mehmeti, A., Angelis-Dimakis, A., Arampatzis, G., McPhail, S. J. & Ulgiati, S. (2018). Life cycle assessment and water footprint of hydrogen production methods: From conventional to emerging technologies. *Environments*, 5(2), 24. <https://doi.org/10.3390/environments5020024>
- Miller, L. M. & Keith, D. W. (2018). Observation-based solar and wind power capacity factors and power densities. *Environmental Research Letters*, 13(10), 104008. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aae102/meta>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2005, 20 de octubre). Resolución 1555. *Por medio de la cual se reglamenta el uso del sello ambiental colombiano*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2017, 15 de agosto). Resolución 1670. *Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica y se toman otras determinaciones*. Diario Oficial 50.335.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*. <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/ENME.pdf>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020a, 1 de enero). *Portafolio de metas de adaptación al cambio climático: Contribución determinada a nivel nacional de Colombia (NDC)*. <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/documentos-oficiales-contribuciones-nacionalmente-determinadas/#:~:text=La%20Contribuci%C3%B3n%20Determinada%20a%20Nivel,Clim%C3%A1tico%20en%20diciembre%20de%202020>.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020b, 10 de diciembre). *Actualización de la contribución determinada a nivel nacional de Colombia (NDC)*. <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/actualizacion-de-la-contribucion-determinada-a-nivel-nacional-de-colombia-ndc/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, (2020c). Intended Nationally Determined Contribution.

166

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s. f.). *Principales preguntas frente al impuesto nacional al carbono y la solicitud de no causación por carbono neutralidad*. <https://www.andi.com.co/Uploads/ABC%20del%20impuesto%20al%20carbono.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta de hidrógeno en Colombia*. https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

Muradov, N. (2015). Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels. En V. Subramani, A. Basile & T. N. Veziroğlu (eds.), *Compendium of hydrogen energy: Hydrogen production and purification* (pp. 489-522). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-400017-0>

- Nadaleti, W. C., de Souza, E. G. & Lourenço, V. A. (2022). Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America's regions-Part B. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1), 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.113>
- Nanda, S., Isen, J., Dalai, A. K. & Kozinski, J. A. (2016). Gasification of fruit wastes and agro-food residues in supercritical water. *Energy Conversion and Management*, 110, 296-306. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.060>
- Nayak-Luke, R. M. & Bañares-Alcántara, R. (2020). Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production. *Energy & Environmental Science*, 13(9), 2957-2966. DOI: 10.1039/D0EE01707H
- Nazir, H., Louis, C., Jose, S., Prakash, J., Muthuswamy, N., Buan, M. E. ... & Kannan, A. M. (2020). Is the H2 economy realizable in the foreseeable future? Part I: H2 production methods. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(27), 13777-13788. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.092>
- Nazir, H., Muthuswamy, N., Louis, C., Jose, S., Prakash, J., Buan, M. E. ... & Kannan, A. M. (2020). Is the H2 economy realizable in the foreseeable future? Part II: H2 storage, transportation, and distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(41), 20693-20708. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.241>
- Newell, R., Raimi, D., Villanueva, S. & Prest, B. (2021). *Global Energy Outlook 2021: Pathways from Paris*. https://media.rff.org/documents/RFF_GEO_2021_Report_1.pdf
- Nieves, J. A., Aristizábal, A. J., Dyrner, I., Báez, O. & Ospina, D. H. (2019). Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application. *Energy*, 169, 380-397. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.051>
- Nikolaïdis, P. & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>
- Ocampo Camargo, R. D. (2021, 2 de junio). A Colombia le quedan reservas de petróleo para 6,3 años y de gas para otros 7,7. *La República*. <https://www.larepublica.co/economia/a-colombia-le-quedan-reservas-de-petroleo-para-6-3-anos-y-de-gas-para-otros-7-7-3179277>

- Ocko, I. B. & Hamburg, S. P. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(14), 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (2020, 21 de enero). *DOE H₂ Heavy Duty Truck Targets*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/fcto-compressed-gas-storage-workshop-2020-adams.pdf>
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (2021). *Hydrogen production: Natural gas reforming*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>
- Office of the Federal Register, National Archives and Records Administration. (2016). 81 FR 73478 - Greenhouse Gas Emissions and Fuel Efficiency Standards for Medium- and Heavy-Duty Engines and Vehicles-Phase 2. *Federal Register*, 81(206). <https://www.govinfo.gov/app/details/FR-2016-10-25/2016-21203>
- Olabi, A. G., Wilberforce, T. & Abdelkareem, M. A. (2021). Fuel cell application in the automotive industry and future perspective. *Energy*, 214, 118955. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118955>
- Parkinson, B., Balcombe, P., Speirs, J. F., Hawkes, A. D. & Hellgardt, K. (2019). Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. *Energy & Environmental Science*, 12(1), 19-40. DOI: 10.1039/C8EE02079E
- Parry, I. W., Black, S. & Zhunussova, K. (2022). Carbon taxes or emissions trading systems? Instrument choice and design. *Staff Climate Notes*, 2022(6). <https://doi.org/10.5089/9798400212307.066>
- Pinilla, A., Rodríguez, L. & Trujillo, R. (2009). Performance evaluation of Jepírachi Wind Park. *Renewable Energy*, 34(1), 48-52. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.015>
- Portafolio*, (2021). Sin petróleo, economía se contraería 3,3 %: ¿qué tan viable es? <https://www.portafolio.co/economia/sin-petroleo-colombiana-se-contraeria-3-3-558804>.
- Presidencia de la República. (2013, 14 de junio). Decreto 1260. *Por el cual se modifica la estructura de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)*. Diario Oficial 48824.
- Presidencia de la República. (2015, 26 de mayo). Decreto 1073. *Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*. Diario Oficial 49523.

- Presidencia de la República. (2017, 1 de junio). Decreto 926. *Por el cual se modifica el epígrafe de la parte 5 y se adiciona el título 5 a la parte 5 del libro 1 del Decreto 1625 de 2016 único reglamentario en materia tributaria y el título 11 de la parte 2 de libro 2 al Decreto 1076 de 2015 único reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, para reglamentar el parágrafo 3° del artículo 221 y el parágrafo 2° del artículo 222 de la Ley 1819 de 2016*. Diario Oficial 50.251.
- Producción de amoníaco verde, la apuesta para el agro del país. (2022, 26 de abril). *El Tiempo*. [https://www.eltiempo.com/mas-contenido/produccion-de-amoniaco-verde-la-apuesta-para-el-agro-del-pais-667625#:~:text=El%20amoniac%20es%20clave%20para%20la%20producci%C3%B3n%20de%20fertilizantes,Ser%C3%A1%20producido%20en%20Colombia.&text=Mon%C3%B3meros%20le%20apunta%20a%20crear,amoniac%20en%20Barranquilla%20\(Atl%C3%A1ntico\)](https://www.eltiempo.com/mas-contenido/produccion-de-amoniaco-verde-la-apuesta-para-el-agro-del-pais-667625#:~:text=El%20amoniac%20es%20clave%20para%20la%20producci%C3%B3n%20de%20fertilizantes,Ser%C3%A1%20producido%20en%20Colombia.&text=Mon%C3%B3meros%20le%20apunta%20a%20crear,amoniac%20en%20Barranquilla%20(Atl%C3%A1ntico)).
- Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0559>
- Proton Motor Fuel Cell. (s. f.). *The heart of our fuel cell systems*. <https://www.proton-motor.de/en/products/fuel-cell-stacks/>
- Pupo-Roncallo, 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>
- Ramsden, T., Steward, D. & Zuboy, J. (2009). *Analyzing the levelized cost of centralized and distributed hydrogen production using the H2A production model, version 2*. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46267.pdf>
- Rau, F., Herrmann, A., Krause, H., Fino, D. & Trimis, D. (2019). Efficiency of a pilot-plant for the autothermal reforming of biogas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(35), 19135-19140. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.04.014>
- Regnan. (2021, 15 de abril). *H₂ beyond CO₂: Filling the gaps in the environmental case for hydrogen*. https://regnan.com/wp-content/uploads/2021/04/H2-beyond-CO2_FINAL_2021April_AUS.pdf
- Renewables Consulting Group. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia: Reporte para consulta*. <https://www.minener->

gia.gov.co/documents/6110/VF_1_Espa%C3%B1ol_Hoja_de_ruta_para_el_despliegue_de_la_energ%C3%ADa_e%C3%B3lica_costa_afuer_ts1GRz0.pdf

Rödl, A., Wulf, C. & Kaltschmitt, M. (2018). Assessment of selected hydrogen supply chains: Factors determining the overall ghg emissions. En C. Azzaro-Pantel (ed.), *Hydrogen supply chains: Design, deployment and operation* (pp. 81-109). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811197-0.00003-8>

Rodríguez-Zapata, M. A. & Ruiz-Agudelo, C. A. (2021). Environmental liabilities in Colombia: A critical review of current status and challenges for a megadiverse country. *Environmental Challenges*, 5, 100377. <https://doi.org/10.1016/j.envc.2021.100377>

Sanchez, N., Ruiz, R. Y., Cifuentes, B. & Cobo, M. (2019). Controlling sugarcane press-mud fermentation to increase bioethanol steam reforming for hydrogen production. *Waste Management*, 98, 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.08.006>

Shahabuddin, M., Krishna, B. B., Bhaskar, T. & Perkins, G. (2020). Advances in the thermo-chemical production of hydrogen from biomass and residual wastes: Summary of recent techno-economic analyses. *Bioresource Technology*, 299, 122557. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122557>

Siddiqui, O. & Dincer, I. (2019). Design and analysis of a novel solar-wind based integrated energy system utilizing ammonia for energy storage. *Energy Conversion and Management*, 195, 866-884. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.001>

170 Sin petróleo, economía se contraería 3,3 %: ¿qué tan viable es? (2021, 22 de noviembre). *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/sin-petroleo-colombiana-se-contraeria-3-3-558804>

Tankou, A., Lutsey, N. & Hall, D. (2021). *Understanding and supporting the used zero-emission vehicle market*. International Council on Clean Transportation. <https://zevalliance.org/wp-content/uploads/2021/12/ZEVA-used-EVs-white-paper-v2.pdf>

Thyssenkrupp. (s. f.). *Hydrogen, syngas and carbon monoxide*. <https://www.thyssenkrupp-uhde.com/en/products-and-technologies/hydrogen-and-gas-technologies/hydrogen-syngas-and-carbon-monoxide>

Topsoe. (s. f.). *Hydrogen*. <https://www.topsoe.com/processes/hydrogen>

- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2010). *Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*. <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. http://www1.upme.gov.co/DemandaE-nergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2018a). *Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento*. <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1317/Informe%20final.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2018b). *Resumen ejecutivo: Valorización energética de residuos. Proyecto WTE*. <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1339/Resumen%20ejecutivo.pdf;jsessionid=068F7743EF7E22C71CCDC24F48E57815?sequence=1>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2019). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2019-diciembre 2039*. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_Precios_2019_2039/Proyeccion_Precios_2019_2039.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2020a). *Plan Energético Nacional 2020-2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Plan_Energético_Nacional_2020-2050_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_Plan_Energético_Nacional_2020-2050_2020_2050.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2020b). *Realizar la caracterización energética del transporte automotor carretero de carga urbano e interurbano en el territorio nacional, con el propósito de fortalecer la construcción de las proyecciones de demanda, de los balances energéticos del país y de las medidas del plan de acción del PROURE*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_final_caracterizacion_transporte.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022, 5 de agosto). Resolución 320. *Por la cual se actualiza el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional del año 2021 para inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y proyectos de mitigación de GEI*.
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (s. f.). *Carbón*. <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

- Universidad Nacional de Colombia. (2021). Taller científico “Hidrógeno de bajas emisiones” [video]. YouTube. https://www.youtube.com/watch?v=dtOCOX_TrFI
- Vásquez, R. y Salinas, F. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/07/LIBRO-TECNOLOGIAS-H2-Y-PERSPECTIVAS-CHILE.pdf>
- Vito. (2020). *Propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/cambio-climatico-Informe-sobre-el-desarrollo-y-los-supuestos-para-la-realizacion-de-escenarios-de-referencia-ndc.pdf>
- Waheed, Q. M. & Williams, P. T. (2013). Hydrogen production from high temperature pyrolysis/steam reforming of waste biomass: Rice husk, sugar cane bagasse, and wheat straw. *Energy & Fuels*, 27(11), 6695-6704. <https://doi.org/10.1021/ef401145w>
- Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2020). *European hydrogen backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. <https://www.h2knowledgecentre.com/content/researchpaper1676>
- Wang, D., Muratori, M., Eichman, J., Wei, M., Saxena, S. & Zhang, C. (2018). Quantifying the flexibility of hydrogen production systems to support large-scale renewable energy integration. *Journal of Power Sources*, 399, 383-391. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.07.101>
- 172 Wilberforce, T., Alaswad, A., Palumbo, A., Dassisti, M. & Olabi, A. G. (2016). Advances in stationary and portable fuel cell applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(37), 16509-16522. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.057>
- Woods, P., Bustamante, H. & Aguey-Zinsou, K. F. (2022). The hydrogen economy- Where is the water? *Energy Nexus*, 7, 100123. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2022.100123>
- Yáñez Angarita, E. E., Ramírez, A., Núñez-López, V., Castillo Monroy, E. & Faaij, A. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94, 102938. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>

- Yáñez Angarita, E. E., Núñez-López, V., Ramírez Ramírez, A., Castillo Monroy, E. y Faaij, A. (2022). Rapid screening and probabilistic estimation of the potential for CO₂-EOR and associated geological CO₂ storage in Colombian petroleum basins. *Petroleum Geoscience*, 28(1), petgeo2020-110. <https://doi.org/10.1144/petgeo2020-110>
- Yara. (s. f.). *¿Cómo reducir el impacto del amoníaco en el ambiente y la salud humana?* <https://www.yara.com.co/productores-para-el-futuro/responsabilidad-ambiental/>
- Yun, Y. M., Lee, M. K., Im, S. W., Marone, A., Trably, E., Shin, S. R. ... & Kim, D. H. (2018). Biohydrogen production from food waste: Current status, limitations, and future perspectives. *Bioresource Technology*, 248, 79-87. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.06.107>
- Zachmann, G., Holtermann, M., Radeke, J., Tam, M., Huberty, M., Naumenko, D. & Faye, A. N. (2012). *The great transformation: Decarbonising Europe's energy and transport systems*. <http://aei.pitt.edu/33602/>
- Zhou, Y. & Searle, S. (2022). *Cost of Renewable Hydrogen Produced Onsite at Hydrogen Refueling Station in Europe*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-eu-cost-renew-H-produced-onsite-H-refueling-stations-europe-feb22.pdf>

Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia

Una estrategia nacional de hidrógeno

Este libro presenta los resultados de la evaluación de prospectiva para la inclusión de tecnologías basadas en hidrógeno en el contexto colombiano y el análisis de la contribución del hidrógeno al cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero establecidos en el país. Para ello, se analizan el desarrollo y los costos de tecnologías de producción y uso de hidrógeno y tecnologías habilitantes con alto potencial de implementación en el país en el período 2022-2050. A partir del planteamiento y la simulación de las estrategias de inserción del hidrógeno en el contexto económico colombiano, se proponen recomendaciones de política pública para la inclusión del hidrógeno en la matriz energética.

Esta publicación es útil para profesionales e investigadores del sector energético, así como para el público general interesado en conocer alternativas para la implementación de tecnologías verdes en el país.

