

En calidad de directora de este trabajo de grado, apruebo el envío del presente documento correspondiente al avance requerido en desarrollo de la asignatura Proyecto de Grado II.

---

Nelly Margareth Cantillo Cuello

Directora



Universidad del  
**Rosario**

Escuela de Ingeniería,  
Ciencia y Tecnología

# **EVALUACIÓN DEL POTENCIAL Y DESAFÍOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO DE BAJAS EMISIONES PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTES TERRESTRE INTERMUNICIPAL(STTI)**

## **MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Fransiner Ricardo Ibáñez Peña

Miguel Alexei Terraza Velásquez

Dirección:

Nelly Margareth Cantillo Cuello

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

2024

## **Dedicatoria**

A Dios del universo, que nos ha puesto en un camino para realizarnos como seres humanos y como profesionales al servicio de la sociedad.

A nuestras familias, por su incondicional apoyo y paciencia.

## **Agradecimientos**

A nuestros profesores, por las claridades brindadas en nuestros momentos de duda.

A nuestros compañeros, por el colegaje y su amistad y todos los momentos de esparcimiento que en medio de la faena académica sirvieron para dispersar las preocupaciones y el estrés.

A todas aquellas personas que de manera indirecta apoyaron nuestras ideas y nos colaboraron de una u otra forma.

## RESUMEN

De acuerdo con el sexto informe de evaluación del panel intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC, 2022) el transporte es uno de los sectores que mayor cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) emite a la atmósfera (representa alrededor de un 23%) y se considera el principal responsable del cambio climático. El hidrógeno de bajas emisiones, particularmente el hidrógeno verde, se propone como una de las mejores alternativas de combustible para mitigar esos efectos ocasionados por los combustibles fósiles. En este documento se evalúa el potencial de implementación de un sistema de generación de hidrógeno verde para un sistema de transporte terrestre intermunicipal en Colombia.

Se determinaron las cinco terminales del país con mayores posibilidades de implementar una estación generadora de hidrógeno de bajas emisiones, identificando el Terminal de Transporte de Bogotá sede Salitre como el más oicionado, dada la mayor área disponible para la instalación de los paneles solares, la mayor cantidad de despachos de buses y la mayor cantidad de pasajeros movilizados y las condiciones de irradiancia solar de la terminal.

En esta terminal se dimensionó un sistema fotovoltaico de 3,4 GW año, que puede suplir energía para un electrolizador de tecnología PEM, capaz de producir hasta 215 kg H<sub>2</sub>/día. Se modelaron tres escenarios: a) Sistema Solar fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías (SAEB); b) abastecimiento a partir de red eléctrica; c) Sistema Solar fotovoltaico con red eléctrica; y se evaluaron económicamente cinco opciones de electrolizadores, obteniendo costos nivelados de hidrógeno que oscilaron entre USD\$6,52 y USD\$31,7 por kg H<sub>2</sub>.

Se propone un modelo conceptual de una estación de generación de hidrógeno bajas emisiones para un sistema transporte terrestre intermunicipal que puede llegar a ser implementado en cualquier terminal de transporte. En este estudio se estimaron 18.240 buses susceptibles de demandar 337,6 toneladas diarias de H<sub>2</sub>. Aquí se establece que para el escalamiento de este tipo de proyecto estaría dentro de lo establecido en la meta de la Hoja de Ruta del Hidrógeno, que para el año 2050 proyecta 3.260 toneladas diarias de hidrogeno.

## ABSTRACT

According to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change (IPCC, 2022), transportation is one of the sectors that emits the largest amount of greenhouse gases (GHG) into the atmosphere (represents around 23%) and is considered the main responsible for climate change. Low-emission hydrogen, particularly green hydrogen, is proposed as one of the best fuel alternatives to mitigate these effects caused by fossil fuels. This document evaluates the potential for implementing a green hydrogen generation system for an intermunicipal land transportation system in Colombia.

Five transportation terminals in the country were identified as having the greatest potential for establishing a low-emission hydrogen generator station. Among these, Bogotá's Salitre Terminal stood out as the most viable option due to its larger available area for installing solar panels, the highest number of bus dispatches, the largest passenger volume, and favorable solar irradiance conditions at the terminal.

In this terminal, a 3,4 GW year photovoltaic system was sized, which can supply energy for a PEM technology electrolyzer, capable of producing up to 215 kg H<sub>2</sub>/day. Three scenarios were modeled: a) Solar photovoltaic system with battery electric storage system (BESS); b) supply from the electrical network; c) Solar photovoltaic system with electrical grid; and five electrolyzer options were economically evaluated, obtaining levelized hydrogen costs that ranged between USD\$6,52 and USD\$31,7 per kg H<sub>2</sub>.

A conceptual model for a low-emission hydrogen generation station was proposed for an intercity ground transportation system, which could potentially be implemented at any transportation terminal. This study estimated that 18.240 buses could require a total of 337,6 tons of H<sub>2</sub> per day. It concludes that scaling this type of project aligns with the targets set in the Hydrogen Roadmap, which projects daily hydrogen demand to reach 3.260 tons by 2050.

## TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIATURAS.....	1
Capítulo 1 JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	2
Capítulo 2 OBJETIVOS .....	5
2.1 Objetivo general.....	5
2.2 Objetivos específicos .....	5
Capítulo 3 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	6
3.1 Contexto General del Hidrógeno de Bajas Emisiones (H2BE) .....	6
3.1.1 Definición y propiedades del hidrógeno como fuente de energía.....	6
3.1.2 Ventajas y desventajas del hidrógeno de bajas emisiones.....	7
3.1.3 Métodos de producción de hidrógeno.....	8
3.1.4 Sistemas de Transporte e Impacto Ambiental. ....	13
3.1.5 Transporte interurbano e intermunicipal de pasajeros.....	14
3.1.6 Definición de diferentes tipos de vehículos .....	15
3.2 Localización geográfica.....	16
3.3 Desafíos técnicos y tecnológicos.....	16
3.4 Desafíos económicos y de inversión.....	16
3.5 Marco regulatorio y políticas de apoyo.....	17
3.6 Necesidad de colaboración público-privada.....	18
Capítulo 4 METODOLOGÍA .....	19
4.1 Definición de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte terrestre intermunicipal estudiado.....	20
4.2 Generación de Energías Renovables con Recurso Solar para el sistema de transporte estudiado.....	20
4.3 Producción de hidrógeno bajo un modelo conceptual de una estación generadora de H <sub>2</sub> BE en un sistema de transportes.....	21
4.4 Selección del electrolizador. Parámetros de operación.....	21
4.5 Recomendaciones específicas para implementar la tecnología H <sub>2</sub> BE.....	21
4.6 Evaluación financiera de la alternativa del proyecto.....	21
Capítulo 5 RESULTADOS.....	22
5.1 Definición de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte estudiado.....	22
5.1.1 Despacho por clase de vehículo.....	22
5.1.2 Despachos por corredor vial.....	24
5.1.3 Número de pasajeros movilizados en los diferentes corredores viales.....	25
5.1.4 Distancias entre las ciudades de Colombia.....	26
5.1.5 Proyección de la demanda de hidrógeno para rutas desde Bogotá a ciudades principales.....	27
5.1.6 Proyección de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte estudiado.....	28
5.2 Generación de Energías Renovables (No Convencionales) para una ruta del sistema de transporte estudiado.....	29
5.2.1 Sistema fotovoltaico.....	33
5.2.2 Selección del Inversor.....	35

5.2.3 Demanda de H <sub>2</sub> BE para una ruta del sistema de transporte estudiado. ....	37
5.3 Selección del electrolizador y parámetros de operación.....	38
5.4 Estimación de las emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas.....	41
5.6 Evaluación financiera de la alternativa del proyecto. ....	42
5.6.1 Parámetros para el Costo nivelado del Hidrógeno LCOH.....	43
5.6.2 Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH):.....	46
5.6.3 Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Payback. ....	48
Capítulo 6 CONCLUSIONES .....	51
Capítulo 7 RECOMENDACIONES .....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53
ANEXOS .....	59

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Características del Hidrógeno (Hidrógeno, 2022).....	7
Figura 2. Los colores del Hidrógeno (H2LAC, 2023). .....	10
Figura 3. Metodología empleada para la propuesta de una estación generadora de H <sub>2</sub> BE. Fuente: Elaboración propia. ....	19
Figura 4. Tipos de vehículos despachados desde la Terminal de Bogotá sede Salitre. Fuente: Este estudio. ....	23
Figura 5. Número de despachos por corredor vial en los años 2021, 2022 y 2023. Fuente: Este estudio. ....	24
Figura 6. Pasajeros movilizados anualmente por corredor vial. Fuente: Este estudio con base en la información de MINTRANSPORTE.....	25
Figura 7. Terminales con sus respectivos despachos. Fuente: Este estudio basado en los datos de MINTRANSPORTE. ....	30
Figura 8. Información de la evaluación del recurso solar en TTBS. Fuente (Group, 2024).....	32
Figura 9. Área disponible de los techos de la TTBS empleando Google Maps. Imagen tomada de Google maps y modificada para los fines de este estudio. ....	34
Figura 10. Diseño de la Balance de Planta (BoP) con un electrolizador PEM. Tomado de (H2B2 Technologies, 2021).....	41
Figura 11. Desglose de costos de un electrolizador PEM. Fuente IRENA 2020.....	45

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mediciones de calidad del aire en Bogotá .....	3
Tabla 2. Comparativo entre los tipos de electrolizadores. Tomado y modificado de (IRENA, 2020). .....	9
Tabla 3. Definiciones tipos de vehículos. ....	15
Tabla 4. Despachos por tipo de vehículos desde la Terminal de Bogotá sede Salitre. Fuente: Mintransporte 2024. ....	22
Tabla 5. Incrementos de despachos de vehículos de los últimos tres años. Fuente: Este estudio, con base en datos de MINTRANSPORTE. ....	23
Tabla 6. Distancia en km desde Bogotá a las principales ciudades del país, por corredor vial. Fuente: Google maps (2024). ....	26
Tabla 7. Hidrógeno necesario para llegar a las ciudades representativas desde Bogotá. *Fuente: Google maps. ....	27
Tabla 8. Datos de recurso solar, y áreas disponibles en los techos de las terminales con mayor número de despachos del país. ....	30
Tabla 9. Ranking de las terminales de Colombia en cuanto a sus características geográficas, de movilidad y de disponibilidad de recurso solar. Fuente: Este estudio. Con datos de MINTRANSPORTE, Global Solar Atlas. ....	32
Tabla 10. Condiciones para seleccionar el inversor. Fuente: Tomado y adaptado de Dunlop, 2012. ....	35
Tabla 11. Condiciones técnicas para seleccionar el inversor. Fuente: Tomado y adaptado de Dunlop, 2012. ....	36
Tabla 12. Parámetros de producción de electrolizadores. Fuente: Datasheet H2B2. ....	37
Tabla 13. Número de buses que se pueden abastecer según producción de acuerdo al modelo de electrolizador. Fuente: Este estudio basado en el Datasheet de H2B2. ....	38
Tabla 14. Características técnicas de electrolizadores H2B2. Fuente (H2B2 Technologies, 2021). ....	39
Tabla 15. Cálculo emisiones de CO <sub>2</sub> . Fuente: Michelin. ....	41
Tabla 16. Capacidad del electrolizador según las diferentes opciones. Fuente: Este estudio. ....	43
Tabla 17. Parámetros para las diferentes opciones evaluadas. Fuente: Este estudio. ....	44
Tabla 18. Costos nivelados del hidrógeno generación fotovoltaica + BESS. Fuente: Este estudio. ....	47
Tabla 19. Costos nivelados del hidrógeno con energía de la red eléctrica (\$kWh 0,073; TRM: COP\$4.220). Fuente: Este estudio. ....	47
Tabla 20. Costos nivelados del hidrógeno con paneles y energía de la red eléctrica (\$kWh 0,073; TRM: COP\$4.220). Fuente: Este estudio ....	47
Tabla 21. Costo nivelado del hidrógeno producido según otras fuentes. En (Gallardo, 2022). ...	48
Tabla 22. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 1. ....	49
Tabla 23. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 2. ....	49
Tabla 24. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 3. ....	49

## **GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIATURAS**

AEM: Anion Exchange Membrane (Membrana de Intercambio de Aniones)  
BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías)  
BEV: Battery Electric Vehicle (Vehículo Eléctrico de Batería)  
BoP: Balance of Plant (Balance de Planta): Concepto usado en ingeniería de procesos para referir a los subsistemas necesarios para un correcto funcionamiento de una unidad o proceso principal. También, tiene su aplicación en la producción de Hidrógeno renovable.  
FC: Fuel Cell (Celda de Combustible)  
FV: Sistema Fotovoltaico  
FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle (Vehículo Eléctrico de Celdas de Combustible)  
GEI: Gases de Efecto Invernadero  
HRS: Hydrogen Repostage Station (Estación de Repostaje de Hidrógeno)  
H<sub>2</sub>BE: Hidrógeno de Bajas Emisiones  
LCOH: Levelized Cost of Hydrogen (Costo Nivelado del Hidrógeno)  
OMS: Organización Mundial de la Salud  
PEM: Proton Exchange Membrane (Membrana de Intercambio de Protones)  
PM: Particle Material (Material Particulado)  
SIN: Sistema Interconectado Nacional  
SOEC: Solid Oxide Electrolyzer Cell (Electrolizador de Celda de Óxido Sólido)  
STTI: Sistemas de Transporte Terrestre Intermunicipal  
TTBS: Terminal de Transporte de Bogotá sede Salitre

## **Capítulo 1**

### **JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

En el contexto actual según el sexto informe de evaluación del panel intergubernamental sobre el cambio climático, la creciente amenaza del cambio climático impulsa la búsqueda de soluciones sostenibles para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y avanzar hacia prácticas más limpias en la producción industrial y en los sectores de la economía como el sector transporte (IPCC, 2022). En dicho informe el sector transporte fue responsable de aproximadamente el 23% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en el 2019 (IPCC, 2022). Esto se debe principalmente al uso masivo de combustibles fósiles como gasolina y diésel en los vehículos terrestres (IPCC, 2022).

En la región de América Latina y el Caribe (ALC), de acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) el panorama varía significativamente entre países. Por ejemplo, en Brasil y México, las emisiones generadas por el transporte superan el 40% del total nacional (Gabriel Michelena, 2023). Por otro lado, en países como Argentina y en la Comunidad del Caribe (CARICOM), el impacto del transporte en las emisiones totales es menor, situándose por debajo del 30%. (Gabriel Michelena, 2023). En el caso de Colombia, Según el análisis de impacto normativo del Ministerio de Minas y Energía, en Colombia, el sector transporte es responsable del 12,37% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, que ascienden a 236,97 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (MINMINAS, 2022).

Dentro de este porcentaje, el transporte terrestre contribuye con el 11,14%, mientras que el 1,23% proviene de otros modos de transporte (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

Por esta razón el portafolio de medidas sectoriales de mitigación del cambio climático (NDC) de Colombia 2020, a través del Ministerio de Transporte ha establecido como meta de reducción de emisiones de GEI en Colombia para el año 2030 es de 4.041.987 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (tCO<sub>2</sub> eq) articulado con metas en términos de datos de actividad, insertar 600.000 vehículos eléctricos registrados en el Registro Único Nacional de Tránsito (Sostenible, 2020) citado en (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

Los sistemas de transporte (ST), como nodos esenciales en la logística y movilidad de las regiones, enfrentan un rezago significativo en el uso eficiente de la energía ya que para el año 2030 la meta de vehículos eléctricos debe ser del 3,2% y a la fecha solamente hay un 0,3% (Departamento Nacional de Planeación, 2024). Este desafío, ampliamente reconocido por organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2019), plantea

la necesidad de adoptar tecnologías sostenibles que permitan avanzar hacia un futuro más responsable y respetuoso con el medio ambiente.

Así las cosas, en los estudios de GREENPEACE (GREENPEACE, 2021), el Dr. Farrow reporta que Bogotá cuenta con una extensa red de transporte, y que los contaminantes principales como son CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, COV (Compuestos Orgánicos Volátiles), O<sub>3</sub>, y MP10 y MP2.5 (Material Particulado de 10 y 2,5 micras respectivamente) están en concentraciones elevadas, con referencia a los máximos permitidos por la Resolución MADS 2254 de 2017 (MADS, 2017), y que están por encima de lo recomendado por la OMS. Según los estudios de Farrow (GREENPEACE, 2021) y su grupo de investigación para los contaminantes se obtuvieron los valores presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Mediciones de calidad del aire en Bogotá

Contaminante	Resolución MADS 2254 de 2017 (en mg/m <sup>3</sup> )	Directrices OMS (2021) (en mg/m <sup>3</sup> )	Medición (en mg/m <sup>3</sup> )	Observación
NO <sub>2</sub>	60	10	20,4 – 48,4	Cumplen la MADS 2254/2017 pero están por encima de la OMS 2021
MP10	50	15	21,5 – 63,7	El dato máximo sobre pasa la MADS 2254/2017
MP2.5	25	5	13,3 – 29,1	El dato máximo sobre pasa la MADS 2254/2017

En Colombia, el sector transporte es responsable del 12,37% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del país (MINMINAS, 2022). Dentro de este porcentaje, los camiones y buses generan aproximadamente el 6% de las emisiones (Wilmsmeier, 2021).

Aunque no se dispone de datos específicos exclusivamente para el transporte intermunicipal de pasajeros, es importante destacar que el transporte público, tanto urbano como interurbano, representa una porción considerable de las emisiones debido al uso predominante de combustibles diésel (Thomas van Laake, 2021).

Iniciativas recientes, como la introducción del primer bus intermunicipal 100% a gas natural por parte de la empresa Expreso Brasilia, buscan reducir las emisiones en un 64% en comparación con vehículos convencionales similares (Potafolio, 2023).

En consecuencia, la Hoja de Ruta del Hidrogeno en Colombia establece dentro de sus metas que, para 2030 se tenga en el país una “flota de al menos 1.000 a 1.500 vehículos pesados de pila de combustible para transporte de pasajeros y de carga” y una red de al menos unas “50 a 100 hidrogeneras de acceso público para el repostaje de los vehículos anteriores” (MME, 2021).

Entonces, en cuanto al transporte terrestre, el uso de hidrógeno contribuirá en la Estrategia Nacional de Movilidad Sostenible que ayudará a mejora de la calidad, evitando las emisiones de GEI (MME, 2021), y mediante la promoción de estaciones de generación y consumo de hidrógeno identificar áreas que sean potenciales actores de esta iniciativa (MME, 2021).

En el contexto del presente trabajo, el hidrógeno de bajas emisiones (H<sub>2</sub>BE) se propone como una alternativa para descarbonizar el sector transporte, especialmente el terrestre; conforme a lo establecido en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (MME, 2021).

Por otro lado, y según el reporte de *Hydrogen A Renewable Energy Perspective*, la producción de H<sub>2</sub> en la actualidad es técnicamente viable debido a la participación de nuevas fuentes de energías renovables (IRENA, 2020).

Este trabajo de grado tiene como objetivo evaluar el potencial y desafíos para implementar una estación generadora de hidrógeno de bajas emisiones en un sistema de transporte intermunicipal mediante el análisis de sus necesidades energéticas, la valoración de su viabilidad técnica y financiera, con el fin de proponer recomendaciones específicas que favorezcan su implementación, considerando aspectos regulatorios y políticas de apoyo.

Según IRENA (2020), el hidrógeno de bajas emisiones desempeña un papel clave en la transición energética al disminuir las emisiones y fomentar la adopción de tecnologías limpias. Además, invertir en esta tecnología puede generar beneficios económicos a largo plazo ya que sugiere una reducción de costos como lo señala Hydrogen Council (2021) en este sentido se considera que la implementación de estas tecnologías también posicionará a Bogotá como líder en la adopción de soluciones sostenibles en el transporte y la logística (Council, 2021).

## **Capítulo 2**

### **OBJETIVOS**

#### **2.1 Objetivo general**

Evaluar el potencial y desafíos para implementar una estación de generación de hidrógeno de bajas emisiones en un sistema de transporte intermunicipal, mediante el análisis de sus necesidades energéticas, la valoración de su viabilidad técnica y financiera, considerando aspectos regulatorios y políticas de apoyo.

#### **2.2 Objetivos específicos**

- **Objetivo 1.** Analizar el perfil energético y las necesidades de un sistema de transportes, identificando los procesos y sectores que podrían beneficiarse de la integración del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en su cadena de suministro energético.

**Objetivo 2.** Desarrollar un modelo conceptual de una estación de generación de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en un sistema de transporte.

- **Objetivo 3.** Evaluar la viabilidad técnica y financiera, relacionada con la implementación de una estación de hidrógeno de bajas emisiones.

## **Capítulo 3**

### **MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE**

#### **3.1 Contexto General del Hidrógeno de Bajas Emisiones (H2BE)**

En este capítulo abordaremos las propiedades del H<sub>2</sub> como fuente de energía, sus ventajas y desventajas, su método de producción y el color por convención.

##### **3.1.1 Definición y propiedades del hidrógeno como fuente de energía.**

El hidrógeno es el elemento químico más simple y pequeño, compuesto por un solo protón y un electrón, además es el elemento más abundante del universo, presente de forma masiva en las estrellas y los planetas gaseosos (IREC - NATURGY, 2020).

Ahora bien, al contrario de lo que podríamos esperar, en nuestro planeta no lo encontramos de forma libre, sino formando compuestos como el agua (de ahí su nombre de “generador de agua”) o como componente de la mayoría de las moléculas orgánicas; por lo tanto, para disponer de hidrógeno es preciso desarrollar tecnología capaz de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente (IREC - NATURGY, 2020).

En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de molécula de gas diatómica, H<sub>2</sub>, tiene un elevado valor de energía por unidad de masa (densidad energética), mucho más que los combustibles tradicionales; sin embargo, es un gas muy ligero, con una densidad de tan sólo 0,09 kg/m<sup>3</sup>, lo que no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable (IREC - NATURGY, 2020).

El hidrógeno es un elemento con un gran potencial tanto en el ámbito científico como en el tecnológico; su abundancia en el universo y sus propiedades únicas lo convierten en un recurso valioso para una variedad de aplicaciones, desde la generación de energía hasta la propulsión espacial, sin embargo, su obtención y utilización eficientes aún requieren avances significativos en la tecnología y la infraestructura asociadas; a partir de este punto, se utilizará el término hidrógeno para referirse a su forma diatómica. (IREC - NATURGY, 2020).

En la Figura 1, se observan características relevantes del hidrógeno. Este no se considera una fuente de energía primaria como los combustibles fósiles o las energías solar, hidráulica o eólica (ya que se encuentra básicamente en forma de agua), sino un medio para

almacenar y transportar energía; es decir, un vector energético (IREC - NATURGY, 2020).

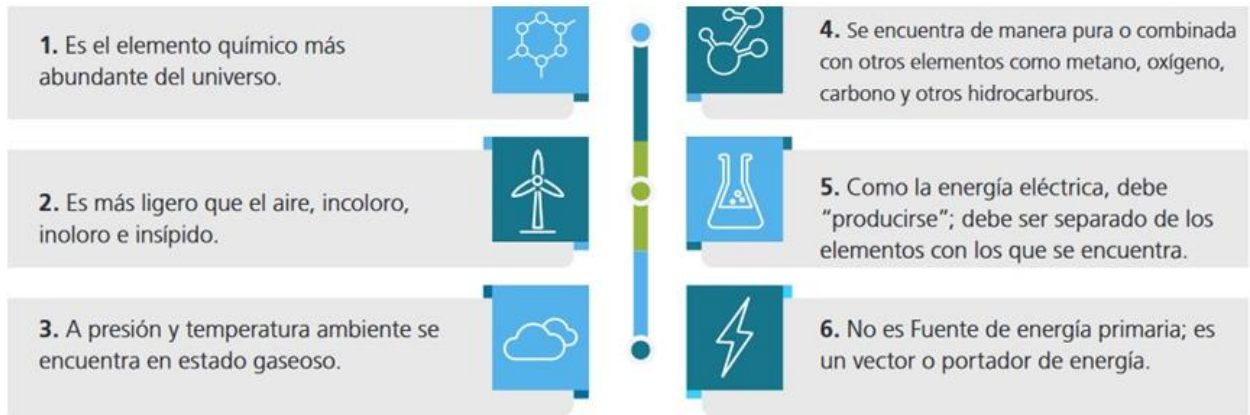


Figura 1. Características del Hidrógeno (Hidrógeno, 2022).

### 3.1.2 Ventajas y desventajas del hidrógeno de bajas emisiones.

#### Ventajas

En general, las ventajas del uso del hidrógeno como vector energético se podrían resumir en los siguientes puntos:

- **Vector energético:** El hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino un vector energético que puede almacenarse y transportarse, lo que facilita su integración en sistemas energéticos diversificados (IREC - NATURGY, 2020)
- **Emisiones nulas en su uso:** Al utilizar hidrógeno, no se generan gases de efecto invernadero, sino únicamente vapor de agua, en proporciones similares a las emitidas por motores de combustión interna que operan con gasolina (IRENA, 2020).
- **Hidrógeno verde:** Es renovable porque se obtiene a partir de agua y electricidad generada con fuentes de energía renovable. Este proceso no emite gases de efecto invernadero y no requiere la captura de CO<sub>2</sub>. También puede producirse biohidrógeno verde a partir del reformado de biometano (IRENA, 2020); (IREC - NATURGY, 2020).
- **Hidrógeno azul:** Puede estar libre de emisiones netas de CO<sub>2</sub> si se produce a partir de gas natural con tecnologías avanzadas de captura, transporte y almacenamiento de carbono (Council, 2021).
- **Alta eficiencia:** Las tecnologías asociadas al hidrógeno, como las pilas de combustible, presentan eficiencias energéticas significativamente mayores en comparación con los motores de combustión interna (IREC - NATURGY, 2020).

## Desventajas

- Dificultad en almacenamiento y transporte: Su naturaleza gaseosa y ligera exige depósitos y tuberías de mayor tamaño. Además, debido a su baja densidad energética, se necesita aproximadamente tres veces más volumen de hidrógeno que de gas natural para obtener la misma cantidad de energía, aumentando los costos y la complejidad logística (IRENA, 2020).
- Altos costos de producción: Ya sea mediante reformado con vapor de agua o electrólisis, los costos asociados a la producción de hidrógeno siguen siendo elevados, limitando su adopción masiva (Council, 2021).
- Dependencia de combustibles fósiles: Actualmente, gran parte del hidrógeno producido proviene de combustibles fósiles, lo que genera emisiones significativas de CO<sub>2</sub> a menos que se empleen tecnologías avanzadas de captura de carbono (IRENA, 2020).
- Riesgos de seguridad: El hidrógeno es altamente inflamable y volátil. Su manejo plantea riesgos debido a su invisibilidad y falta de olor, lo que dificulta la detección de fugas. Incidentes históricos, como el del dirigible Hindenburg en 1937, resaltan la importancia de las medidas de seguridad (BAXI, 2020).
- Tasa de fuga: Aunque el hidrógeno tiene una tasa de fuga en volumen mayor que la del gas natural, su peligrosidad en términos energéticos es comparable, siempre que se adopten medidas adecuadas de seguridad (BAXI, 2020).

### 3.1.3 Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno se obtiene principalmente por el proceso de electrólisis, empleando un electrolizador que puede variar según su diseño y eficiencia. Hasta el momento se conocen cuatro modelos de electrolizadores.

En la Tabla 2 se resumen las principales características de cada uno de ellos. El más conocido es el electrolizador alcalino, luego está el electrolizador con membrana polimérica o de intercambiador de protones, más conocido como PEM. Y las otras dos tecnologías son el electrolizador de Celdas de Óxido Sólido (SOEC) y de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM).

Estas dos últimas tecnologías están aún en investigación y son muy prometedoras, pero al momento implementarlas pueden ser muy costosas y tienen unas aplicaciones muy específicas por lo que no tienen aún participación en el mercado (IRENA, 2020). Además, es preciso tener en cuenta ciertas consideraciones desde el punto de vista de la producción y desde el punto de vista de las inversiones.

Tabla 2. Comparativo entre los tipos de electrolizadores. Tomado y modificado de (IRENA, 2020).

Característica	Alcalino	PEM	AEM	Óxido Sólido
Temperatura de operación	70-90°C	50-80°C	40-60°C	700-850°C
Presión de Operación	1-30 bar	<70 bar	<35 bar	1 bar
Electrolito	Hidróxido de Potasio (KOH) 5-7 mol/L	PFSA membranas	Polímero DVB soportado con KOH o NaCO <sub>3</sub> 1mol/L	Ytrio estabilizado con Zirconio (YSZ)
Separador	ZrO <sub>2</sub> estabilizado con malla PPS	Electrolito sólido (encima)	Electrolito sólido (encima)	Electrolito sólido (encima)
Electrodo (lado Oxígeno)	Níquel recubierto de acero inoxidable perforado	Óxido de Iridio	Superficie recubierta de Níquel o aleaciones de NiFeCo (Níquel-Hierro-Cobalto)	Tipo Perovskita (p.e. LSCF, LSM)
Electrodo (lado Hidrógeno)	Acero inoxidable perforado recubierto con Níquel	Nano partículas de Platino sobre carbón	Superficie recubierta de Níquel	Ni/YSZ
Capa porosa transportadora del ánodo	Malla de Níquel (no siempre)	Platino recubierto de Titanio poroso sinterizado	Espuma de Níquel	Malla gruesa de Níquel o espuma
Capa porosa transportadora del cátodo	Malla de Níquel	Titanio poroso sinterizado o paño de carbón	Espuma de Níquel o paño de carbón	Ninguno
Placa bipolar del ánodo	Níquel recubierto de acero inoxidable	Platino recubierto de Titanio	Níquel recubierto de acero inoxidable	Ninguno
Placa bipolar del cátodo	Níquel recubierto de acero inoxidable	Oro recubierto de Titanio	Níquel recubierto de acero inoxidable	Cobalto recubierto de acero inoxidable
Marcos y sellado	PSU, PTFE, EPDM	PTFE, PSU, ETFE	PTFE, Sílice	Vidrio cerámico
Costo EUR/kW	1000 - 1500	1500 - 2000	prototipo	prototipo

Nota: Las celdas coloreadas representan las condiciones o componentes con variaciones significativas entre las diferentes compañías.

PFSA=Perfluoroácidosulfónico; PTFE=Politetrafluoroetileno; ETFE= Etileno Tetrafluoroetileno;

PSF= Poli (Bisfenol-A sulfona); PSU= Polisulfona; YSZ= Zirconio Ytriestabilizado;

DVB= Divinilbenzeno; PPS= Sulfuro polifenileno; LSCF= La<sub>0.58</sub>Sr<sub>0.4</sub>Co<sub>0.2</sub>Fe<sub>0.8</sub>;

LSM= (La<sub>1-x</sub>Sr<sub>x</sub>)<sub>1-y</sub>MnO<sub>3</sub>.

Desde la producción hay que tener en cuenta la eficiencia de la celda, su apilamiento o mejor conocido como *stack* (**pila**) y el nivel (para reducir costos operacionales); la producción de hidrógeno es directamente proporcional a la corriente inyectada al *stack*; Incrementar a más de 100.000 horas la durabilidad del proyecto; y la reducción de costos de inversión (al *stack* y al sistema) (IRENA, 2020).

Por el lado de las inversiones hay que buscar el equilibrio entre el mercado de venta de hidrógeno y la producción, pues una mayor demanda de hidrógeno puede acelerar la degradación de la membrana y/u otros componentes, aunque también ayudaría a disminuir los costos de capital.

## Los colores del hidrógeno

Actualmente existen diversas formas de producir hidrógeno caracterizándose por los insumos utilizados y las tecnologías empleadas. El hidrógeno puede clasificarse según la sostenibilidad del vector energético que depende en gran medida de la tecnología de producción y la fuente de energía (H2LAC, 2023). De este modo la clasificación se hace en función de las emisiones que lleva asociadas. La Comisión Europea ha adoptado esta clasificación en su estrategia para el hidrógeno (MME, 2023). (Ver Figura 2).

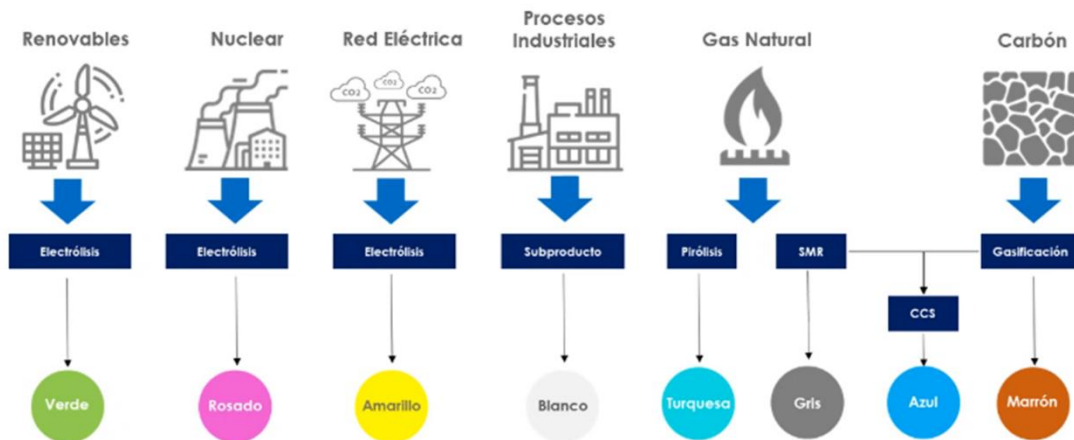
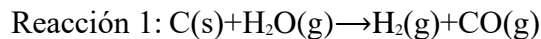


Figura 2. Los colores del Hidrógeno (H2LAC, 2023).

## Hidrógeno negro/marrón

El hidrógeno negro y marrón se produce a partir de carbón, negro si es un carbón bituminoso y marrón si se usa lignito, generalmente mediante un proceso de gasificación. Esto da lugar a un gas de síntesis, una mezcla rica en hidrógeno y monóxido de carbono, si bien dependiendo del proceso concreto también puede aparecer dióxido de carbono en cantidades variables.

En la actualidad se emplean para la producción de intermedios, como el hidrógeno, necesarios en los procedimientos de obtención de amoníaco o metanol. Uno de los posibles procesos de gasificación del carbón sigue la siguiente reacción:



El gas de síntesis resultante, denominado en este caso particular gas de agua, se obtiene calentando carbón a alta temperatura (800 °C – 1300 °C), y haciendo pasar vapor de agua a través de él. Normalmente se incorpora una cierta proporción de oxígeno en el reactor (entre el 20 % – 30 % de lo que sería necesario para la combustión completa de todo el carbón) para que tenga lugar un proceso de combustión que permita alcanzar las altas temperaturas necesarias.

### **Hidrógeno Gris**

Este es el más común y se produce principalmente a partir de hidrocarburos, como el gas natural, mediante un proceso llamado reformado de vapor (*steam reforming*).

En este proceso, una mezcla de vapor e hidrocarburos (por ejemplo, gas natural) o combustibles renovables (por ejemplo, biometano) se calienta hasta 800°C -1000°C en un reformador catalítico para producir una mezcla de gases (gas de síntesis) compuesta principalmente de hidrógeno y carbono. monóxido, además de trazas de otros gases (IEA-ETSAP, 2014).

El proceso se basa en la reacción endotérmico  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = 3\text{H}_2 + \text{CO}$  (206 kJ/mol).

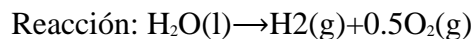
Luego, la mezcla gaseosa se enfría a alrededor de 400 °C para ingresar a un reactor de cambio de agua, donde el CO reacciona con el vapor para producir más hidrógeno y  $\text{CO}_2$  basado en la reacción exotérmico  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$  (41,2 kJ/mol).

Finalmente, el hidrógeno se separa de otros gases y se purifica (MME, 2023) (IEA-ETSAP, 2014).

### **Hidrógeno amarillo**

El hidrógeno amarillo es aquel producido mediante electrólisis del agua, proceso que mediante el aporte de electricidad permite disociar el agua en hidrógeno y oxígeno, empleando directamente la energía de la red eléctrica.

Consecuentemente, este hidrógeno será tan limpio como lo sea el mix eléctrico del país en el que se produzca (Hidrógeno, 2022). En el caso de Colombia, la producción de hidrógeno a partir de la red emitiría 8,2 kg $\text{CO}_2$ /kg $\text{H}_2$ . (MME, 2021).



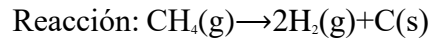
### **Hidrógeno azul**

Similar al hidrógeno gris, el hidrógeno azul también se produce a partir de hidrocarburos.

Utiliza el mismo proceso que el hidrógeno gris, pero incorpora tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) para capturar y almacenar el  $\text{CO}_2$  resultante. Los sistemas de captura de  $\text{CO}_2$  actuales, basados en aminas o zeolitas, permiten absorber hasta el 90 % de este compuesto (Hidrógeno, 2022).

### **Hidrógeno turquesa**

Hidrógeno producido mediante pirólisis de combustibles fósiles, fundamentalmente gas natural. La ausencia de oxígeno en el proceso de pirólisis evita la producción de CO<sub>2</sub>, dando lugar únicamente hidrógeno y carbono.



En principio, este es un proceso más simple que el reformado del gas natural del que se derivan el hidrógeno gris y azul (Hidrógeno, 2022).

### **Hidrógeno rosa**

Se denomina hidrógeno rosa a aquel producido mediante electrólisis del agua, como en el caso del hidrógeno amarillo, pero empleando para ello únicamente electricidad procedente de una central nuclear. En el caso del hidrógeno rosa, las emisiones directas de gases de efecto invernadero serán nulas, sin embargo, sí que existirán unas emisiones indirectas derivadas de toda la cadena de suministro (Hidrógeno, 2022).

### **Hidrogeno Verde**

El hidrógeno verde puede obtenerse a partir de una amplia gama de procesos, siendo el mayoritario aquel que permite obtener hidrógeno mediante la electrólisis del agua utilizando para ello electricidad procedente de fuentes renovables, fundamentalmente eólica y solar, pero también podría incluirse la hidroeléctrica, mareomotriz o hundimotriz (Hidrógeno, 2022).

También se considera hidrógeno verde aquel obtenido a partir de biogás mediante procesos de reformado o a partir de biomasa por procesos de gasificación similares al descrito para la producción de hidrógeno a partir de carbón (Noussa, M., Raimondi, Scita, & Hafner, 2021).

Estos procesos realmente producen emisiones de CO<sub>2</sub> durante la producción del hidrógeno. Sin embargo, considerando el ciclo completo del biogás y de la biomasa es posible concluir que la producción de hidrógeno mediante estas rutas es nula en emisiones.

### **Hidrógeno blanco**

El hidrógeno blanco es el único tipo de hidrógeno que se genera naturalmente. Surge en el subsuelo, principalmente por la interacción del agua con las rocas y a través de otro tipo de reacciones químicas (SGC, 2023).

Su impacto en el medioambiente es mucho menor que el de los otros tipos de hidrógeno, pues no requiere ningún tipo de proceso industrial para producirse, más allá de las perforaciones que hay que hacer en el suelo para extraerlo (SGC, 2023).

### **Cantidad de recurso hídrico necesario para la producción de H<sub>2</sub>BE.**

Teóricamente para calcular la cantidad de agua necesaria para producir hidrógeno, es necesario usar la reacción química de la electrólisis del agua.

Fórmula de la electrólisis del agua:  $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$

Esta ecuación significa que por cada 2 moléculas de agua (H<sub>2</sub>O), se producen 2 moléculas de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y 1 molécula de oxígeno (O<sub>2</sub>).

Datos clave:

1. Masa molar del agua (H<sub>2</sub>O): 18 g/mol.
2. Masa molar del hidrógeno (H<sub>2</sub>): 2 g/mol.
3. Relación molar: Por cada 18 g de agua, se producen 2 g de hidrógeno.

Teniendo en cuenta los anteriores datos podemos obtener la cantidad de agua para producir 1 kg de hidrógeno.

- Si 18 g de agua producen 2 g de hidrógeno, entonces:

$$\text{Agua por kg de H}_2 = \frac{18 \text{ g}}{2 \text{ g}} \times 1 \text{ kg} = 9 \text{ kg de agua por 1 kg de H}_2$$

Agua requerida = 9kg de agua x 178,42 kg de H<sub>2</sub> = 1.605,78 kg de agua.

Ahora bien, para producir 178,42 kg de hidrógeno se requieren 1.605,78 litros de agua día. Para un consumo mensual de 48.174 litros de agua mes.

Dado que la densidad del agua es 1 kg/L, la cantidad de agua en litros será la misma que en kg. En resumen, para producir 5.352 kg mensuales de H<sub>2</sub>, se consumirán 48.174 m<sup>3</sup> de agua.

### **3.1.4 Sistemas de Transporte e Impacto Ambiental.**

En la última década, el cambio climático y la necesidad de mitigar sus efectos han empujado a las naciones a buscar alternativas más sostenibles en todos los sectores de la economía, siendo el sector del transporte uno de los más críticos por su dependencia de los combustibles fósiles y su contribución a la emisión de gases invernadero.

Por esta razón, el portafolio de medidas sectoriales de mitigación del cambio climático en Colombia, descrito en la Actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel

Nacional (NDC, 2020), establece como meta para el año 2030 una reducción de emisiones de 4.041.987 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (tCO<sub>2</sub> eq) en el sector transporte.

Esta meta, articulada con los objetivos del Plan Estratégico de Movilidad Sostenible y Energías Limpias liderado por el Ministerio de Transporte, incluye la incorporación de 600.000 vehículos eléctricos registrados en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), promoviendo una transición hacia un modelo de movilidad sostenible y de bajas emisiones (Sostenible, 2020)

Esta meta incluye una amplia gama de vehículos, como taxis, vehículos de pasajeros (Bus, Busetas, Microbús, Padrón, Articulado y Biarticulado), vehículos ligeros, camiones ligeros, y vehículos oficiales.

Esta iniciativa refleja el compromiso del país con la promoción de una movilidad sostenible y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, alineándose con los objetivos de desarrollo sostenible y la lucha global contra el cambio climático (MINMINAS, 2020).

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) (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

La transición hacia una flota vehicular eléctrica es una estrategia clave para reducir las emisiones de carbono y mejorar la calidad del aire en las áreas urbanas; sin embargo, este cambio implica un incremento en la demanda de electricidad, un recurso que debe ser gestionado cuidadosamente para asegurar su disponibilidad y sostenibilidad.

Es crucial evaluar antes el impacto que tal aumento en la demanda de electricidad tendrá en el sistema energético nacional, especialmente en lo que respecta a la capacidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN - Sistema Interconectado Nacional) de Colombia para satisfacer estas nuevas necesidades (UPME, 2023).

### **3.1.5 Transporte interurbano e intermunicipal de pasajeros.**

En Colombia, actualmente operan 538 empresas autorizadas para ofrecer el servicio de transporte terrestre automotor de pasajeros por carretera. Estas compañías acceden al mercado mediante una habilitación otorgada por el Ministerio de Transporte, que les permite operar en rutas específicas. Además, el sistema funciona bajo un esquema de libertad tarifaria, aunque con tarifas mínimas reguladas y actualizadas periódicamente por el Ministerio de Transporte (ANDI, 2018).

Entre los departamentos con mayor presencia de estas empresas, Cundinamarca, incluyendo Bogotá, lidera con el 16.3% del total, mientras que Antioquia concentra el 15,2%, reflejando la importancia de estas regiones en la movilidad intermunicipal del país (ANDI, 2018).

Las empresas de transporte habilitadas bajo la modalidad de servicio intermunicipal son vigiladas subjetiva y objetivamente por la Superintendencia de Puertos y Transporte, su actividad se encuentra regulada por los postulados generales de la Ley 105 de 1993 y Ley 336 de 1996. Los requisitos de acceso al servicio y operación han sido definidos en el Decreto 1079 de 2015 (ANDI, 2018).

La flota vehicular de transporte intermunicipal es de aproximadamente 38 mil vehículos, de los cuales el 48% corresponde a autobuses con capacidad para 32 o más pasajeros (ANDI, 2018).

Colombia tiene el reto de reducir 51% de sus emisiones GEI al 2030, para lo cual el sector de transporte automotor de carga puede contribuir de forma importante en alcanzar esta meta (Wilmsmeier, 2021).

### 3.1.6 Definición de diferentes tipos de vehículos

La Tabla 3 resume los diferentes tipos de vehículos con sus características generales. Las capacidades de cilindraje y pasajeros pueden variar dependiendo del modelo y la marca del vehículo, pero los rangos presentados son más representativos.

Las definiciones fueron tomadas de la Resolución 05443 de 2009 de MinTransporte, complementado con las fuentes presentadas en la columna derecha de la tabla.

Tabla 3. Definiciones tipos de vehículos.

Tipo de Vehículo	Cilindraje Aproximado	Capacidad de Pasajeros	Características Principales
Automóvil	400 – 7.000 cm <sup>3</sup>	1 - 5	Vehículo automotor destinado al transporte de no más de cinco (5) pasajeros (Mintransporte, 2009).
Bus	2.000 – 16.000 cm <sup>3</sup>	>30	Vehículo automotor destinado al transporte de personas y sus equipajes, debidamente registrado conforme a las normas y características especiales vigentes, con capacidad de más de 30 pasajeros (Mintransporte, 2009).
Buseta	2.000 – 8.000 cm <sup>3</sup>	20 - 30	Vehículo destinado al transporte de personas con capacidad de 20 a 30 pasajeros y distancia entre ejes inferior a cuatro (4) metros (Mintransporte, 2009).
Camioneta	600 – 8.000 cm <sup>3</sup>	5 - 8	Vehículo automotor destinado al transporte de personas en la cabina y de carga en el platón (Mintransporte, 2009).
Microbús	1.000 – 6.000 cm <sup>3</sup>	10 - 19	Vehículo destinado al transporte de personas con capacidad de 10 a 19 pasajeros

Nota: Los datos de los cilindrajes de cada tipo de vehículo se obtienen del documento titulado “Realizar un estudio que permita identificar las clases de vehículos y modalidades de transporte susceptibles de realizar el ascenso tecnológico hacia tecnologías de cero y bajas emisiones a nivel nacional (UPME, 2020)”.

### **3.2 Localización geográfica.**

El sitio debe satisfacer la demanda que el transporte requiera, además de estar cercano a los insumos tradicionales (energía, agua, servicios e infraestructuras) debe contar con fuentes de energías renovables disponibles in situ, también debe estar cerca de los usuarios o mercado de consumo (ONUDI, 2023).

### **3.3 Desafíos técnicos y tecnológicos.**

Las tecnologías para la obtención del H<sub>2</sub>, en su mayoría ya están maduras como lo son la electrólisis del agua, la gasificación de carbón, la reformación del gas natural, la descomposición catalítica del gas natural, la oxidación parcial de aceites pesados y la generación eléctrica nuclear (IRENA, 2018).

En fase de investigación y desarrollo se tienen los ciclos termoquímicos, los procesos fotoquímicos, los fotoelectroquímicos y los fotobiológicos (Vargas Gallo & Moreno Vallejo, 2013).

El almacenamiento de hidrógeno verde representa grandes desafíos en términos de infraestructura, ya que, al tener una baja densidad de energía volumétrica, requiere depósitos de mayor volumen y a altas presiones (BNAMERICAS, 2022). También se puede enfriar a bajas temperaturas para almacenarlo como gas líquido y posteriormente transportarlo (CONPES, 2022) o emplear formaciones geológicas con condiciones adecuadas para almacenarlo ya comprimido (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

Igualmente, el transporte pudiese requerir para su transporte y distribución de la construcción de un ducto (gasoducto) o el empleo de redes de gas existente, incluso mediante mezclas con otros combustibles (BNAMERICAS, 2022), aunque esto dependerá de la longitud de tramos y los volúmenes, y dado el caso de las largas distancias, la conveniencia de mezclarlo con gas natural (blending) (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

### **3.4 Desafíos económicos y de inversión.**

De acuerdo con la corporación AES Colombia (Applied Energy Services – Servicios de Energía Aplicada, por sus siglas en inglés) (AES, 2024), los desafíos se basan principalmente en:

- Económicos y de competitividad: Aquí se debe tener en cuenta el costo de producción, la demanda y la escala de producción.

- **Infraestructura y logística:** Los parámetros técnicos de manejo del hidrógeno configuran la red de producción, almacenamiento, transporte, están aún en periodo de investigación y mejora.
- **Política pública y regulación:** En Colombia ya se tiene la Ley 2099 de 2021, el Decreto 1476 de 2022, y una Hoja de Ruta del Hidrógeno que ofrecen incentivos a esta clase de proyectos, pero se considera que falta más.
- **Mentalidad:** Este es propuesta de este trabajo. Varios de los actores del sector energético aún ven en las tecnologías renovables una competencia en vez de un aliado, un complemento. Pero se espera que sea tema superado en un lustro.

### 3.5 Marco regulatorio y políticas de apoyo.

En Colombia se tienen como base legal de respaldo a las energías renovables, entre las que se incluye al hidrógeno (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022) (CONPES, 2022) (NATURGAS, 2023), las siguientes:

- **Ley 1715 de 2014**, que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- **Ley 1964 de 2019**, que promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.
- **Ley 2099 de 2021**, que dicta disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y otras disposiciones.
- **Ley 2169 de 2021**, que impulsa el desarrollo bajo en carbono del país estableciendo metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones.
- **El Decreto 1476 de 2022**, que regula los artículos 21 y 23 de la ley 2099 de 2021 y se adiciona el título VII a la parte 2 del libro 2 del Decreto 1073 de 2015, para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno.
- **CONPES 4075 de 2022**, es la Política de Transición Energética que busca incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético, y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático.
- **Hoja de ruta del hidrógeno (2021)**, tiene por objeto contribuir al desarrollo e implantación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia reforzando así el compromiso del Gobierno con la reducción de emisiones estipulada en los objetivos del Acuerdo de París del 2015.
- **Ley 2294 de 2023**. Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”. El artículo 235 hace referencia al desarrollo de proyectos de hidrógeno blanco.

- **Decreto 1597 de 2024.** Establece los lineamientos de política pública para gestionar y promocionar el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Además, modifica el decreto 1073 de 2015 (Decreto reglamentario del sector de Minas y Energía), agregando capítulos al título VII de la parte 2 del libro 2.

### **3.6 Necesidad de colaboración público-privada.**

Como se ha analizado en el capítulo sobre los desafíos y barreras para la implementación, de las tecnologías necesarias para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno de bajas emisiones, implican inversiones significativas que, en las condiciones actuales, limitan su atractivo para los inversionistas. Según (IRENA, 2020) y el Hydrogen Council (Council, 2021) la colaboración público-privada es esencial para mitigar riesgos, reducir la incertidumbre y promover un entorno favorable para la adopción de tecnologías de hidrógeno.

## Capítulo 4 METODOLOGÍA

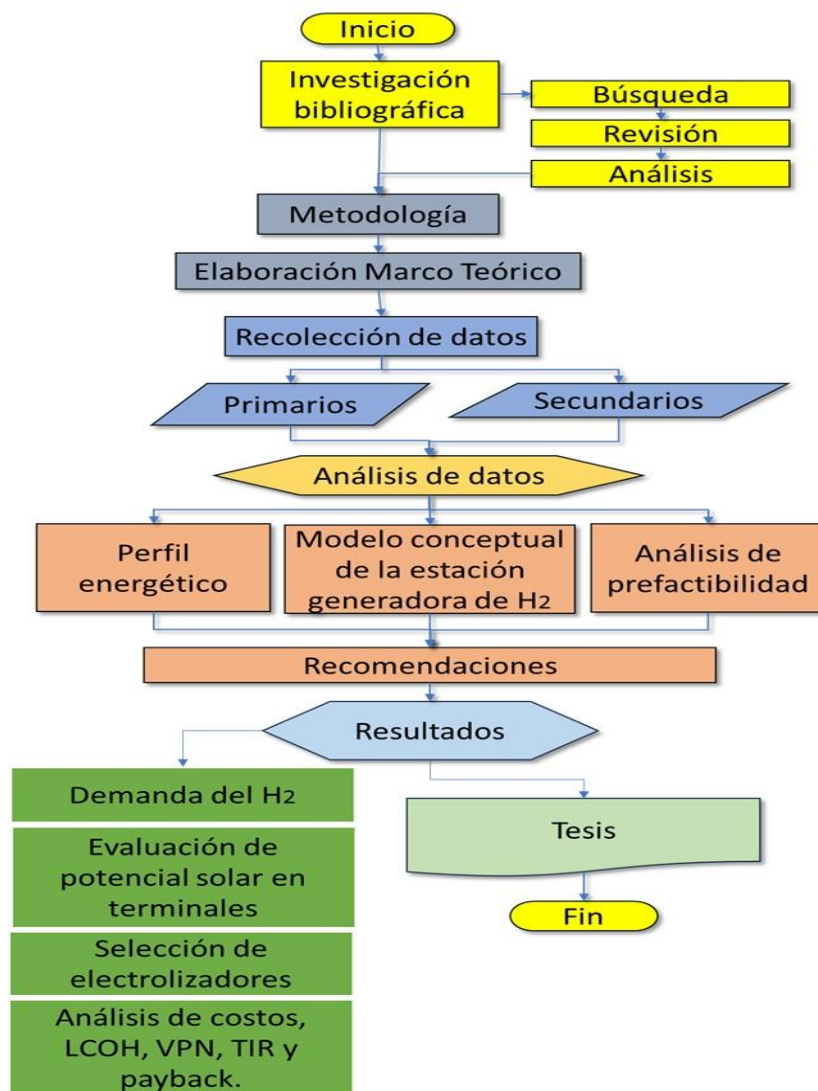


Figura 3. Metodología empleada para la propuesta de una estación generadora de H<sub>2</sub>BE. Fuente: Elaboración propia.

En línea con el objetivo de esta investigación, que es determinar la viabilidad técnica y financiera de establecer una estación generadora de hidrógeno de bajas emisiones (H<sub>2</sub>BE) en un Sistema de Transportes Terrestre Intermunicipal (STTI), se estableció un flujograma de trabajo que se puede apreciar en la Figura 3, y se llevará a cabo un análisis que permitirá:

1. Examinar el perfil energético correspondiente al recurso solar disponible y las necesidades de un sistema de transportes, identificando los procesos y sectores que podrían beneficiarse de la integración del H<sub>2</sub> de bajas emisiones en su cadena de suministro energético.

2. Desarrollar un modelo conceptual para la implementación de una estación generadora de H<sub>2</sub> de bajas emisiones en el sistema de transportes.
3. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de una estación generadora de H<sub>2</sub>BE.
4. Proponer recomendaciones específicas para la adopción de la tecnología de H<sub>2</sub> en el sistema de transportes.

Este enfoque procurará realizar un análisis de las oportunidades y desafíos asociados con la integración del hidrógeno en el sistema de transportes terrestre intermunicipal.

#### **4.1 Definición de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte terrestre intermunicipal estudiado.**

Se tomará información oficial reportada por el Ministerio de Transporte, para analizar estadísticamente los despachos por clase de vehículo desde Bogotá y los destinos nacionales, por corredor vial y su número de pasajeros movilizados. Esta información, dado su alto volumen (>22 millones de registros desde el año 2021), es necesario procesarla con la herramienta de programación Python. El objetivo es poder identificar los siguientes ítems:

- Despacho por año y clase de vehículo
- Municipios de destinos con mayor número de despachos
- Despachos de T.T de Bogotá por año y clase de vehículos
- Proyección de la Demanda de Hidrógeno

#### **4.2 Generación de Energías Renovables con Recurso Solar para el sistema de transporte estudiado.**

Primero, se identificarán las principales terminales con mayor número de despachos, con el objetivo de identificar los lugares geográficos con mejor disponibilidad de recurso solar (área disponible con la mejor irradiancia solar) y así, establecer el lugar para una estación generadora de hidrógeno. Se hará una clasificación de las características de las terminales seleccionadas.

Desde la viabilidad técnica se realizará la evaluación al mejor lugar de sus características en términos de hora solar pico, se establecerá el sistema fotovoltaico al que se le calculará cuantos paneles fotovoltaicos son susceptibles de instalar en el área disponible, según los ofertados en el mercado, que capacidad tendrá tal sistema y determinar el tipo de inversor necesario, y cuantos.

### **4.3 Producción de hidrógeno bajo un modelo conceptual de una estación generadora de H<sub>2</sub>BE en un sistema de transportes.**

De acuerdo con metodología para desarrollar una una estación generadora de H<sub>2</sub>BE, se diseñan de forma conceptual los pasos para llevar a cabo la producción, almacenamiento y distribución para la carga de buses con tecnología FCEV, que pueden suplir la demanda estimada.

### **4.4 Selección del electrolizador. Parámetros de operación.**

Para la evaluación técnica se realizará la selección del electrolizador y los parámetros de operación, se compararán diferentes tecnologías de electrolizadores, como los de membrana de intercambio de protones (PEM), los alcalinos y los de óxido sólido (SOEC). Se seleccionará la tecnología más apropiada basándose en la eficiencia, costo y compatibilidad con la fuente de energía renovable elegida. Además, se definirán los parámetros operativos óptimos, como presión, temperatura y eficiencia, para maximizar la producción de hidrógeno.

Otro aspecto técnico a tener en cuenta es la cantidad y calidad del agua, esta debe ser desmineralizada para evitar deterioro prematuro en el *stack* del electrolizador, por lo que será necesaria una planta de tratamiento del agua que se empleará para la electrólisis.

### **4.5 Recomendaciones específicas para implementar la tecnología H<sub>2</sub>BE**

Se realizará una revisión documental donde se analizarán los marcos regulatorios actuales y las políticas existentes a nivel nacional e internacional relacionadas con la implementación de Hidrógeno de bajas emisiones en el transporte. Finalmente, con base en los hallazgos, se formularán recomendaciones priorizando aquellas que sean factibles a corto y mediano plazo.

### **4.6 Evaluación financiera de la alternativa del proyecto.**

Finalmente, se realizará una evaluación financiera de las alternativas del proyecto. Se identificarán y estimarán los costos de inversión inicial, operación y mantenimiento, y se calcularán indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión (*payback*). Se llevará a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar la robustez del proyecto ante cambios en variables clave, como precios de la energía, costos de tecnología y demandas de hidrógeno.

Este enfoque integral garantizará una evaluación exhaustiva de la generación de energías renovables para el sistema de transporte estudiado, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas y efectivas en la implementación de una una estación generadora de hidrógeno de bajas emisiones.

## Capítulo 5 RESULTADOS

En este capítulo se aborda la definición de la demanda, teniendo en cuenta la cantidad de despachos por clase de vehículos. Es preciso aclarar que, aunque la metodología procura llevar un orden establecido al desarrollo del trabajo, para este caso lo planteado en los subcapítulos 4.2 y 4.3 se desarrollaron unificadamente ya que los datos llevaron a que se continuara con la determinación de la demanda del H<sub>2</sub>BE para el sistema de transporte seleccionado.

### 5.1 Definición de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte estudiado.

Se tomó la información de los despachos que salen de la TTBS, disponible en MINTRANSPORTE, hacia todos los destinos del país oficialmente registrados, así como los despachos por clase de vehículos (bus, buseta, microbús, camioneta, etc.), los despachos por corredor vial, número de pasajeros movilizados por corredor, distancias entre ciudades; se proyectó una posible demanda de hidrógeno desde Bogotá a otras ciudades, y una para el sistema de transporte estudiado.

#### 5.1.1 Despacho por clase de vehículo

En la Tabla 4 y la Figura 4 se presenta la cantidad de despachos desde la Terminal Salitre de Bogotá desde el año 2021 hasta mayo del año 2024, por cada clase de vehículo.

Tabla 4. Despachos por tipo de vehículos desde la Terminal de Bogotá sede Salitre. Fuente: Mintransporte 2024.

Clase Vehículo	2021	2022	2023	2024
AUTOMOVIL	911	1.116	1.141	367
BUS	411.052	480.756	513.140	171.364
BUSETA	186.190	203.918	200.533	63.859
CAMIONETA	16.563	18.751	15.545	4.407
MICROBUS	375.923	409.564	412.596	129.687

El análisis de los datos revela una tendencia de incremento en la clase de vehículos buses en los años 2021 al 2022 y 2023, para la clase de vehículos buseta y camioneta, se observa un decrecimiento en los despachos registrados a lo largo de los años 2021 a 2023.

A continuación, en la Tabla 5 se presenta el crecimiento entre las categorías entre los años 2021-2022, 2022-2023 y 2021-2023.

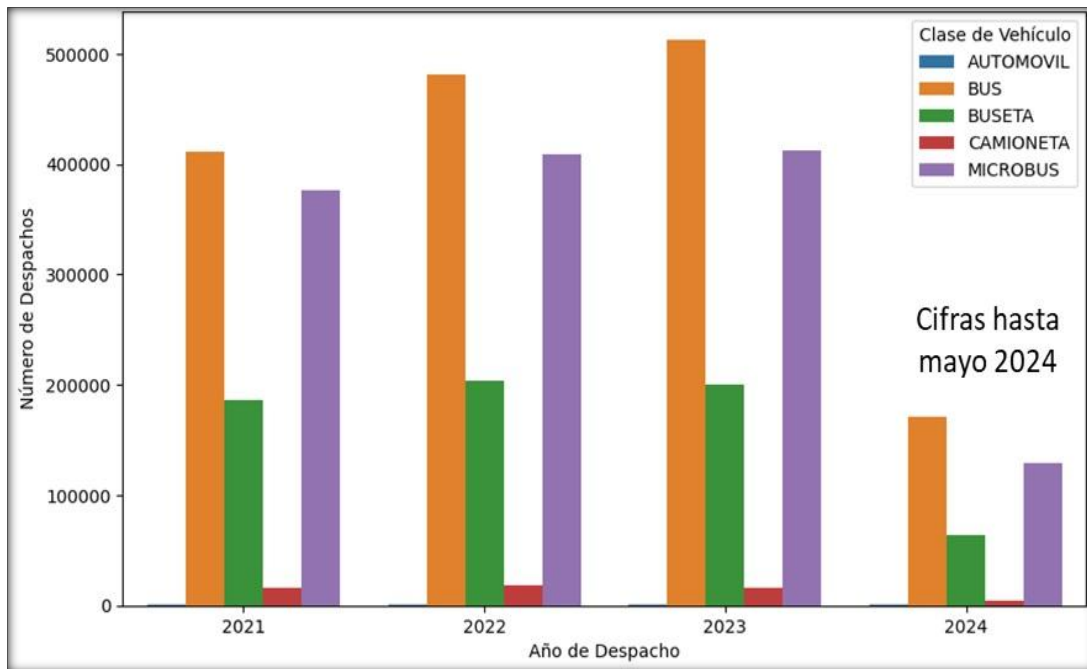


Figura 4. Tipos de vehículos despachados desde la Terminal de Bogotá sede Salitre. Fuente: Este estudio.

Tabla 5. Incrementos de despachos de vehículos de los últimos tres años. Fuente: Este estudio, con base en datos de MINTRANSPORTE.

Clase de Vehículo	Incremento 2021-2022	Incremento 2022-2023	Incremento 2021-2023
AUTOMOVIL	22,50%	2,24%	25,25%
BUS	16,96%	6,74%	24,84%
BUSETA	9,52%	-1,66%	7,70%
CAMIONETA	13,21%	-17,10%	-6,15%
MICROBUS	8,95%	0,74%	9,76%

Los incrementos más significativos ocurrieron en los automóviles entre 2021 y 2022 (22,50%) y en los buses entre 2021 y 2022 (16,96%). Sin embargo, las camionetas y busetas muestran una disminución de 17,1% y 1,66% respectivamente entre 2022 y 2023.

Además, al examinar los datos, se destaca que la clase de vehículo con el mayor despacho es el bus, con cifras significativamente superiores a las de otras categorías, lo que sugiere su papel central en el transporte de pasajeros en las terminales terrestres.

Esta tendencia subraya la importancia de este tipo de vehículos en la movilidad urbana y el transporte de pasajeros a gran escala.

### 5.1.2 Despachos por corredor vial.

Se puede observar en la Figura 5, el número de despachos por corredor vial que salen de la Terminal Salitre de Bogotá.

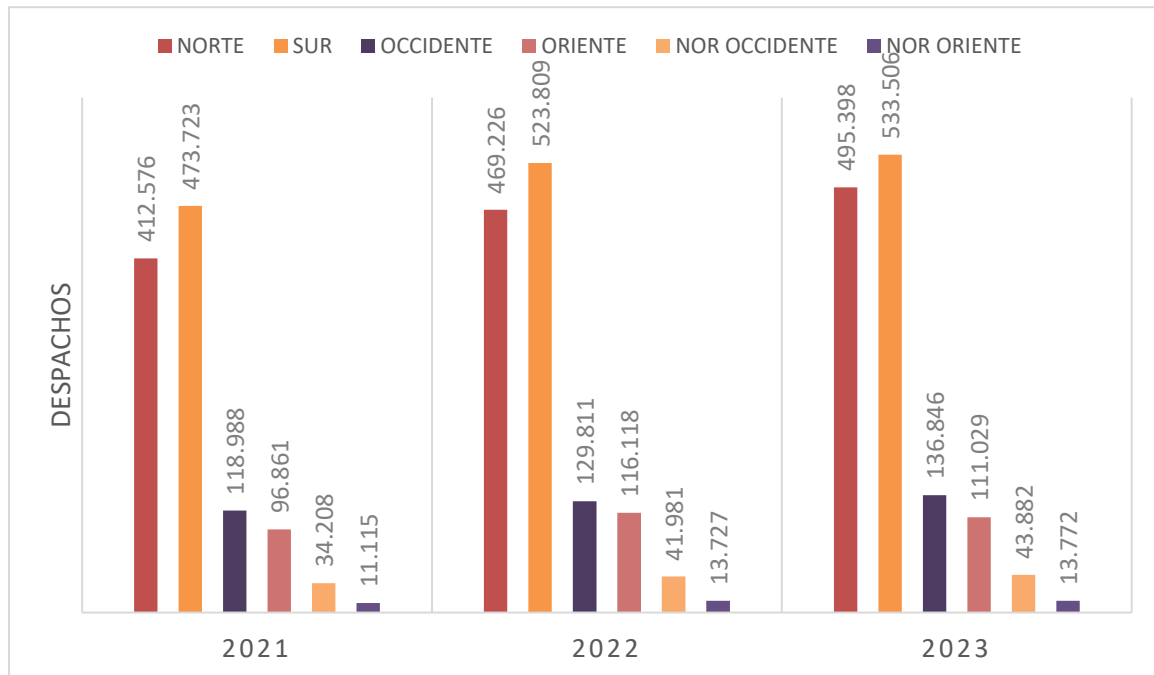


Figura 5. Número de despachos por corredor vial en los años 2021, 2022 y 2023. Fuente: Este estudio.

Se observa un aumento constante de despachos cada año. En 2021, se realizaron 1.147.471 despachos; en 2022, esta cifra ascendió a 1.294.672, lo que representa un incremento del 12,8% respecto a 2021.

Para 2023, el total fue de 1.334.433 despachos, un aumento del 3,1% en comparación con el año anterior.

Los corredores principales, tanto el del norte como el del sur, concentran la mayor parte de los despachos, lo que sugiere que son las rutas más utilizadas.

En 2023, el corredor norte representó el 37,1% del total de despachos y el corredor sur, el 40,0%. Ambos han mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años: el corredor norte creció un 20,1% entre 2021 y 2023, mientras que el sur aumentó un 12,6% en el mismo período.

Sin embargo, el incremento del número de despachos entre 2022 y 2023 (3,1%) fue menor en comparación con el 2021 y 2022 (12,8%), lo que podría indicar una estabilización en la demanda o una menor expansión en los servicios

### 5.1.3 Número de pasajeros movilizados en los diferentes corredores viales.

En la Figura 6 se presentan las cantidades de pasajeros que se desplazaron durante los años 2021, 2022 y 2023.

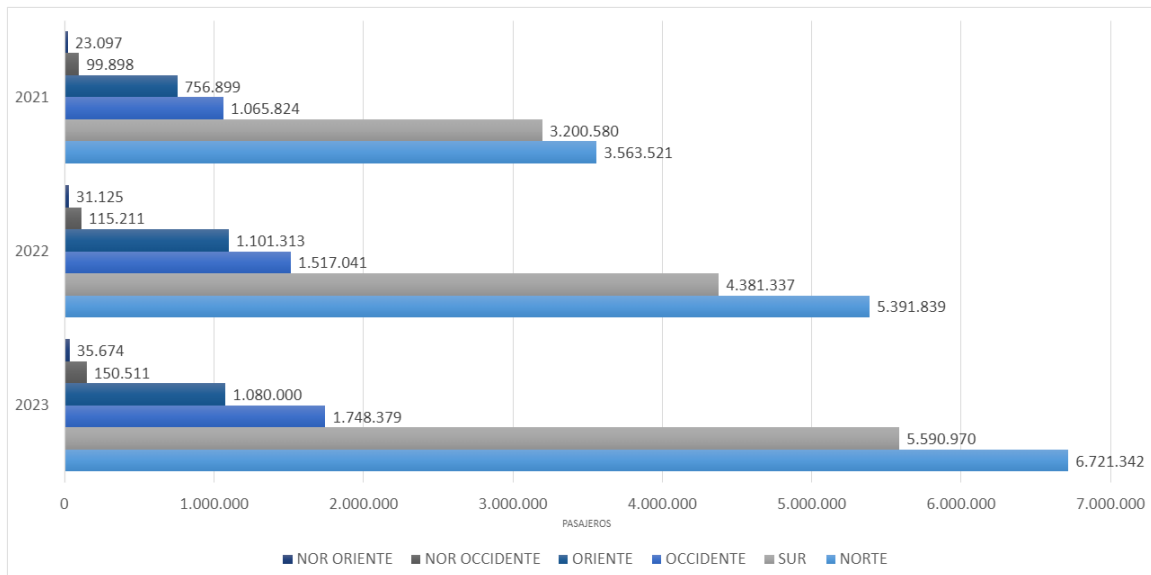


Figura 6. Pasajeros movilizados anualmente por corredor vial. Fuente: Este estudio con base en la información de MINTRANSPORTE.

De acuerdo con la Figura 6 entre 2021 y 2023 se ha observado un crecimiento constante en el número de pasajeros movilizados en todos los corredores viales. La variación de 2021 a 2022 se observa que el número de pasajeros aumentó considerablemente. En el corredor norte, pasó de 3.563.521 a 5.391.839 pasajeros, lo que representa un incremento del 51,4%. En el corredor sur, el aumento fue del 36,9%, pasando de 3.200.580 a 4.381.337 pasajeros.

En el periodo de 2022 a 2023, aunque el crecimiento continuó, fue más moderado. En el corredor norte, el número de pasajeros ascendió de 5.391.839 a 6.721.342, un incremento del 24,6%. En el corredor sur, el aumento fue del 27,6%, de 4.381.337 a 5.590.970 pasajeros.

El sistema de transporte muestra un crecimiento sostenido en el número de pasajeros movilizados, con los corredores norte y sur representando la mayor parte del volumen de pasajeros. Los corredores secundarios, como los de occidente y oriente, también presentan un crecimiento notable, aunque en menor escala. Los corredores menos transitados, como noroccidente y nororiental, muestran incrementos más moderados.

En general se observa un crecimiento constante en el número de pasajeros movilizados en todos los corredores viales entre los tres años.

### 5.1.4 Distancias entre las ciudades de Colombia.

La Tabla 6 proporciona información esencial para analizar las rutas de transporte intermunicipal en el país.

Este cuadro muestra la distancia en kilómetros entre las terminales de transporte de las principales ciudades, lo que permite una visión clara de los recorridos que deben realizar los buses intermunicipales, empleando la herramienta de Google maps (MejoresRutas, 2017).

A estas distancias se les ha sumado 5 km adicionales como margen de seguridad por variaciones imprevistas en los recorridos. La elección de 5 km se basa en criterios técnicos, prácticos y de precaución, prevé posibles desvíos por mantenimiento de vías, congestiones de tráfico vehicular no programadas, etc. Por un lado, una distancia menor podría resultar insuficiente para cubrir imprevistos comunes en trayectos largos, mientras que una distancia mayor podría inflar innecesariamente los cálculos de consumo energético y recursos, generando sobrecostos.

Las distancias en kilómetros desde Bogotá a las principales ciudades son tomadas para estimar la demanda de transporte intermunicipal, ya que las distancias influyen directamente en la frecuencia de los viajes, el tiempo de recorrido, y las necesidades de los pasajeros en términos de confort y tiempos de espera.

Además, la longitud de los trayectos es un factor clave en la determinación de las rutas más frecuentadas, las cuales requieren una mayor capacidad de buses o una mayor frecuencia de despachos.

Tabla 6. Distancia en km desde Bogotá a las principales ciudades del país, por corredor vial. Fuente: Google maps (2024).

norte	sur	occidente	oriente	noroccidente	nororiente
Bogotá	Bogotá	Bogotá	Bogotá	Bogotá	Bogotá
Medellín (415km)	Girardot (125km)	Ibagué (200km)	Villavicencio (110km)	Villeta (88km)	Ubaté (100km)
Caucasia (647km)	Neiva (325km)	Cali (480km)	Puerto Gaitán (310km)	Puerto Boyacá (296km)	Tunja (188km)
Planeta Rica (670km)	Pitalito (510km)	Popayán (610km)	Puerto Carreño (970km)	Medellín (415km)	Sogamoso (260km)
Sincelejo (802km)	Florencia (613km)	Pasto (845km)		Santa Fe de Antioquia (480km)	Soatá (380km)
Barranquilla (1.025km)		Ipiales (925km)		Cañasgordas (535km)	Málaga (488km)
Santa Marta (1.125km)				Dabeiba (584km)	Chitagá (535km)
Riohacha (1.295km)				Mutatá (640km)	Pamplona (581km)
				Turbo (750km)	Cúcuta (655km)

### 5.1.5 Proyección de la demanda de hidrógeno para rutas desde Bogotá a ciudades principales.

Para llevar a cabo este cálculo, se han utilizado datos específicos de consumo de hidrógeno basados en un modelo de autobús de hidrógeno existente, el **Caetano H<sub>2</sub> City Gold LHD**. (CaetanoBus, 2024). Este autobús tiene una capacidad de 40 personas sentadas y un consumo estimado de 20 kg de hidrógeno por día, con una autonomía de 300 km.

En la Tabla 7 se ha determinado el consumo por kilómetro teniendo en cuenta los parámetros del autobús de hidrógeno, realizando el cálculo de la cantidad de hidrógeno necesario para recorrer la distancia (km) de las ciudades más representativas cuya salida es la TTBS.

Tabla 7. Hidrógeno necesario para llegar a las ciudades representativas desde Bogotá. \*Fuente: Google maps.

Item	Ciudad destino	Distancia_km*	Hidrógeno necesario_kg	Viajes_con_20kg	Repostaje
1	Villavicencio	110	7,37	2,71	No
2	Ibagué	200	13,40	1,49	No
3	Armenia	279	18,69	1,07	No
4	Neiva	325	21,78	0,92	Si
5	Manizales	319	21,37	0,94	Si
6	Pereira	326	21,84	0,92	Si
7	Bucaramanga	412	27,60	0,72	Si
8	Medellín	415	27,81	0,72	Si
9	Cali	480	32,16	0,62	Si
10	Cúcuta	655	43,89	0,46	Si
11	Pasto	845	56,62	0,35	Si
12	Santa Marta	1125	75,38	0,27	Si
13	Barranquilla	1025	68,68	0,29	Si
14	Cartagena	1083	72,56	0,28	Si

La autonomía del vehículo se calcula usando la siguiente ecuación:

$$\text{Autonomía} = \frac{\text{Carga de combustible [kg H}_2\text{]}}{\text{Máxima distancia sin repostar [km]}}$$

La cual relaciona la carga de combustible y la máxima distancia que pueda recorrer sin necesidad de repostar.

Para el bus Caetano H<sub>2</sub> City Gold LHD será:

$$\text{Autonomía} = \frac{20 \text{ kg H}_2}{300 \text{ km}} = 0,067 \frac{\text{kg H}_2}{\text{km}}$$

Para una ciudad como Cali, que dista 480km desde Bogotá, el bus necesitará 32,16 kg de H<sub>2</sub>, como se demuestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Carga de combustible [kg H}_2\text{]} = 0,067 \frac{\text{kg H}_2}{\text{km}} * 480\text{km} = 32,16\text{kg H}_2$$

Por lo tanto, se requerirá que haya una estación de repostaje en un sitio intermedio entre las ciudades que estén a más de 300 km, o que el bus haga recorridos a destinos que no sobrepasen los 150 km para que alcance a ir y volver sin repostar por el camino.

Se puede concluir que el resultado de este análisis permitirá obtener la cantidad de hidrógeno que requiere un bus para desplazarse entre la ciudad de Bogotá y las ciudades principales.

### **5.1.6 Proyección de la demanda de hidrógeno para el sistema de transporte estudiado.**

El escenario de inserción según Cobo Ángel et al. (2022) establece que desde el año 2030, los vehículos FCEV comenzarán a ganar participación en el mercado, debido a que se volverán más competitivos que los BEV. Además, se prevé que la implementación de incentivos como subvenciones, regulaciones y beneficios fiscales aceleren la adopción de tecnologías de cero emisiones en el transporte público.

La demanda de hidrógeno (H<sub>2</sub>) en el sector transporte, enfocada en vehículos pesados (buses, camiones y tractocamiones), crecerá progresivamente hasta alcanzar 1.190 kt en 2050. El hidrógeno comenzará a tener presencia en 2033, con menos del 1% de la demanda energética del sector, aumentando al 20% para 2050. Este crecimiento refleja una sustitución parcial del gas natural, diésel y gasolina, lo cual impacta positivamente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector (Cobo Ángel, Barraza Botet, Cantillo Cuello, & Uribe Laverde, 2022).

Para estimar la demanda de H<sub>2</sub> para el transporte que opera actualmente se realizó el comparativo de los 18.240 autobuses actuales (Ministerio de Transporte, 2022) (Mintransporte, 2023).

Se ha estimado el consumo promedio de combustible diésel de un autobús teniendo en cuenta que depende de varios factores, como la eficiencia del motor, el tipo de trayecto, la carga, etc. Sin embargo, un valor típico de consumo de diésel para autobuses interurbanos es alrededor de 3 a 5 km/litro. Suponiendo que cada autobús recorre 300 km/día en promedio, y tomando un valor intermedio de 4 km/litro, podemos calcular el consumo diario de un autobús a diésel a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo [L]} = \frac{\text{Distancia [km]}}{\text{Rendimiento } \left[\frac{\text{km}}{\text{L}}\right]} = \frac{300 \text{ km}}{4 \text{ km/litro}} = 75 \text{ litros}$$

Por lo tanto, un bus a diésel consumirá 75 L en un recorrido diario de 300 km. El consumo nacional diario total estimado para 18.240 buses corresponde a 1.368.000 litros/día.

Realizando la comparación con la demanda de hidrógeno, se ha establecido que la energía contenida en 1 kg de hidrógeno es 39,6 kWh (IEA-ETSAP, 2014), y 1 litro de diésel contiene aproximadamente 10 kWh de energía. Por lo tanto, el consumo energético de diésel por cada día sería de:

$$1.368.000 \text{ litros} \times 10 \text{ kWh} = 13.368.000 \text{ kWh/ día}$$

De manera que la demanda de hidrógeno será de:

$$\text{Demanda de hidrógeno} = \frac{13.368.000 \text{ kWh}}{39,6 \text{ kWh/kg}} = 337.575,8 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

Así que, se estima una demanda diaria de 337,6 toneladas de H<sub>2</sub> para una flota de 18.240 buses.

Esta demanda se encuentra dentro de las proyecciones de la hoja de ruta del hidrogeno, teniendo en cuenta el estudio de Cobo Ángel et al. (2022), y se espera que la demanda de hidrógeno en el sector de transporte pesado crezca progresivamente hasta alcanzar 1.190.000 toneladas en 2050, esto equivaldría a 3.260 toneladas diarias de H<sub>2</sub>.

Por lo tanto, el valor de 337,6 toneladas/día que se calculó para reemplazar el consumo de diésel en 18.240 autobuses representa aproximadamente el 10,3% de la demanda diaria proyectada para 2050 en el sector transporte pesado (buses, camiones y tractocamiones).

Este tamaño de producción resulta apropiado para una fase de prueba o escalamiento inicial, dado que la demanda de hidrógeno en el sector de transporte comenzará a cobrar relevancia a partir del año 2033. Así, la capacidad planteada podría servir como una base para evaluar la viabilidad técnica y financiera antes de avanzar a una producción a mayor escala.

## **5.2 Generación de Energías Renovables (No Convencionales) para una ruta del sistema de transporte estudiado.**

Para evaluar el mejor lugar geográfico para establecer una una estación generadora de producción de hidrógeno para un sistema de transporte intermunicipal se seleccionaron las cinco terminales con mayor número de despachos. En la Figura 7 se muestran en colores violeta los terminales con mayores números de despachos.

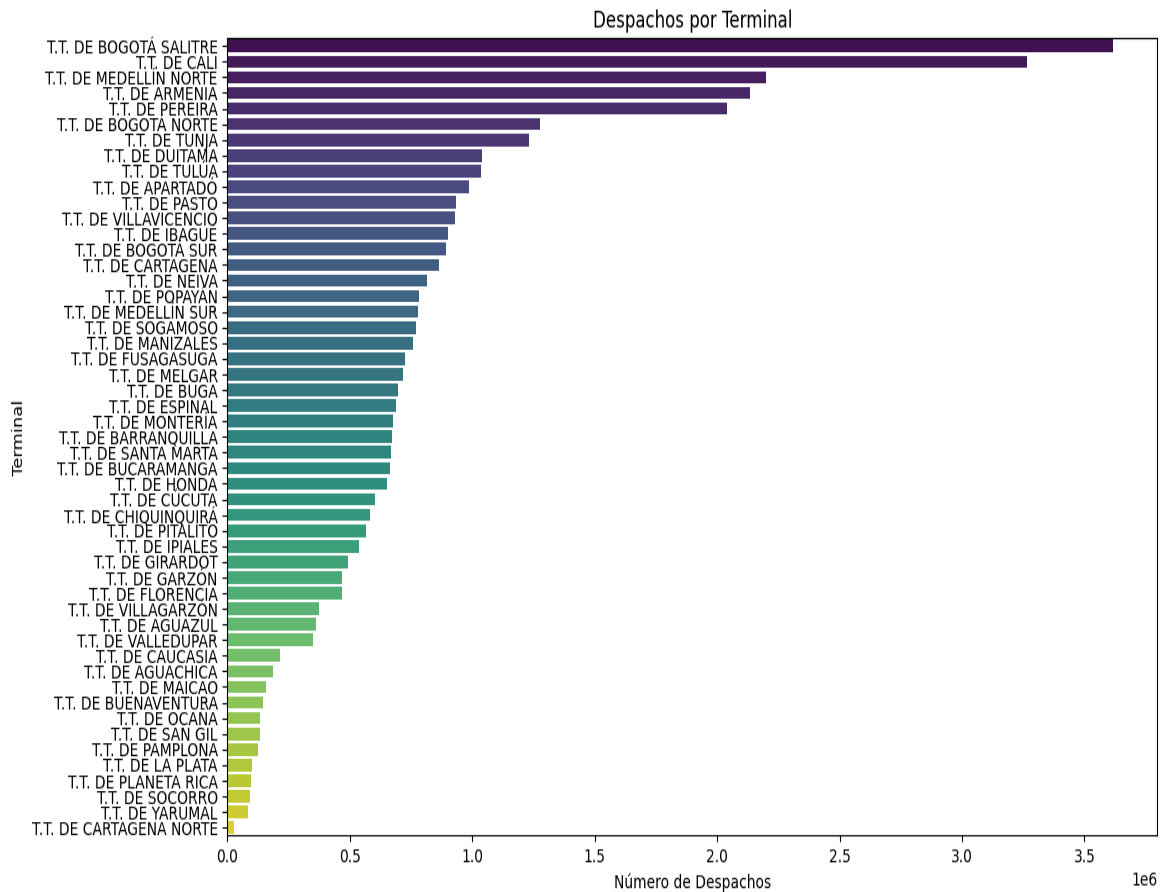


Figura 7. Terminales con sus respectivos despachos. Fuente: Este estudio basado en los datos de MINTRANSPORTE.

Para el análisis se tuvieron en cuenta las terminales de transporte de pasajeros de Bogotá, Cali, Medellín, Tunja y Villavicencio. La Tabla 8 resume la disponibilidad del recurso solar, número de despachos, y las áreas disponibles para instalar paneles solares en las terminales seleccionadas.

Tabla 8. Datos de recurso solar, y áreas disponibles en los techos de las terminales con mayor número de despachos del país. Fuente: este estudio basado en los datos de MINTRANSPORTE.

Terminales	Recurso Solar kWh/kWp (año)	Recurso área en techos m <sup>2</sup> aprox	Número de despachos
TT Bogotá Salitre	1.191,7	19.000	3.617.383
Cali	1.264,8	3.060	3.263.736
Medellín norte	1.414,2	13.606	2.200.603
Tunja	1.489,1	5.481	1.232.789
Villavicencio	1.275,2	6.065	929.701

Recurso solar: Promedios anuales de Irradiación normal directa kWh/kWp, valores tomados de la página web Global Solar Atlas.

Recurso de área: Espacio suficiente para paneles solares, se estimó midiendo la superficie de los techos de los terminales de transporte con la herramienta Google Maps.

### **Análisis de resultados:**

- Bogotá (Salitre), tiene un área disponible de 19.000 m<sup>2</sup> en su techo al que incide un recurso solar moderado de 1.191,7 kWh/kWp que se aprovecharía con paneles solares para atender una potencial demanda de hidrógeno dado su número de despachos, posicionándola como una excelente opción para la implementación de una estación generadora.
- Medellín Norte sigue siendo una opción sólida, con buena irradiación solar (1.414,2 kWh/kWp) y un área disponible de 13.606 m<sup>2</sup>, además de una demanda considerable.
- Cali tiene una buena combinación de irradiación solar (1.264,8 kWh/kWp) y demanda, aunque su área disponible es menor (1.264,8 m<sup>2</sup>) en comparación con Tunja y Medellín.
- Tunja, a pesar de tener el mejor recurso solar (1.489,1 kWh/kWp), tiene una demanda y un área limitadas (5.481 m<sup>2</sup>) en su techo, lo que reduce su viabilidad para una estación generadora, pero que se puede reevaluar dadas las amplias zonas verdes que componen el área total que están sin intervenir.
- Villavicencio, con área moderada de 6.065 m<sup>2</sup> y un recurso solar de 1.275,2 kWh/kWp, presenta una viabilidad relativamente menor en comparación con otras ciudades debido a su menor demanda. Sin embargo, no se descarta completamente su potencial.

Por tanto, la Terminal de Bogotá sede Salitre (TTBS) se convierte en la mejor opción para establecer una estación generadora de hidrógeno. Su área disponible, combinada con la mayor demanda de hidrógeno, supera su recurso solar más bajo en comparación con otras ciudades, como se puede observar en la Figura 8.

Aunque Medellín es una opción viable, Bogotá ofrece mayores ventajas como el mayor número de despachos hacia y desde otras ciudades, así como la mayor movilidad de pasajeros en todo el país, lo que favorece que tenga más impacto social y consecuentemente respaldo para su implementación, que a la larga redundará en una mayor capacidad de producción.

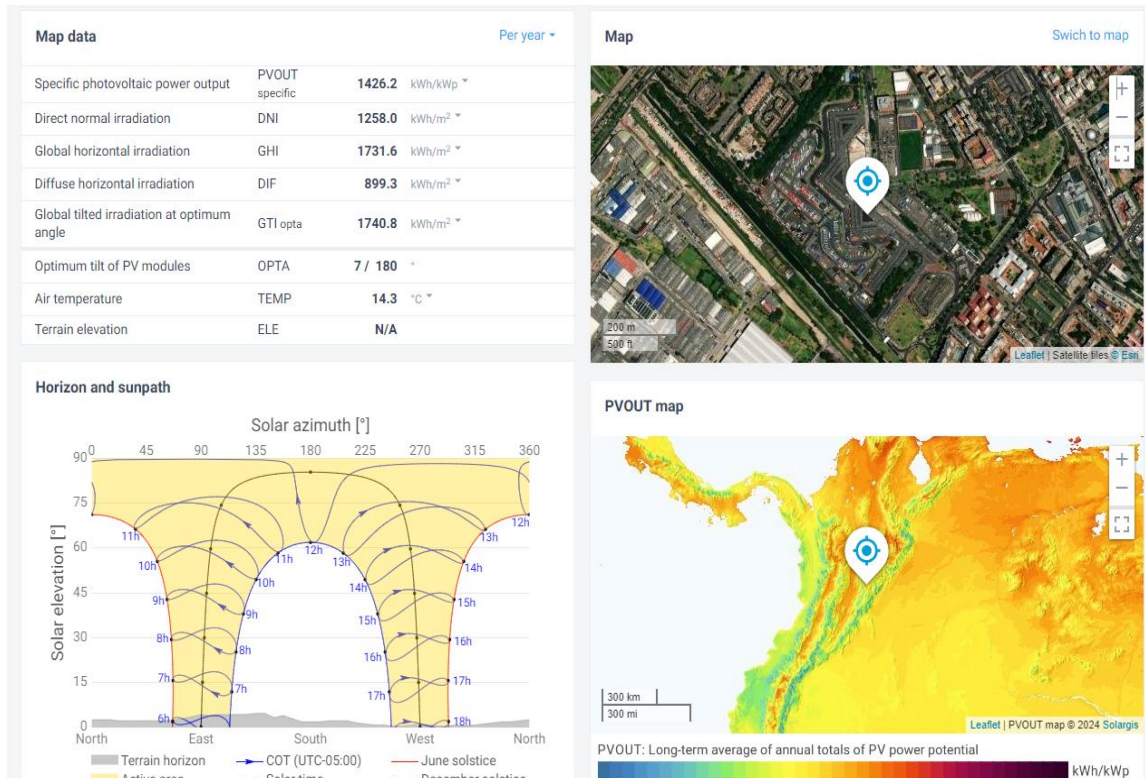


Figura 8. Información de la evaluación del recurso solar en TTBS. Fuente (Group, 2024).

Basándonos en la información suministrada por el atlas de radiación solar en Colombia, se obtiene la información presentada en la Tabla 9.

Tabla 9. Ranking de las terminales de Colombia en cuanto a sus características geográficas, de movilidad y de disponibilidad de recurso solar. Fuente: Este estudio. Con datos de MINTRANSPORTE, Global Solar Atlas.

Terminal	PVOUT kWh/kWp	DNI kWh/m <sup>2</sup>	GHI kWh/m <sup>2</sup>	DIF kWh/m <sup>2</sup>	GTI opta kWh/m <sup>2</sup>	OPTA (°)	Rank*
TT Bogotá Salitre	1426,2	1191,7	1731,6	899,3	1740,8	7/180°	1,86
Cali	1503,3	1245,2	1860,9	852,3	1864,3	4/180°	1,53
Medellín norte	1556,4	1402,2	1939,9	915,6	1949,6	7/180°	1,75
Tunja	1562,6	1465,0	1867,7	862,3	1908,6	10/180°	1,49
Villavicencio	1455,2	1147,5	1775,6	948,6	1782,2	6/180°	1,37

NOTA: El ranking de las terminales se obtuvo asignando un puntaje basado en el mayor porcentaje del área disponible y a las condiciones de irradiación solar del lugar de cada terminal. De esta forma es la TTBS la que mejores condiciones ofrece.

Los datos indican que la TTBS tiene un buen potencial solar, con una irradiación solar global horizontal (GHI=1731,6 kWh/m<sup>2</sup>) elevada y un rendimiento fotovoltaico (PVOUT) razonable (1426,2 kWh/kWp). La radiación directa (DNI) es moderada (1191,7 kWh/m<sup>2</sup>). El ángulo óptimo de inclinación (OPTA) de los paneles es bajo (7/180°), lo que facilita su instalación en tejados planos o ligeramente inclinados.

Para obtener las Horas Solar Pico (HSP) se usa la siguiente ecuación:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación anual promedio [kWh/m}^2\text{]}}{\text{días año [kWh/m}^2\text{]}} = \frac{1.731,6 \text{ kWh/m}^2}{365 \text{ días}} = 4,74 \text{ horas}$$

Usando el valor de la irradiación promedio anual en Global Horizontal Irradiation (GHI) es de 1.731,6 kWh/m<sup>2</sup> por año y dividiendo por 365 días se obtiene que la HSP es de 4,74 horas. Ahora, comparado este dato con los reportados en el documento de la UPME, este dato para Bogotá es de 4,82 kWh/día, lo que indica que se está dentro de parámetros. (UPME, 2015).

### 5.2.1 Sistema fotovoltaico

Para estimar el sistema fotovoltaico en el TTSB, se considera el número de paneles que se pueden instalar en la superficie disponible en su techo. Para ello, se tiene en cuenta el Factor de Cobertura del Terreno (*Ground Coverage Ratio*, GCR), que representa la relación entre el área cubierta por los paneles solares y el área total disponible.

Dado que la instalación debe considerar pasillos, espacios para mantenimiento y la irregularidad del terreno, no se podrá utilizar toda el área para la colocación de paneles. Por lo tanto, se establecerá además de lo recomendado por IRENA, un 5% adicional por otras irregularidades, para estimar sobre un GCR<sup>1</sup> del 54%.

Como se puede ver en la Figura 9, empleando la herramienta de medición de áreas del aplicativo Google Maps, se obtuvo que el área disponible es de aproximadamente 19.000 m<sup>2</sup>.

$$\text{Área útil} = \text{Área disponible} * (1 - \text{GCR})$$

Si el GCR es del 54% este dato es igual a 0,54, entonces

$$\text{Área útil} = 19.000 \text{ m}^2 * (1 - 0,54) = 8.854 \text{ m}^2$$

---

<sup>1</sup> El GCR es un parámetro que varía según el tipo de instalación del sistema fotovoltaico, la tecnología utilizada y el diseño del sistema. Aunque no hay un valor estándar absoluto para el GCR, el valor del 50% es comúnmente utilizado en muchas referencias y proyectos reales de energía solar fotovoltaica. Este valor balancea la eficiencia del espacio disponible con la necesidad de mantener pasillos para mantenimiento y la prevención de sombras entre los paneles. Para este caso se tomó el valor de 54% (0,54).



Figura 9. Área disponible de los techos de la TTBS empleando Google Maps. Imagen tomada de Google maps y modificada para los fines de este estudio.

Ya, con el área útil se aplica la siguiente ecuación, y de acuerdo con el panel a emplear, que para este caso es un SEAFORST<sup>2</sup> de 700 W que tiene un área de 3,11 m<sup>2</sup>, se estima que la cantidad de paneles que se pueden instalar son:

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{área útil}}{\text{área por panel}} = \frac{8.854 \text{ m}^2}{3,11 \text{ m}^2} = 2.850 \text{ paneles}$$

Teniendo las Horas Solar Pico (HSP) de 4,74 horas/día y con paneles de 700 W se calculó la capacidad del sistema con la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad diaria (kWh)} = \text{Número de paneles} * \text{potencia del panel (kW)} * \text{HSP}$$

<sup>2</sup> Referencia de panel se encuentra en [https://es.seaforestpv.com/700w-super-high-efficiency-high-power-topcon-double-sided-solar-modules\\_p45.html](https://es.seaforestpv.com/700w-super-high-efficiency-high-power-topcon-double-sided-solar-modules_p45.html)

Obteniendo:

$$\text{Capacidad diaria (kWh)} = 2.850 * 0,7(\text{Kw}) * 4,74 \text{ h} = 9.456,3 \text{ kWh/día}$$

$$\text{Capacidad anual de } 3.451.459,5 \text{ kWh} = 3,4 \text{ GW}$$

Actualmente el TTSB tiene un consumo promedio de 1.204 kWh/día para el funcionamiento administrativo y comercial, conforme a los consumos de energía suministrados por la administración del terminal.

En este ejercicio no se contempla descontar lo de su consumo administrativo y comercial, ya que seguirá conectado a la red del sistema nacional.

### 5.2.2 Selección del Inversor.

Una vez estimada la cantidad de paneles, se selecciona el inversor, que de acuerdo con (Dunlop, 2012) se deben cumplir las condiciones que se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Condiciones para seleccionar el inversor. Fuente: Tomado y adaptado de Dunlop, 2012.

#	Condiciones de selección	Rangos mínimos
1	Potencia máxima de entrada DC inversor > Wp del arreglo de paneles.	2,850×700 W=1,995,000 W ≥ 1,9 MW
2	Corriente máxima entrada DC Inversor > Isc arreglo de paneles.	Dependerá de cómo se conecten los paneles (en serie o paralelo).
3	Voltaje máximo y VOC del arreglo debe estar en el rango de voltaje de entrada del inversor.	El VOC de cada panel se debe sumar cuando los paneles están en serie, y el resultado debe estar dentro del rango de voltaje que el inversor puede soportar.
4	Voltaje máximo de baterías debe estar en el rango de operación de baterías del inversor.	Si el sistema incluye almacenamiento con baterías, es importante asegurarse de que el voltaje máximo de las baterías esté dentro del rango de voltaje de operación del inversor para cargar y descargar de manera eficiente.

### Cálculo del número de inversores.

Teniendo en cuenta las condiciones mínimas requeridas, en la Tabla 11 se presentan las condiciones que el inversor debe tener.

Tabla 11. Condiciones técnicas para seleccionar el inversor. Fuente: Tomado y adaptado de Dunlop, 2012.

#	Potencia máxima de entrada DC	Corriente máxima de entrada DC	Voltaje máximo de entrada DC	Número de MPPT	Comentarios
1	100 kW	260 A	1.100 V	10	Compatible con sistemas fotovoltaicos medianos-grandes. Su alta corriente de entrada lo hace adecuado para configuraciones con paneles de menor voltaje, pero mayores corrientes.
2	150 kW	320 A	1.500 V	12	Ideal para proyectos fotovoltaicos de mayor escala. Su voltaje máximo de entrada y mayor cantidad de MPPT lo convierten en una opción flexible para diseños complejos.
3	80 kW	200 A	1.000 V	8	Adecuado para sistemas medianos con necesidades energéticas moderadas. Su diseño compacto y corriente de entrada lo hacen eficiente en espacios reducidos.
4	200 kW	400 A	1.500 V	16	Diseñado para grandes sistemas fotovoltaicos, su alto voltaje y múltiples MPPT ofrecen un rendimiento superior en proyectos de mayor capacidad.
5	50 kW	150 A	900 V	6	Opción económica para sistemas más pequeños. Ideal para proyectos iniciales o de menor capacidad que requieran flexibilidad en la configuración

Para la estimación del modelo se seleccionó el inversor<sup>3</sup> de 100 kW por su mayor flexibilidad modular, lo que permitirá un mejor mantenimiento y reducir el impacto de fallas individuales.

$$\text{Potencia del sistema (kW)} = 2.850 \times 0,7 \text{ kW/ panel} = 1.995 \text{ kW}$$

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{Potencia total del sistema kW}}{\text{capacidad del inversor kW}}$$

$$\text{Número de inversores} = \frac{1.995 \text{ kW}}{100 \text{ kW}} = 19,95 \approx 20$$

---

<sup>3</sup> Para este trabajo se empleó el Fronius Tauro D 100kW, cuyas características se pueden encontrar el [https://autosolar.co/inversores-on-grid-trifasicos/inversor-on-grid-trifasico-100kw-fronius-tauro-d?srsltid=AfmBOorfZvg3ASuFr\\_mpdPXJmDPkv2ZzBGfIEhBUzBz50DWgXm9TbrHR](https://autosolar.co/inversores-on-grid-trifasicos/inversor-on-grid-trifasico-100kw-fronius-tauro-d?srsltid=AfmBOorfZvg3ASuFr_mpdPXJmDPkv2ZzBGfIEhBUzBz50DWgXm9TbrHR)

Número de inversores necesarios: 20 inversores de 100 kW para manejar la capacidad total de 1.995 kW.

Compatibilidad con los paneles: Cumple con las condiciones clave en términos de potencia, corriente y voltaje.

Compatibilidad con baterías: Admite sistemas de almacenamiento, siempre que se seleccionen modelos compatibles. Se concluye que por cada 142 paneles se requiere un inversor de 100 kW.

### 5.2.3 Demanda de H<sub>2</sub>BE para una ruta del sistema de transporte estudiado.

Luego se consultaron los diferentes tipos de electrolizadores PEM existentes en el mercado, de la empresa H2B2<sup>4</sup>, con el objetivo de analizar su capacidad de producción de hidrógeno. A partir de esta información, se estimó cuántos buses podrían ser abastecidos diariamente con el hidrógeno producido por cada modelo de electrolizador, considerando el consumo promedio de hidrógeno por kilómetro y a partir de esa información establecer cuanta demanda se puede atender.

Para estimar cuántos buses a H<sub>2</sub>BE se pueden operar con la producción diaria de energía a partir de paneles solares, primero se necesita calcular cuántos kilogramos de hidrógeno se pueden producir con la energía generada y luego, cuántos buses pueden ser alimentados con esa cantidad de H<sub>2</sub>BE.

#### Parámetros técnicos del electrolizador.

- Consumo de hidrógeno por bus: Según los datos disponibles, un bus consume 20 kg de hidrógeno para recorrer 300 km.
- Producción diaria de hidrógeno del electrolizador: ver Tabla 12.

Tabla 12. Parámetros de producción de electrolizadores. Fuente: Datasheet H2B2.

Modelo	Producción H <sub>2</sub> kg	Producción H <sub>2</sub> m <sup>3</sup>	Power need MW	Power need kW
EL100N	215	100	0,5	538
EL200N	430	200	1,0	1.000
EL400N	860	400	2,1	2.100
EL600N	1.290	600	3,1	3.100

---

<sup>4</sup> El electrolizador EL100N de la firma H2B2 puede producir 105,5 Nm<sup>3</sup>/h (227,6 kg/día), y funciona con 538kW. La ficha técnica de este electrolizador se presenta dentro de los anexos.

### Buses que se podrían alimentar de la producción diaria.

Según la ficha del bus, éste consume 20 kg de H<sub>2</sub> al día. Ahora, se usa la fórmula para determinar cuántos buses pueden ser alimentados:

$$\text{Número de buses Nb} = \frac{\text{Producción diaria de H}_2 \text{ (kg) del electrolizador}}{\text{Consumo de hidrógeno por bus } \left(\frac{\text{kg}}{\text{bus}}\right)}$$

$$\text{Nb} = \frac{215 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{20 \frac{\text{kg}}{\text{bus}}} = 10,75 \approx \mathbf{10 \text{ buses/día}}$$

Nota: De acuerdo con la ficha técnica a este electrolizador corresponde a un valor nominal de producción de 227,6 kg/día.

Con el electrolizador elegido, se pueden abastecer al menos 10 buses diarios, como se presenta en la Tabla 13. Con la potencia generada por los paneles (1.995 kW), el sistema fotovoltaico puede soportar hasta 3 electrolizadores de 538 kW (PoB + stack; Power of Balance + Stack)<sup>5</sup>.

Tabla 13. Número de buses que se pueden abastecer según producción de acuerdo al modelo de electrolizador. Fuente: Este estudio basado en el Datasheet de H2B2.

Modelo	Producción H <sub>2</sub> kg	Kg H <sub>2</sub> BE/bus	#buses diarios
EL100N	215	20	10
EL200N	430	20	21
EL400N	860	20	43
EL600N	1.290	20	64

### 5.3 Selección del electrolizador y parámetros de operación.

Debido a que para el uso en vehículos se requiere que el hidrógeno tenga una alta pureza (>99,999%), para evitar deterioros prematuros en la celda de combustible del vehículo, el más adecuado es el electrolizador tipo PEM. La demanda diaria de H<sub>2</sub> para los 10 buses Caetano H<sub>2</sub> City Gold LHD y que es de 215 kg.

En el mercado de las tecnologías de electrolizadores se encuentran toda clase de marcas, características y materiales, principalmente de fabricación española, alemana, china, inglesa y norteamericana. Aquí se evalúan electrolizadores fabricados por la empresa española H2B2.

---

<sup>5</sup> BoP: Balance of Plant, por sus siglas en inglés Balance de Planta.

Se tienen identificadas, de acuerdo con su producción, tres escalas:

- pequeña (hasta 5,5 kg H<sub>2</sub>/día),
- mediana (hasta 134,5 kg H<sub>2</sub>/día) y
- grande (hasta 4.200 kg H<sub>2</sub>/día).

En la Tabla 14 se presentan las diferentes características de los electrolizadores. El presente trabajo se enfoca en el electrolizador requerido para atender la demanda del TTBS, y que al ser de más de 200 kg de H<sub>2</sub> vemos que esta demanda es de gran escala, y por lo tanto se evaluarán los cuatro modelos de esta empresa (EL100N, EL200N, EL400N y EL600N) previendo el incremento gradual de la demanda a medida que la flota de autobuses vaya creciendo.

Tabla 14. Características técnicas de electrolizadores H2B2. Fuente (H2B2 Technologies, 2021).

Escala	Modelo	Capacidad Producción Hidrógeno (Nm <sup>3</sup> /h)	Producción diaria H <sub>2</sub> (kg/day)	Consumo de energía (kW)	Consumo energía AC (kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	Presión de Operación (barg)	Dimensiones (LxWxH, m)	Peso (kg)
Pequeña	EL0.5N	0,5	1,08	3,2	6,5	1-20	1.8 x 0.8 x 2.1	750
	EL1N	1,0	2,15	6,3	6,3	1-20	1.8 x 0.8 x 2.1	750
	EL2N	2,0	4,31	12,0	6,0	1-20	1.8 x 0.8 x 2.1	800
Mediana	EL10N	10,05	21,68	53,2	5,3	15-40	3.0 x 2.4 x 2.9	5.000
	EL20N	20,0	43,0	106,6	5,2	15-40	6.0 x 2.4 x 2.9	11.000
	EL30N	31,7	68,4	164,8	5,2	15-40	6.0 x 2.4 x 2.9	11.000
	EL60N	63,3	136,58	329,2	5,2	15-40	6.0 x 2.4 x 2.9	13.000
Gran	EL100N	100,0	215,0	515,0	5,1	15-40	12.0 x 2.4 x 2.9	18.000
	EL200N	200,0	430,0	1.030,0	5,1	15-40	12.0 x 2.4 x 2.9	38.000
	EL400N	400,0	860,0	2.060,0	5,1	15-40	2 x 12.0 x 2.4 x 2.9	45.000
	EL600N	600,0	1.290,0	3.100,0	5,1	15-40	3 x 12.0 x 2.4 x 2.9	45.000

Según el fabricante H2B2, para proyectos de mayor escala, los modelos de electrolizadores EL100N hasta EL600N proporcionan una capacidad de producción significativa, adecuada para abastecer flotas grandes y cubrir una demanda diaria considerable de hidrógeno. Estos modelos permiten un enfoque modular y escalable para aquellos proyectos que buscan expandirse, ofreciendo una capacidad notable sin comprometer la eficiencia operativa.

Los modelos EL100N y superiores son ideales para un despliegue más amplio. Por ejemplo, el EL100N produce hasta 100 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno, equivalente a aproximadamente 215 kg al día, lo cual sería suficiente para abastecer una flota más amplia de autobuses con mayor flexibilidad operativa.

El EL200N, con una producción de 200 Nm<sup>3</sup>/h (aproximadamente 430 kg al día), duplica la capacidad del EL100N y permite cubrir las necesidades de flotas más extensas. En casos de alta demanda continua, los modelos EL400N y EL600N ofrecen producciones de 400 Nm<sup>3</sup>/h (860 kg al día) y 600 Nm<sup>3</sup>/h (1,290 kg al día), respectivamente, ideales para un suministro sostenido en proyectos de gran envergadura (H2B2 Technologies, 2021).

En cuanto al consumo energético, los modelos más grandes de esta serie mantienen una eficiencia competitiva, con un consumo que oscila entre 5,1 y 5,2 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>. Esto es favorable para proyectos a gran escala, ya que reduce los costos operativos y maximiza el aprovechamiento de la energía, especialmente en instalaciones donde la sostenibilidad y la eficiencia son prioritarias. Por ejemplo, el EL100N consume alrededor de 5,1 kWh/Nm<sup>3</sup>, lo que permite una producción de hidrógeno de forma sostenible para aplicaciones a gran escala, mientras que los modelos superiores, como el EL200N y hasta el EL600N, mantienen un consumo de 5,1 a 5,2 kWh/Nm<sup>3</sup>, distribuyendo eficientemente el consumo de energía sobre una mayor producción.

Estos electrolizadores también presentan mayores dimensiones y pesos, propios de una capacidad de producción ampliada. El EL100N y el EL200N se instalan en contenedores de 84 m<sup>3</sup> (12m\*2,4m\*2,9m), lo que requiere una planificación logística adicional, pero sigue siendo viable para infraestructuras de mayor tamaño. Los modelos EL400N y EL600N, que requieren dos contenedores de 84 m<sup>3</sup>, ocupan aún más espacio y son de considerable peso; sin embargo, estas dimensiones son manejables para instalaciones fijas en terminales de transporte o plantas de hidrógeno a gran escala, garantizando un suministro continuo para flotas de autobuses.

En términos de pureza, estos modelos aseguran una calidad de hidrógeno superior al 99,999%, lo cual es esencial para el óptimo funcionamiento de las celdas de combustible de los autobuses, asegurando la longevidad y el rendimiento del sistema de propulsión. Finalmente, las condiciones ambientales también están contempladas en estos modelos, ya que están diseñados para operar en exteriores y soportan temperaturas entre 5°C y 45°C, ideales para el clima de Bogotá sin necesidad de adaptaciones adicionales.

En conclusión, para proyectos de mayor escala que requieran un suministro continuo y abundante de hidrógeno, los modelos EL100N hasta EL600N ofrecen la flexibilidad y la capacidad necesarias para satisfacer las necesidades de transporte intermunicipal. Son opciones adecuadas para operaciones sostenidas y ampliables en una flota extensa, proporcionando eficiencia energética, alta producción y facilidad de instalación en infraestructuras a gran escala.

Para efectos del presente trabajo, se ha determinado un diseño de planta similar al representado en la Figura 10, y dado que el principal componente de la estación generadora

es el electrolizador, se pueden determinar que los parámetros de diseño para satisfacer la demanda que se ha calculado en el capítulo anterior.

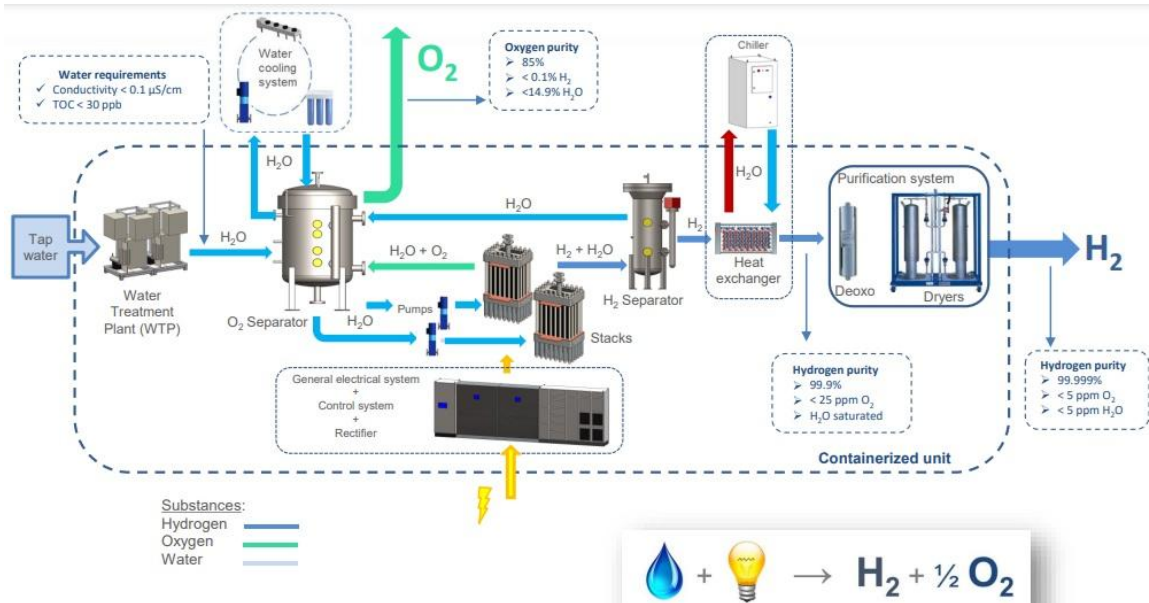


Figura 10. Diseño de la Balance de Planta (BoP) con un electrolizador PEM. Tomado de (H2B2 Technologies, 2021).

La demanda de  $\text{H}_2$  que se espera satisfacer son 215 kg/día de  $\text{H}_2$ , por lo que las facilidades de planta deben orientarse a satisfacer tal requisito.

#### 5.4 Estimación de las emisiones de $\text{CO}_2$ evitadas.

Realizando este ejercicio con la calculadora de emisiones de la UPME (2016), y asumiendo que un bus a diésel para recorrer 300 km consume 75L de Diesel (19,81 galones) se obtienen los datos de la Tabla 15. Que la flota estimada en este ejercicio es de 10 buses, que consumen anualmente 301.125 L de Diesel (84.852 galones anuales).

Este consumo de combustible fósil equivale a verter en la atmósfera entre 804.003,8 kg de  $\text{CO}_2$  (804 ton de  $\text{CO}_2$ ) y 861.161,4 kg de  $\text{CO}_2$  (861,1 ton de  $\text{CO}_2$ ).

Tabla 15. Cálculo emisiones de  $\text{CO}_2$ . Fuente: Michelin<sup>6</sup>.

Consumo unitario litros Diesel/día	Factor emisión Diesel (kg $\text{CO}_2$ )	Total buses a reemplazar	Total emisiones kg $\text{CO}_2$ /día	Total emisiones kg $\text{CO}_2$ /año
75	2,67	11	2.202,8	804.003,8

<sup>6</sup> Datos de <https://connectedfleet.michelin.com/es/blog/calcular-emisiones-de-co2/#:~:text=Un%20litro%20de%20di%C3%A9sel%20crea,la%20flota%20en%20un%20mes.>

Si se reemplazara toda la flota de buses, los 18.240 buses dejarían de emitir 3.652.560 kg de CO<sub>2</sub>/día, lo que anualmente serían 1.333.184.400 kg CO<sub>2</sub>, es decir 1.333,2 ton CO<sub>2</sub>/año.

## 5.6 Evaluación financiera de la alternativa del proyecto.

La evaluación financiera del proyecto de producción de H<sub>2</sub>BE se realizó comparando cinco opciones de electrolizadores de tecnología PEM, siendo la última opción una combinación de dos electrolizadores con distinta capacidad.

Se tuvieron en cuenta los siguientes elementos clave:

1. Costo generación<sup>7</sup> de H<sub>2</sub>BE
  - CAPEX
  - OPEX
2. Costo de la electricidad
3. Costo de la instalación
4. Costo de mantenimiento
5. Costo del agua

Para evaluar la viabilidad del proyecto, se calcularán los siguientes indicadores financieros:

• **Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH):** Este indicador reflejará el costo de producir un kilogramo de hidrógeno, considerando los costos de capital, operación, mantenimiento, y la producción total de hidrógeno durante la vida útil del proyecto.

Esto proporcionará una visión clara del costo de producción por unidad.

• **Valor Presente Neto (VPN):** El VPN será utilizado para medir la rentabilidad del proyecto, calculando el valor actual de los flujos de caja futuros descontados.

Si el VPN es positivo, el proyecto será financieramente viable.

• **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Se calculará la TIR para conocer la rentabilidad del proyecto, reflejando la tasa de descuento que hace que el valor presente neto sea igual a cero. Un valor alto de TIR indicará que el proyecto ofrece buenos rendimientos.

---

<sup>7</sup> Se incluye generación de energía fotovoltaica, la generación de hidrógeno y el almacenamiento en tanques in situ.

- **Payback (Tiempo de Retorno de la Inversión):** El tiempo estimado para recuperar la inversión inicial no debe superar los **25 años**.

Este indicador mostrará el año en que los flujos de caja acumulados igualan la inversión inicial, asegurando que el proyecto sea viable en el largo plazo.

### 5.6.1 Parámetros para el Costo nivelado del Hidrógeno LCOH.

**Factor de descuento:** Para calcular el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), se ha considerado una tasa de descuento del **8%**, ya que refleja un equilibrio razonable entre el riesgo asociado al proyecto y las condiciones económicas del mercado. Este porcentaje no es arbitrario; se basa en referencias confiables y experiencias de proyectos similares en tecnologías renovables.

Según informes de IRENA (IRENA, 2020) y el Hydrogen Council (Council, 2021), una tasa del **8%** es común en países con mercados emergentes, donde las inversiones en hidrógeno verde están creciendo, pero aún enfrentan ciertos riesgos como la falta de infraestructura y la incertidumbre regulatoria. Por otro lado, tasas más bajas, como el **5%**, suelen ser características de economías más desarrolladas o proyectos con un fuerte respaldo gubernamental, mientras que tasas más altas, como el **10%**, podrían ser demasiado conservadoras y reflejarían niveles de riesgo superiores a los realmente esperados para este tipo de iniciativas.

**Factor de carga:** Es una relación entre la cantidad de energía consumida y la capacidad máxima del electrolizador, por lo que se traduce o representa la eficiencia del electrolizador. Para el electrolizador es del **85%**.

**Capacidad:** Es la capacidad de potencia necesaria para operar el electrolizador suministrada por el fabricante. En la Tabla 16 se presentan las capacidades de acuerdo a las opciones evaluadas en este proyecto.

Tabla 16. Capacidad del electrolizador según las diferentes opciones. Fuente: Este estudio.

Opción	Modelo	Capacidad kW Nominal
1	EL100N	538
2	EL200N	1.000
3	EL400N	2.100
4	EL600N	3.100
5	EL100N+EL200N	1.538

**Costo de la energía:** Es el costo de la energía a las condiciones del proyecto. Para la energía tomada de la red se estimó un costo de USD\$ 0,0734 kWh (Fuente XM, el 20 de

octubre de 2024) y para la energía producida por el sistema fotovoltaico esta tiene un costo de USD\$0,36 kWh.

Se contemplaron tres escenarios:

- 1) Con energía obtenida de fuentes renovables (fotovoltaica) + Sistema de Almacenamiento de Energía (SAEB).
- 2) Con energía obtenida de la red eléctrica.
- 3) Solamente con paneles + Alimentación de la red eléctrica.

**Costo del agua<sup>8</sup>:** El costo del agua se ha estimado en \$1 USD por metro cúbico, un valor que se encuentra dentro del rango promedio reportado en estudios internacionales para proyectos industriales relacionados con la producción de hidrógeno verde (IRENA, 2020).

Según IRENA (2020) y el Hydrogen Council (2021), el costo del agua en este tipo de proyectos oscila entre \$0,50 y \$2,00 USD/m<sup>3</sup>, dependiendo de las condiciones locales y el tipo de suministro (potable, reciclada o desalinizada) (Council, 2021).

**CAPEX:** Para este tipo de proyectos corresponden al total de la inversión de cada una de las opciones evaluadas, y se puede observar en la Tabla 17.

**OPEX:** En este proyecto se ha estimado como el 12% del valor del CAPEX, basado en recomendaciones de la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020), discriminados así, un 5% en gerenciamiento del proyecto, un 2% imprevistos y un 5% de mantenimiento.

Tabla 17. Parámetros para las diferentes opciones evaluadas. Fuente: Este estudio.

Opción	CAPEX USD/kW	OPEX USD/kW	Consumo eléctrico Ez (kWh/kg H <sub>2</sub> )	Consumo agua (m <sup>3</sup> /kg H <sub>2</sub> )
<b>EL100N</b>	7.619	914	60,06	0,0168
<b>EL200N</b>	3.698	444	55,81	0,0168
<b>EL400N</b>	2.054	247	58,60	0,0169
<b>EL600N</b>	1.837	235	57,67	0,0224
<b>EL100N+EL200N</b>	3.703	444	57,23	0,0168

<sup>8</sup> El costo del agua para Bogotá, conforme a las tarifas de la empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, a diciembre del 2024 estaba en \$4.856,25.

[https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB2/Home/atencion-al-usuario/tarifas/tarifas\\_2024](https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB2/Home/atencion-al-usuario/tarifas/tarifas_2024) .

**Componentes del stack:** El stack es el componente principal del electrolizador, donde ocurre la reacción electroquímica que divide el agua en hidrógeno y oxígeno mediante un proceso que utiliza electricidad.

Se estima que los componentes de stack representan un 45% del CAPEX del electrolizador, lo cual puede apreciarse en la Figura 11 tomada de IRENA (2020) para un electrolizador tipo PEM. En la figura en mención se pueden observar los porcentajes de los componentes del electrolizador tipo PEM. El balance de planta representa el 55% y el stack el 45%; dentro del stack el 53% corresponde a las placas bipolares, el 24% a la membrana catalizadora, el 17% a la capa porosa transportadora, y el restante 6% a partes pequeñas (sellos y marcos) y al ensamble del stack y las placas terminales (IRENA, 2020).

**Consumo eléctrico del electrolizador:** Es la relación entre la cantidad de energía utilizada para generar un kg de hidrógeno, y se puede visualizar en la Tabla 17.

**Consumo de agua del electrolizador:** Cantidad de agua necesaria por el electrolizador para producir un kg de H<sub>2</sub>. En la Tabla 17 se pueden apreciar los consumos estimados.

**Vida útil del stack:** Degradación natural del stack de celdas del electrolizador y se estima que aproximadamente en promedio es de un valor de 80.000 horas o el equivalente a 10 años.

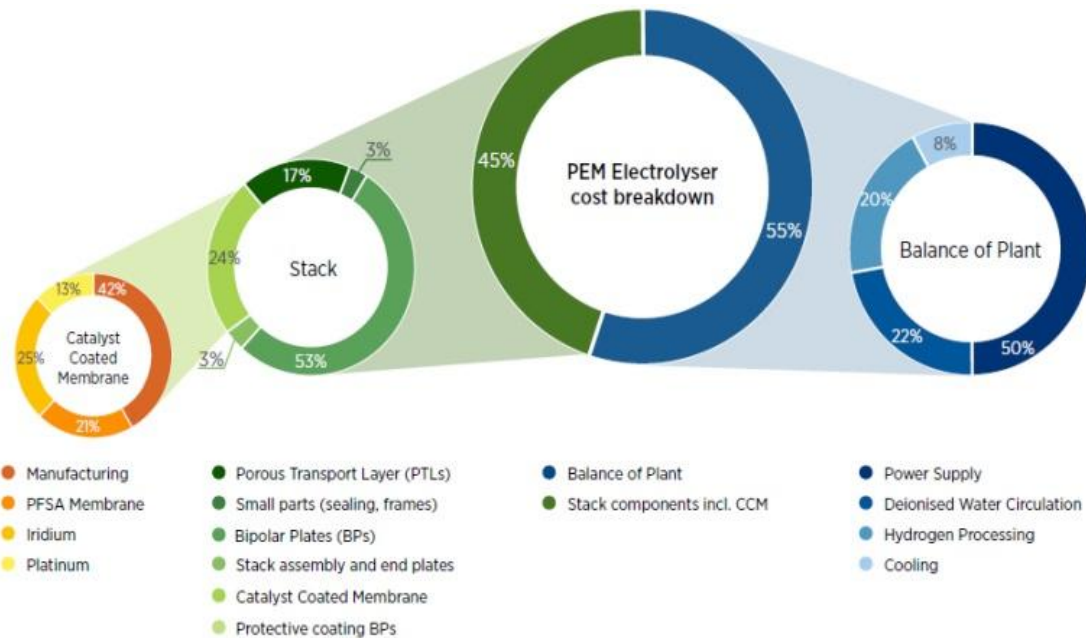


Figura 11. Desglose de costos de un electrolizador PEM. Fuente IRENA 2020.

### 5.6.2 Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH):

Para determinar el LCOH en síntesis es la relación del total de costos del proyecto sobre el total de hidrógeno producido y se aplica la siguiente expresión matemática:

$$\text{LCOH}_{\text{USD/kg}} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- **LCOH:** Costo nivelado del hidrógeno (COP/kg o USD/kg).
- **CAPEX:** Costo de capital (inversión inicial en el sistema, como los electrolizadores, paneles solares, etc.).
- **OPEX** = Costos operativos y de mantenimiento en el año t (incluyen costos de electricidad, agua, mantenimiento, etc.).
- **H<sub>t</sub>** = Cantidad de hidrógeno producido en el año t (kg de hidrógeno).
- **r** = Tasa de descuento anual (para descontar los flujos futuros).
- **n** = Vida útil del proyecto (en años, por ejemplo, 25 años).
- **t** = periodo de tiempo a evaluar (el año a evaluar).

**Numerador:** Representa todos los costos a lo largo de la vida del proyecto. El costo inicial de capital se suma con los costos operativos anuales descontados a valor presente.

**Denominador:** Representa la cantidad total de hidrógeno producido durante la vida útil del proyecto, también descontado a valor presente.

**El CAPEX** (inversión de capital) tendrá los valores de la inversión inicial y el capital de mantenimiento, por su parte el **OPEX** tendrá los valores de los costos fijos y variables, mantenimientos de equipos.

Se plantean tres escenarios. El escenario uno contempla el parque fotovoltaico y almacenamiento de energía en baterías (BESS). El escenario dos contempla funcionamiento del electrolizador solamente con alimentación a la red eléctrica. Y el escenario tres contempla el parque fotovoltaico para aprovechar la energía de las horas solar pico, y conexión a la red.

Escenario 1 presentado en la Tabla 18 se observa que el proyecto con generación eléctrica obtenida de un sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento de energía en baterías presenta unos costos nivelados de energía relativamente altos.

En la opción 4 el LCOH es de USD\$6,52/kg H<sub>2</sub>, presenta la mejor opción de los escenarios modelados.

Tabla 18. Costos nivelados del hidrógeno generación fotovoltaica + BESS. Fuente: Este estudio.

Opción	Electrolizador /Fuente	LCOH Total (USD/kg)
1	EL100N	31,70
2	EL200N	16,67
3	EL400N	10,83
4	EL600N	6,52
5	EL100N+EL200N	13,57

En el escenario 2 presentado en la Tabla 19. Con generación eléctrica obtenida de la red. Así se obtiene un LCOH entre USD\$9,63 y USD\$15,84, nuevamente la opción 4 es el mejor LCOH con USD\$9,62/kg H<sub>2</sub>.

Tabla 19. Costos nivelados del hidrógeno con energía de la red eléctrica (\$kWh 0,073; TRM: COP\$4.220). Fuente: Este estudio.

Opción	Electrolizador /Fuente	LCOH Total (USD/kg)
1	EL100N	15,84
2	EL200N	10,63
3	EL400N	10,04
4	EL600N	9,63
5	EL100N+EL200N	11,00

En la Tabla 20 se presenta el escenario tres, se encuentran en el intermedio, con precios que según la opción se encuentra entre USD\$9,8 y USD\$20,92. La mejor opción es la 4 con USD\$9,8/kg H<sub>2</sub>.

Tabla 20. Costos nivelados del hidrógeno con paneles y energía de la red eléctrica (\$kWh 0,073; TRM: COP\$4.220). Fuente: Este estudio

Opción	Electrolizador /Fuente	LCOH Total (USD/kg)
1	EL100N	20,92
2	EL200N	12,80
3	EL400N	10,69
4	EL600N	9,80
5	EL100N+EL200N	12,30

Entre los tres escenarios la mejor opción por lo que es donde se obtiene la mayor producción de H<sub>2</sub> y al mejor LCOH, es la opción 4 del escenario uno, con un LCOH de USD\$6,52/kg de H<sub>2</sub> (generación FV+BESS).

En la Tabla 21 se pueden observar los diferentes LCOH calculados en otras fuentes, con conexión a energía fotovoltaica como fuente de energía (Gallardo, 2022).

En esta encontramos LCOH entre USD\$2,19/kgH<sub>2</sub> y USD\$5,8/kgH<sub>2</sub>.

Tabla 21. Costo nivelado del hidrógeno producido según otras fuentes. En (Gallardo, 2022).

Datos de	Electrolizador /Fuente	LCOH Total (USD/kg)	Fuente electricidad
Gallardo-2022	GIZ 2018	5,8	Fotovoltaica
Gallardo-2022	In - data 2019	3,9	Fotovoltaica
Gallardo-2022	Implementa Sur 2019	3,52	Fotovoltaica
Gallardo-2022	Tractebel - Engie 2018	3,03	Fotovoltaica
Gallardo-2022	Julien Armijo IEA 2019	2,19	Fotovoltaica
Cobo Angel et al2022	Potencial de oferta de H <sub>2</sub> en Colombia	5,6	Renovable

Teniendo en cuentas los LCOH presentados por las diferentes fuentes y comparadas con las encontrados en este estudio, la opción más cercana a estos valores es la cuatro del escenario 1, cuyo LCOH es de USD\$6,52/kgH<sub>2</sub>.

### 5.6.3 Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Payback.

El **VPN**, **TIR**, y **Payback** son indicadores financieros clave que permiten evaluar la factibilidad económica de un proyecto. La **VPN** (Valor Presente Neto) mide los beneficios generados por el proyecto a lo largo del tiempo, descontados a una tasa específica. Para que un proyecto sea considerado rentable, la VPN debe ser positiva, lo que significa que los ingresos futuros proyectados superan la inversión inicial. Pero como se puede ver en la Tabla 22 esto no siempre se cumple.

En el,escenario 1, que nos presenta la Tabla 21 se observa que el Proyecto con generación obtenida de un Sistema fotovoltaico y Sistema de almacenamiento de energía en baterías presenta una TIR entre 0,59% y 1,78%, un VPN entre USD\$3.542.876 y USD\$4.799.966, y un payback de 16 años. La mejor opción en este escenario es la 1 con una TIR de 1,78%, un VON de USD\$3.542.876 y un payback de 16 años, siendo el mejor.

Por su parte, la **TIR** (Tasa Interna de Retorno) refleja la tasa de rendimiento que el proyecto generará. Para que el proyecto sea considerado viable, la TIR debe ser superior a la tasa

mínima requerida por los inversores, lo que indica que el retorno esperado será satisfactorio.

Finalmente, el **Payback** determina el tiempo necesario para recuperar el capital invertido. Este indicador muestra cuántos periodos (años) se necesitarán para que los ingresos del proyecto iguallen o superen el costo de la inversión, proporcionando una visión clara de cuándo el proyecto comenzará a generar ganancias.

Tabla 22. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 1.

Opción	Modelo	TIR	VPN (USD)	Payback
1	EL100N	1,78%	\$3.542.876	16
2	EL200N	1,66%	\$3.717.735	16
3	EL400N	1,31%	\$4.799.966	16
4	EL600N	0,59%	\$4.272.787	16
5	EL100N+EL200N	1,15%	\$4.498.890	16

En el escenario 1, que nos presenta la Tabla 22 se observa que el proyecto con generación eléctrica obtenida de un sistema fotovoltaico y sistema de almacenamiento de energía en baterías presenta una TIR entre 0,59% y 1,78%, un VPN entre USD\$3.542.876 y USD\$4.799.966, y un payback de 16 años. La mejor opción en este escenario es la 1 con una TIR de 1,78%, un VPN de USD\$3.542.876 y un payback de 16 años, siendo el mejor.

Tabla 23. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 2.

Opción	Modelo	TIR	VPN (USD)	Payback
1	EL100N	2,49%	\$28.688	15
2	EL200N	3,58%	\$92.745	14
3	EL400N	4,11%	\$82.046	13
4	EL600N	4,27%	\$181.737	13
5	EL100N+EL200N	3,13%	\$37.207	14

En el escenario 2, que nos presenta la Tabla 23 se observa que el proyecto con electricidad obtenida de la red presenta una TIR entre 1,93% y 2,68%, un VPN entre USD\$254.328 y USD\$3.940.838, y un payback entre 13 y 15 años. La mejor opción en este escenario es la 4 con una TIR de 4,27%, un VPN de USD\$181.737 y un payback de 13 años, siendo el más adecuado.

Tabla 24. TIR, VPN y Payback obtenida para cada opción de proyecto de este estudio, dentro del escenario 3.

Opción	Modelo	TIR	VPN (USD)	Payback
1	EL100N	1,93%	\$2.115.555	16
2	EL200N	2,36%	\$2.460.853	16
3	EL400N	2,59%	\$3.940.838	16
4	EL600N	2,68%	\$254.328	15
5	EL100N+EL200N	2,07%	\$3.466.649	16

En el escenario 3, que nos presenta la Tabla 24 se observa que el proyecto con generación eléctrica obtenida de un sistema fotovoltaico durante sus horas solar pico (HSP) y conexión a la red eléctrica el resto de día presenta una TIR entre 1,93% y 2,68%, un VPN entre USD\$254.328 y USD\$3.940.838, y un payback entre 15 y 16 años. La mejor opción en este escenario es la 4 con una TIR de 2,68%, un VPN de USD\$254.328 y un payback de 15 años, siendo el mejor.

## Capítulo 6 CONCLUSIONES

Para establecer la demanda del hidrógeno necesario se identificó que las rutas desde Bogotá a ciudades como Ibagué, Neiva, Villavicencio y Armenia son aquellas que tienen potencial para ser recorridas con buses **Caetano H<sub>2</sub> City Gold LHD** cuya autonomía de 300 km puede realizarse con la carga de 20 kg de H<sub>2</sub> (ver Tabla 6).

La meta establecida a 2050 en la Ruta del Hidrógeno son 3.260 toneladas diarias. En este estudio se estimaron 18.240 buses susceptibles de demandar 337,6 toneladas diarias de H<sub>2</sub>. Aquí se establece que para el escalamiento de este tipo de proyecto se está dentro de lo establecido en las proyecciones de la Hoja de Ruta del Hidrógeno.

Evaluando características como disponibilidad de recurso solar, área disponible en techos, número de pasajeros transportados, y asignando una puntuación para establecer un ranking entre el top cinco de las terminales, resultó que el de TTBS es el más oportunity para iniciar un proyecto piloto de una estación generadora de H<sub>2</sub>BE, dichos resultados se pueden observar en la Tabla 11.

El TTBS tendría una capacidad energética anual de 3,4 GW con un sistema fotovoltaico de 2.850 paneles de 700W cada uno, con 4,74 horas diarias como hora solar pico (HSP), con el cual se tienen hasta 9.456,3 kWh/día para producir hasta 161 kg H<sub>2</sub>/día funcionando 18 horas, y para las restantes 6 horas se requerirá conexión a la red eléctrica y poder completar la producción diaria de 215 kg de H<sub>2</sub> con el electrolizador EL100N (Tabla 14) para repostar 10 buses.

Teniendo en cuenta la opción cuatro del escenario tres (paneles + conexión a la red), se necesitaría un consumo de 74.400 kW para producir hasta 1097 kg H<sub>2</sub>/día pero con el electrolizador EL600N. Siendo en esta opción y este escenario donde se lograría el LCOH de USD\$9,80/kgH<sub>2</sub>, el más cercano a las proyecciones estimadas por las diferentes fuentes. El LCOH es relativamente alto debido a los altos costos de CAPEX del electrolizador.

Con esa producción se pueden repostar hasta 54 buses diarios. En este caso la mejor opción es la del electrolizador EL600N, del escenario tres con una TIR de 2,68%, un VPN de USD\$254.328 y un payback de 15 años.

Se propone un modelo de Hoja de Ruta de la implementación de una estación generadora de H<sub>2</sub>BE, donde se definen los objetivos de éste y se describen las actividades que se deben desarrollar. A pesar del interés en la descarbonización del sector, persisten desafíos relacionados con la infraestructura, la demanda energética, los costos de producción y distribución del hidrógeno, así como el marco normativo y las políticas de incentivo. Esta falta de claridad dificulta la toma de decisiones y el diseño de estrategias efectivas para su implementación.

## Capítulo 7 RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las siguientes recomendaciones:

Procurar obtener electrolizadores a un costo cercano a los USD\$500.000 y con capacidad de producir 423.000 kg de H<sub>2</sub> al año, para obtener un LCOH más competitivo (aproximadamente de USD\$6,06/kgH<sub>2</sub>).

Así mismo, para disminuir el costo relativamente alto de la energía, negociar APP (Agreement Power Purchase – Acuerdos de Compra de Energía) como estrategia para adquirir energía a costos competitivos dentro del rol de usuarios no regulados.

Para tener disponibilidad de hidrogeneras (HRS) a lo largo de los principales corredores del país, se pueden establecer corredores de H<sub>2</sub>BE y densificar la malla de suministro, y de esta forma garantizar suministro para los buses y demás vehículos. De esta forma el hidrógeno se vuelve atractivo para los conductores que dudan en adquirir vehículos con esta tecnología, pues se puede transitar con más confianza, además que los tiempos de repostaje del hidrógeno es casi igual al del combustible actual, o mucho más rápido, a diferencia de los vehículos eléctricos que se tardan hasta 3 horas en recargar.

También organizar una estrategia que permita involucrar a las diferentes entidades y autoridades que tengan relación con el tema (p.e. Ministerios de Minas y Energía, de Transporte, de Ambiente, de Industria y Comercio, las gobernaciones, las secretarías de transporte de los diferentes municipios, las empresas transportadoras, asociaciones de usuarios, academia, delegaciones, etc.).

Proponer a todos los terminales del país, la conveniencia de instalar un (o más) electrolizador PEM para producir hidrógeno. Es necesario que entre más actores se inviten e involucren en esta iniciativa, disminuirán los costos, los riesgos de suministro. En este caso cada terminal de transporte debería medir las emisiones que genera.

Proponer a expertos en temas sociales el desarrollo a detalle de las razones sociales, académicas, técnicas y ambientales propias del problema, que está fuera del alcance de este trabajo de grado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AES. (04 de febrero de 2024). <https://www.aescol.com/>. Recuperado el 03 de abril de 2024, de <https://www.aescol.com/es/blog/>: <https://www.aescol.com/es/blog/los-desafios-del-hidrogeno-verde-en-colombia-hacia-una-transicion-energetica-sostenible>
- ANDI. (2018). *Camara de transportes de pasajeros*. BOGOTA. D.C: ANDI. Recuperado el 20 de febrero de 2025, de [https://www.andi.com.co/Home/Camara/27-transporte-de-pasajeros?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.andi.com.co/Home/Camara/27-transporte-de-pasajeros?utm_source=chatgpt.com)
- Arboleda G., J. A. (2008). *Manual de evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades*. Medellín, Colombia.
- BAXI. (03 de 06 de 2020). <https://www.baxi.es>. (BAXI, Editor) Recuperado el 01 de 09 de 2024, de <https://www.baxi.es>: <https://www.baxi.es/ayuda-y-consejos/normativa-y-renovables/hidrogeno-ventajas-y-desventajas>
- Bharathiraja, B., Sudharsanaa, T., & Bharghavi, A. (2016). Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancement process. *Fuel*, 185, págs. 810-828.
- BNAMERICAS. (17 de febrero de 2022). <https://www.bnamericas.com/es/>. (BNAMERICAS, Editor) Recuperado el 02 de abril de 2024, de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/>: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/como-va-la-apuesta-chilena-por-el-hidrogeno-verde>
- CaetanoBus. (2024). *Caetanobus.pt*. Obtenido de [www.Caetanobus.pt](http://www.Caetanobus.pt)
- Cobo Ángel, M., Barraza Botet, C., Cantillo Cuello, N., & Uribe Laverde, M. (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia. Una estrategia nacional de hidrógeno*. (1 ed.). Chía, Cundinamarca, Colombia: Unisabana. doi:SBN 978-958-12-0618-6
- CONPES. (29 de marzo de 2022). Política de Transición energética. *Documento CONPES 4075*, 108. (DNP, Ed.) Bogotá, D.C., Bogotá, D.C., Colombia: Departamento Nacional de Planeación. Recuperado el 15 de marzo de 2024, de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>
- Council, H. (2021). *Hydrogen Insights 2021: A perspective on hydrogen investment, market development, and cost competitiveness*. Council., Hydrogen. Recuperado el 30 de 12 de 2024, de <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- Csereklyei, Z., Songze, Q., & Ancev, T. (s.f.). The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia. *Energy Policy*, 131, págs. 358-369.
- Departamento Nacional de Planeación. (29 de Septiembre de 2024). Hacia una sociedad movida por el sol y el viento: Los retos y avances de la transición energética justa para la superación de las brechas energéticas. Recuperado el 28 de 12 de 2024, de [https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx?utm_source=chatgpt.com)

- Dunlop, J. P. (2012). *Photovoltaic Systems*. Orland Park, Illinois, Estados Unidos de América: American Technical Publishers (ATP). Recuperado el 30 de 08 de 2024
- Farrow, A., Anhauser, A., Chen, Y., & Cespedes, T. (2022). *La carga de la contaminación del aire en Bogotá*. Exeter: Greenpeace Org. Recuperado el 16 de septiembre de 2023, de <https://www.greenpeace.org/static/planet4-colombia-stateless/2022/05/6521e020-la-carga-de-la-contaminacion-del-aire-en-bogota-colombia-2021.pdf>
- Gabriel Michelena, P. I. (2023). *Hacia una integración sostenible: el potencial de la electromovilidad en América Latina y el Caribe*. BID.
- Gallardo, A. (20 de marzo de 2022). Evaluación del escenario de producción de hidrógeno verde, mediante electrolizador PEM. *Tesis de Grado de Maestría en Gestión de la Sustentabilidad*, 56. Santiago de Chile, Santiago de Chile, Chile: Universidad del Desarrollo. Recuperado el 25 de 08 de 2024, de <https://repositorio.udd.cl/server/api/core/bitstreams/c8528cf4-d001-40df-a9a0-688064051a4e/content>
- GREENPEACE. (2021). *Contaminación del Aire por el Tráfico Vehicular*. Informe Técnico, GREENPEACE, Bogotá, D.C. Recuperado el 30 de 12 de 2024, de [https://www.greenpeace.org/static/planet4-colombia-stateless/2021/10/e9f8ee02-pdf\\_greenpeace.pdf](https://www.greenpeace.org/static/planet4-colombia-stateless/2021/10/e9f8ee02-pdf_greenpeace.pdf)
- Group, B. W. (25 de 08 de 2024). *Global solar atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/map?m=site&c=4.466006,-74.262724,11&s=4.466006,-74.262724>
- H2B2 Technologies. (15 de febrero de 2021). Presentación General. Introducción y Referencias 2021. *Presentación General. Introducción y Referencias 2021*, 25. Madrid, Madrid, España: H2B2 Editorial. Recuperado el 30 de 08 de 2024, de <https://www.h2b2.es/el100n/>
- H2LAC. (22 de agosto de 2023). *Plataforma para el desarrollo de Hidrógeno verde en Latino América y el Caribe*. Recuperado el 14 de diciembre de 2024, de Plataforma para el desarrollo de Hidrógeno verde en Latino América y el Caribe: <https://h2lac.org/noticias/como-es-el-negocio-del-hidrogeno-y-por-que-argentina-es-una-plaza-clave/>
- Hidrógeno. (20 de febrero de 2022). <https://apilados.com/>. Recuperado el 12 de noviembre de 2023, de <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>: <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>
- IEA. (2023). *Latin America Energy Outlook*. (I. E. Agency, Ed., & L. Cozzi, Trad.) París, Francia: IEA. Recuperado el 20 de 06 de 2024, de [https://iea.blob.core.windows.net/assets/878e705f-43e0-4858-9c5a-6349447ed669/LatinAmericaEnergyOutlook\\_Spanish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/878e705f-43e0-4858-9c5a-6349447ed669/LatinAmericaEnergyOutlook_Spanish.pdf)
- IEA-ETSAP. (2014). *Hydrogen Production & Distribution*. International Energy Agency & Energy Technology System Analysis Programme. Viena: IEA-ETSAP. Recuperado el 23 de 06 de 2024, de <https://iea-etsap.org/E->

- TechDS/PDF/P12\_H2\_Feb2014\_FINAL%203\_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf
- IPCC. (2022). *Sixth Assessment Report: Mitigation of Climate Change*. IPCC.
- IREC - NATURGY. (2020). *Hidrógeno: Vector Energético de una Economía Descarbonizada* (2a. ed.). Madrid, Madrid, España: Fundación Naturgy. Recuperado el 05 de marzo de 2024, de <https://www.energetica21.com/images/ckfinder/files/LIBRO%20HIDROGENO%20Fundaci%C3%B3n%20Naturgy.pdf>
- IRENA. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. International Renewable Energy Agency. Recuperado el 20 de Diciembre de 2024, de *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. International Renewable Energy Agency
- IRENA. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency,.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolysers to meet the 1.5°C climate goal*. (1 ed.). (I. R. AGENCY, Ed.) Abu Dhabi: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Recuperado el 11 de 08 de 2024, de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- MADS. (2017). *Resolución 2254*. Resolución ministerial. Recuperado el 4 de 11 de 2024, de <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Resolucion-2254-de-2017.pdf>
- MejoresRutas. (19 de abril de 2017). *MejoresRutas*. Obtenido de <https://colombia.mejoresrutas.com/tabla-de-distancias/co/>
- MIN. (2016). *Guía Técnica del Hidrógeno*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Eficiencia Energética en vehículos livianos nuevos*. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, D.C.: Ministerio de Minas y Energía. Recuperado el 30 de 12 de 2024, de [https://www.minenergia.gov.co/documents/8437/Problema\\_y\\_antecedentes\\_AIN\\_\\_EE\\_Veh%C3%ADculos\\_Livianos.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/8437/Problema_y_antecedentes_AIN__EE_Veh%C3%ADculos_Livianos.pdf)
- Ministerio de Transporte. (17 de Marzo de 2022). <https://mintransporte.gov.co/>. Recuperado el 23 de Septiembre de 2024, de <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10776/colombia-adelanta-acciones-para-que-el-hidrogeno-ingrese-al-sector-transporte/>
- MINMINAS. (2020). *Portafolio de Medidas Sectoriales de Mitigación del Cambio Climático. Contribución Deteminada a Nivel Nacional (NDC) de Colombia*. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, D.C. Bogotá, D.C.: Minenergía. Recuperado el 10 de 09 de 2024, de [https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Adjunto%202.%20%20Medidas%20de%20mitigaci%C3%B3n\\_NDC%20de%20Colombia%202020.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Adjunto%202.%20%20Medidas%20de%20mitigaci%C3%B3n_NDC%20de%20Colombia%202020.pdf)

- MINMINAS. (15 de 08 de 2022). [https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805\\_AIN\\_Normativa\\_de\\_EE\\_veh%C3%ADculos\\_livianos\\_OARE\\_V3.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805_AIN_Normativa_de_EE_veh%C3%ADculos_livianos_OARE_V3.pdf). Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, D.C. Bogotá, D.C.: Minenergía. Recuperado el 02 de 09 de 2024, de [https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805\\_AIN\\_Normativa\\_de\\_EE\\_veh%C3%ADculos\\_livianos\\_OARE\\_V3.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805_AIN_Normativa_de_EE_veh%C3%ADculos_livianos_OARE_V3.pdf): [https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805\\_AIN\\_Normativa\\_de\\_EE\\_veh%C3%ADculos\\_livianos\\_OARE\\_V3.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805_AIN_Normativa_de_EE_veh%C3%ADculos_livianos_OARE_V3.pdf)
- Mintransporte. (2009). *Resolución 05443*. Bogotá: Mintransporte. Recuperado el 15 de Noviembre de 2024, de [https://web.mintransporte.gov.co/jspui/bitstream/001/4021/1/Resolucion\\_005443\\_2009.pdf](https://web.mintransporte.gov.co/jspui/bitstream/001/4021/1/Resolucion_005443_2009.pdf)
- Mintransporte. (02 de septiembre de 2023). Boletín trimestral junio 2023. *Boletín trimestral junio 2023*, 70. Bogotá, D.C., Bogotá, D.C., Colombia. Recuperado el 02 de junio de 2024, de <https://mintransporte.gov.co/documentos/893/2023/>
- MME. (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*. Bogotá, D.C.: MinMinas. Recuperado el 04 de diciembre de 2023, de [https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja\\_Ruta\\_Hidrogeno\\_Colombiana\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombiana_2810.pdf)
- NATURGAS. (19 de octubre de 2023). [https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES\\_638342561221515004.pdf](https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES_638342561221515004.pdf). Recuperado el 25 de abril de 2024, de [https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES\\_638342561221515004.pdf](https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES_638342561221515004.pdf): [https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES\\_638342561221515004.pdf](https://www.andi.com.co/Uploads/9.20%20MONICA%20TORRES_638342561221515004.pdf)
- Noussa, M., Raimondi, P., Scita, R., & Hafner, M. (30 de enero de 2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition: A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*, 1-26. Recuperado el 26 de febrero de 2024, de <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/1/298>
- ONUUDI. (2023). *Clústers Industriales de Hidrógeno Verde. Pautas*. Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial. Viena: ONUUDI. Recuperado el 06 de 10 de 2023, de <https://www.unido.org/sites/default/files/unido-publications/2023-11/Green%20Hydrogen%20Industrial%20Clusters%20Guidelines.pdf>
- Petra Schwager, A. G. (2023). *Hidrógeno Verde: Clústers Industriales - Pautas*.
- Porter, M. (15 de noviembre de 1999). Los clusters y la competencia. (H. B. Review, Ed.) *Harvard Business Review*, 1(2), 130-145. Recuperado el 16 de abril de 2024, de <https://www.academia.edu/2918006/Clusters>
- Potafolio. (28 de abril de 2023). *Portafolio.co*. Recuperado el 20 de Febrero de 2025, de <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/asi-es-el-primer-bus-intermunicipal-100-a-gas-que-hay-en-colombia-expreso-brasil-582158>

- RUNT. (25 de 02 de 2024). <https://www.runt.gov.co/>. (Mintransporte, Editor, & R. Ú. Tránsito, Productor) Recuperado el 05 de 09 de 2024, de <https://www.runt.gov.co/https://www.runt.gov.co/runt-en-cifras/parque-automotor?fecha%5Bmin%5D=2024-01-01&fecha%5Bmax%5D=2024-12-31>
- SGC. (31 de julio de 2023). <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/>. Recuperado el 01 de marzo de 2024, de <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/Paginas/Hidrogeno-blanco-el-combustible-limpio-del-futuro.aspx>: <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/Paginas/Hidrogeno-blanco-el-combustible-limpio-del-futuro.aspx>
- Sostenible, M. d. (2020). *Portafolio de medidas sectoriales de mitigación del cambio climático – Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC, 2020)*. Recuperado el 30 de 12 de 2024, de [https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Adjunto%202.%20%20Medidas%20de%20mitigaci%C3%B3n\\_NDC%20de%20Colombia%202020.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Adjunto%202.%20%20Medidas%20de%20mitigaci%C3%B3n_NDC%20de%20Colombia%202020.pdf?utm_source=chatgpt.com)
- Thomas van Laake, C. L. (2021). *Movilidad urbana, acceso a zonas rurales y conectividad interurbana sostenibles: Desafíos del transporte urbano para Colombia en el Siglo XXI*. Recuperado el 20 de febrero de 2025, de WWW.CLIMATE-CHANCE.ORG
- Transporte, M. d. (2021). [mintransporte.gov.co](http://mintransporte.gov.co).
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia Integración de las energías en Colombia*. UPME, Bogotá, D.C. Bogotá, D.C.: Imprenta Nacional. Recuperado el 15 de 09 de 2014, de [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)
- UPME. (2019). *Primer balance de Energía Útil para Colombia*. BOGOTÁ.
- UPME. (2020). *Realizar un estudio que permita identificar las clases de vehículos y modalidades de transporte susceptibles de realizar el ascenso tecnológico hacia tecnologías de cero y bajas emisiones a nivel nacional*. Bogotá, D.C.: UPME. Recuperado el 05 de Diciembre de 2024, de [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe\\_final\\_Ascenso\\_tecnologico.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_final_Ascenso_tecnologico.pdf)
- UPME. (2023). *Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052*. (U. d. Energética, Ed.) Bogotá, D.C., Bogotá, D.C., Colombia: UPME. Recuperado el 25 de 09 de 2024, de [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Actualizacion\\_PEN\\_2022-2052\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf)
- Vargas Gallo, C., & Moreno Vallejo, L. (25 de febrero de 2013). La tecnología del hidrógeno. Una oportunidad estratégica para la perdurabilidad del sector energético en Colombia. *Una oportunidad estratégica para la perdurabilidad del sector energético en Colombia*, 149. (U. d. Rosario, Ed., & F. d. Administración, Recopilador) Bogotá, D.C., Bogotá, D.C., Colombia. Recuperado el 10 de abril de

2024, de <https://repository.urosario.edu.co/server/api/core/bitstreams/276deebd-4ab4-40aa-940e-e54b997d7d2b/content>

Wilmsmeier, G. (2021). *Las cuatro estrategias para reducir las emisiones del Transporte Automotor de Carga colombiano*. GiroZero. Recuperado el 20 de Febrero de 2025, de [https://girozero.uniandes.edu.co/blog/las-cuatro-estrategias-para-reducir-las-emisiones?utm\\_source](https://girozero.uniandes.edu.co/blog/las-cuatro-estrategias-para-reducir-las-emisiones?utm_source)

## **ANEXOS**

Anexo 1. Códigos Python para analizar información de MINTRANSPORTE

Anexo 1. Fichas del recurso solar de cada terminal seleccionada (Global Solar Atlas)

Anexo 2. DATASHEET de panel solar

Anexo 3. DATASHEET inversor

Anexo 4. DATASHEET electrolizadores

Anexo 5. Archivo Excel de la Viabilidad financiera del proyecto.