



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Estudio de la utilización del hidrogeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu.

Autor:

Bach. Bances Montenegro Cesar Paul

Asesor:

Dr. Salazar Mendoza Aníbal Jesús

LAMBAYEQUE - PERÚ

2023



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Estudio de la utilización del hidrogeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu.

Autor:

Bach. Bances Montenegro Cesar Paul

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE : M. Sc. Ing. Yupanqui Rodríguez Carlos

SECRETARIO : Ing. Julca Orozco Teobaldo Edgar

MIEMBRO : Ing. Niño Vásquez Percy

ASESOR : Dr. Salazar Mendoza Aníbal Jesús

LAMBAYEQUE - PERÚ

2023



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



TESIS

TÍTULO:

Estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu.

CONTENIDOS

CAPITULO I : PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II : MARCO TEÓRICO.

CAPITULO III : MARCO METODOLÓGICO.

CAPITULO IV : PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

CAPITULO V : ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Bach. Bances Montenegro Cesar Paul

M. Sc. Ing. Yupanqui Rodríguez Carlos
PRESIDENTE

Ing. Julca Orozco Teobaldo Edgar
SECRETARIO

Ing. Niño Vasquez Percy
MIEMBRO

Dr. Salazar Mendoza Aníbal Jesús
ASESOR

LAMBAYEQUE - PERÚ

2023

DEDICATORIA

En este momento tan elocuente y emotivo en mi vida, dedico este trabajo principalmente a nuestro creador del Universo Dios, por darme el don de la vida y por acceder a alcanzar este día tan trascendental en mi formación profesional.

A mis padres José Bances Tejada y Elita Montenegro Arista, quienes, a pesar de las adversidades de la vida siempre recibí su incondicional amor, consejos y sólidos principios de ética, que me ha permitido en mi formación ser una persona de bien. También a mis hermanos Miguel, Diana, Hamen y Irvin quienes fueron parte de mi inspiración para convertirme en un profesional. ¡Grande, mi familia!

A mi abuelo materno Medardo Montenegro, quien no se encuentra con nosotros, pero siempre me decía: ¡Hijo tienes que ser diferente y mejor que tus padres y tus abuelos! ¡Grande mi abuelo!

AGRADECIMIENTO

A Dios por mantenerme con salud y entendimiento en todo este trayecto para poder concluir uno de muchos de mis objetivos.

A mis padres José Bances, Elita Montenegro y hermanos, que siempre me atendieron y me dieron el soporte necesario. Gracias por todo.

A mi asesor Dr. Salazar Mendoza Aníbal Jesús, por su considerable tiempo y orientación que me brindó para la realización de este trabajo de investigación, así mismo por sus enseñanzas y consejos, siendo vitales para la toma de decisiones asertivas.

A mi alma mater, la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, a la facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica junto con los estupendos maestros que alberga y las enseñanzas impartidas, encaminaron mi camino académico al éxito.

A la empresa Transportes Pakatnamu Sac, por permitirme hacer posible la realización de esta investigación.

RESUMEN

Esta investigación tuvo como objetivo realizar el estudio de la utilización del Hidrógeno Verde en la locomoción del Transporte Pesado. El trabajo desarrollado fue de tipo aplicado, descriptivo y de diseño no experimental considerando una muestra de 52 vehículos de la empresa Transportes Pakatnamu Sac. Se obtuvieron como resultados que existe un gran potencial para aprovechar la energía del hidrógeno; se empleó la tecnología PEM para asegurar 15 años de viabilidad económica; la alternativa pila de combustible genera un ahorro entre 69,120 a 98,280 soles con un rendimiento bajo comparado con el diésel; se necesitaría 13,282 galones inicialmente a comparación de 39,853 galones de diésel; Se obtuvo un costo total anual de 180,964 dólares y con el tracto camión Nikola fue de 226,331 dólares; se obtuvo un VAN de 118,834.95 soles y un TIR del 31%. Concluyendo que la propuesta desarrollada es factible aplicarlo en la empresa de estudio.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento, Generación, Hidrógeno verde, Tecnología, Transporte.

ABSTRACT

The objective of this investigation was to carry out the study of the use of Green Hydrogen in the locomotion of Heavy Transport. The work carried out was of an applied, descriptive type and of a non-experimental design considering a sample of 52 vehicles from the company Transports Pakatnamu Sac. It was obtained as results that there is a great potential to take advantage of the energy of hydrogen; PEM technology was used to ensure 15 years of economic viability; the fuel cell alternative generates savings between 69,120 - 98,280 soles with a low performance compared to diesel; 13,282 gallons would be needed initially compared to 39,853 gallons; A total annual cost of 180,964 dollars was obtained and with the Nikola truck tractor it was 226,331 dollars; a VAN of 118,834.95 soles and an IRR of 31% were obtained. Concluding that the developed proposal is feasible to apply it in the study company.

KEY WORDS: Storage, Generation, Green hydrogen, Technology, Transportation.

ÍNDICE

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	vii
ÍNDICE	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	3
1.1. Realidad Problemática	3
1.1.1. A nivel internacional	3
1.1.2. A nivel nacional	3
1.1.3. A nivel local	4
1.2. Formulación del problema	4
1.2.1. Delimitación espacial.....	5
1.2.2. Delimitación temporal	5
1.3. Justificación e Importancia del estudio	5
1.3.1. Justificación ambiental	6
1.3.2. Justificación social.....	6
1.3.3. Justificación científica.....	6
1.4. Limitaciones de la investigación	6
1.5. Objetivos de estudio	7
1.5.1. Objetivo general	7
1.5.2. Objetivos específicos.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8

2.1. Antecedentes de estudio	8
2.1.1. A nivel internacional	8
2.1.2. A nivel Nacional.....	9
2.1.3. A nivel Local	10
2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado.....	10
2.3. Definición conceptual de la terminología empleada.....	23
2.3.1. Hidrógeno Verde	23
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	25
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	25
3.2. Población y muestra	25
3.3. Técnicas de muestreo	26
3.4. Hipótesis	26
3.4.1. Hipótesis general.....	26
3.4.2. Hipótesis específicas.....	26
3.5. Variables - Operacionalización	26
3.6. Métodos y Técnicas de investigación	29
3.7. Descripción de los Instrumentos utilizados	30
3.8. Análisis Estadístico e Interpretación de los datos	30
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	31
4.1. Descripción de la propuesta	31
CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	32
5.1. Alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado	32
5.2. Ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque.....	52
5.3. Nivel de ahorros en la operación y mantenimiento	64

5.4. Nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado.....	107
5.5. Evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos ..	124
.....	
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
6.1. Conclusiones.....	130
6.2. Recomendaciones.....	132
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	134
ANEXOS.....	142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Operacionalización de variables.....	28
Tabla 2. Características de la flota Principal de Transportes Pakatnamu.....	100
Tabla 3. Nivel Bajo.....	102
Tabla 4. Nivel Medio	103
Tabla 5. Nivel Alto.....	104
Tabla 6. Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner 1	108
Tabla 7. Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner	109
Tabla 8. Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner 2	109
Tabla 9. Consumo de Combustible Tradicional.....	110
Tabla 10. Consumo de Hidrogeno Verde	111
Tabla 11. Costos Variables no Energéticos Caso Freightliner 3.....	112
Tabla 12. Principales Supuestos Analíticos	114
Tabla 13. Precios y Especificaciones Técnicas de Bio Diésel B5.....	116
Tabla 14. Costos de Adquisición de Tracto Camión fotón Aúnan.....	117
Tabla 15. Costos Fijos de Operación	118
Tabla 16. Resumen de Ficha Técnica Nikola Tre.....	120
Tabla 17. Precios y Especificaciones Hidrógeno Verde	122
Tabla 18. Precio de Camión Nikola	123
Tabla 19. Costos Fijos de Camión Nikola	123
Tabla 20. Riesgo país en el tiempo en Latinoamérica.....	126
Tabla 21. Tasa de interés riesgo negocio	127
Tabla 22. Flujo de caja.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Ubicación de la empresa</i>	5
Figura 2. <i>Aumento de la Temperatura Global Periodo 1850 – 2025</i>	12
Figura 3. <i>Disminución del Casquete Polar Ártico periodo 1980 - 2013</i>	13
Figura 4. <i>Nivel global del Mar periodo 1992 - 2014</i>	14
Figura 5. <i>Curva de Hubbert</i>	15
Figura 6. <i>Pico de petróleo, producidos en Países Productores</i>	16
Figura 7. <i>Descubrimientos y Producción Petrolera</i>	17
Figura 8. <i>Consumo de energía neta por sector</i>	18
Figura 9. <i>Economía del Hidrógeno</i>	22
Figura 10. <i>Demanda global de Energía suministrada con Hidrógeno</i>	32
Figura 11. <i>Tecnologías de Producción de Hidrógeno</i>	33
Figura 12. <i>Métodos de almacenamiento de H₂</i>	34
Figura 13. <i>Rutas para el aprovechamiento energético del H₂</i>	35
Figura 14. <i>Costo de Producción de Hidrógeno (USD /Kg)</i>	36
Figura 15. <i>Costos de producción de H₂, a partir de varias fuentes</i>	36
Figura 16. <i>Estimación de Costos de insumos para la producción de H₂V</i>	37
Figura 17. <i>Costos en USD/día del viaje ida y retorno en buque Metanero</i>	39
Figura 19. <i>Estimación de Costos de los procesos para la producción de H₂</i>	40
Figura 20. <i>Factores que afectan el costo proyectado de H₂V para el año 2020</i>	41
Figura 21. <i>Sensibilidad de Costo de H₂ V al año 2030</i>	42
Figura 23. <i>Proceso de Producción de Hidrógeno a través de la Gasificación del Carbón</i>	43
Figura 24. <i>Producción de Hidrógeno por Electrolisis</i>	44
Figura 25. <i>Proceso de fabricación de Hidrogeno verde a Partir del ERNC</i>	45
Figura 26. <i>Funciones que desempeñan los países arquetipo en los Mercados del Hidrógeno Renovable</i>	45
Figura 27. <i>Tipos de Hidrógeno en función de la procedencia del Recurso</i>	48
Figura 28. <i>Producción de Hidrógeno Verde</i>	48
Figura 29. <i>Análisis Estratégico FODA</i>	51
Figura 30. <i>Esquema del Sistema de Electrolisis PEM</i>	52
Figura 31. <i>Esquema del funcionamiento de una célula de electrólisis alcalina</i>	54

Figura 32. <i>Esquema del Funcionamiento de una Celda de Electrólisis de Óxido Sólido</i>	55
Figura 33. <i>Principales Fabricantes y Rendimientos</i>	56
Figura 34. <i>Métodos de Almacenamiento de Hidrógeno</i>	57
Figura 35. <i>Diagrama de Micro red con almacenamiento simple de Hidrógeno</i>	58
Figura 36. <i>Esquema de un sistema de Electrólisis tipo PEM</i>	59
Figura 37. <i>Capacidad de desalación mundial según método y energía</i>	60
Figura 38. <i>Tecnologías de desalación basadas en energías renovables</i>	60
Figura 39. <i>Diagrama esquemático de la Unidad MSF0</i>	61
Figura 40. <i>Diagrama esquemático de la Unidad MED</i>	62
Figura 41. <i>Diagrama esquemático de las unidades VC (MVC y TVC)</i>	62
Figura 42. <i>Diagrama esquemático del Sistema</i>	63
Figura 43. <i>Electrolizadores según su Producción de Hidrogeno Diaria</i>	65
Figura 44. <i>Electrolizadores Tecnología H2B2, su producción Diaria</i>	65
Figura 45. <i>Ficha Eléctrica Electrolizador EL10N, H2B2</i>	66
Figura 46. <i>Ficha Eléctrica Electrolizador EL30N, H2B2</i>	66
Figura 47. <i>Estudio Fotovoltaico para el Electrolizador EL10N</i>	69
Figura 48. <i>Estudio Fotovoltaico del Electrolizador EL30N</i>	71
Figura 49. <i>Comparación de Resultados entre ambos electrolizadores</i>	72
Figura 50. <i>Ficha Técnica Modulo Fotovoltaico A- 550 M G5</i>	73
Figura 51. <i>Ficha Técnica del Inversor Seleccionado</i>	75
Figura 52. <i>Ruta Metabólica del Hidrógeno</i>	77
Figura 53. <i>Ruta metabólica a partir de la glucosa</i>	79
Figura 54. <i>Parámetros de las opciones</i>	85
Figura 55. <i>Resultados del Electrolizador</i>	86
Figura 56. <i>Resultados del Cálculo de las tres opciones</i>	87
Figura 57. <i>Evolución de los costes de los electrolizadores según su tipo de uso</i>	87
Figura 58. <i>Evolución de los costes de inversión de los electrolizadores según su capacidad</i>	88
Figura 59. <i>Madurez Tecnológica del Transporte y Almacenamiento de Hidrógeno</i>	89
Figura 60. <i>Coste del Transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida</i>	91
Figura 61. <i>Valorización de los Derechos de emisión de CO₂</i>	98

Figura 62. <i>Flota de Camiones, Transporte Pakatnamu</i>	99
Figura 63. <i>Sistemas y Componentes de Tracto Camión Freightliner CL 112</i>	100
Figura 64. <i>Gastos Unitarios de Consumo de Combustible</i>	105
Figura 65. <i>Variación de valores de Rendimiento</i>	106
Figura 66. <i>Diagrama Esquemático Típico del Motor Diésel</i>	110
Figura 67. <i>Pérdidas Energéticas Asociadas al Motor Diésel</i>	112
Figura 68. <i>Proyecciones de Precios Diesel, GNV e Hidrógeno Verde</i>	113
Figura 69. <i>Estructura de Costos Totales de Operación (TCO)</i>	115
Figura 70. <i>Tracto Camión FOTON</i>	115
Figura 71. <i>Camiones Nikola - Iveco</i>	119
Figura 72. <i>Diagrama Esquemático típico de Motor de Hidrogeno</i>	120
Figura 73. <i>Pérdidas Energéticas asociadas al Motor de Hidrógeno</i>	121
Figura 74. <i>Tasas de interés base (Curva IS - LM)</i>	125
Figura 75. <i>Tasa de riesgo país en Latinoamérica</i>	126

INTRODUCCIÓN

El mundo avanza hacia la descarbonización de la matriz energética como carta fundamental en la batalla contra el calentamiento global. Otros factores geopolíticos y la independencia energética también juegan un papel importante. Es así que, el hidrógeno verde será fundamental como vector de energía limpia y renovable, que ya forma parte de las estrategias energéticas nacionales, sin disminuir su importancia como materia prima en diversos procesos industriales (Eterovic et al., 2022).

Por otro lado, el transporte es el área de mayor rendimiento en nuestra economía con expediciones de gases de efecto invernadero. Las previsiones muestran que esta industria pronto tendrá el mayor impacto en el cambio climático. Ante ello los países desarrollados tienen la mayor parte de responsabilidad en cuanto a las emisiones del transporte (Soto, 2018).

El presente trabajo que lleva por título “Estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado, transporte Pakatnamu” la cual está dividido en los consecutivos capítulos:

Capítulo I: Realidad problemática, formulación del problema, delimitación, justificación e importancia del estudio, limitaciones y objetivos.

Capítulo II: Antecedentes, desarrollo de la temática respecto al tema desarrollado y definición conceptual.

Capítulo III: Tipo y diseño de investigación, población y muestra, técnicas de muestreo, hipótesis, operacionalización de variables, método y técnicas de investigación, descripción de los instrumentos empleados y análisis estadísticos e interpretación de los datos.

Capítulos IV: Descripción del sistema propuesto

Capítulos V: Análisis e interpretación de los resultados

Capítulo VI: Conclusiones y recomendaciones

Finalmente se muestran las referencias bibliográficas que se han tomado para la ejecución de este trabajo de investigación asimismo los anexos empleados.

CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad Problemática

1.1.1. A nivel internacional:

Al día de hoy en el mundo existen dos problemas principales relacionados con el empleo de la energía para diversas actividades (industriales, comerciales, personal, etc.) generando problemas como el efecto invernadero. Es así que, el cambio de clima ocasionado por la intensificación del calentamiento global debido a las actividades que desarrolla el ser humano, se considera como uno de los mayores problemas globales del siglo, junto con el impacto sobre el ambiente y el crecimiento paulatino del temple medio terrestre (Ibarra, 2020).

Para el 2017 según las últimas estimaciones del Administración Nacional Oceánica y Atmosférica y Proyecto Global del Carbono, en México emitió 490 294.6 Kt de CO₂, encontrándose en el octavo lugar en todo el mundo, en primer lugar, se encuentran los países como América Latina el Cribre (Barrientos, 2020). Además, en España y China se muestran altas emisiones de CO₂ debido al sector importador de consumo como transporte y construcción asimismo las industrias, maquinarias y otras manufacturas (López y Cadarso, 2017).

1.1.2. A nivel nacional:

La Organización Latinoamericana de Energía señaló que la tasa de electrificación nacional del Perú en el 2017 fue de 78.1% colocándose entre los 5 últimos en Latinoamérica y el Caribe, justo por delante de Honduras, Bolivia, Nicaragua y Haití; a su vez, 17 países presentaron tasas que superan el 90%, incluyendo el 99% en Chile y Costa Rica y 98% en Uruguay y Brasil (Espino, 2019).

La contaminación es cada vez más importante debido a su impacto en la tierra. Los principales impactos climáticos de las temperaturas más altas en Perú incluyen el retroceso de los glaciares, el crecimiento de la continuidad de

intensidad de los fenómenos El Niño y el crecimiento del nivel del mar, así también los efectos directos e indirectos respecto a la accesibilidad de agua, el rendimiento agrícola, la abundancia y carencia de ejemplares marinos, el riesgo para los seres humanos y mermas a la infraestructura (Cajia y Cuba, 2020).

Lima es la ciudad número 22 más contaminada del mundo según datos del INEI, el 89.3% de los hogares de todo el país cree que el aire de su zona está contaminado por una mezcla de material particulado y gases provenientes de fábricas, vehículos y comercios (Barrón et al., 2021). Además, en Huancayo, estudios previos en 2004, 2014 y 2016 reportaron parámetros de dióxido de azufre (SO₂) que superan los índices estatales de calidad del aire ambiental de las principales fuentes de contaminación del aire (Hilario, 2017).

En otro sentido, la demanda de electricidad ha sufrido un incremento a causa del elevado consumo de energía en la industria y minería, según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Además, el rubro industrial participó en el 29% del consumo eléctrico y la industria minera en el 26.4% debido a los equipos utilizados para realizar las actividades (Alvarado y Awa, 2021).

1.1.3. A nivel local:

El aumento del número de vehículos en la zona de Lambayeque ha aumentado los índices de ruido y gases contaminantes como el CO, CO₂, SO₂ y CH₄ y partículas que ingresan al aire luego de su proceso de combustión están asociados al asma bronquial en niños de la región de Lambayeque (Gamarra y Chávez, 2021).

1.2. Formulación del problema

¿Cuál es el estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado?

1.2.1. Delimitación espacial:

La empresa TRANSPORTES PAKATNAMU SAC, se ubica en la carretera Lambayeque Km 4.5 Mz. A Lt 6, al interior del distrito, provincia y departamento de Lambayeque.

Figura 1.

Ubicación de la empresa



Nota. Software MyGeotab

1.2.2. Delimitación temporal:

El estudio tuvo su inicio en el mes de diciembre 2021 y finalizará en el mes de mayo del 2022.

1.3. Justificación e Importancia del estudio

El estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado Transportes Pakatnamu Sac se realizó para lograr disminuir los costes de Diesel de los tractocamiones, teniendo como beneficio mayor productividad, disminuir gastos de mantenimiento y emitir sólo vapor de agua el cual no deja residuos en el aire, a diferencia del carbón y el petróleo.

El Grupo Punch se encuentra experimentando un avance del GM Duramax V-8 de 6.6 litros que se alimenta de hidrógeno en lugar de diésel.

1.3.1. Justificación ambiental:

La justificación radica en el empleo del hidrógeno verde para diferentes procesos en la industria especialmente en la locomoción del transporte pesado siendo llamativo para procesos en donde es capaz de operar sin producir elementos que incrementan el calentamiento global, considerándose como un combustible eficiente y limpio.

1.3.2. Justificación social:

Se basa de manera social porque el hidrógeno presenta un cuidado en el medio ambiente puesto que al disminuir los gases como el dióxido de carbono las personas que estén alrededor no presentarán enfermedades provocadas por estos gases al momento de inhalar.

1.3.3. Justificación científica:

Se presenta una justificación científica porque la energía que proviene del hidrógeno ha llamado mucho la atención debido a que el 95% procede de combustibles fósiles presentando una alternativa sustentable ya que disminuye la contaminación.

1.4. Limitaciones de la investigación

- Información de tecnologías en relación a la generación de hidrógeno escasa en el Perú.
- Escasez de estudios dedicados al empleo de hidrógeno como combustible para una flota de camiones a nivel local.

1.5. Objetivos de estudio

1.5.1. Objetivo general:

- Realizar el estudio de la utilización del Hidrógeno Verde en la locomoción del Transporte Pesado.

1.5.2. Objetivos específicos:

- Estudiar las alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado.
- Determinar los ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque.
- Determinar el nivel de ahorros en la operación y mantenimiento.
- Determinar el nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado.
- Realizar la evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de estudio

2.1.1. A nivel internacional:

Muñoz et al. (2022) en su investigación consideró como finalidad analizar acerca del aporte de hidrógeno verde a fin de disminuir emisiones para zonas con aplicabilidad en Colombia. De los hallazgos, se advierte que al tener en cuenta el uso de combustible fósil en cada zona, se examinó el aprovisionamiento de hidrógeno verde observándose un índice de suministro con cifras próximas al 1% en relación a la integridad de combustible fósil, además se calculó la disminución de expediciones apalancada empleando el H₂ en cada zona, encontrándose bajas entre 3,000 y 37,000 toneladas de CO₂ sujeto al sector.

Guerrero (2020) en su investigación propuso como fin examinar la capacidad de empleo de hidrógeno verde a modo de combustible en volquetes en mina en aras de evaluar el aminoramiento de expediciones de gases de efecto invernadero. De otra manera, los resultados expresan que el hidrógeno verde se exhibe como una medida factible para la supresión de la crisis climática, coadyuvando a disminuir las expediciones de gases contaminantes y cooperando a la descarbonización de la matriz energética. Concluyendo que, el empleo del hidrógeno como combustible sustituyendo al diésel posibilita un aminoramiento de la elevada dependencia con los combustibles fósiles.

Hernández (2020) tuvo como propósito cuantificar la emisión de GEI respecto al uso en unidades de producción con distintos estratos de intensidad del empleo del pavimento en Chiapas. Por ello, el autor aplicó el método básico y diseño no experimental. Asimismo, la muestra se conformó por 30 productores donde se aplicó como instrumento un cuestionario. Los hallazgos exhiben que, en términos de emisiones gaseosas, entre los tres niveles de intensificación del uso de la tierra, el metano es el mayor emisor y su fuente principal es la fermentación. Concluyendo que al implementar el biodigestor se contribuye a la mitigación por medio de la disminución de las emisiones.

2.1.2. A nivel Nacional:

Achahui y Cansaya (2021) en su investigación planteó como objetivo evaluar la emisión de CO₂ del calentamiento global en momentos de pandemia. El método empleado fue básico, cuantitativo y descriptivo, asimismo la muestra estuvo formada por la información recolectada por fuentes confiables y el instrumento empleado es el análisis documental. El resultado muestra una tasa de reducción de dióxido de carbono de 1551 TM hasta agosto del 2020, una disminución del 17% en comparación con el mismo período de 2019, se cree que naciones como China, Estados Unidos, Brasil, India y Rusia; componen el 80% del mundo debido a su gran demográfica o industrial. Concluyendo que los gobiernos deben prestar atención a esta lección positiva para equilibrar las futuras expediciones de gases de efecto invernadero, el cambio de clima asociado y los riesgos para la salud frente a futuras epidemias.

Carhuarupa (2020) en su investigación cuyo objetivo fue establecer el índice de contaminación del aire por CO₂ en Cusco. La metodología empleada fue cuantitativo y descriptiva, asimismo la muestra estuvo formada por 5 puntos de la ciudad de Cusco para la cual se utilizó una guía de observación y análisis documental como instrumentos. De ello, el resultado muestra que la emisión anual promedio de CO₂ en 2017 con un nivel de confianza del 95,5% de 2845,75 ppm, donde en la ciudad del Cusco presenta niveles bajos de contaminación por CO₂, por debajo de las 7,875 ppm y 5028,28 ppm permitidas por la Norma de Calidad Ambiental (ECA) en el aire. Concluyendo que en la zona de Puerta de la UNSAAC y San Jerónimo presentan mayor concentración de CO₂.

Ramos (2019) en su trabajo consideró como finalidad establecer cómo influye el aumento del tráfico urbano en la merma del ambiente en la localidad de Ica. La metodología empleada fue básica y de diseño descriptivo correlacional asimismo la muestra fue formada por 50 vehículos de servicio público la cual se empleó como instrumento el cuestionario y guía de observación. Los resultados indican que PM 2.5 de dióxido de nitrógeno y PM10 dióxido de azufre fueron más bajos que los valores de ECA, pero comparados al parámetro PM_{2.5} y SO₂, valores vigentes el 1 enero de 2014, PM_{2.5} hr=25 µg/m³ y SO₂.24 horas = 20

$\mu\text{g}/\text{m}^3$, estos valores son inferiores a los valores anteriores, excepto por dos monitoreos en un día excedieron el valor de ECA para el parámetro $\text{PM}_{2.5}$ en el día de monitoreo. Concluyendo que el aumento acelerado del número de plazas de aparcamiento en el tráfico urbano aumenta la cantidad de material particulado (PM) en el ambiente.

2.1.3. A nivel Local:

Para su investigación, Córdova y Reyes (2022) estudiaron el potencial energético para la generación de electricidad en Piura y Tumbes. Tres documentos sobre generación de energía undimotriz sirvieron de muestra para esta investigación aplicada, transversal y no experimental que empleó una guía de análisis de datos. Dada su longitud de onda, frecuencia y capacidad energética en kW/m , los resultados indican que existe un importante potencial energético a observar, procesar y analizar con datos secundarios para mejorar las necesidades de la localidad y convertir el resto de productos comercializados en mercados interconectados. Se determinó que las boyas marinas flotantes equipadas con dispositivos de amortiguación y absorción son una tecnología de clase mundial que podría utilizarse para inyectar energía en los sistemas interconectados de las zonas de Tumbes y Piura.

2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado:

Por otro lado, el efecto invernadero agrava el problema causado por el uso de hidrocarburos al provocar cosas como un aumento de la temperatura media global, el deshielo del glaciar terrestre y los casquetes polares, y la correspondiente subida de la marea, así como un incremento del vigor y frecuencia de fenómenos medioambientales naturales como inundación causadas por las sequías, lluvias, monzones, huracanes, tornados, etc., siendo que lejos de los efectos sobre el planeta, tal como la modificación de los sistemas biológicos y el calentamiento global, y que inciden en la persona, los niveles de CO_2 actualmente ocasionan que el planeta se vuelva en un recinto confinado.

Las concentraciones atmosféricas de CO₂ oscilan entre 250 y 350 partes por millón (ppm). Las concentraciones de calidad admisible en un espacio confinado se sitúan entre 350 y 1.000 ppm. Llegados a este punto, nos encontramos espacio cerrado. La calidad del aire es mala entre 1.000 y 2.000 partes por millón. Los problemas surgen entre 2.000 y 5.000 partes por millón (dolor de cabeza, insomnio, náuseas), la calidad del aire es realmente mala.

Cambia la composición del aire en concentraciones superiores a 5.000 partes por millón, lo que da lugar a un entorno venenoso o con deficiencia de oxígeno y, en última instancia, letal (Berestien, 2018).

En esta línea, para Jackson (2017), si las temperaturas mundiales siguen creciendo a un ritmo como el de hoy, en el año 2023 podrían estar 1.5 grados centígrados por encima de su media preindustrial, muy por encima del umbral que los científicos han establecido para evitar efectos catastróficos en las personas y los ecosistemas. En algunas regiones se esperan condiciones más secas de lo habitual, mientras que en otras se prevén condiciones más húmedas. Los estudiosos de la ONU indican que las reducciones de emisiones COVID-19 no son ni serán suficientes, y subrayan la necesidad de una acción climática inmediata y sostenida.

La temperatura de junio de 2020 fue solo 0.01 grados centígrados inferior a la del junio más cálido jamás registrado en 2019. Estos últimos cinco años han sido los más cálidos de los que se tiene constancia, y las previsiones para la próxima media década indican que esta tendencia continuará. Según los modelos climáticos, se prevé que la temperatura media anual en todo el mundo aumente al menos un grado en cada uno de los siguientes cinco años. El año pasado, la temperatura promedio mundial se situó 1,3 grados por encima del nivel preindustrial (Gilbert, 2021).

Según el aviso climático mundial más reciente, hay un 20% de posibilidades de que al menos un año sea más cálido que esta cifra de referencia en más de 1.5°. Además, los estudios muestran que la temperatura media mundial actual está 1 °C por encima de la norma preindustrial, con un 70 % de posibilidades de que

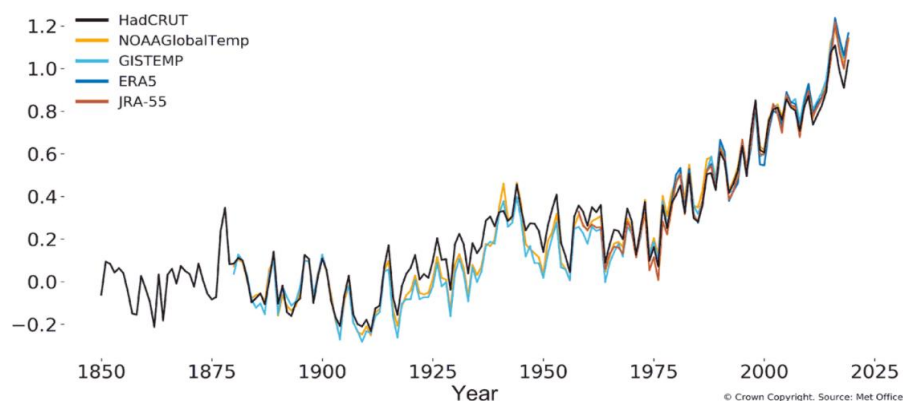
uno o más meses de los próximos cinco años tengan una temperatura al menos 1,5 °C por encima de esos niveles. Todos los océanos, excepto los meridionales, están registrando temperaturas más cálidas que la media (Patterson, 2018).

De este análisis científico autorizado se desprende claramente que aún existe un largo sendero que caminar previamente a dar cumplimiento al fin del Acuerdo de París acerca del cambio de clima en preservar el crecimiento del temple mundial, inferiormente de 2° sobre los índices preindustriales y proseguir los impulsos en aras de restringir ese aumento a 1.5 ° (Echegaray, 2019).

Nos vemos obligados a señalar en relación con el debate sobre la descongelación del casquete glaciar y el calentamiento global que, al norte del Círculo Polar Ártico, la banquisa ártica no es más que mar congelado, con un espesor que oscila entre 1 y 3 metros. El hielo marino como concepto es significativo porque, aunque se derritiera todo, el nivel del mar no aumentaría. La prueba puede hacerse en casa con un vaso de agua e hielo. El nivel del agua no subirá después de que el hielo se derrita, pura física de Arquímedes. Sin embargo, la Antártida es esencialmente una enorme capa de hielo en un continente, y su fusión tendría un impacto significativo en el nivel global del mar. No ocurre lo mismo con la plataforma de hielo Wilkins, que, aunque está en la Antártida es solo un casquete polar que emerge en el océano sin cooperar al crecimiento del nivel del mar (Watson, 2018).

Figura 2.

Aumento de la Temperatura Global Periodo 1850 – 2025



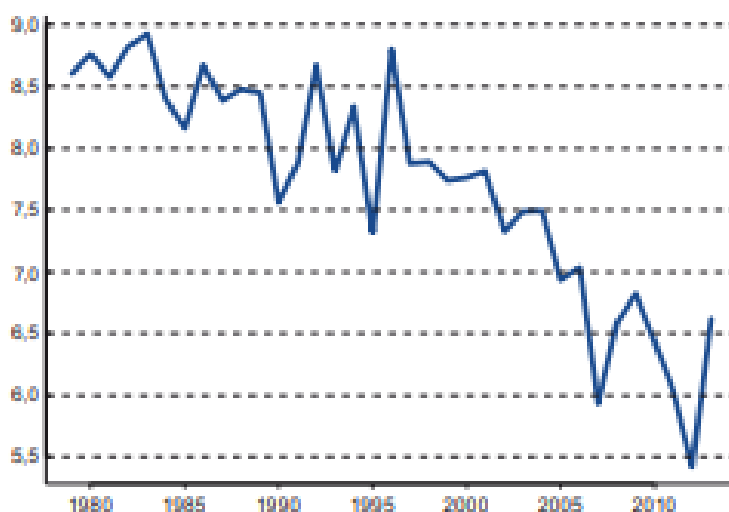
Nota. Extraído de Shukman (2021).

En consecuencia, el aumento previsto de la altura del mar puede deberse, en cierta medida, a la ampliación térmica de los mares y, en parte, al deshielo de los glaciares de la cordillera y del manto de hielo de Groenlandia. Al calentarse el agua, se extiende e invade mayor zona, generando un crecimiento del nivel del mar. Sin embargo, la magnitud de la ascensión prevista del nivel del mar muestra que sigue habiendo muchas incertidumbres y desafíos. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) advierte que, a términos del siglo veintiuno, el nivel del mar habrá subido entre 18 y 59 cm. Los resultados muestran claramente una escasa precisión. Además, durante el siglo XX, se observa que el nivel del mar asciende unos 18 cm (Cooper, 2015).

Mientras que el deshielo de la Antártida es preocupante porque el nivel del mar asciende, el deshielo del Polo Norte no es una buena señal porque el hielo refleja la preponderancia de la energía solar que le llega y la devuelve al espacio sin calentar la superficie terrestre. Sin embargo, si el hielo alcanza la fusión y se convierte en agua, capta parte de la irradiación y calienta el espacio geográfico. La Antártida es uno de los únicos lugares de la Tierra donde las temperaturas no aumentan, sino que descienden, y cada vez se forma más hielo (Storkys, 2017).

Figura 3.

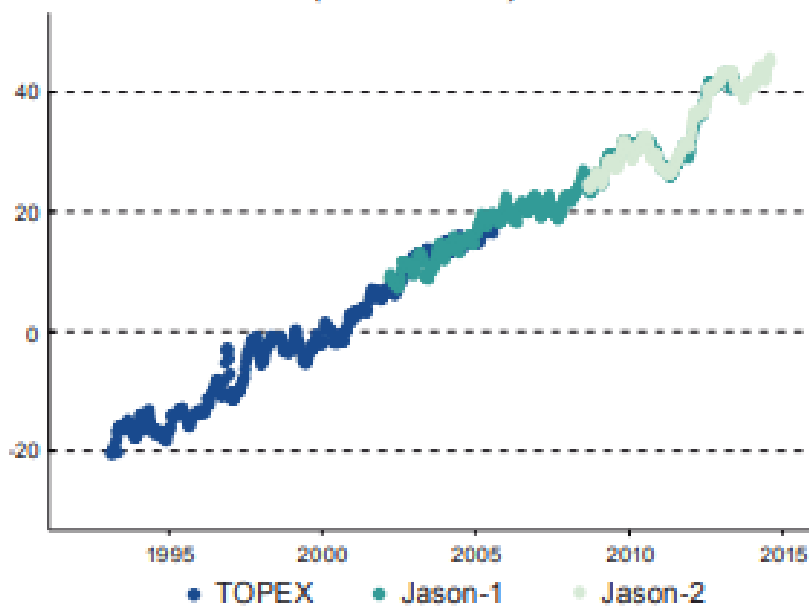
Disminución del Casquete Polar Ártico periodo 1980 - 2013



Nota. Extraído de CEPAL (2015).

Figura 4.

Nivel global del Mar periodo 1992 - 2014



Nota. Extraído de CEPAL (2015).

En cuanto a la importancia de abordar la cuestión del agotamiento del petróleo, es importante señalar que todo indica que la extracción de petróleo será mucho más cara y complicada durante los próximos años. Tras un increíble aumento del 400% en sólo 6 años, el precio del barril de petróleo alcanzó los 145 dólares en el verano de 2008, aunque los \$150 por barril es una miseria a la luz de las proyecciones futuras. A pesar del descenso de precios de 2009, las subidas han continuado en 2010, pero el coste en sí es irrelevante. El punto crucial es que nuestra dependencia del petróleo es mucho mayor de lo que la gran mayoría de personas piensa y pronto llegarán tiempos de escasez, costes crecientes y penurias (Ocampo, 2019).

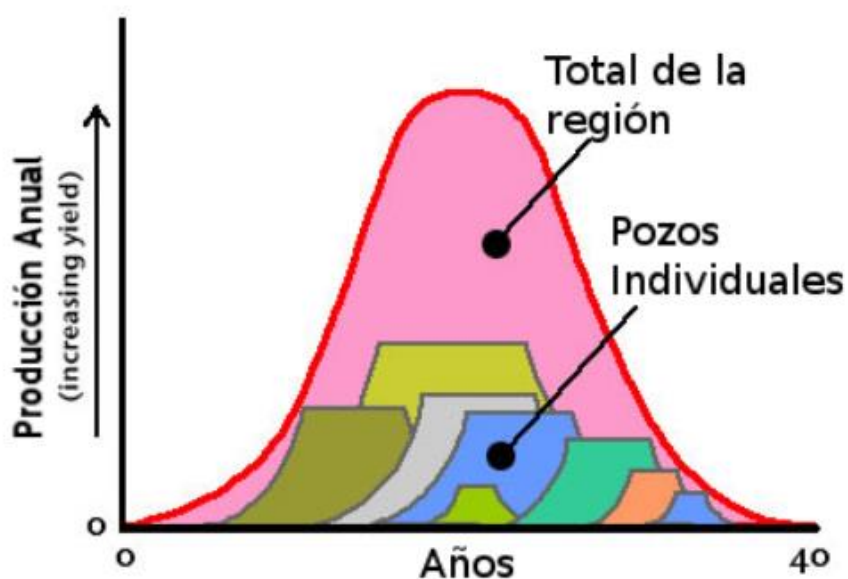
La celeridad para extraer petróleo representa un dilema, si bien simboliza dinero rápido, trae consigo diversos problemas y grandes cantidades de petróleo que difícilmente salen (a veces el 70% del íntegro). Por otra parte, una extracción controlada y lenta permite obtener bastante petróleo, aunque la producción anual es insuficiente y lleva tiempo recuperar la inversión inicial. Por ello, las compañías petroleras están tratando de ubicar un término medio y conforme se

reduce la presión del yacimiento, la extirpación se complica, razón por la que diversos ingenieros han trabajado en decenas de métodos y tecnologías para dar solución a estas cuestiones, pero de forma eventual, llega el periodo de madurez del reservorio y resulta imposible producir raudamente, llegando a estancarse y detenerse hasta el agotamiento o en su defecto, hasta que producir más ya no sea rentable (Alencastre, 2017).

Webster (2018) afirma el hecho que la producción es menor cada año, debido entre otras razones a la geología, aunque la principal causa es que lo que resta de petróleo se encuentra más esparcido, mucho más profundo y en entornos hostiles, en consecuencia, será mucho más costoso conseguirlo. Lo cual implica que, al invertir más energía, más dinero, refinamiento y exploración se consiguen hallazgos parecidos o peores que antes. Sin embargo, suele cuestionarse qué tan difícil sería aminorar el descenso de producción, para lo cual será necesario identificar los países que se han extralimitado el índice normal y que generan anualmente bajas cantidades de petróleo a pesar de que producen más.

Figura 5.

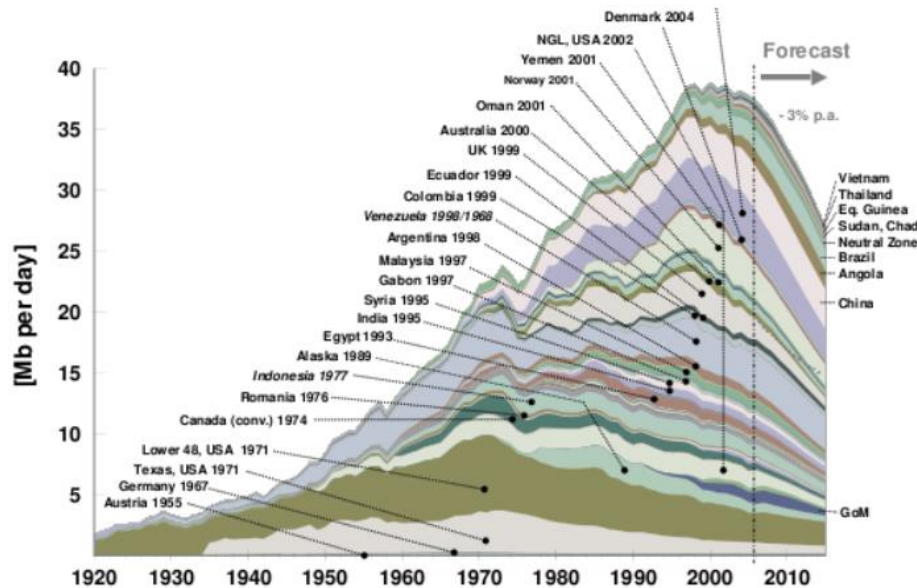
Curva de Hubbert



Nota. Tomado de The end of Cheap Oil (2018)

Figura 6.

Pico de petróleo, producidos en Países Productores

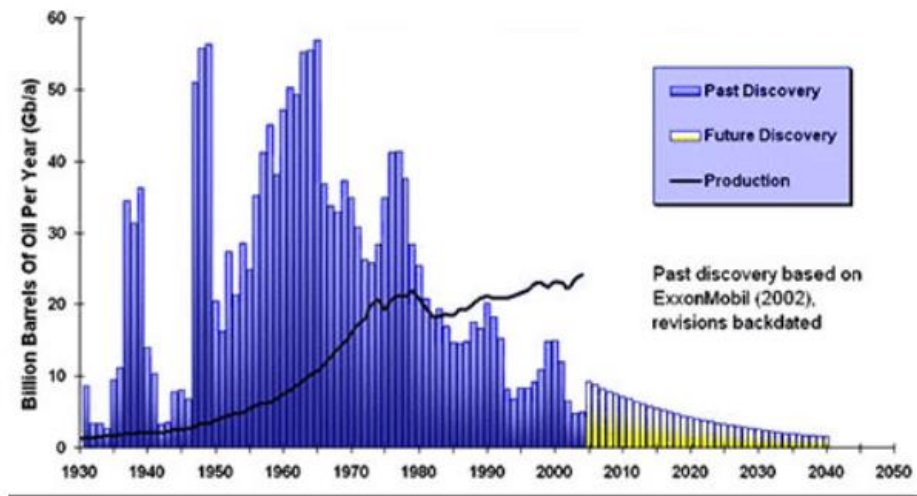


Nota. Tomado de PEMEX (2015)

La producción anual de petróleo ha disminuido en 33 de los 48 mayores países productores del mundo. De ello, lo típico sería sugerir una mayor exploración, inversión y descubrimiento, lo cual trae a colación otro aspecto de la cuestión. El número de nuevos yacimientos descubiertos cada año no ha dejado de disminuir desde los años setenta. A continuación, se muestra un gráfico que representa los hallazgos al año (en azul), el uso (en negro) y los posibles encuentros (en amarillo) basados en factores geológicos y en la experiencia de la industria (Percovich, 2017).

Figura 7.

Descubrimientos y Producción Petrolera



Nota. Tomado de ASPO (2017)

El rendimiento energético de la energía invertida es la última idea importante (EROEI). Repostar un coche requiere esfuerzo (se necesita transporte para explorar y encontrar el petróleo, bombas para bombearlo, industria para producir las plataformas, camiones cisterna para traer el crudo, refinerías para refinarlo y camiones para transportarlo a la gasolinera). Para obtener beneficios, la cantidad de energía invertida en la producción debe ser inferior a la cantidad de energía cosechada (Hall, 2017).

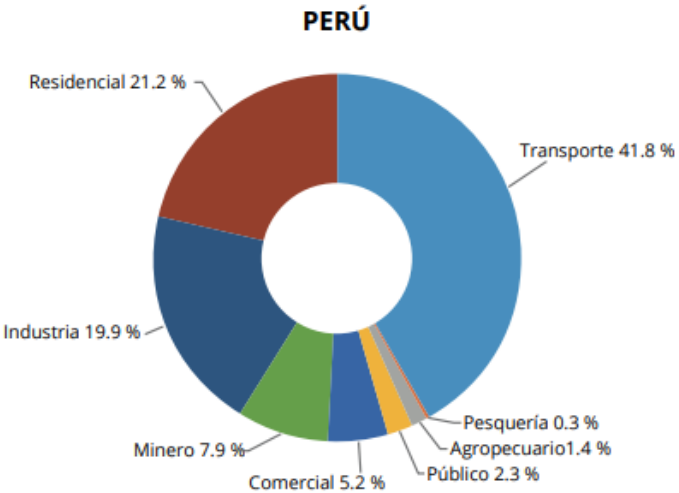
A modo de ejemplo, la extirpación de un tubérculo en un terreno fértil posee un EROEI aproximado a 4:3 (se gasta 3 calorías para hallarlo y exhumarlo nos resulta 4). Estimándose que el cazador que recolecta posee una vida con un EROEI cercano a 2:1 (por 1 caloría empleada cazando se alcanzan dos). Tal es que, durante los años 30 en Estados Unidos, el EROEI para el crudo era de 100 barriles conseguidos por cada que se invertía uno (i.e. $EROI = > 100:1$), por otro lado, durante los años 70 disminuyó a unos 30:1 y se aproximó a los 18:1 en el 2000 (Cleveland, 2016).

La EROEI para la producción mundial de petróleo también ha disminuido y se acerca rápidamente a 20:1. Cuanto más petróleo se quiera extraer, mayor será

el precio (si EROEI es proporcional a uno, tiene sentido continuar). En realidad, las reservas son mucho menores de lo proyectado. Cabe señalar que existen 20 unidades de reservas probadas. La disminución en nuestro EROEI significa que es posible que solo podamos recuperar 12 unidades, lo que rara vez se considera al estimar las reservas de petróleo (Gagnon, 2018).

Adicionalmente, es crucial monitorear las acciones de la matriz energética del Perú con el perístasis de accesibilidad al servicio eléctrico y el rendimiento del mismo, gracias al MEM de la DGER, que actualmente se enfoca en el progreso en paneles solares en la modalidad de paneles centrales, la accesibilidad a cocinas verdes con la acción complementaria de ONGs, bajo el desarrollo del proyecto cocinas mejoradas de leña, y la propagación del empleo de GLP debido a FISE, la institución para la promoción del uso de GLP. El incremento de generación de energía renovable por persona, así como la financiación internacional positiva, son todos resultados de las subastas de energía de OSINERGMIN y las modificaciones posteriores en el procedimiento, como la definición de Potencia Firma en el COES, así como temas como el rendimiento energético con planes entre los que se tiene al etiquetado, bombillas de bajo consumo, máquinas rotatorias con variadores de frecuencia de mayor eficiencia, etc.

Figura 8.
Consumo de energía neta por sector



Nota. MINEM (2018).

Según el MINEM (2020), uno de los objetivos de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía es garantizar el uso eficiente de la energía en el sector transporte. Las disposiciones relativas a las características físicas de recarga y suministro de electricidad para el traslado eléctrico fueron aprobadas mediante el Decreto Supremo N.º 022-2020-EM, emitido el 22 de agosto.

Los vehículos eléctricos se definen como vehículos terrestres que utilizan uno o más motores eléctricos para generar movimiento, incluidos el transporte eléctrico, el transporte híbrido enchufable y el transporte eléctrico extendido u otro transporte terrestre que posea un sistema que necesita la energía eléctrica para operar.

Se ha determinado que las características físicas de recarga para el transporte de movilidad eléctrica poseen naturaleza comercial, opera en un contexto competitivo, está abierta al público y se suministra a escala nacional, con acceso a las redes eléctricas e interoperabilidad asegurada.

Las estaciones de servicio minoristas, las estaciones de servicio, las gasolineras pueden ofrecer este servicio como un servicio añadido a sus clientes, o bien prestar este servicio de forma independiente y demostrar que la infraestructura de recarga satisface los criterios técnicos y de seguridad vigentes.

Cuando las autoridades públicas necesitan reemplazar sus flotas, lo hacen con tecnologías más eficientes energéticamente que permiten la movilidad eléctrica. También considerarán tener al menos un espacio de estacionamiento de movilidad eléctrica según sus necesidades. A más tardar el 23 de agosto de 2021, se deberá aprobar el reglamento para el montaje y operación de infraestructuras de carga del transporte público. A más tardar el 20 de mayo de 2021, el MINEM deberá aprobar el Plan de Uso Eficiente de la Energía.

Para Dulanto (2017), la tecnología relacionada con el hidrógeno ha avanzado considerablemente y se acerca a su madurez. Se utiliza el hidrógeno como materia prima química desde finales del siglo XIX y como fuente de energía desde los primeros vuelos espaciales de la NASA en los años sesenta. Sin

embargo, su aplicación generalizada no ha hecho más que empezar. Proyectos piloto en la industria, el transporte y la energía; la adopción de estrategias y hojas de ruta nacionales y regionales; la aplicación de políticas de incentivos y marcos normativos; todas estas son cosas que la Unión Europea, Japón, Corea del Sur y California están liderando.

El hidrógeno todavía tiene un largo camino por recorrer para volverse económicamente competitivo con las tecnologías convencionales. Sin embargo, organismos como Hydrogen Council o la Agencia Internacional de Energía coinciden en que incluso dentro de esta década veremos paridad de costes con otras tecnologías bajas en carbono en una serie de aplicaciones, ya que la curva de reducción de costes ha avanzado rápidamente, principalmente debido a:

Se tiene la expectativa que los montos de la generación de hidrógeno disminuyen significativamente debido a la producción cada vez más barata de fuentes de energía renovable (60-80% del costo de producción de hidrógeno). El hidrógeno es más barato de distribuir y suministrar debido a un uso más intensivo y una infraestructura más extensa.

La drástica caída en costos de componentes y equipos de uso final de hidrógeno debido a la producción en serie y en escala (Beingolea, 2018).

Perú posee circunstancias beneficiosas para el desempeño de la energía verde del hidrógeno como fuente energética y así, descarbonizar la industria del país y convertirse en un potencial exportador.

Perú es un país con una gran capacidad en energías verdes, lo que permitirá generar hidrógeno a un costo apropiado para el consumo interno y posiblemente para exportarlo a países como Japón o Alemania, que han manifestado su interés en firmar el acuerdo comercial y potenciales importadores. En la región, Chile ha iniciado conversaciones con Japón, Corea del Sur, China, Singapur y Alemania para producir hidrógeno verde con fines de exportación. El ministro de Energía chileno, Juan Carlos Jobet, ha explicado en varias intervenciones cómo el hidrógeno verde puede ser diez veces más económico que el actual sector industrial del país, que aporta alrededor del 10% del PIB de Chile, a través de

las exportaciones que esperan hacer del hidrógeno verde aprovechando el enorme potencial de energías renovables del país (Bullón, 2019)

El negocio del gas natural en Perú está en auge y debe seguir así. El país produce entre 35 y 40 millones de m³ de gas diario y cuenta con algunas de las mayores abastos probados de gas de la región. El hidrógeno desempeñará un papel en el sistema energético mundial no muy distinto al del gas natural, y las sinergias entre ambos impulsarán su desarrollo tanto en infraestructuras como en aplicaciones. Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS y Teréga son sólo algunas de las principales empresas gasistas europeas que así lo entienden. En una reciente presentación, estas empresas detallaron su estrategia para construir una red de infraestructuras de conducciones de hidrógeno de más de 23.000 kilómetros para 2040. Este sistema funcionará en tándem con la red de gas natural y conectará los futuros nodos de oferta y demanda de hidrógeno en toda Europa. Estos nodos incluirán agrupaciones industriales, centros de captura y almacenamiento de carbono y grandes centrales de energías renovables, como centrales solares en el sur de Europa.

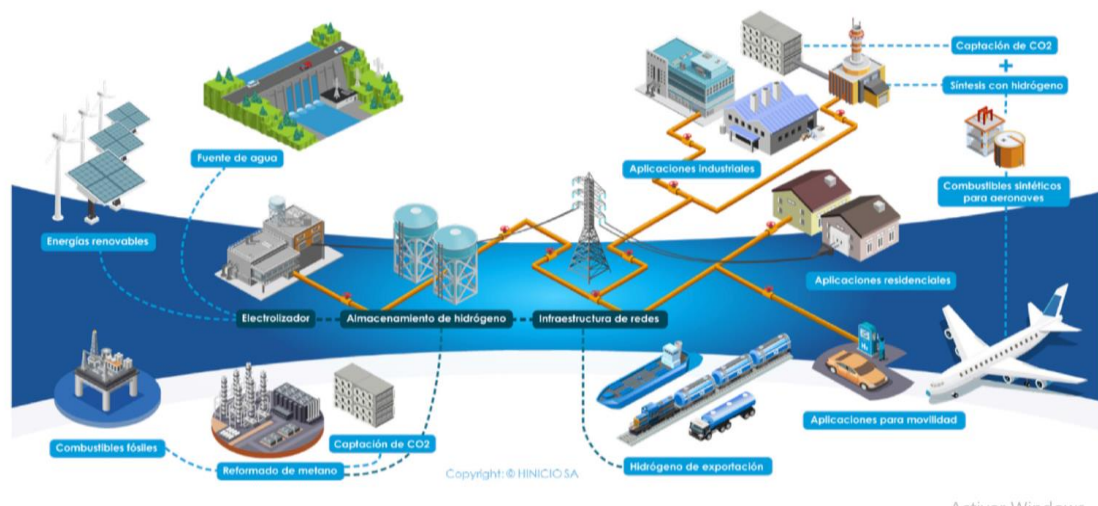
Perú posee principalmente compromisos de descarbonización. El compromiso del Estado peruano es disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 30% (89,4 MtCO₂) para el año 2030. Gracias al hidrógeno es posible reducir las emisiones en sectores energéticos como el transporte de mercancías pesadas o la minería. Un automóvil a gasolina como el desarrollado por la empresa estadounidense Nikola Corp. puede reducir las emisiones en casi un 25% (Lira, 2017).

Las emisiones de carbono en el país (más de 13,000.000 Tn de dióxido de carbono emitidas por camiones diésel en Perú). El hidrógeno verde se puede utilizar para reemplazar el motor diésel de la industria minera, un sector que representó el 9,4% del PIB⁸ del país en 2018. Las compañías mineras más grandes del mundo como Anglo American y BHP están trabajando en todo el mundo para incluir hidrógeno verde en sus operaciones.

Shell, Equinor y BP son sólo algunas de las grandes empresas de petróleo y gas que han invertido millones en proyectos de demostración a pequeña escala que son peldaños hacia la institución a gran nivel del ahorro del hidrógeno. Empresas como Engie están haciendo lo mismo a escala mundial, y pronto lo hará también Enel, que ha revelado sus propios planes de expansión incluyendo esta forma de energía.

Según Inga (2017), es hora de que Perú ponga en marcha su Economía del Hidrógeno. Aprovechando el actual excedente de electricidad, Perú puede impulsar los primeros proyectos piloto de electrólisis a precios asequibles. Las entidades de los sectores de energía, petróleo y gas, minería y transporte de Perú, que se encuentran entre las más fuertes de la región, pueden liderar el cambio de América Latina hacia este combustible.

Figura 9.
Economía del Hidrógeno



Nota. Extraído de Berry y Aceves (2006)

2.3. Definición conceptual de la terminología empleada

2.3.1. Hidrógeno Verde:

Como resultado, las energías verdes sólo están disponibles de forma intermitente y pueden incluirse más fácilmente en los sistemas eléctricos. Para hacer frente a la dicha intermitencia de las fuentes de energía verdes, los electrolizadores pueden acoplarse a instalaciones solares o eólicas para reajustar la calidad de la energía inyectada en la red y absorber los excedentes de generación durante los periodos de baja demanda (Chapuis, 2017).

Habilita el transporte libre de emisiones en carreteras pesadas. Junto con los vehículos eléctricos de batería, el hidrógeno verde ayudará a descarbonizar el transporte y atenderá los segmentos más exigentes, de larga distancia e intensivos, donde las baterías tienen importantes límites de autonomía. Por ejemplo, camiones pesados, autobuses interurbanos, trenes y barcos (Quijandria, 2017).

Es un producto químico renovable que puede descarbonizar la industria; actualmente, el mundo consume 115 millones de toneladas de hidrógeno al año, aproximadamente el 95% del cual proviene del reformado de gas metano (hidrógeno gris) un proceso intensivo en carbono que produce un 2% del CO₂. Reemplazar este consumo por hidrógeno verde (renovable) y descarbonizar procesos químicos como la producción de acero, vidrio flotado, amoníaco, grasas y resinas sintéticas (Chirinos, 2017).

Es un combustible limpio para la industria y los hogares, para uso (individualmente o en combinación con otros combustibles) en calderas, motores, hornos y turbinas, permite descarbonizar industrias con alta demanda de calor. Además, el hidrógeno empleado en las pilas de combustible puede proporcionar energía y calor para los hogares y la industria (Zaquinaula, 2015).

Permitir el comercio internacional de energía renovable: el hidrógeno se puede transportar a grandes distancias a manera de gas comprimido, líquido o amoníaco y otros portadores. Esta versatilidad permitirá que la molécula se

pueda comercializar internacionalmente como un “commodity”, en el futuro, de manera similar a como se comercializa el GLP en la actualidad. El hidrógeno nos permitirá comercializar energías renovables en todos los continentes. Capacidad para producir combustibles sintéticos neutros en carbono o renovables que se pueden usar con la infraestructura existente.

Permite la producción de combustibles sintéticos renovables o carbono neutro que pueden usarse con la infraestructura actualmente instalada, el hidrógeno verde, junto con el CO₂ extraído de la atmósfera o capturado en el proceso, es el recurso para generar combustibles sintéticos neutros en carbono como diésel o kerosene. Estos “E-Fuels”, como se denomina internacionalmente, se espera que reemplacen al combustible en aplicaciones energéticas como los aviones, con la gran ventaja de poder utilizar los equipos existentes, servicios y provisión de equipos sin necesidad de cambios (Cusma, 2017).

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación:

Aplicada, el cual de acuerdo a Arispe et al. (2020) posee el fin de seleccionar los medios o metodologías necesarias a raíz de los conocimientos que existen para brindar solución a un requerimiento ya identificado. El trabajo de investigación será de tipo aplicado, ya que utiliza los conocimientos de la ciencia para llevarlo a la práctica y solucionar un problema específico utilizando hidrógeno verde en el transporte pesado.

Descriptiva, la misma que abarca diversas descripciones y exámenes los cuales se interpretan para formar una comparativa, para lo cual se expondrán tablas y figuras a fin de exhibir los resultados y concretar los fines establecidos (Vásquez y Ortiz, 2022). En este sentido, el trabajo se basa en el detalle de equipos mencionados, las variables y alternativas de producción de hidrógeno verde.

Diseño de investigación:

No Experimental, ya que no se manipularán con intención ninguna de las variables enmarcadas en el estudio, tal como lo señala Arispe et al. (2020). Aunado a ello, Fuentes et al. (2020) indica que en tal diseño si bien no se realiza variación a las variables, sin embargo, se observan como tal con el propósito de examinarlas.

3.2. Población y muestra

Población:

La población es aquel acumulado de casos que poseen rasgos similares, es denominado también universo (Armijo et al., 2021). La población está constituida por los 52 vehículos tractocamiones de transporte Pesado de Transportes Pakatnamu Sac.

Muestra:

La muestra está definida como aquella parte del universo, a la cual se recolecta información, recolectar dichos datos ayudan a reducir tiempo y economía (Arispe et al., 2020). Está constituida por los 52 vehículos tractocamiones de transporte Pesado de Transportes Pakatnamu Sac.

3.3. Técnicas de muestreo

Muestreo censal:

El muestreo censal es aquel en el cual se consideran todas las unidades de la población como muestra (Zamora y Calixto, 2021).

3.4. Hipótesis

3.4.1. Hipótesis general:

- El estudio muestra que la utilización del Hidrógeno Verde en la locomoción del Transporte Pesado es viable.

3.4.2. Hipótesis específicas:

- Existen alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado.
- Los métodos empleados permitirán ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque.
- El nivel de ahorro en la operación y mantenimiento es significativo a comparación del combustible tradicional.
- El nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado es el adecuado.
- La evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos muestra que la propuesta es viable.

3.5. Variables - Operacionalización

- Variable Independiente:

Hidrógeno Verde

- **Variable Dependiente:**

Factibilidad Económica Financiera

El proceso de Operacionalización, se presenta resumido en la siguiente tabla:

Tabla 1.*Operacionalización de variables*

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Indicador	Escala de medición	Instrumentos de verificación
Variables Independiente: Hidrógeno verde aplicado al transporte Pesado	El transporte Pesado en el Perú, es una actividad altamente intensiva en Energía, pero una de las actividades con mayor necesidad de compromiso ambiental, la utilización del hidrógeno verde en sus operaciones de transporte, nos pone una gran oportunidad de masificar el Hidrógeno verde en el Perú	La conversión de los camiones de transporte Pesado, de utilizar petróleo a utilizar hidrógeno Verde, es una oportunidad tecnológica y comercial de poder aplicar modernas técnicas de conversión y utilizar combustibles de última generación	Energía Potencia	Razón	Ficha de observación
Variable Dependiente: Factibilidad Económica Financiera	La solución de energético conveniente, no solo pasa por la viabilidad técnica, sino también por la viabilidad económica financiera, que incluye la viabilidad social, ambiental y Política	Se elaboran los estados financieros proyectados, de balance General, Pérdidas y Ganancias y estado de flujo de fondos	TIR VAN	Razón	Estados Proyectados

Nota. Elaboración propia

3.6. Métodos y Técnicas de investigación

Método:

Deductivo, se trata de realizar un estudio del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado, para solucionar un problema particular (el alza de precio del diésel en la empresa Transportes Pakatnamu Sac). Ello se basa en que se realizará en desarrollo secuencias de los objetivos para determinar finalmente la conclusión de la investigación, es decir, si la propuesta realizada es viable o no.

Técnicas:

Entrevista, se aplicará dicha técnica a las personas que se encuentran relacionadas con las actividades llevadas a cabo con el transporte de carga pesada en la empresa. Al interior de la empresa Transportes Pakatnamu y sus procesos de mantenimiento, con el propósito de obtener información útil para determinar los recursos necesarios de la propuesta, dicha aplicación se dará por medio del método Delphi, descrito a continuación.

Método Delphi:

De acuerdo con Betancourt (2015), se describe como un procedimiento en el que varias personas que se consideran expertos se reúnen para llegar a un acuerdo sobre un tema o tema compartido.

Características:

- Es versátil a la hora de registrar una variedad de puntos de vista, que se proporcionan de forma anónima y privada.
- El acuerdo alcanzado exhibe un alto nivel de confiabilidad.
- Permite que los especialistas se involucren en el tema e interactúen entre sí de manera anónima, lo que facilita el flujo de información.
- Evite dar a ciertos especialistas una voz más importante que a otros para garantizar una participación equitativa.

- Finalmente, permite el desarrollo de un criterio con un alto grado de imparcialidad.

Observación, la cual ayudará en el levantamiento de datos de campo, como las características de la flota de camiones y datos ligados al uso del combustible.

3.7. Descripción de los Instrumentos utilizados

Guía de entrevista: La guía de entrevista ayudará a recolectar los datos al tener una intervención con el personal, su estructura ordenada logrará información clara y precisa.

Ficha de observación: Es una ficha que contiene una serie de datos exactos que, una vez analizados y decididos los datos en la etapa de diseño conceptual, describe la lista de necesidades de la propuesta.

3.8. Análisis Estadístico e Interpretación de los datos

Métodos de análisis de datos:

La estadística descriptiva se utilizará para examinar los datos adquiridos a través de cálculos visuales y de ingeniería, se realizará manualmente y con la ayuda de Excel, para evaluar la conformidad con los objetivos.

Aspectos éticos:

De acuerdo a las normas éticas del Colegio de Ingenieros del Perú, que se encuentran establecidas en su código ético y tecnológico, los ingenieros están obligados a ser objetivos y veraces en sus informes y declaraciones o testimonios profesionales, este estudio se desarrolló sosteniendo la veracidad de los mismos. las cantidades obtenidas sin ser alterados.

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

4.1. Descripción de la propuesta

En cuanto a las tecnologías que se encuentran actualmente disponibles, hay que destacar la tecnología fotovoltaica a nivel nacional. Sin embargo, las tecnologías basadas en biomasa que permiten la producción de hidrógeno verde también están disponibles a nivel regional en el norte. Sin embargo, para implementar estas tecnologías, debemos considerar sus costos de producción, los cuales se espera disminuyan en el Perú debido a las economías de escala. Estos costos también incluyen el costo del transporte que puede comprimirse y licuarse a temperaturas criogénicas, o empleando otros métodos.

En cuanto a la viabilidad técnica y económica del uso de energía verde en el sistema eléctrico del Perú, ésta se ha ejecutado con la ayuda de un tablero integral de control o matriz de evaluación, siendo los criterios ambientales y sus correspondientes subcriterios. La propuesta planteada busca emplear la energía proporcionada del hidrógeno en el sector del transporte; el hidrógeno verde comprende un combustible muy eficiente para vehículos pesados. Esta propuesta incluye la búsqueda de la alternativa de conversión existentes para el transporte pesado, la búsqueda de métodos que incluyen el ahorro y eficiencia en dicha flota, la determinación del nivel de ahorro de acuerdo al nivel de rendimiento de la flota, la inversión necesaria para implementar la tecnología escogida y últimamente, se ejecuta la evaluación económica por medio de indicadores para determinar la viabilidad de la propuesta.

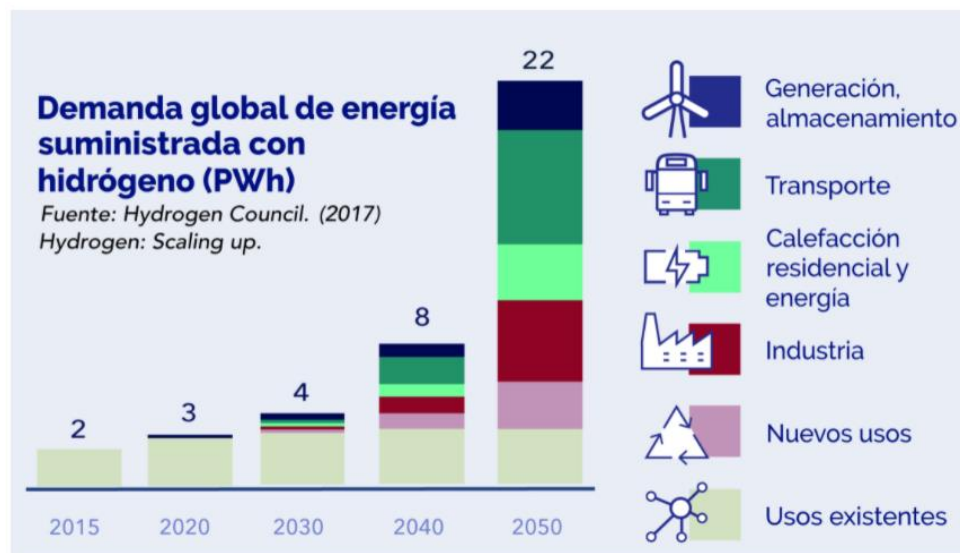
CAPÍTULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1. Alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado

Entre las alternativas tecnológicas en torno al uso de hidrógeno en el entorno, Hydrogen Council (2017) muestra la demanda alrededor del mundo de la energía proporcionada por el Hidrógeno en relación al tiempo.

Figura 10.

Demanda global de Energía suministrada con Hidrógeno



Nota. Extraído de Hydrogen Council (2017)

Según la figura anterior se muestra que para el año 2030 la energía ofrecida del hidrógeno se utilizará en el transporte, generación e industria, evolucionando para el año 2040 con mayor demanda en ese sector por encima de la energía dedicada a la industria y los nuevos usos, así como la generación.

Por otro lado, se tiene los sistemas energéticos solar hidrógeno o llamados SESH por sus siglas, este comprende un sistema en el cual la energía principal es la proporcionada por el sol y la secundaria es la ofrecida por el hidrógeno y comprende toda la línea de generación básica los cuales son la transformación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y el uso final;

estos sistemas son un beneficio para Latinoamérica, pues existen barreras actualmente con otras energías renovable (Posso y Sánchez, 2014).

La transformación se basa en convertir la energía disponible del hidrógeno en otra energía que pueda ser de consumo directo, la transformación del hidrógeno como una fuente secundaria, se da por medio de varios métodos entre ellos existen los siguientes.

Figura 11.

Tecnologías de Producción de Hidrógeno

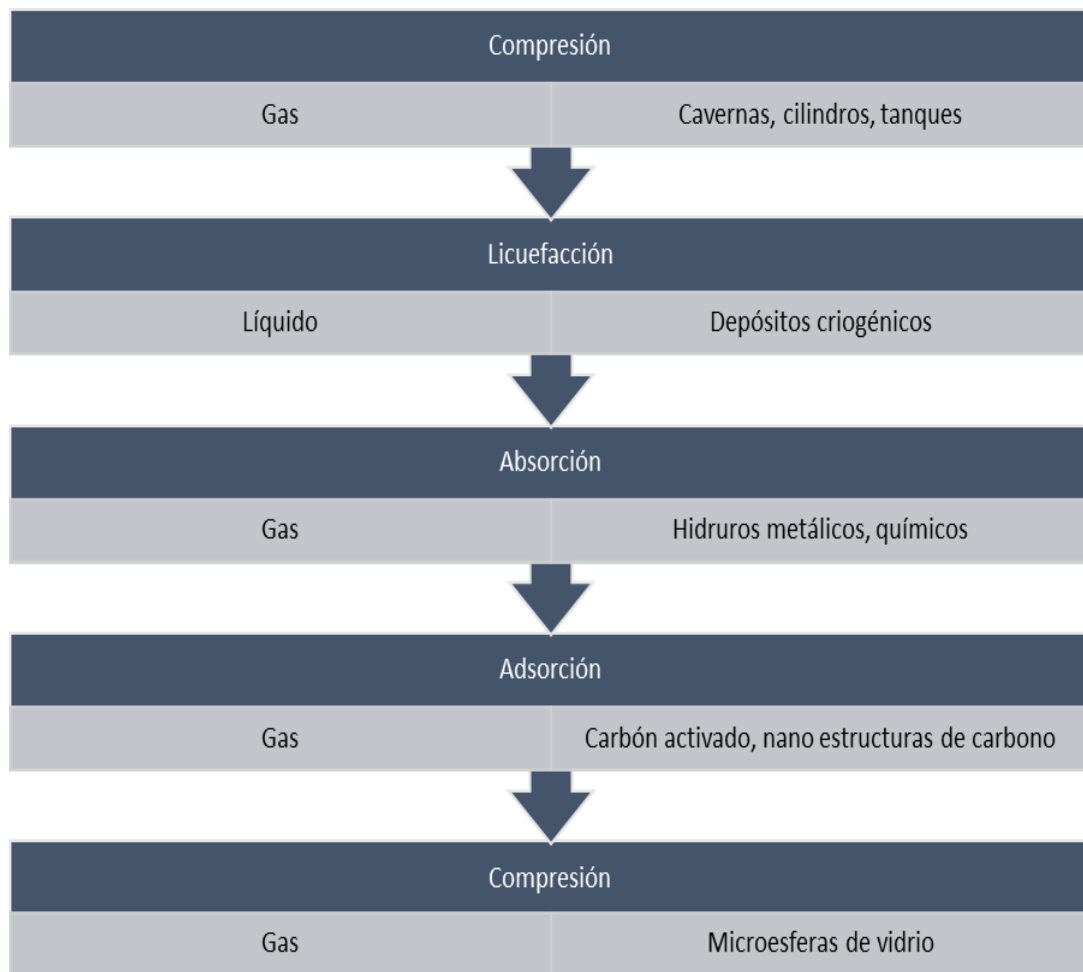


Nota. Extraído de Posso y Sánchez (2014).

Así como existen métodos para producir el hidrógeno, existen varios métodos para almacenarlo. Estos métodos dependen del estado físico del hidrógeno, la compresión y la licuefacción son los más empleados en los sectores químico, petroquímico y aeroespacial, y el resto de ellos son utilizados para otros sectores como el tecnológico y el comercio (Posso y Sánchez, 2014).

Figura 12.

Métodos de almacenamiento de H₂



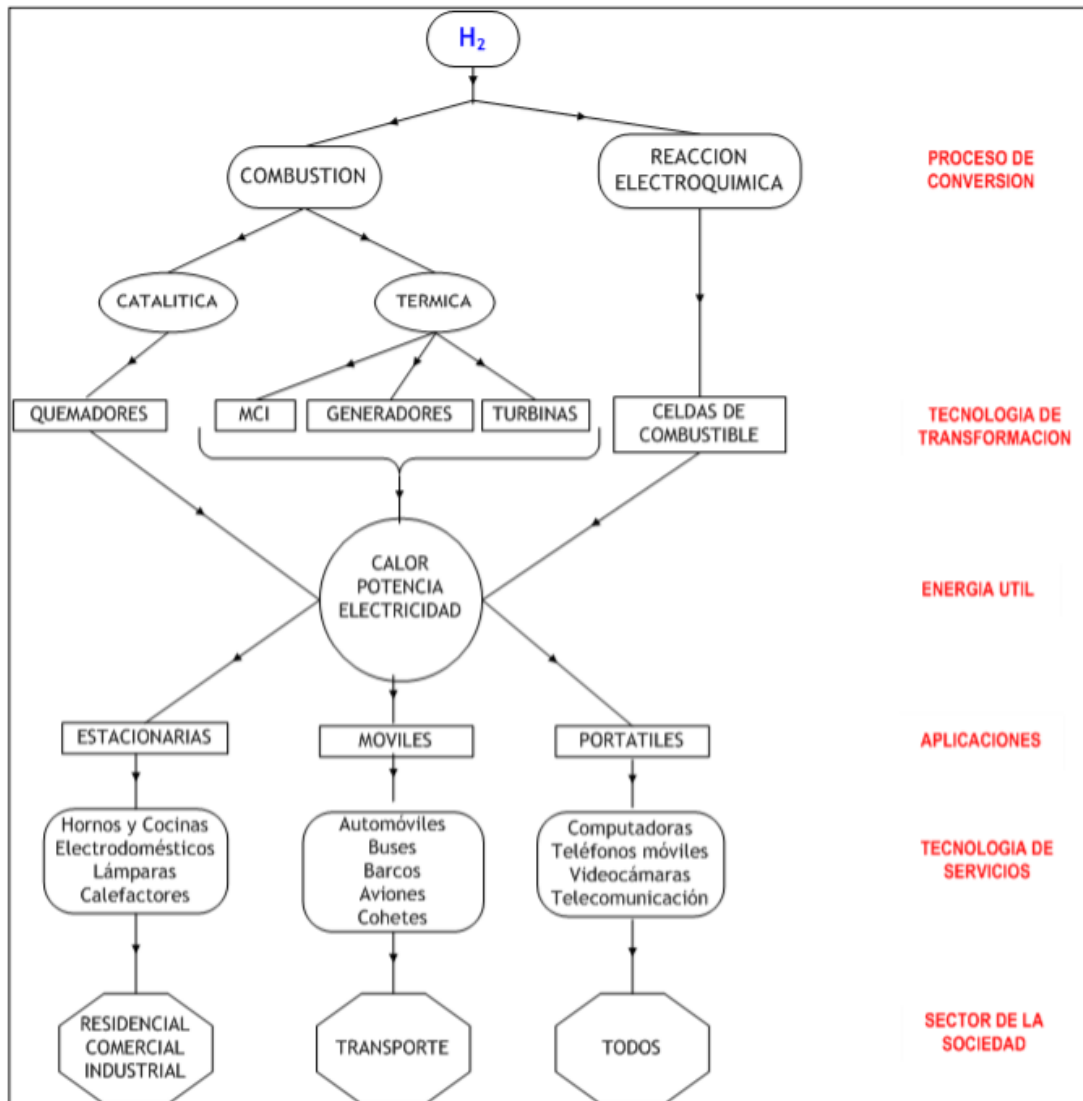
Nota. Extraído de Posso y Sánchez (2014)

Se resalta también que la producción de hidrógeno se está desarrollando en los mercados emergentes como el sector de transporte con las celdas de combustible; en las que incluyen el transporte de personas y recursos para aeropuertos, empleando vehículos de diferentes capacidades; sin embargo,

la evolución del uso del hidrógeno necesita una amplia gama de requisitos tecnológicos, más aún en la distribución (Posso y Sánchez, 2014).

Figura 13.

Rutas para el aprovechamiento energético del H₂

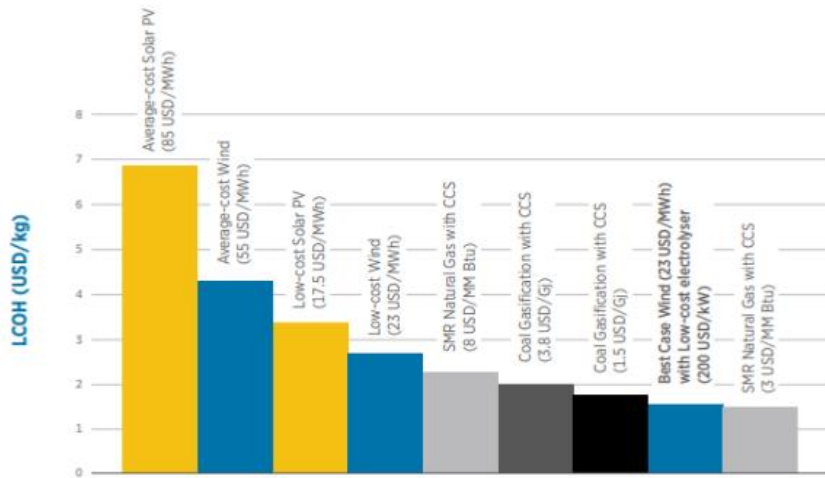


Nota. Extraído de Posso y Sánchez (2014)

En cuanto la reducción de precios, debemos de anotar que estos están en constante reducción, y que pueden ser expresados en la siguiente figura:

Figura 14.

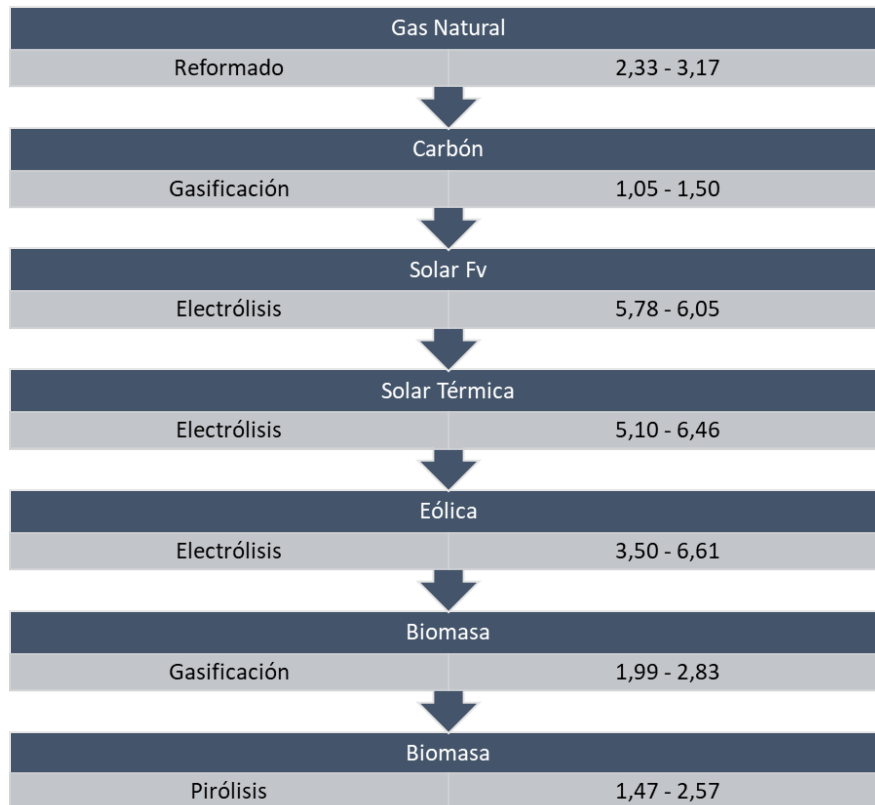
Costo de Producción de Hidrógeno (USD /Kg)



Nota. Extraído de García (2021).

Figura 15.

Costos de producción de H₂, a partir de varias fuentes



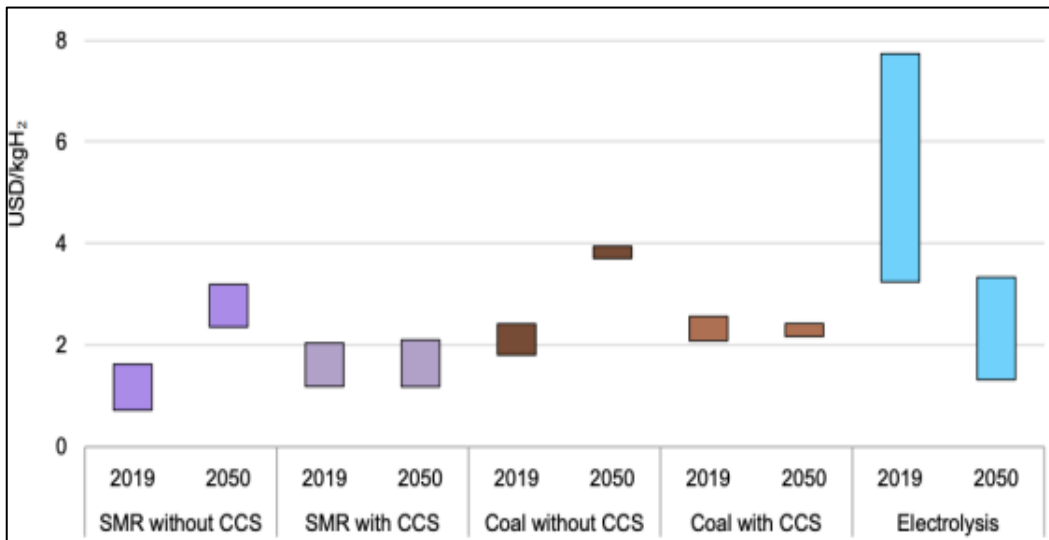
Nota. Extraído de Posso y Sánchez (2014)

Un informe analítico acerca de la cantidad producida de hidrógeno verde muestra que:

Basándose en la información recolectada de los montos de producción del hidrógeno verde en el país de Chile, se muestra la siguiente figura. Se dio el cálculo considerando la potencia de 40 MW.

Figura 16.

Estimación de Costos de insumos para la producción de H₂V



Nota. Extraído de García (2021).

Se estima que el costo de envío representa menos del 5% de los costos generales de la cadena de valor de exportación para el año 2025 en el caso de la exportación de hidrógeno vía metanol desde el norte de Chile a Alemania. En contraste, la cantidad de hidrógeno exportado a través de Amoniacó fue inferior al 6% durante el mismo año (Energy Partnership Chile-Alemania, 2021).

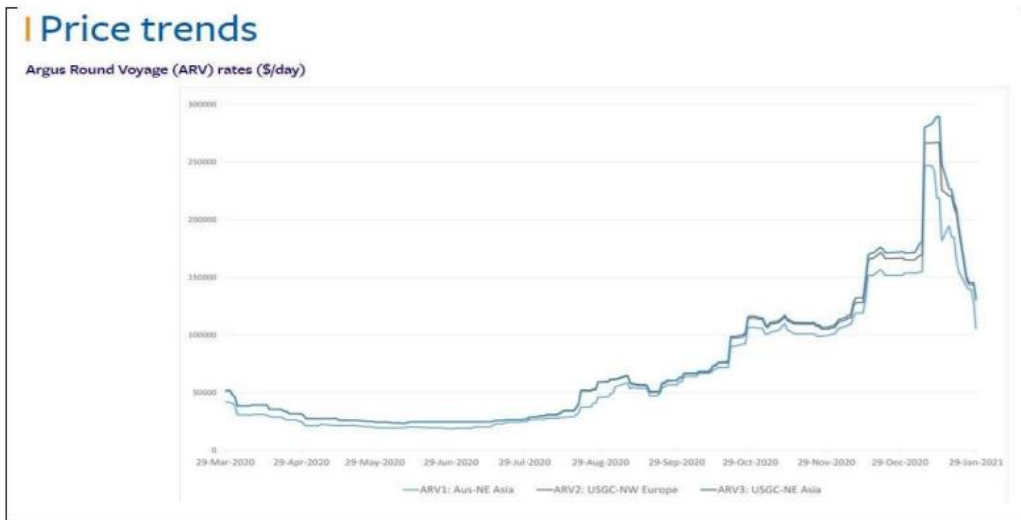
Debido a que este tipo de barco no existe ahora, con la excepción de un pequeño barco construido recientemente, no es práctico suponer que el transporte marítimo se llevará a cabo en un futuro mediano como hidrógeno licuado (criogénico). Por otro lado, según varias publicaciones, el requerimiento energético para la licuefacción del hidrógeno es de 13 kWh/kg (Morante et al., 2020). El valor calorífico reducido de 33,3 kWh/kg H₂ significa

que al menos el 40% de la energía H₂V se desperdiciaría durante esta operación. A efectos de nuestros propios cálculos, se desarrolla un proceso hipotético en el que el H₂V se convertirá en metano a través de la reacción de Sabatier mientras se elimina el CO₂ de la atmósfera, y este producto se licuará y transportará en buques metaneros tradicionales. Aunque se libera CO₂ cuando se usa metano en su ubicación final, es posible que el proceso global debe ser neutro en carbono porque el CO₂ se captura del aire en una cantidad equivalente en el lugar de síntesis. Esta suposición también sugiere que no hay necesidad de un cambio significativo de las infraestructuras globales, que sería costoso e impredecible. En cambio, se utilizan los mismos barcos, las mismas tuberías de gas y toda la infraestructura que ya se ha creado para el gas natural.

El proceso Sabatier, también conocido como metanización, consiste en convertir hidrógeno y dióxido de carbono en metano y agua con la ayuda de un catalizador a base de níquel mientras se somete la mezcla a temperaturas que van de 250 a 500 grados centígrados, presiones que van de 5 a 20 bares, y la presencia de un catalizador. Dado que el procedimiento no requiere una cantidad significativa de energía, el costo es bastante económico a pesar de que se desconoce. El monto de licuefacción de metano para nuevos proyectos es de USD 1,09 por millón de Btu, mientras que el costo de las plantas existentes es de USD 0,97 por millón de Btu. Dado que el metano tiene un poder calorífico de 50.020 BTU por kilogramo, este costo sería de alrededor de 0,05 USD por kilogramo si se expresara en unidades de masa. En comparación con los costos asociados con los otros métodos de producción de hidrógeno, este es bastante económico. A continuación, se muestra un gráfico que representa los gastos mensuales de transporte de metano por mar en el año 2020. Es posible suponer un barco con una capacidad de 155.000 a 165.000 m³ de GNL, lo que equivale a 72.000 toneladas (suponiendo una densidad de 0,450 kg/ton en promedio). Después de eso, se tiene en cuenta una tasa de evaporación del 0,1% por día de viaje como "boil-off", se cree que es un viaje de regreso sin pasajeros.

Figura 17.

Costos en USD/día del viaje ida y retorno en buque Metanero



Nota. Extraído de Vásquez (2021)

Se proyectó que el costo diario fue de 120.235 USD por día. Con una carga final de 70.488 toneladas de metano (2,1% de pérdida), el viaje a Róterdam en 21,3 días costaría un total de 2,5 millones de dólares, y el coste por kilogramo de metano rondaría los 0,036 dólares. Este costo sería de USD 0,060/kg para Japón y USD 0,060/kg para el resto de destinos, respectivamente.

Tabla 2
Costo de flete de barco

Destino	Duración (días)	Costo diario (USD/día)	Costo Viaje (USD)	Carga (ton)	Costo (USD/kg)
Rotterdam	21,3	120.235	2.561.000	70.488	0,036
Kobe	34,9	120.235	4.196.200	69.500	0,060
Pyeongtaek-Dangjin	34,6	120.235	4.160.100	69.500	0,060

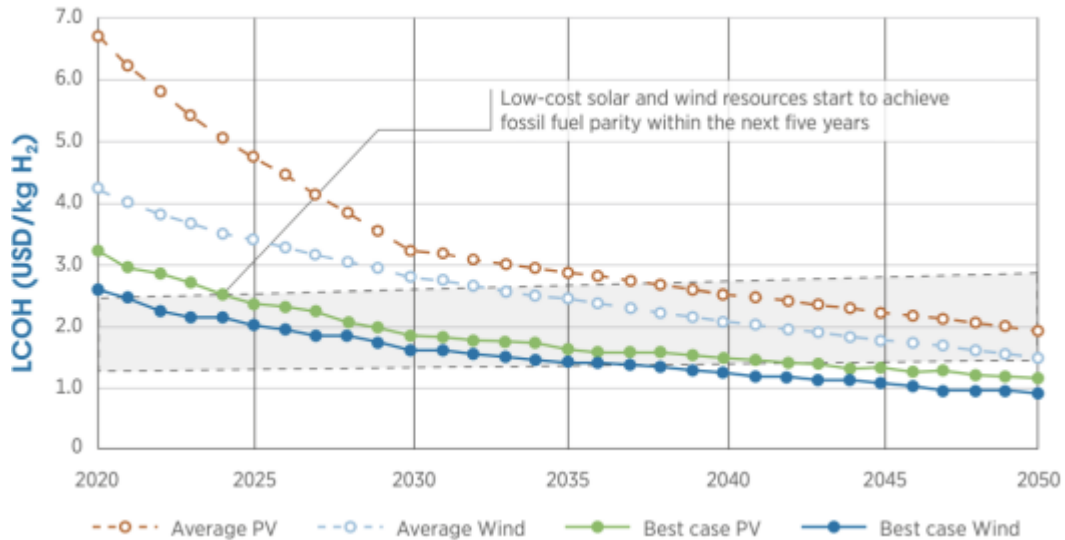
Nota. Extraído de Vásquez (2021)

En la tabla se estima que la inversión global corresponde a la mitad del coste de la electricidad, 10% de los costos asociados a la electrólisis, 2% de los costos asociados a la metanización y licuefacción, y 1% de los costos

asociados al cargue y provisional proceso de almacenamiento. Una parte significativa de los costos asociados con la generación de H₂V a través de la electrólisis del agua proviene del costo de la electricidad.

Figura 18.

Estimación de Costos de los procesos para la producción de H₂

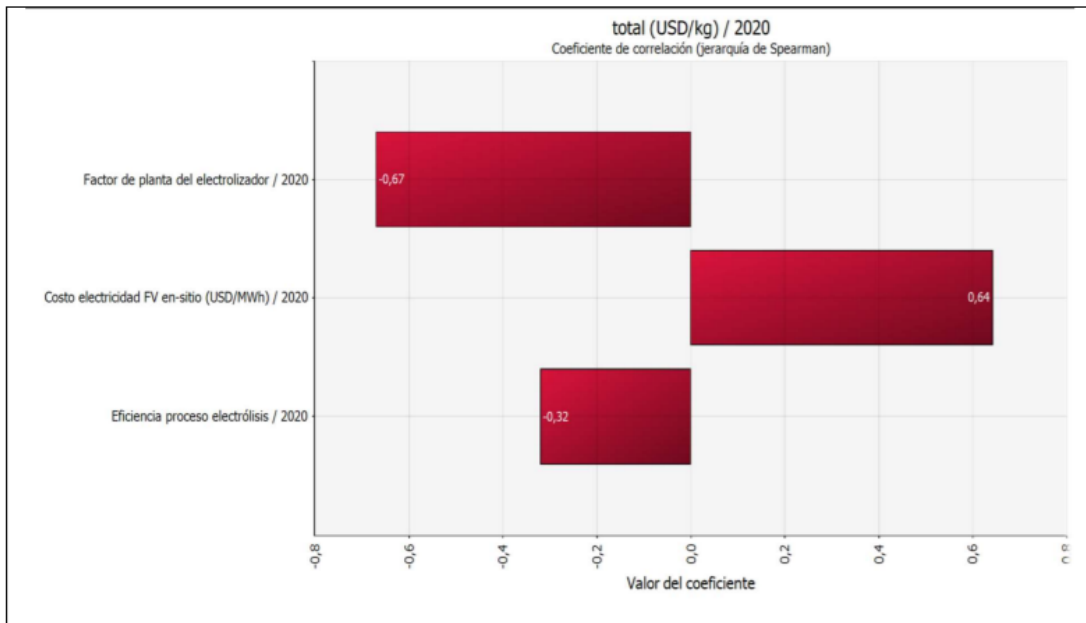


Nota. Extraído de García (2020).

Como resultado de las predicciones, se determinó que para los años 2020 al 2030, el factor de planta de los electrolizadores será significativo en el costo (USD/kg) del hidrógeno verde. Adicionalmente, se determinó que un aumento en el factor de planta resultaría en una reducción en el valor de H₂V. En la figura N° 28 se demuestra que el factor de planta del electrolizador tendrá la mayor influencia en el costo en el año 2020, seguido del coste de la electricidad. El costo de producir hidrógeno verde puede abarataarse aumentando el factor de planta del electrolizador; el tamaño del efecto es -0,67 en una escala que va de 0 a -1.

Figura 19.

Factores que afectan el costo proyectado de H₂V para el año 2020



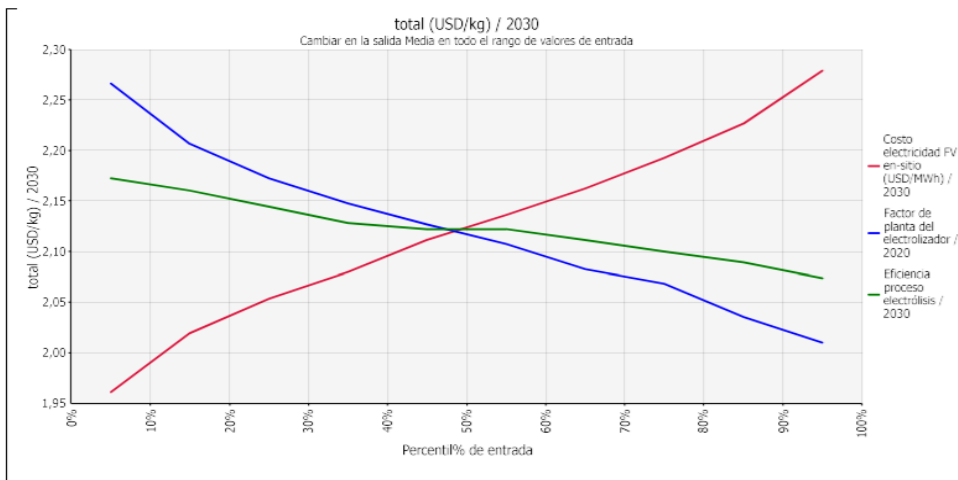
Nota. Extraído de Vásquez (2021)

Se muestra que el costo de producir hidrógeno verde en términos de dólares por kilogramo está relacionado con el costo de producir electricidad en la figura anterior. El gráfico ilustra dos puntos: primero, una pendiente positiva sugiere una influencia positiva en el costo de H₂V (y viceversa), y segundo, una pendiente más alta sugiere un mayor impacto en el costo de H₂V. Ambos puntos pueden inferirse de la forma del gráfico (y viceversa).

Con base en la información presentada anteriormente, es posible hacer la observación de que la reducción del costo de la electricidad es importante, pero que también es necesario enfocarse en la preocupación de obtener un mayor factor de planta para los electrolizadores. Este factor de planta es, al final, el factor de planta de la respectiva ERNC para el caso que se estudie.

Figura 20.

Sensibilidad de Costo de H₂ V al año 2030



Nota. Extraído de Vásquez (2021)

Es esencial mencionar que el proceso de recolección de hidrógeno a partir de fuentes fósiles es el más costoso; asimismo, la producción de hidrógeno empleando biomasa como recurso ya es apropiado con aquellas, lo que puede verse a modo de ventaja para la implementación de los SESH, considerando la situación favorable de la fuente de dicha energía, su participación en el mercado regional, y su predominio en las acciones de I+D+i. También es importante remarcar que la energía hidroeléctrica no se incluyó en esta estimación de costos; no obstante, diversos estudios sobre el uso de esta fuente principal en LA como base del proceso de producción de hidrógeno por electrólisis han alcanzado cifras comparables a las publicadas para fuentes fósiles. En cuanto a Brasil, en un informe acerca del uso de H₂ electrolítico en el sector del transporte urbano muestra que tiene una gran reseña histórica de esta técnica de generación de H₂, alcanzó un monto de generación de 2,38 US\$ kg. Por último, mientras que, en una región diferente, afirman el monto de generación en el intervalo de 0,55 a 1,21 US\$ kg⁻¹, dando provecho a la reducción de montos por economías de nivel, en una investigación en Turquía sobre el uso de energía de pequeños proyectos hidroeléctricos. Todo esto demuestra los beneficios competitivos de producir hidrógeno de forma limpia y eficaz utilizando energía hidroeléctrica adicional (Posso y Sánchez, 2014).

Actualmente, los métodos principales de Perú y América Latina para crear hidrógeno verde son los siguientes:

El 48% del hidrógeno accesible en Perú y América Latina proviene del gas natural mediante el procedimiento de reformado con vapor, en el que el metano (CH₄) se trata térmicamente antes de combinarse con vapor a altas temperaturas y presiones para producir hidrógeno, a menudo junto con otros productos químicos.

Después responsable del 18 % de la generación de Hidrógeno Verde es la Gasificación, a base del Carbón, es el primer procedimiento industrial de generación de hidrógeno, inventado en el siglo XVIII, y consiste en varios procesos de gasificación- conversión favorecido a altas temperaturas.

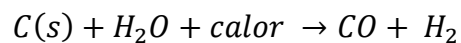
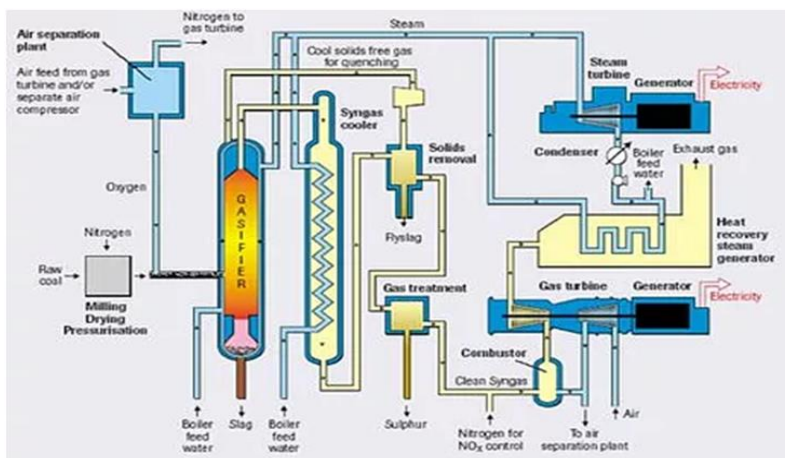


Figura 21.

Proceso de Producción de Hidrógeno a través de la Gasificación del Carbón

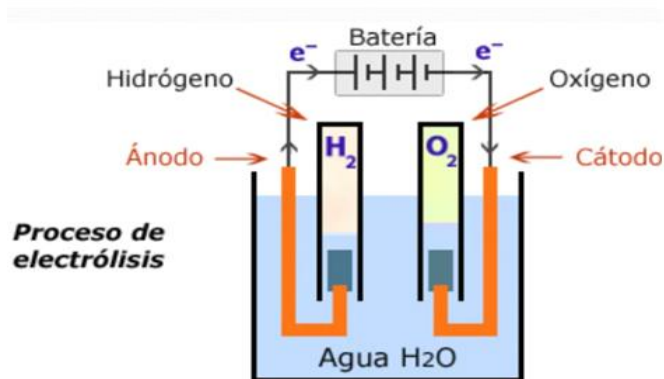


Nota. Extraído de Germany (2017)

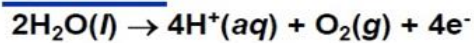
Y por último como fuente generadora, la electrólisis tiene un origen que se traduce como "destrucción por electricidad" y se usa para describir el proceso de descomposición de un material usando electricidad.

Figura 22.

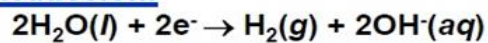
Producción de Hidrógeno por Electrólisis



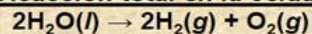
Oxidación:



Reducción:



Reacción total en la celda



Nota. Extraído de Troncoso (2014)

El siguiente procedimiento de fabricación se utiliza para crear hidrógeno verde en Perú y en toda América Latina:

Un punto de partida: a través de la electrólisis del agua salada, se crea hidrógeno, produciendo gas a gran escala.

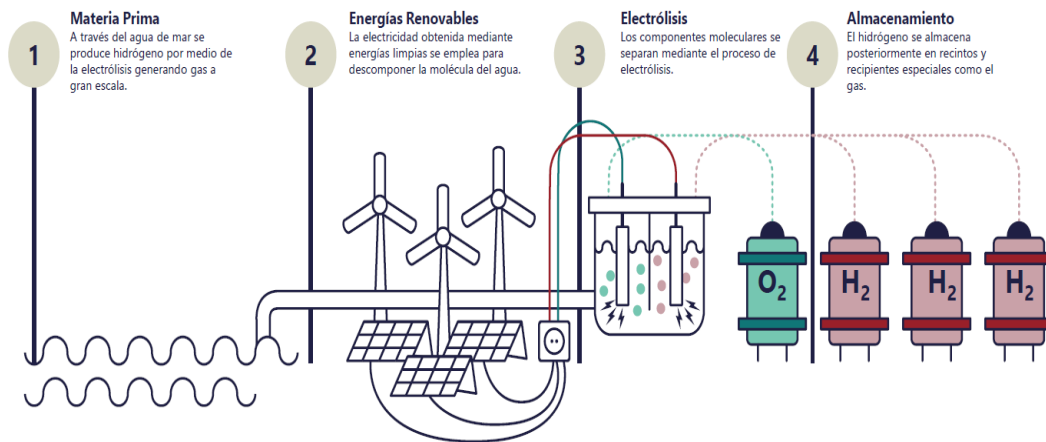
Energías Renovables: Para descomponer la molécula de agua, se utiliza energía generada a partir de fuentes limpias.

Electrólisis: El proceso de electrólisis separa los componentes moleculares.

Almacenamiento: Después de eso, el hidrógeno se mantiene en recintos y contenedores únicos, tales como tanques de gas.

Figura 23.

Proceso de fabricación de Hidrogeno verde a Partir del ERNC



Nota. Extraído de García (2021).

El siguiente gráfico ilustra los diversos roles que desempeñan varias naciones en el mercado mundial del hidrógeno.

Figura 24.

Funciones que desempeñan los países arquetipo en los Mercados del Hidrógeno Renovable

Función	Recursos de energías renovables	Disponibilidad de agua dulce	Potencial de infraestructuras	Ejemplos de países
«Líderes en exportación»	Muy altos	Alta	Alta	Australia, Estados Unidos, Marruecos, Noruega
«Productores con limitaciones de agua»	Muy altos	Muy baja	Alta	Arabia Saudí, posiblemente China
«Grandes importadores»	Bajos	Alta	Alta	Japón, Corea, partes de la UE
«Productores autosuficientes»	Altos	Alta	Alta	Turquía, España, Tailandia
«Productores con limitaciones de infraestructuras»	Altos	Media	Baja	La India, la mayor parte de Sudamérica, posiblemente Rusia

Nota. Extraído de Van de Graaf (2020)

El sector de energía emite casi un 70% de GEI que están causando el calentamiento global. En respuesta a la urgente exigencia en disminuir drásticamente dichas emisiones, el hidrógeno azul y verde se ha transformado en un recurso que va en contra del calentamiento, pues en la etapa de combustión no genera elementos que contaminan y afectan al ambiente. Pero, hay una serie de efectos en el proceso de fabricación de hidrógeno que necesitan más investigación. A pesar de que el hidrógeno azul se produce utilizando combustibles fósiles, se comercializa como una opción "sostenible" ya que, a diferencia del hidrógeno gris, se tiene el pensar que los combustibles fósiles son los responsables de las emisiones mínimas porque el CO₂ liberado durante el proceso de fabricación del hidrógeno se captura y almacena.

Aunque se puede pensar que el hidrógeno verde tiene emisiones mínimas, los modelos a gran escala se enfocan en megaproyectos neocoloniales, y la discusión sobre el hidrógeno azul y verde se ha concretado de acuerdo con las ventajas de las grandes empresas y los gobiernos del Norte Global (Andaluz et al., 2021). El hidrógeno verde tiene la cualidad de ser un implemento de gran importancia en América Latina, pero para ello se debe iniciar una discusión pública para evaluar los riesgos socioambientales, establecer expectativas en verificar, especificar los usos y alcances de los proyectos de H₂ y crear un modelo de gobernanza que promueva la soberanía energética a su vez que incrementa la salud de las personas. Las implicaciones, de las que las naciones latinoamericanas ya son muy conscientes, ocurrirán si los gobiernos no toman esta acción y el H₂ verde se convierte en una mercancía más.

Debemos mencionar lo siguiente en relación con los efectos ambientales de las diferentes metodologías de generación de hidrógeno que se utilizan ahora en el Perú y América Latina:

Los primeros usos del hidrógeno se remontan a experimentos con globos a fines del siglo dieciséis, que finalmente se convirtieron en aeronaves gigantes

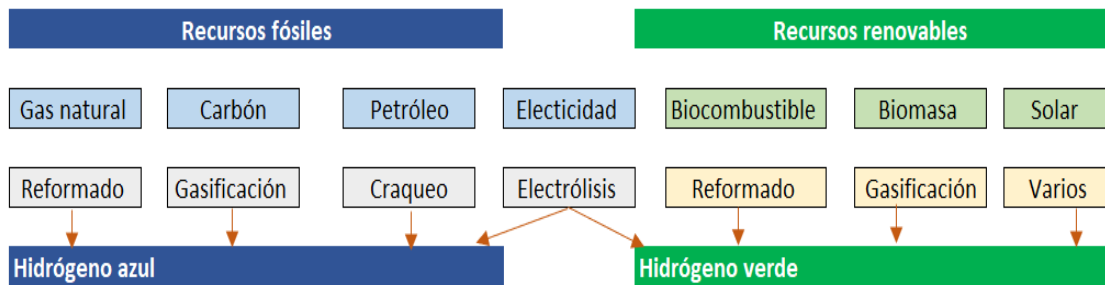
en el siglo pasado, a pesar del significado futuro que se teje en la palabra hidrógeno.

El desastre de Zepelín alemán Hindenburg de 1937 y el innegable auge de los combustibles tradicionales hicieron que este sector energético fuera menos popular, pero se recuperó fundamentalmente con nuevas aplicaciones tras la incertidumbre por el petróleo de 1973. Estos incluyen celdas de combustible y motores de combustión interna que realizan la quema del hidrógeno para impulsar vehículos y cohetes. También se implementaron un centenar de técnicas diferentes para su fabricación. Se pueden dividir en cuatro grupos: biológicos, químicos, electroquímicos y térmicos. También se divide en seis categorías: El agua se desintegra en O₂ y H₂ a través de la electroquímica, que también incluye la termoquímica (reacciones químicas alimentadas por calor o energía de ignición), fotoquímica (electrólisis provocada por energía foto catalítica o foto electroquímica), radioquímica (uso de radiación nuclear para descomponer agua), bioquímica (generación de hidrógeno a base de biomasa) e híbridos.

El llamado enfoque de hidrógeno gris es ahora el más popular. Está basado en el reformado con vapor del gas natural, pero similar a otros combustibles fósiles, emite CO₂, que es el elemento esencial de GEI. Se ha sugerido como una solución el hidrógeno azul, que también se produce a partir de gas natural, pero utiliza tecnología de captura y sistema de abasto de carbono (CCS). Por el contrario, se prevé que el hidrógeno verde sea el más desarrollado y, aunque ahora representa el 4 % de la generación global de hidrógeno, se prevé que tenga un aumento a medida que bajen sus precios. Los costos para generar hidrógeno verde han disminuido un 40% entre los años 2015-2020, se prevé que disminuyan otros 40 puntos para 2025.

Figura 25.

Tipos de Hidrógeno en función de la procedencia del Recurso

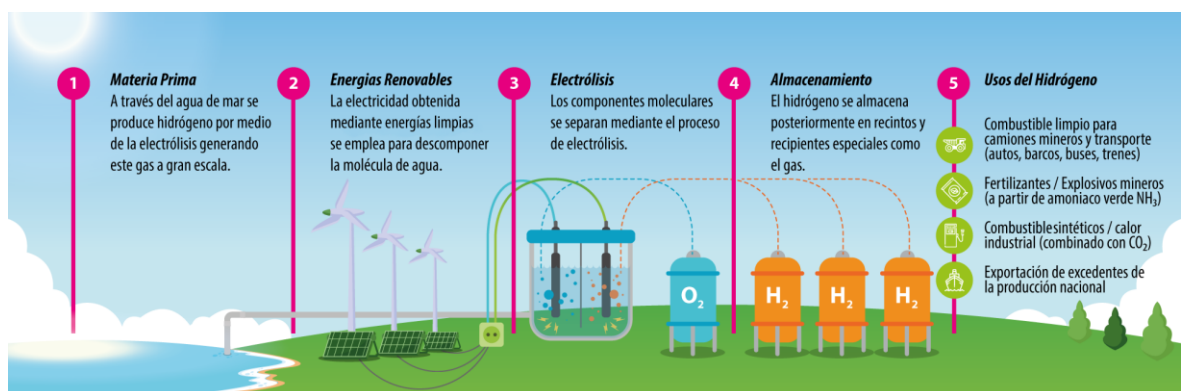


Nota. Extraído de Uriel (2022)

La técnica principal para producir hidrógeno verde consiste en electrolizar agua, lo que requiere dos insumos fundamentales: energía y agua. El agua puede ser suministrada por un establecimiento de tratamiento local o de manera directa de un suministrador de agua del subsuelo o superficial. El servicio eléctrico puede abastecerse por el sistema interconectado o por el propio generador de la planta, pero para ser tomado como verde, este debe ser conectado a una fuente renovable. El proceso, que se puede mostrar en la figura, consta de tres pasos: acondicionamiento del agua, electrólisis y acondicionamiento del gas. Como resultado, se obtiene oxígeno como subproducto y se produce hidrógeno.

Figura 26.

Producción de Hidrógeno Verde



Nota. Extraído de ministerio de energía (2017)

Al eliminar las sales disueltas del agua, el sistema de ajuste de agua tiene como objetivo crear agua de gran calidad. En el proceso se utiliza descalcificación, ósmosis inversa, membrana desgasificadora y electrodesionización, que según Inod (2020), documento oficial del Ministerio de Energía de Chile, da como resultado aguas residuales con una alta conductividad que varía del 30% al 43%. Para los propósitos de este estudio, estas aguas pueden ser vertidas inmediatamente en pequeñas cantidades al sistema de alcantarillado mientras se sigan cumpliendo los estándares establecidos. Según la Agencia Internacional de Energía, existen tres formas básicas de realizar el proceso de electrólisis (IEA, 2019): la electrólisis alcalina (AEL), la electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis a altas temperatura son los tres tipos de electrólisis (SOEC). La tecnología de electrólisis de agua más avanzada con la inversión inicial más baja está representada por electrolizadores alcalinos. Pero debido a las propiedades del electrolito empleado, genera diminutas densidades de intensidad, lo que lleva a una producción limitada y sistemas de purificación intrincados. Sin embargo, el enfoque de electrólisis PEM es más eficaz a pesar de los mayores costos de inversión y una mayor dependencia de materias primas como lo son los metales preciosos. Finalmente, pero no menos importante, la técnica SOEC tiene la mayor eficiencia, incluso si su uso apenas comienza.

El acondicionamiento de los gases de escape es el último paso. Estos se separan del electrolito primero mediante un sistema de separación de gases, después de lo cual el electrolito vuelve a circular, el oxígeno sale al medio ambiente y el hidrógeno se purifica y se seca. El electrolito arrastrado por las corrientes gaseosas se puede eliminar allí mediante un conjunto de filtros coalescentes, y cualquier resto de humedad se elimina mediante filtros desecantes. Debido a que el objetivo de la electrólisis es producir hidrógeno lo más puro posible, el gas debe pasar a través de un reactor de desoxigenación para suprimir las malezas de oxígeno que se obtiene como residuo. En base a las circunstancias precisas de salida, el oxígeno sobrante

se descarga nuevamente al medio ambiente y el hidrógeno con un porcentaje alto de pureza se mantiene en tanques con presión baja para luego ser procesado de acuerdo con sus requisitos de uso.

Las primeras experiencias a nivel mundial demuestran la escasa influencia de las instalaciones cercanas productoras de hidrógeno en los efectos ambientales de este proceso. Alemania es la nación con la estrategia más ambiciosa para el hidrógeno verde, y el estudio Inod, elaborado por el Ministerio de Energía de Chile y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, brinda un resumen de dos situaciones allí.

Circunstancia similar vive Grenzach-Wyhlen Power-to-Gas Plant, una planta de electrólisis alcalina con una capacidad de 1 MW acoplada a una planta piloto de 300 kW. Esta planta puede producir hasta 300 Nm³/h (m³ normales por hora) de gas electrolítico. Estas situaciones demuestran que la mayoría de las publicaciones que enfocan el problema ambiental limitan los peligros del hidrógeno únicamente a una tasa alta de inflamación; como resultado, el peligro se decide por la cantidad que se utiliza, no por la cantidad que se guarda. No se analizan los factores que toman en consideración los efectos de la eliminación de agua altamente conductiva a gran escala o los efectos que la demanda de agua a gran escala puede tener sobre el medio ambiente y la ecología.

Pudiendo condensar las potencialidades en la siguiente matriz de doble entrada basándose en un análisis estratégico:

Figura 27.

Análisis Estratégico FODA

	AMENAZAS	OPORTUNIDADES
FORTALEZAS	Demanda Potencial alta Posibilidad de evolucionar la naturaleza de almacenamiento de hidrógeno verde	Minería de clase Mundial, Potencial de Generación de ERNC, en el Norte, Centro y Sur, Experiencia en Hidrolisis
DEBILIDADES	Ausencia de legislación de Generación Distribuida, inestabilidad para la inversión, cambio climático	SEIN de 500 KV a 750 KV, Bajos niveles de CAPEX, Costos de Energías Renovables No Convencionales en disminución, surgimiento de tecnologías innovadoras de generación

Nota. Elaboración Propia

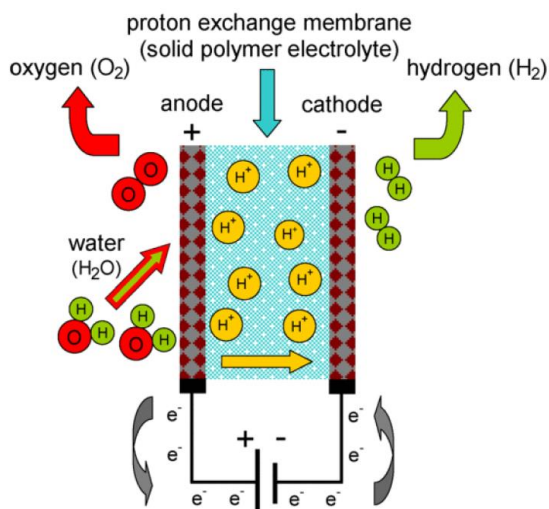
5.2. Ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque

Los siguientes son los métodos principales que pueden usarse para producir una forma de hidrógeno potencialmente verde en Perú ahora y en el mediano plazo:

La tecnología PEM, también conocida como tecnología de membrana de intercambio de protones, se basa en lograr como electrolito una membrana de polímero ligera impermeable a los gases (menos de 0,2 mm de espesor), que a la vez es muy ácida debido a la presencia de H_2SO_3 . Esto permite obtener la habilidad de conducir protones y, además, los electrodos son de manera general de metales nobles como el platino o el iridio. Las capacidades de pequeña escala de los electrolizadores PEM están concentradas y sus eficiencias comerciales oscilan entre el 48% y el 65%. La cantidad máxima de hidrógeno que pueden procesar es de unos 30 Nm^3 , y producirlo requiere 174 KW, pero debemos recordar que la conductividad del agua de alimentación debe ser inferior a 1 S/cm. A continuación, se muestra un diagrama de un electrolizador tipo PEM.

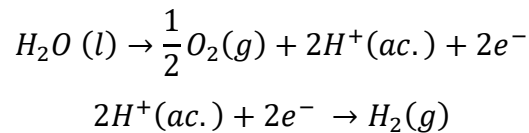
Figura 28.

Esquema del Sistema de Electrolisis PEM



Nota. Extraído de Soto (2020)

La ilustración anterior demuestra cómo el agua pasa por el proceso de oxidación en el ánodo para crear oxígeno (O₂), electrones y protones que se trasladan a través de la membrana. Cuando el agua llega al cátodo, se produce una reducción en la que se forma hidrógeno:



Electrolizador Alcalino:

Debido a que es confiable y tiene una vida útil larga y con una economía muy buena hasta 15 años, los electrolizadores alcalinos se han transformado en la metodología más popular. El monto de inversión en un primer momento, de esta tecnología oscila entre los 1.000 y los 5.000 dólares estadounidenses por kilovatio, dependiendo de su capacidad de producción, y su eficiencia global oscila entre el 47% y el 82%. Se pueden resumir cuatro desarrollos principales en la tecnología de electrolizadores alcalinos:

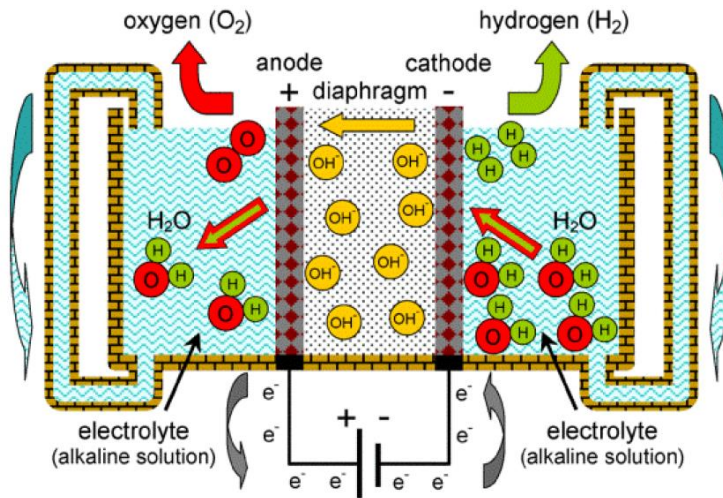
Para emplear mayores densidades de corriente mientras se reducen las pérdidas óhmicas, la distancia entre los electrodos debe mantenerse al mínimo.

El uso de membranas de óxido de poli antimonio impregnadas de polímero, un compuesto con gran porosidad integrado por una matriz de polisulfona y ZrO₂, y separadores a base de sulfuro de polifenilo (Ryton). La electrólisis se realiza sobre vapor de agua porque los electrolizadores alcalinos de alta temperatura, que pueden alcanzar temperaturas de 150 °C, aumentan la conductividad del electrolito y mejoran los procesos electroquímicos en los electrodos.

A continuación, se muestra en un diagrama el desempeño de un electrolizador alcalino.

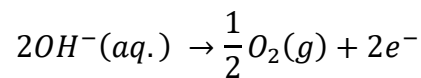
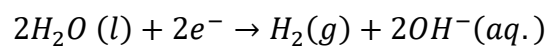
Figura 29.

Esquema del funcionamiento de una célula de electrólisis alcalina



Nota. Extraído de Soto (2020)

Las siguientes ecuaciones químicas describen los procesos químicos de la electrólisis alcalina, el gas hidrógeno que se desarrolla en el cátodo deja moléculas de hidróxido que bajan por el diafragma, atraviesan el campo eléctrico y se recombinan para generar oxígeno en la superficie del ánodo:



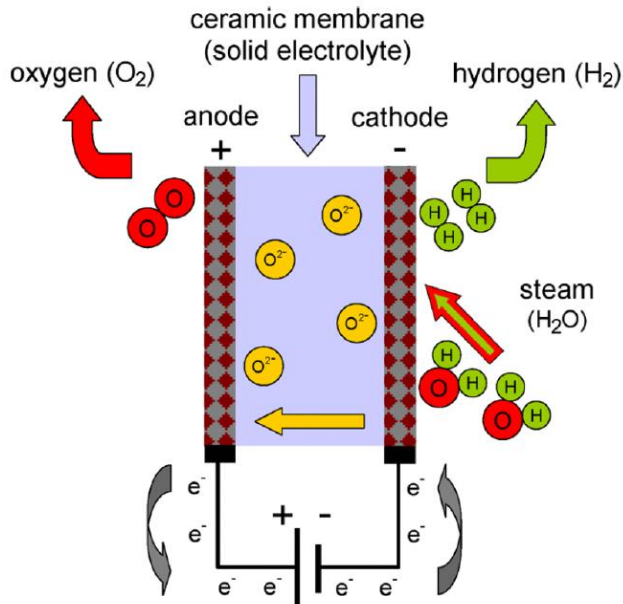
También hay que destacar la densidad de intensidad pico de 0,4 A/cm², en relación al agua de entrada, esta necesita poseer una conductividad menor a 5 S/cm. Las máquinas de electrólisis alcalina se fabrican con capacidades de 500 a 700 Nm³, con un consumo de energía correspondiente de 2.150 a 3.534 KW.

Electrolizador de alta temperatura: el último tipo de electrolizador es un electrolizador de óxido sólido o de alta temperatura, que normalmente funciona entre 600 y 900 grados centígrados y logra una alta eficiencia en

comparación con tecnologías anteriores. Se proporciona un esquema de desempeño en la figura.

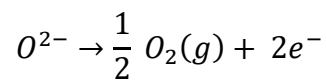
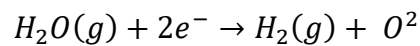
Figura 30.

Esquema del Funcionamiento de una Celda de Electrólisis de Óxido Sólido



Nota. Extraído de Soto (2020).

En este tipo de celda, el vapor de agua se somete a electrólisis directa, lo que resulta en la generación de gas hidrógeno en el cátodo y el paso de iones de oxígeno a través de la membrana cerámica. Las siguientes reacciones químicas producen O₂ cuando los aniones de oxígeno llegan al ánodo, que es el proceso químico.



Los detalles más importantes sobre los electrolizadores alcalinos y PEM comerciales se describen en el diagrama adjunto.

Figura 31.

Principales Fabricantes y Rendimientos

Tabla 2. Principales fabricantes y rendimientos [11].

Manufacturer	Technology (configuration)	Rated production (Nm ³ /h)	Rated power (kW)	Specific energy consumption (kWh/Nm ³)	Efficiency (%)	Maximum pressure (bar)	Hydrogen purity (%)
AccaGen	alkaline (bipolar)	1 - 100	6,7 - 487	6,7 - 4,87	52,8 - 72,7	10	99,9
Avalence	alkaline (monopolar)	0,4 - 4,6	2 - 25	5,43 - 5	65,2 - 70,8	448	n.a
Claind	alkaline (bipolar)	0,5 - 30	n.a	n.a	n.a	15	99,7
ELT	alkaline (bipolar)	3 - 330	13,8 - 1518	4,6 - 4,3	76,9 - 82,3	atmospheric	99,8 - 99,9
ELT	alkaline (bipolar)	100 - 760	465 - 3534	4,65 - 4,3	76,1 - 82,3	30	99,8 - 99,9
Erredue	alkaline (bipolar)	0,6 - 21,3	3,6 - 108	6 - 5,1	59 - 69,8	2,5 - 4	99,3 - 99,8
Giner	PEM (bipolar)	3,7	20	5,4	65,5	85	n.a
Hydrogen Technologies, division of Statoil	alkaline (bipolar)	10 - 500	43 - 2150	4,3	82,3	atmospheric	99,9
Hydrogenics	alkaline (bipolar)	10 - 60	54 - 312	5,4 - 5,2	65,5 - 68,1	10	99,9
Hydrogenics	PEM (bipolar)	1	7,2	7,2	49,2	7,9	99,99
H2 Logic	alkaline (bipolar)	0,66 - 42,62	3,6 - 213	5,45 - 5	64,9 - 70,8	4	99,3 - 99,8
Idroenergy	alkaline (bipolar)	0,4 - 80	3 - 377	7,5 - 4,71	47,2 - 75,2	1,8 - 8	99,5
Industrie Haute Technologie Linde	alkaline (bipolar)	110 - 760	511,5 - 3534	4,65 - 4,3	76,1 - 82,3	32	99,8 - 99,9
PIEL, division of ILT Technology	alkaline (bipolar)	0,4 - 16	2,8 - 80	7 - 5	50,6 - 70,8	1,8 - 18	99,5
Proton OnSite	PEM (bipolar)	0,265 - 30	1,8 - 174	7,3 - 5,8	48,5 - 61	13,8 - 15	99,999
Sagim	alkaline (monopolar)	1 - 5	5 - 25	5	70,8	10	99,9
Teledyne Energy	alkaline (bipolar)	2,8 - 56	n.a	n.a	n.a	10	99,999
Treadwell Coporation	PEM (bipolar)	1,2 - 10,2	n.a	n.a	n.a	75,7	n.a

Nota. Extraído de Bolívar (2021).

La "Unidad Nm³ (Metro Cúbico Normal)" denota el volumen de hidrógeno que ocupa un m³ a 0 °C y una atmósfera.

Almacenamiento:

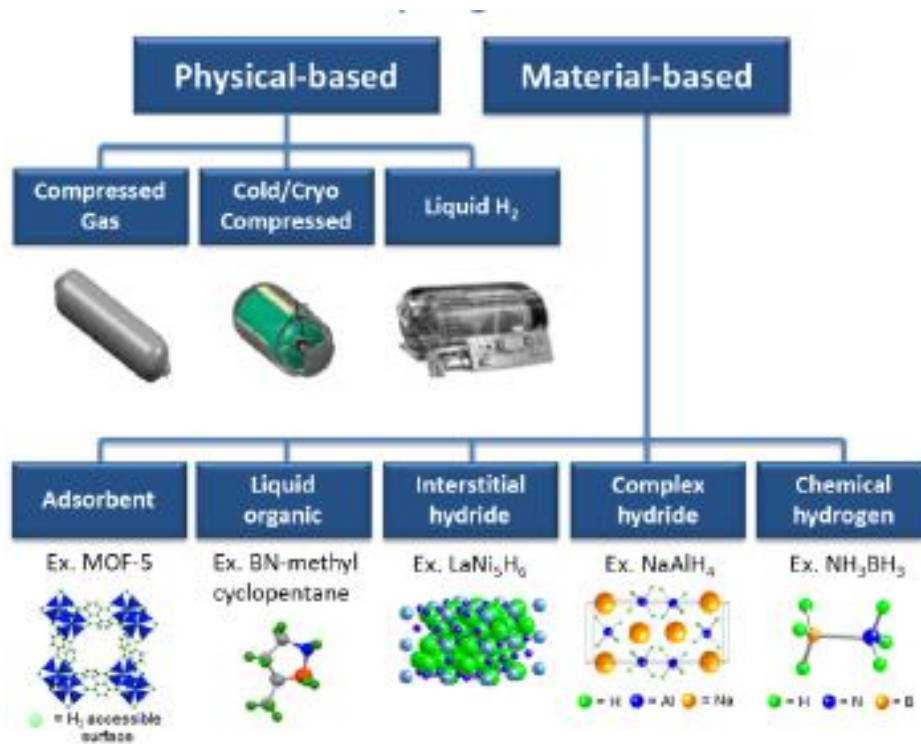
Los llamados sistemas de almacenamiento físico, en los que el hidrógeno se conserva en estado gaseoso o líquido, son ahora los más populares. Es muy típico emplear presiones entre 350 y 700 bar cuando se mantiene el hidrógeno

como gas. Si bien se requieren temperaturas de $-252,8\text{ C}$ para almacenarlo como líquido, estas no son las únicas opciones de almacenamiento; existen otros basados en materiales que mantienen hidrógeno en su interior o en su superficie (proceso conocido como adsorción).

Las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno existentes se dan luego en un plan.

Figura 32.

Métodos de Almacenamiento de Hidrógeno



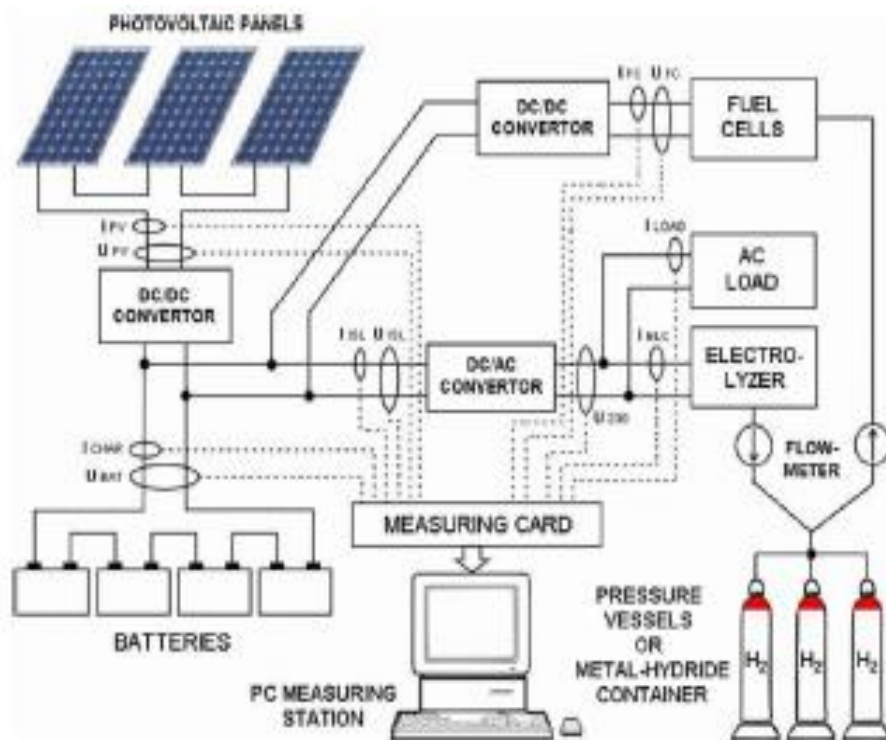
Nota. Extraído de Bolívar (2021).

Aunque actualmente se investigan alternativas basadas en materiales, el hidrógeno comprimido en estado gaseoso es actualmente el almacenamiento más utilizado a nivel comercial. El almacenamiento de gas puede constar de unos pocos elementos, como un secador y una válvula de presión, y un recipiente simple que se conecta de manera directa al electrolizador. Es altamente común ver un plan como este, pero, aunque es simple, posee algunas ventajas.

El siguiente paso es mostrar un esquema de una microrred con almacenamiento básico de hidrógeno.

Figura 33.

Diagrama de Micro red con almacenamiento simple de Hidrógeno

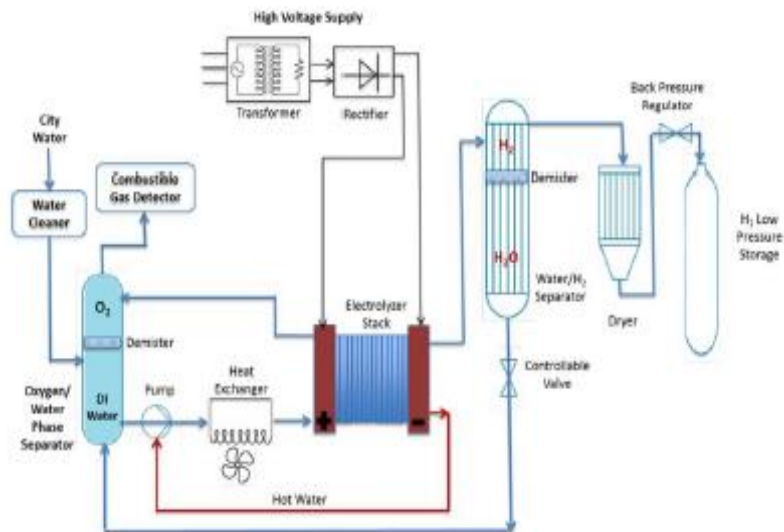


Nota. Extraído de Bolívar (2021).

Como se ilustra en la figura, el intervalo de la presión tiene diferencias dependiendo de la cantidad de hidrógeno generada y la naturaleza del electrolizador. En este tipo de diseño, la presión a la que se almacena el hidrógeno depende totalmente de la capacidad de presión que acepta el electrolizador. Los electrolizadores alcalinos pueden generar hasta 760 Nm³/h, pero solo pueden soportar presiones de 30 bar, mientras que los electrolizadores de tipo PEM tienen una baja capacidad de generación de hidrógeno, pero pueden tolerar presiones de hasta 85 bar.

Figura 34.

Esquema de un sistema de Electrolisis tipo PEM



Nota. Extraído de Bolívar (2021).

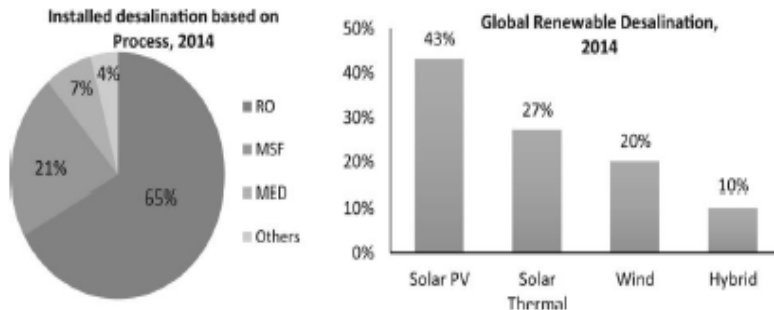
En el diagrama, se muestra un sistema de almacenamiento más complejo. Se compone de un almacenamiento por tiempo limitado en un recipiente con un elemento que separe el agua, seguido de un elemento encargado de secar para preservar la pureza del hidrógeno y un elemento cuya función es regular la contrapresión que genera el hidrógeno cuando la presión alcanza un cierto nivel.

Desalinización:

Aunque hay muchos tipos diferentes de sales en el agua de mar, se estima que hay 35 gramos de sal disueltos en cada litro de agua, con magnesio, calcio, potasio y bromo constituyendo el 20% restante. La desalinización es el procedimiento de depuración del agua, típicamente de mar o salobre, en el que se eliminan los elementos que lleva e incluso los minerales necesarios.

Figura 35.

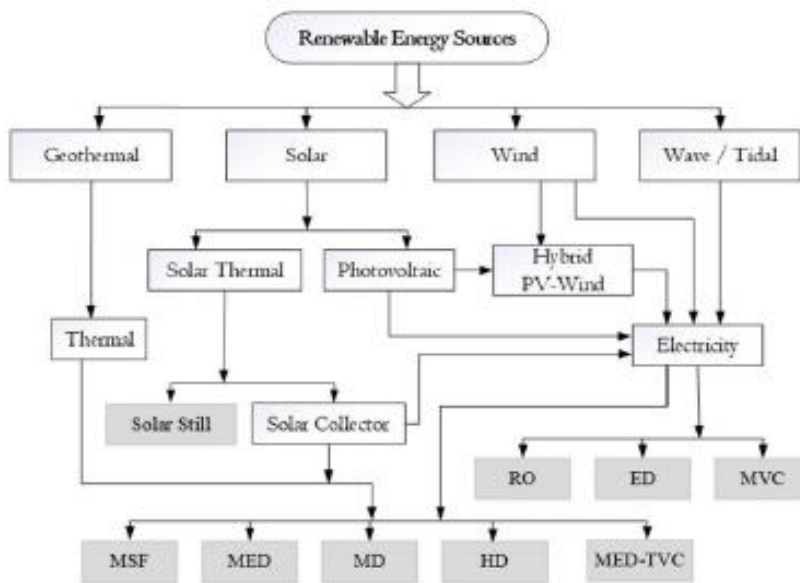
Capacidad de desalación mundial según método y energía



Nota. Extraído de Bolívar (2021).

Figura 36.

Tecnologías de desalación basadas en energías renovables



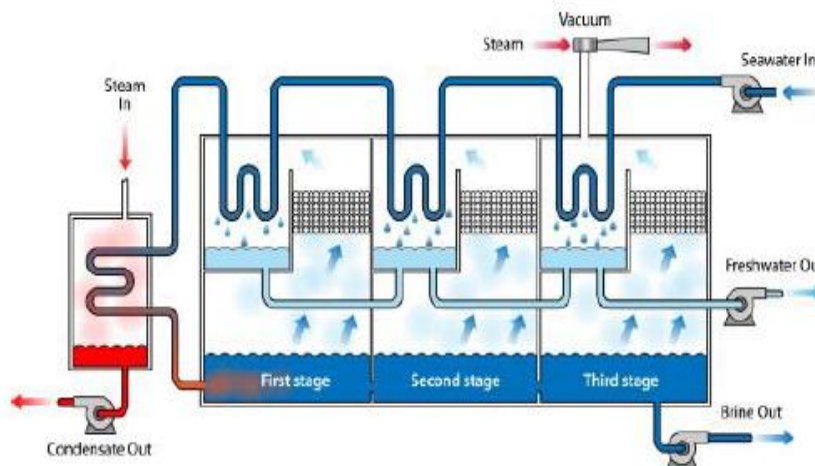
Nota. Extraído de Bolívar (2021).

El método más frecuente es la ósmosis inversa (RO), y la energía renovable más utilizada es la solar fotovoltaica (PV). Como puede verse en las figuras, los métodos comerciales de desalinización requieren energía eléctrica y ocasionalmente también energía térmica. RO es el método más utilizado, y la energía fotovoltaica es la energía verde más utilizada.

Desalinización basada en calor hay varios sistemas de desalinización térmica, pero los más populares son la compresión de vapor, que se presenta en dos variedades: mecánica y térmica. Otros sistemas incluyen la destilación de múltiples etapas y la destilación de múltiples efectos.

Figura 37.

Diagrama esquemático de la Unidad MSF0

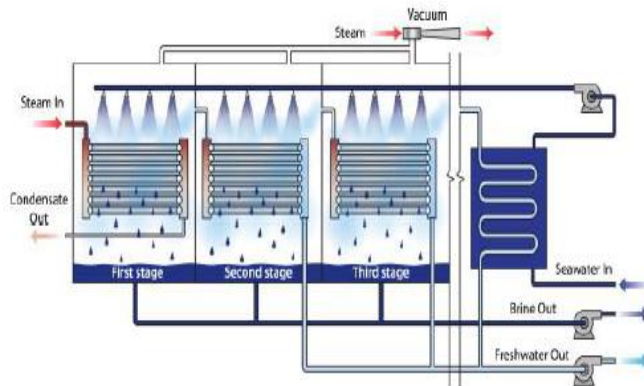


Nota. Extraído de Bolívar (2021).

Dado que las unidades MSF emplean varias bombas para mantener el proceso térmico en circulación, necesitan tanto energía térmica como eléctrica. Estas unidades de MSF pueden procesar entre 10.000 y 35.000 m³ de agua por día. En este proceso de varias etapas, el agua de mar se bombea primero a través de un tubo donde se precalienta anterior a la llegada de la zona de máximo intercambio de calor. Una vez alcanzada esta zona, se necesitará suficiente calor para aumentar la temperatura del agua de mar hasta 90 o 110 C. En primera instancia, se requiere calor y presión para la vaporización inmediata. El agua sobrante, o mejor aún, la salmuera, es finalmente expulsada de la última etapa, la que tiene la temperatura más baja.

Figura 38.

Diagrama esquemático de la Unidad MED

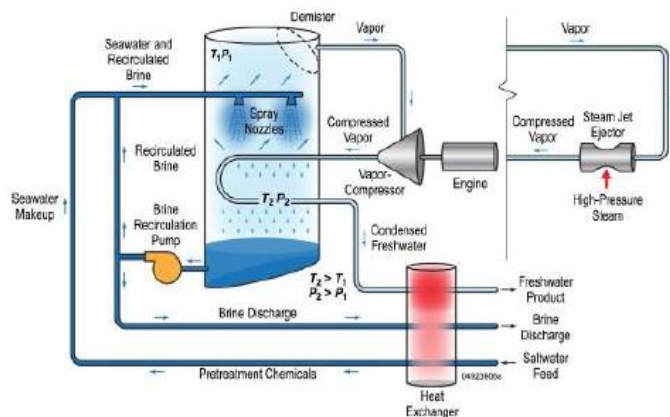


Nota. Extraído de Bolívar (2021).

También se utiliza una disposición escalonada en las unidades MED para tratar de beneficiarse continuamente de la temperatura del producto final, que es agua limpia. Debido a una fuente de calor externa, el agua de mar se rocía en una serie de tubos de alta temperatura en la primera etapa, donde se evapora y luego se condensa, separando el agua limpia de la salmuera. Luego, el vapor de agua se lleva a la segunda etapa, donde actúa como fuente de calor para reiniciar el procedimiento. Luego de llevar a cabo la condensación del vapor de agua, se bombea como agua limpia y se bombea la salmuera residual de cada disposición.

Figura 39.

Diagrama esquemático de las unidades VC (MVC y TVC)



Nota. Extraído de Bolívar (2021).

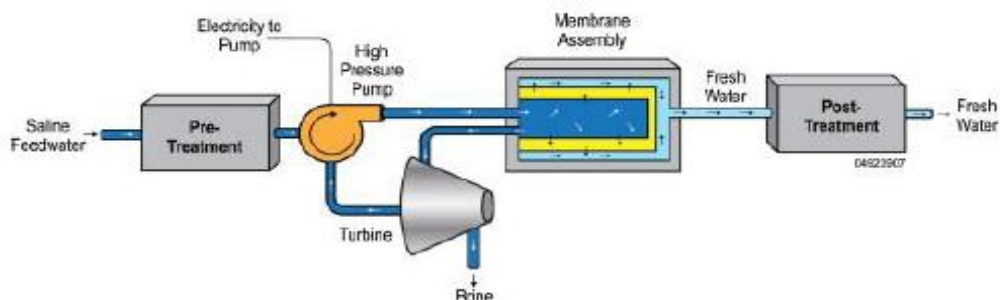
Para evaporar el agua salada que se rocía a través de las boquillas a alta temperatura T_2 y presión P_2 , las unidades MVC y TVC, emplean compresión mecánica y térmica para comprimir el vapor de agua limpia. El vapor que resulta se puede usar para irrigar o evacuar. Cabe señalar que el intercambiador de calor de agua limpia es donde primero se calienta el agua salada. Las capacidades diarias de las unidades TVC suelen oscilar entre 10.000 y 30.000 m³, mientras que las capacidades diarias de las unidades MVC oscilan entre 100 y 3.000 m³.

Ósmosis inversa:

La ósmosis inversa produce agua limpia colocando la sal en el lado de alta presión porque presuriza el agua en una sucesión de filtros semipermeables. Hay 4 componentes o subsistemas clave en este proceso de desalinización: El agua recibe inicialmente un pretratamiento durante el cual se eliminan elementos y organismos, segundo, se presuriza el agua con la asistencia de una bomba, proporcionando la presión indispensable para que el agua pase a través de la membrana o filtro, que es el tercer paso. La cantidad de presión se altera según el tipo de agua, requiriendo agua de mar entre 55 y 82 bares. Finalmente, el postratamiento, que se enfoca en suprimir elementos de naturaleza química como el sulfuro de hidrógeno, es el cuarto paso. Esto también hace que el agua sea más agradable estéticamente.

Figura 40.

Diagrama esquemático del Sistema



Nota. Extraído de Bolívar (2021).

5.3. Nivel de ahorros en la operación y mantenimiento

En el estudio, vamos a analizar la configuración actual de dos tipos de energías presentes en el Norte del Perú, energías renovables no convencionales para producir Hidrógeno, se basa a la energía fotovoltaica y de la Biomasa producto de las actividades agrícolas, muy presentes en la región:

En primer término, tenemos la alternativa fotovoltaica, que comienza con la elección del electrolizador, luego continúa con la elección del componente a utilizar y la lógica aplicada para esta tarea una vez realizado el estudio anterior que nos ha dado pase a instituir un concepto de manera general del tamaño del proyecto.

Dado que será el responsable de producir Hidrógeno, nuestro gas deseado, el electrolizador será el componente principal de la instalación. Esta persona determinará la necesidad diaria para producir 20 kg cada día. (Uso del caso como ilustración) Se consideraron los siguientes factores al seleccionar el electrolizador:

Dado que hay muchas escalas y tamaños de electrolizadores de acuerdo con la demanda, la condición más importante es que pueda generar la meta diaria establecida.

1. Técnicas de purificación: Pocos electrolizadores tienen su propia configuración de ventilación de aire para lograr hidrógeno puro, que es de mayor calidad y más caro.
2. Precio: Es práctico considerar que, al elegir entre dos electrolizadores que realizan las mismas funciones, se elegirá la opción menos costosa en proyectos donde el objetivo es lograr la alternativa más económica.
3. Después de hacer un análisis de mercado: Se selecciona la tecnología H₂B₂ en base a estos parámetros y en esta secuencia. Según su tamaño, esta tecnología tiene una variedad de electrolizadores diferentes que se separan de la siguiente manera, como se muestra en la imagen.

Figura 41.*Electrolizadores según su Producción de Hidrogeno Diaria*

ELECTROLIZADOR	PRODUCCIÓN DIARIA HIDRÓGENO (KG/DIA)
EL10N	21.68
EL20N	43
EL30N	68.40
EL60N	136.58

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

Cada uno de ellos cuenta con un sistema de purificación que permite obtener hidrógeno puro al 99,999% con menos de 5 ppm de oxígeno y agua. Dada la magnitud del proyecto y la fabricación, se decidió utilizar la gama media de productos de la compañía, la cual se segmenta del siguiente modo, como se muestra en la figura:

Figura 42.*Electrolizadores Tecnología H2B2, su producción Diaria*

ESCALA	RANGO PRODUCCIÓN DIARIA HIDRÓGENO (KG/DIA)
PEQUEÑA	1.08-4.31
MEDIA	21.68-136.58
GRAN	215-1290

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

Si se emplea el sistema de purificación, ambos electrolizadores producen hidrógeno de la misma pureza con los mismos ajustes de presión (15–40 bar). Sin embargo, varían en términos de uso de energía y uso de agua en

relación con la generación de gas. Las figuras muestran las especificaciones eléctricas enumeradas en las hojas de datos técnicos de ambos dispositivos:

Figura 43.

Ficha Eléctrica Electrolizador EL10N, H2B2

3X400 VAC/ 3X480 VAC

VOLTAJE	
FRECUENCIA	50Hz / 60Hz
POTENCIA (BALANCE PLANTA+PILA)	53.2 kW
CONSUMO PILA	4.7 kWh/Nm ³ H ₂
CONSUMO POTENCIA AC	5.3 kWh/Nm ³ H ₂

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

Figura 44.

Ficha Eléctrica Electrolizador EL30N, H2B2

3X400 VAC/ 3X480 VAC

VOLTAJE	
FRECUENCIA	50Hz / 60Hz
POTENCIA (BALANCE PLANTA+PILA)	164.8 kW
CONSUMO PILA	4.7 kWh/Nm ³ H ₂
CONSUMO POTENCIA AC	5.2 kWh/Nm ³ H ₂

Nota. Extraído de Domínguez, 2021.

Estas imágenes detallan los requisitos eléctricos del electrolizador, así como su uso. En concreto, el voltaje y la frecuencia a la que debe inyectar electricidad.

El consumo energético de cada electrolizador es el primer factor diferenciador a tener en cuenta en la selección y, en consecuencia, el programa de producción en el proyecto. Optar por el que menos consume permitirá la instalación con menos energía, menos módulos fotovoltaicos, menos plantas y menos dinero.

Esto lleva a la conclusión de que, si bien el consumo nominal de ambos electrolizadores por metro cúbico generado es bastante comparable, su potencia es diferente. La palabra potencia utilizada en la ficha hace alusión a la potencia necesaria para fabricar hidrógeno en circunstancias estándar, dicho en otras palabras, es imprescindible dotar al equipo de la potencia eléctrica especificada para conseguir el 100% de producción de hidrógeno. En los mismos datos se logran dos conceptos separados: equilibrado de planta y batería. El concepto de balance de planta se refiere al consumo de energía del equipo auxiliar indispensable para la operación de la planta. El electrolizador operará a una tasa de carga más baja y, como resultado, producirá menos gas si la potencia disponible es menor. Siguiendo el conocimiento de la data recogida en la ficha técnica, a continuación, se exponen las explicaciones, desenvolvimiento y justificación de qué electrolizador y qué planteamiento es el más adecuado:

Electrolizador EL10N:

El principal beneficio de escoger este electrolizador es que el diferencial de potencia es significativamente ventajoso, con ello, no se necesitará tanta potencia como en el otro caso. Además, dado que debe producir durante las 24 horas del día, el consumo de energía será repartido. Finalmente, el precio de este electrolizador se ha reducido significativamente debido a su menor tamaño. A continuación, se determinará el consumo real y fijo del electrolizador para caracterizar la planta y seleccionar los demás componentes. Por ello, se ejecuta el siguiente cálculo utilizando la nomenclatura adecuada:

- Máximo flujo de hidrógeno: $F_H=10.05 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo corriente alterna: $E_{AC}=5.3 \text{ kWh/Nm}^3$
- Número de horas en funcionamiento: $N_h=24\text{h}$

$$\text{Consumo diario} = F_H * E_{AC} * N_h$$

Es decir, si multiplicamos todo el consumo de corriente alterna por la cantidad de tiempo que estará generando el electrolizador, obtenemos el caudal máximo de hidrógeno, que es igual al consumo total de producción de un día. Esta cantidad equivale a 1278,36 kWh cada día. El consumo estuvo muy cerca de la cifra prevista.

Por lo tanto, la estrategia de producción se verá impactada ya que es la variable que difiere entre las dos opciones. Dado que el objetivo del estudio de la alternativa prospectiva de producción en el Perú es producir hidrógeno completamente verde, no se puede tener un suministro de red para abarcar la producción, el requerimiento energético deberá cumplirse durante las horas de sol. Sin embargo, el electrolizador no podrá transformar esa energía en hidrógeno en tan corto tiempo, independientemente de cuánto pueda proporcionar el sistema solar durante el día. En consecuencia, el enfoque utilizado con este equipo sería:

Para almacenar y proporcionar energía al electrolizador durante las horas en que no hay luz y el inversor no funciona, se generaría más energía durante las horas de sol. El plan se parecería a un sistema solar solitario, como una instalación doméstica, por ejemplo.

Por tanto, el principal cambio sería la inclusión de baterías. Por lo que, es fundamental retrotraerse a la información eléctrica de tensión y frecuencia del electrolizador y ejecutar el estudio solar específico para consumos como se evidencia en la figura siguiente:

Figura 45.

Estudio Fotovoltaico para el Electrolizador EL10N

MES	HSP DIA (kWh/m ²)	DEMANDA DIARIA (kWh/día)	POTENCIA MODULO (Kw)	PRODUCCIÓN DIARIA MÓDULO (kWh/día)	NÚMERO MÓDULOS	POTENCIA PICO (kWp)
ENE	4.85	1278.36	0.55	2.67	479	263.4
FEB	4.42	1278.36	0.55	2.43	525	288.76
MAR	5.33	1278.36	0.55	2.94	435	239.49
ABR	6.52	1278.36	0.55	3.59	356	169.03
MAY	7.24	1278.36	0.55	3.99	321	176.04
JUN	7.22	1278.36	0.55	3.97	322	176.94
JUL	7.12	1278.36	0.55	3.92	326	179.54
AGO	6.69	1278.36	0.55	3.68	347	190.82
SEPT	5.51	1278.36	0.55	3.03	421	231.81
OCT	4.27	1278.36	0.55	2.35	543	298.92
NOV	4.81	1278.36	0.55	2.65	482	265.31
DIC	3.87	1278.36	0.55	2.13	600	330.08

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

Dado que el consumo real es bastante cercano al determinado por la academia, como se demostró en la investigación, el trabajo estaría entre media y alta tensión en este caso. Dado que se están desarrollando varias posibilidades, las baterías tradicionales no se promocionan tanto para este tipo de instalaciones como las de bajo voltaje. Varios sistemas de almacenamiento de baterías e inversores híbridos que pueden proporcionar tanto CC como CA son posibilidades que se pueden

considerar, pero dado que no son soluciones comunes, aumentan significativamente el costo del proyecto.

Electrolizador EL30N:

El funcionamiento del electrolizador, como se discutió anteriormente, es lo que distingue estas dos opciones. En el caso del EL30N, que produce 68,4 kg de hidrógeno al día, lo hará en su régimen máximo, pero solo durante el día. Como este período equivale aproximadamente a un tercio de un día, el objetivo del proyecto se lograría si se produjera un tercio de la producción total (22,8 kg).

El consumo que ofrece este electrolizador es el siguiente criterio comparativo. También se calculará utilizando los resultados del electrolizador anterior y los datos relevantes.

- Máximo flujo de hidrógeno: $F_H=31.7 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo corriente alterna: $E_{AC}=5.2 \text{ kWh/Nm}^3$
- Número de horas en funcionamiento: $N_h=8\text{h}$

$$\text{Consumo diario} = F_H * E_{AC} * N_h$$

Como resultado, se necesitan 1318,72 kWh por día para crear el máximo de 22,8 kg de hidrógeno que podría producirse en estas circunstancias. A primera vista, no parece haber mucha diferencia, pero a continuación se proporciona la tabla resumen de la investigación fotovoltaica para compararla con los resultados obtenidos con el electrolizador anterior:

Figura 46.

Estudio Fotovoltaico del Electrolizador EL30N

MES	HSP DIA (kWh/m ²)	DEMANDA DIARIA (kWh/día)	POTENCIA MODULO (Kw)	PRODUCCIÓN DIARIA MÓDULO (kWh/día)	NÚMERO MÓDULOS	POTENCIA PICO (kWp)
ENE	4.85	1318.12	0.55	2.67	494	271.6
FEB	4.42	1318.12	0.55	2.43	542	297.74
MAR	5.33	1318.12	0.55	2.94	449	264.94
ABR	6.52	1318.12	0.55	3.59	368	202.12
MAY	7.24	1318.12	0.55	3.99	331	181.89
JUN	7.22	1318.12	0.55	3.97	332	182.44
JUL	7.12	1318.12	0.55	3.92	337	185.12
AGO	6.69	1318.12	0.55	3.68	358	196.75
SEPT	5.51	1318.12	0.55	3.03	435	239.02
OCT	4.27	1318.12	0.55	2.35	560	308.11
NOV	4.81	1318.12	0.55	2.65	498	273.56
DIC	3.87	1318.12	0.55	2.13	619	340.34

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

Una vez que se han completado los diversos estudios, se muestra una tabla de comparación para permitir al usuario elegir el mejor plan en función de factores económicos y técnicos.

Figura 47.

Comparación de Resultados entre ambos electrolizadores

	EL10N	EL30N
CONSUMO (kWh/día)	1278.36	1318.12
ALMACENAMIENTO	SÍ	NO
Nº MÓDULOS	600	619
POTENCIA PICO (kWp)	330.8	340.34

Nota. Extraído de Domínguez (2021)

La figura demuestra la poca variación que hay en el consumo. Esto se debe al hecho de que la porción de hidrógeno a lograr no difiere, incluso si cambia el tiempo de operación. Sin embargo, debido a que ambos electrolizadores provienen del mismo fabricante, esta diferencia no es importante debido a la cantidad similar de energía de la batería que necesitan. Por tanto, al tratarse esencialmente del montaje con potencia nominal similar, no variaría mucho la cantidad de paneles ni la potencia requerida. El electrolizador EL30N fue elegido para el proyecto debido a esto y al costo adicional que requeriría el almacenamiento bajo estas configuraciones de voltaje medio.

En cuanto a los detalles, como la selección módulos solares, para esta alternativa debemos de comentar:

La figura demuestra la poca variación que hay en el consumo. Esto se debe al hecho de que la magnitud de hidrógeno a lograr no difiere, incluso si cambian el tiempo de funcionamiento. Sin embargo, debido a que ambos electrolizadores provienen del mismo fabricante, esta diferencia no es importante debido a la cantidad similar de energía de la batería que necesitan.

Por tanto, al tratarse esencialmente de un sistema con potencia congruente, el electrolizador EL30N fue elegido para el proyecto debido a esto y al costo adicional que requeriría el almacenamiento bajo estas configuraciones de voltaje medio.

La eficiencia, elegir el mayor nivel posible y un precio más económico en comparación con los módulos que cumplen con los requisitos antes mencionados son los otros dos factores que se han tenido en cuenta para la búsqueda.

Por ello, se ha elegido como alternativa el módulo A-550M GS, que cuesta 219,01€ y abarca el precio del panel y el envío del artículo. La figura adjunta incluye las características técnicas del mismo:

Se requerirán 546 unidades de este módulo, según lo determina la figura y se prorrateará como se muestra a continuación.

Figura 48.

Ficha Técnica Modulo Fotovoltaico A- 550 M G5

PARÁMETRO	VALOR
Potencia Máxima (Pmax)	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	21.28

Nota. Extraído de Domínguez, 2021.

Profundizaremos en la selección del inversor como complemento a la investigación exhaustiva de la alternativa. Como anteriormente se indicó, el inversor debe tener la capacidad de convertir la corriente continua

suministrada por el generador solar en corriente alterna que pueda utilizar el electrolizador.

Las instalaciones se desea una estructuración de uno o más inversores que tengan la capacidad de alimentar el electrolizador de 300kWp. Debido a los siguientes factores, la instalación está dimensionada para esta cantidad, aunque los cálculos de diciembre sugieren una necesidad de una potencia de 340 kWp: según el cálculo del electrolizador EL30N elegido, su producción por día sería de 22,8Kg, siendo una Este número es en lo que se basan los cálculos. Como resultado, con 300kWp, se generarían alrededor de 20 kg cada mes durante los meses de diciembre y octubre, superando el pico de potencia establecido, aunque en un nivel menor. Del mismo modo, se producirían los 22,8 kg de hidrógeno por día de los meses restantes, resultando un aproximado por día mayor de los 20 kg fijados como meta inicial del proyecto. La instalación debe ampliarse a 350kWp solo por un mes y sin la exigencia definida, por lo que con esta decisión también se reduce el dinero en gastos. Asimismo, de manera comercial es difícil obtener una determinada potencia ya que son montos redondos.

Como resultado de esta justificación, se espera localizar inversores que puedan aceptar 300kWp de suministro. El estado eléctrico de la entrada del electrolizador, que debe ser congruente con el estado de la salida del inversor, es el otro factor a tener en cuenta a la hora de elegirlo. Debe estar dentro de los límites de la hoja de datos EL 30N, en otras palabras. Como se muestra en el diagrama adjunto, el electrolizador requiere una entrada trifásica con un voltaje de corriente alterna de 400 V o 480 V y una frecuencia de 50 o 60 Hz. El inversor **Sunny Highpower 100-20** de la empresa SMA Sunny Highpower fue elegido tras una búsqueda basada en estos criterios como “principal y el más económico ya que se sigue a lo largo de todo el proyecto”. Tiene una potencia máxima de entrada de 150kWp y una potencia nominal de salida de 100kW, así como un sistema de servicio automático denominado “SMA Smart connected” que simplifica la operación y el mantenimiento y abarata los costes del servicio a lo largo

de la vida útil del proyecto. Cuesta € 7.200 para comprar. Esto se dividirá en dos partes, lo que producirá una instalación de 200kW al dividir el campo solar por la mitad.

Dado que el inversor siempre tendrá su potencia máxima, como los 150kWp que suministran los módulos solares, esta potencia nominal será suficiente.

En cuanto a las características técnicas, del inversor materia del presente trabajo de Tesis:

Figura 49.

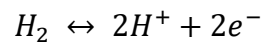
Ficha Técnica del Inversor Seleccionado

PARÁMETRO	VALOR
INPUT (DC)	
Max. PV array power	kWp
Max. Input Voltage	1000 V
Mpp Voltage range	590 V to 1000 V
Max. Short-circuit current	180 A / 325 A
OUTPUT (AC)	
Rated power at nominal voltage	100 kW
AC Voltage range	304 V to 477 V
AC Frequency range	50 Hz / 60 Hz

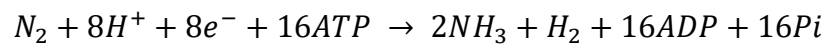
Nota. Sunny Highpower,

En cuanto a la producción de Bio hidrógeno Verde, su estudio aplicado requiere un conocimiento sólido de los fundamentos químicos de la síntesis de hidrógeno. La concurrencia de enzimas como la hidrogenasa y la nitrogenasa en las células es la principal responsable de la síntesis biológica de hidrógeno. Las bacterias anaerobias tienen una alta prevalencia de hidrogenasa. Este tiene varios orígenes evolutivos y, sujeto a las características del ambiente, puede crear hidrógeno tanto de forma irreversible como reversible. La reversibilidad sólo es posible en

condiciones anaeróbicas estrictas. La hidrogenasa libre de metales, la hidrogenasa de Ni-Fe y la hidrogenasa de Fe son las tres categorías principales en las que se ha colocado esta enzima. Una de las más conocidas, la Fe-hidrogenasa, es responsable de eliminar los equivalentes extraños (H⁺) en los anaerobios estrictos y puede ser inhibida por el oxígeno o por grandes cantidades de su producto de hidrógeno. Se entiende que el proceso catalizado por hidrogenasa toma la forma de:



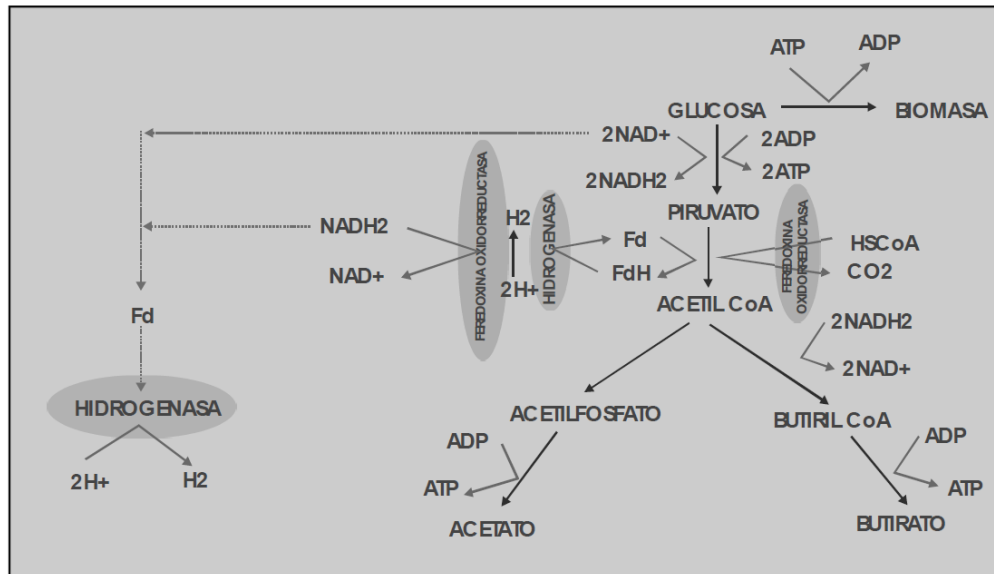
Numerosas bacterias fijadoras de nitrógeno tienen nitrogenasa, que puede seguir creando hidrógeno en un proceso irreversible incluso en presencia de saturación del producto (atmósfera 100% H₂). Cuando N₂ está presente, esta enzima reduce N₂ a NH₃, pero cuando N₂ no está presente, reduce H⁺ a hidrógeno, utilizando 4 moles de ATP en el proceso. Además del N₂, se ha descubierto que el NH₄⁺ y el O₂ también pueden bloquearlo.



Se han ejecutado varias investigaciones a nivel molecular utilizando estas enzimas para mejorar la producción de hidrógeno. Además, con la finalidad de puntuar las rutas metabólicas involucradas en la generación de hidrógeno, se han concretado estudios estequiométricos en una variedad de microorganismos. Es una práctica común estudiar las especies de *Clostridium* para establecer las tasas máximas teóricas de transformación de glucosa en oxígeno en circunstancias anaeróbicas.

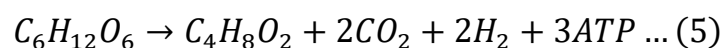
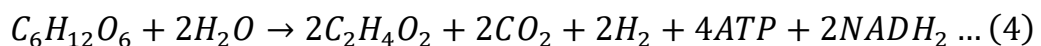
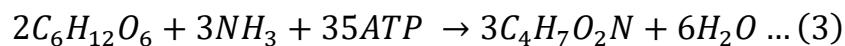
Figura 50.

Ruta Metabólica del Hidrógeno



Nota. Extraído de Chen et al. (2006)

La figura anterior muestra dos posibles rutas metabólicas de hidrógeno para *Clostridium butyricum*. Una de estas vías es la descomposición del piruvato en CO₂ y H₂ catalizada por piruvato ferredoxina oxidoreductasa. Una parte de los electrones se transfiere a protones en esta vía para formar hidrógeno, mientras que la parte restante se transfiere a NAD⁺ para producir NADH₂. Este NADH₂, junto con el producido en la glucólisis, se utiliza luego en la segunda vía para fabricar hidrógeno por hidrogenasa. Determinamos lo siguiente usando la figura como punto de partida y haciendo un análisis estequiométrico:



La producción de acetato, butirato y biomasa está representada cada una por las fórmulas antes mencionadas. Estas investigaciones han demostrado que la ruta del butirato produce menos hidrógeno que la ruta

del acetato, y se ha descubierto que aumentando este proceso metabólico aumenta mucho la generación de hidrógeno. Además, se ha investigado la bacteria *Klebsiella pneumoniae*, una especie anaeróbica facultativa que utiliza hidrogenasa y nitrogenasa en su metabolismo para crear cantidades considerables de hidrógeno.

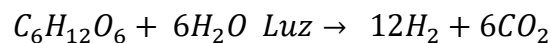
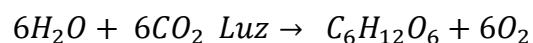
La Figura muestra las diversas rutas metabólicas por las cuales *Klebsiella pneumoniae* produce hidrógeno a partir de la glucosa. La degradación de acetil-CoA en estas vías se ve facilitada por las enzimas piruvato-formiato-liasa y piruvato-deshidrogenasa. En la primera vía, la enzima piruvato formiato-liasa cataliza una porción del piruvato para generar ácido fórmico, que posteriormente es descompuesto por la enzima formiato-hidrogenoliasa para producir hidrógeno. La segunda ruta consiste en transferir algunos de los electrones producidos durante la escisión catalizada por piruvato deshidrogenasa a ferredoxina y posteriormente a H^+ para producir hidrógeno a través de hidrogenasa, mientras que los electrones restantes se transportan a NAD^+ para producir $NADH_2$.

En la ruta final, algo de $NADH_2$ pasa a la nitrogenasa para producir hidrógeno, mientras que la fracción restante se oxida con oxígeno para producir ATP a través de la cadena respiratoria.

Las hidrogenasas son un componente de la maquinaria genética y enzimática que transporta electrones durante la fotosíntesis para producir hidrógeno y fabricar ATP. Debido a la hidrogenasa en la incapacidad de este proceso para tolerar el oxígeno y al hecho de que produce simultáneamente oxígeno e hidrógeno, no puede mantenerse en el tiempo sin algunos cambios. Un ejemplo de uno de estos cambios es una separación temporal-espacial, en la que el CO₂ se fija inicialmente en sustratos ricos en hidrógeno a lo largo de la fotosíntesis típica y posterior el alga se incubaba anaeróbicamente con luz para producir gas hidrógeno. Esto debe hacerse teniendo en cuenta que las algas deben incubarse en un medio desprovisto de nutrientes que incluyan azufre para evitar que el fotosistema II produzca oxígeno, ya que la presencia de este componente impide el desarrollo de este elemento. sistema enzimático. *Chlamydomonas reinhardtii* ha sido el principal tema de investigación en estos artículos.

Biofotólisis indirecta:

Está formado por cianobacterias y algas verde azules donde a través del proceso fotosintético el CO₂ se combina con compuestos ricos en hidrógeno y se produce hidrógeno molecular cuando estos microorganismos se absorben en condiciones anaerobias



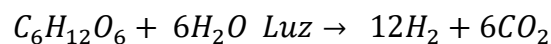
Para que el procedimiento funcione, se necesita un sistema de cultivo inicial y un sistema separado para producir hidrógeno. Muchas enzimas directamente involucradas en el metabolismo del hidrógeno se encuentran en las cianobacterias. La enzima más fundamental, la nitrogenasa, cataliza la creación de hidrógeno durante todo el proceso de fijación de nitrógeno. Finalmente, están las hidrogenasas bidireccionales, que tienen la capacidad tanto de oxidar como de sintetizar hidrógeno. La hidrogenasa

depuradora es otra enzima que oxida el hidrógeno que usa la nitrogenasa para crear nuevas moléculas.

La fotoconversión efectiva del agua en hidrógeno se ve afectada por una serie de parámetros, siendo la intensidad de la luz el más significativo, según una investigación sobre la generación de hidrógeno por cianobacterias que abarca más de tres décadas. Como resultado de las bajas tasas de producción de 13 L/mg (peso seco/h), que se han observado, el interés en este proceso ha disminuido. Las tasas de generación de hidrógeno son muy variables y estas poseen dependencia de las especies de cianobacterias involucradas y de las circunstancias del procedimiento. Además, existen inconvenientes en el uso de cianobacterias para fabricar hidrógeno, principalmente porque es importante eliminar el O₂ generado, ya que también funciona como un inhibidor de la nitrogenasa y la hidrogenasa.

Foto fermentación:

En este procedimiento, la nitrogenasa se utiliza para catalizar la generación de hidrógeno por parte de bacterias que no son de color púrpura sulfuroso utilizando productos químicos ligeros y reducidos, como los ácidos orgánicos, que a menudo se encuentran en los materiales de desecho.

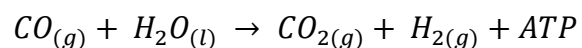


Este proceso se ve interferido aún más por la hidrogenasa, que se enfrenta por el hidrógeno que se encuentra en el medio y disminuye la actividad de la nitrogenasa al agotar su sustrato. Una de las características que más afectan la foto fermentación es la intensidad de la luz, porque se ha evidenciado que un aumento en la intensidad de la luz altera simultáneamente la velocidad de producción y el rendimiento del hidrógeno.

Se ha demostrado que las células inmovilizadas producen más hidrógeno por unidad de tiempo que las células que flotan en líquido. En este sistema, se han producido muchos tipos de biorreactores (fotobiorreactores). A razón de las variaciones en la agitación y la intensidad de la luz, se han investigado dos factores que son esenciales para este proceso de producción, los diseños tubulares, de panel de bandeja y de columna de burbujeo con resultados variables en la generación de hidrógeno. La mayoría de los procedimientos de fotofermentación se han llevado a cabo utilizando bacterias Rhodobacter en lotes (a veces con inmovilización celular) y, con menos frecuencia, de forma constante. A un pH de 5 a una temperatura de 35 °C, se ha demostrado que este microbio produce hidrógeno a tasas de 0,009 L/L*h y 0,008 L/L*h, respectivamente.

Reacción de intercambio gaseoso (Water gas shift reaction):

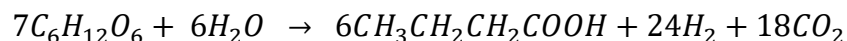
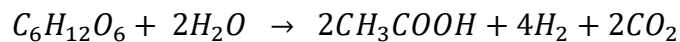
Dentro de la superfamilia Rhodospirillaceae, ciertas bacterias foto heterótrofas pueden prosperar en la oscuridad utilizando CO como su única fuente de carbono para producir ATP y emitir H₂ y CO₂.



Los procesos enzimáticos, que tienen lugar a presiones y temperaturas (ambientales) bajas, son los que permiten que estas bacterias producen hidrógeno. La enzima responsable de atrapar el CO y oxidarlo es la oxidorreductasa-CO-deshidrogenasa (CODH), y forma parte de un complejo enzimático unido a la membrana. Este método tiene un gran potencial ya que puede emplear gases que contienen CO para separar el CO y crear hidrógeno. Ha habido varias sugerencias para el diseño de biorreactores que apoyen este procedimiento. Sin embargo, una de sus debilidades es la transmisión masiva, que debe abordarse.

Fermentación oscura:

Las bacterias anaerobias que prosperan en la oscuridad y utilizan sustratos ricos en carbohidratos son las responsables de esta forma de producir hidrógeno. Las eficiencias máximas teóricas de hidrógeno en la fermentación oscura son 4 mol H₂/mol de glucosa y 3,4 mol H₂/mol de glucosa, respectivamente. Como resultado, las eficiencias reales de hidrógeno en la fermentación oscura están en la vecindad de 2 mol H₂/mol de glucosa.



Se utilizan diferentes temperaturas para las fermentaciones, que van desde mesófilas (25–40 °C) hasta termófilas (>50 °C), creando biogás que contiene H₂, CO₂, CO, H₂S y, a veces, CH₄. Las bacterias más conocidas que utilizan este método para crear hidrógeno son las que pertenecen a los géneros *Enterobacter*, *Bacillus* y *Clostridium*.

Estas bacterias producen hidrógeno en respuesta a las variables del proceso, incluido el pH, el tiempo de retención hidráulica (HRT) y la presión parcial del gas. El entorno en el que prosperan los microbios dicta cómo se forman los productos. Para producir la mayor cantidad de hidrógeno a partir de productos como etanol, butanol y lactato, que contienen hidrógeno que aún no se ha liberado, el metabolismo de las bacterias debe dirigirse hacia la creación de ácidos grasos volátiles

Microorganismos e inóculos:

La fermentación oscura puede producir biohidrógeno utilizando cultivos puros, una variedad de cepas de microbios y cultivos mixtos, que a menudo

se derivan de materiales de desecho. Los dos tipos de cultivos actúan como inóculos de fermentación.

Cultivos puros:

Se han mencionado algunos géneros y especies de bacterias ampliamente investigados en relación con cultivos que contienen cepas puras de microorganismos. El género *Clostridium*, así como las bacterias ruminales, termófilas y metanogénicas, son todos microbios estrictamente anaerobios que son muy sensibles a la presencia de oxígeno.

Utilizamos la situación de la energía eólica como ilustración para el almacenamiento del exceso de energía. Hay muchos procesos industriales para producir hidrógeno, el más importante de los cuales es la electrólisis del agua. La electrólisis del agua da como resultado la separación de las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno mediante una reacción electroquímica que tiene lugar bajo la influencia de corriente continua en el ánodo y el cátodo. El hidrógeno producido por electrólisis del agua ofrece muchos beneficios sobre otros métodos de producción de gas, incluida una amplia variedad de fuentes de agua, producción constante, emisiones de carbono reducidas y ahorros de costos continuos. La electrólisis alcalina (ALK), la membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC) son las tres categorías principales de dispositivos electrolíticos de agua que se pueden dividir según el electrolito. Los electrolizadores utilizan principalmente electrólisis alcalina ALK y electrólisis de membrana de intercambio de protones PEM, que tienen una tecnología más desarrollada y un mayor nivel de aplicación industrial.

En la imagen a continuación, se dan tres marcas distintas de electrolizadores de tres empresas distintas, y las características relacionadas se calculan y examinan para elegir la mejor opción para nuestro parque eólico.

Figura 52.

Parámetros de las opciones

Opción	Modelo	Empresa	Tipos	Estimated consumption (KWh/Nm ³)	Hydrogen Flow range (%)	Nominal hydrogen Flow (Nm ³ /h)	Cantidad
1	HySTAT®-60-10	Hydrogenics	ALK	5.2	25 -100	60	35
2	10 MW module	Thyssenkrupp	ALK	4.3	10 - 100	2000	1

Nota. Extraído de Tian, (2020).

Las siguientes tres pautas sirven como base básica para elegir un electrolizador: La primera condición es que debe coincidir lo más cercano con la energía eólica desamparada mensual mientras el electrolizador está funcionando a plena capacidad. La segunda es elegir una potencia inicial mínima que sea lo más baja posible para aprovechar al máximo la potencia disponible. En la fabricación real, podemos ampliar la unidad de generación de hidrógeno conectando unidades adicionales en serie cuando una sola unidad no logra satisfacer lo requerido. La potencia inicial del electrolizador de unidades múltiples suele ser menor. El paso final consiste en comparar la eficacia del uso del electrolizador, el ritmo al que se utiliza la energía adicional y la cantidad de hidrógeno producido anualmente. Nos concentramos en tres variables en este modelo, el rendimiento de uso del electrolizador, la tasa a la que se utiliza la energía adicional y la generación anual de hidrógeno.

$$E_{RA} = \begin{cases} E_{CM} & , E_{CM} \leq E_{EE} \\ E_{EE} & , E_{EE} \leq E_{CM} \end{cases}$$

E_{RA} : La energía real aprovechada para producir hidrógeno (GWh)

E_{EE} : La energía excedentaria estimada (GWh)

E_{CM} : La energía consumida máxima del electrolizador por mes (GWh).

En la siguiente tabla, la electricidad utilizada por el electrolizador a la potencia nominal durante un mes continuo se muestra fácilmente calculable.

Figura 53.

Resultados del Electrolizador

	La energía consumida máxima E_{CM} (GWh)	Energía excedentaria estimada E_{EE} (GWh)	La energía real aprovechada E_{RA} (GWh)
Enero	8.12	0	0
Febrero	7.34	2.33	2.33
Marzo	8.12	8.75	8.12
Abril	7.86	11.61	7.86
Mayo	8.12	9.35	8.12
Junio	7.86	1.14	1.14
Julio	8.12	0	0
Agosto	8.12	0	0
Septiembre	7.86	0	0
Octubre	8.12	0	0
Noviembre	7.86	2.16	2.16
Diciembre	8.12	0	0

Nota. Extraído de Tian, (2020).

La fórmula para determinar la tasa de utilización del electrolizador, la generación de hidrógeno anual prevista y la tasa de uso de energía eólica en exceso se enumeran a continuación.

$$n_{AEE} = \frac{\sum_{Enero}^{Diciembre} E_{RA}}{\sum_{Enero}^{Diciembre} E_{EE}} \times 100\%$$

$$n_{UE} = \frac{\sum_{Enero}^{Diciembre} E_{RA}}{\sum_{Enero}^{Diciembre} E_{CM}} \times 100\%$$

$$P_{UE} = \frac{\sum_{Enero}^{Diciembre} E_{RA}}{\text{Estimated consumption} \left(\frac{kWh}{Nm^3} \right)} \times 10^6$$

n_{AEE} : Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)

n_{UE} : Tasa de utilización de electrolizador (%)

P_{UE} : Producción estimada de hidrógeno anual (Nm3)

Figura 54.

Resultados del Cálculo de las tres opciones

Opción	Tasa de aprovechamiento de la energía eólica excedentaria (%)	Tasa de utilización de electrolizador (%)	Producción estimada de hidrógeno en año. (Nm ³)	Cantidad de electrolizadores
1	84.1	31.1	5720459	35
2	69.7	32.7	5726471	1
3	85.1	31.0	6994787	5

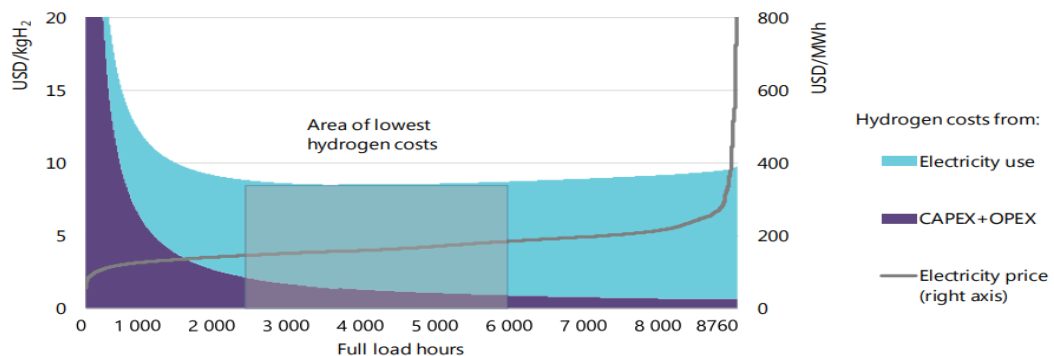
Nota. Extraído de Tian, (2020).

La tabla deja muy claro que la Opción 3 tiene los mejores indicadores generales y la mayor generación de hidrógeno, así como las tasas más altas de uso de electrolizadores y exceso de energía. Como resultado, se ha elegido el electrolizador de la Opción 3.

El hidrógeno resultante del proceso de producción, se muestra en muchos estados. Para determinar cuál es la mejor opción de transporte y su protección, se deben tener en cuenta varios factores, como la producción y consumo del producto en cada lugar (Nm³ /h), la distancia a la cosa de producción y el lugar o punto de consumo, apoyo al final de uso, adecuado embalaje final y uso en diferentes tipos de consumo. En base a estos factores, otras opciones para la producción de hidrógeno son las siguientes:

Figura 55.

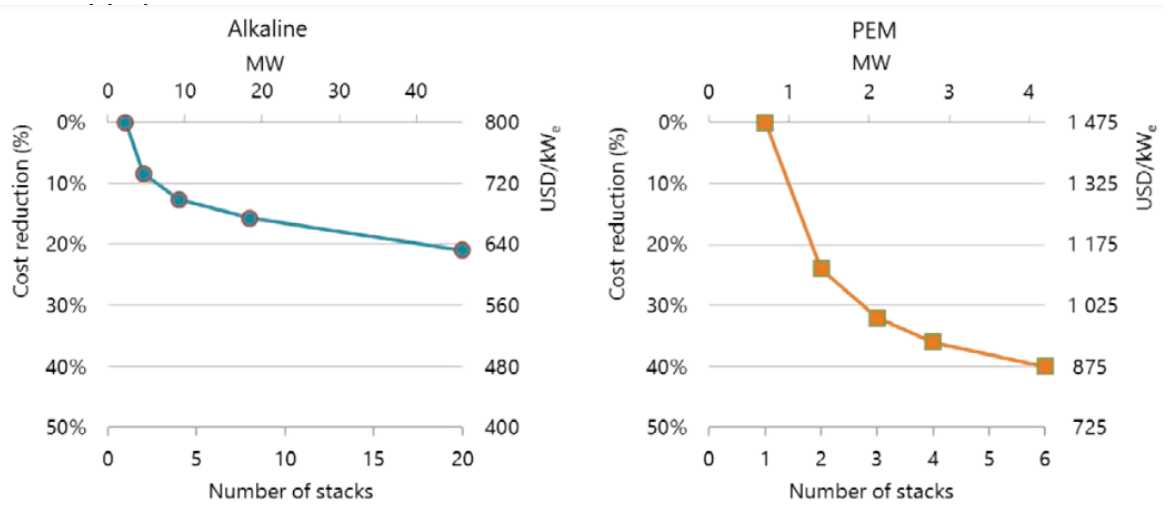
Evolución de los costes de los electrolizadores según su tipo de uso



Nota. Extraído de IEA (2019)

Figura 56.

Evolución de los costes de inversión de los electrolizadores según su



Nota. Extraído de IEA (2019)

El hidrógeno puede convertirse en líquidos que se transportan fácilmente utilizando las redes de suministro actuales, como metanol, etanol, amoníaco o derivados del amonio, y líquidos orgánicos como metilciclohexano (MCH) o 12-H N-etilcarbazol (NEC), entre otros. El amoníaco es uno de esos portadores de hidrógeno. Entre ellos destaca el amoníaco ya que su molécula no incluye carbono y cuenta con una infraestructura propia establecida.

El hidrógeno gaseoso tiene una densidad relativamente baja, lo que hace que sea más costoso almacenarlo a gran escala y transportarlo a grandes distancias. Además, esta misma característica le da facilidad en su almacenamiento a presión a manera de hidrógeno comprimido, para su empleo en el transporte, por ejemplo. Sin embargo, con tuberías de gas especializadas, el hidrógeno puede entregarse en estado gaseoso (hidroductos). Asimismo, tras realizar los trámites adicionales necesarios, podrá ser inyectado a la red de gas.

Hidrógeno en forma líquida, la capacidad de mantener el hidrógeno en forma líquida lo hace similar al gas natural licuado (GNL). Esta solución se sugiere para almacenar grandes volúmenes de hidrógeno, pero si la

duración del almacenamiento se va a extender, se sugieren otras opciones ya que esta opción necesita energía para sustentar el hidrógeno líquido. La combinación de hidrógeno permite crear combustibles con características similares a las de los combustibles fósiles: en combinación con CO₂ o biomasa como punto inicial para la creación de metano sintético. Esta elección también permite el uso de infraestructuras de redes de gas para almacenamiento y transporte. como elemento básico para la fabricación de combustible líquido sintético que, según el origen de sus materias primas, puede considerarse renovable (como el gasóleo sintético, el queroseno o el metanol).

Figura 57.

Madurez Tecnológica del Transporte y Almacenamiento de Hidrógeno

		Hidrógeno líquido	Amoniaco	LOHC (MCH)
Proceso y madurez tecnológica	Conversión	Pequeña escala: Alto Gran escala: Bajo	Alto	Medio
	Almacenamiento depósitos	Alto	Alto	Alto
	Transporte	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto
	Reconversión	Alto	Medio	Medio
	Integración en la cadena de suministro	Medio/Alto	Alto	Medio

Nota. Extraído de IEA (2019)

Los siguientes son los escenarios más probables para el almacenaje de hidrógeno a pequeña escala para uso a corto plazo, teniendo en cuenta su estado de desarrollo y manejabilidad:

a) Depósitos de alta presión: Para almacenar hidrógeno en estado gaseoso en el interior de los vehículos se deben mantener presiones de 350 o 700 bar. El hidrógeno se transporta y almacena en hidro generadores a presiones que oscilan entre los 200 y los 1.000 bares, lo que exige el empleo de recursos duraderos como acero o materiales compuestos. El

almacenaje utilizando cilindros compuestos y adicionales La mejor opción para el almacenamiento y transporte de hidrógeno depende de la madurez de las opciones existentes, el uso previsto del hidrógeno producido, la cantidad de tiempo que ha pasado entre su producción y consumo, la ubicación de ese consumo, y la aplicación a la que está destinado el hidrógeno. Son resistentes y ligeros, lo que permite capacidades de transporte por carretera de hasta 1.579 kg. Dado que el hidrógeno tiene una densidad de energía por unidad de volumen más baja que otros combustibles, la restricción fundamental sobre estas reservas es su volumen. Sin embargo, se está investigando si es posible colocar tanques subterráneos en las principales ciudades, donde se pueden obtener presiones de hasta 800 bar y permitir una mayor capacidad de almacenamiento de hidrógeno.

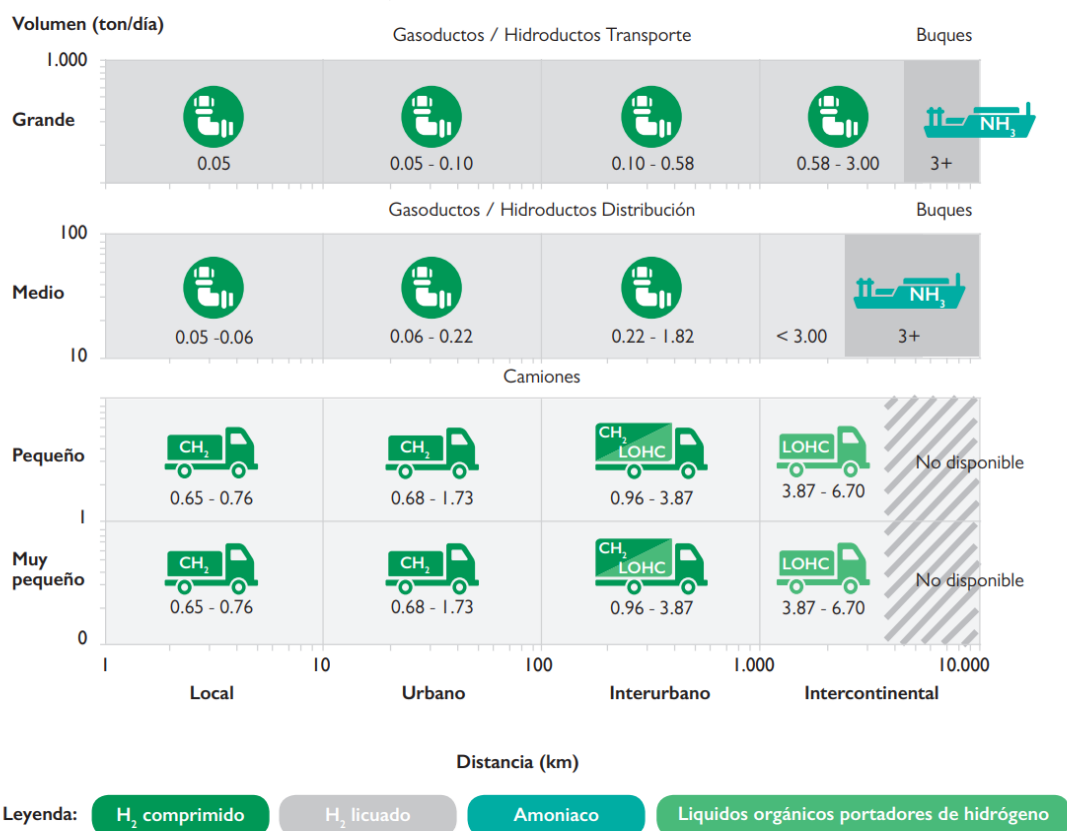
b) Materiales sólidos: algunos metales y aleaciones, incluidos el hierro, el níquel, el cromo, el litio y el magnesio, reaccionan con el hidrógeno para generar hidruros metálicos o químicos. Pueden almacenar más hidrógeno debido a esta calidad por unidad de volumen. La capacidad de la sustancia química para absorber y liberar hidrógeno depende de factores que incluyen la presión, la temperatura y la velocidad de carga y descarga. El desafío fundamental de esta técnica es que utiliza materiales cuyo almacenaje es de mayor magnitud que el del hidrógeno puro. Por su parte, técnicas alternativas, como el almacenamiento geológico natural, pueden utilizarse cuando las cantidades de hidrógeno creadas son tan enormes que su almacenamiento a largo plazo en tanques no es práctico.

Una opción para este almacenamiento a largo plazo es utilizar cavernas salinas, acuíferos o reservas agotadas de gas natural o petróleo. Actualmente, estos recursos se utilizan para almacenar gas natural, pero a razón de su gran eficiencia del hidrógeno y sus costos de operación bajos, se están creando iniciativas para evaluar la viabilidad de utilizarlos para almacenar hidrógeno en España. Sin embargo, debido a su uso actual limitado debido a su distribución geográfica, disponibilidad limitada y requisitos mínimos de presión de mantenimiento, los esfuerzos de

investigación deben estar dirigidos a garantizar que su uso potencial a largo plazo se concrete de manera segura en su totalidad para el ambiente y el ser humano. En cuanto al transporte, es necesario evaluar si es adecuado transportar hidrógeno renovable en forma gaseosa, líquida o mediante carriers líquidos además de las variables descritas anteriormente a la hora de seleccionar la mejor opción de almacenamiento. En este sentido, se proporciona una tabla de referencia en base a estos parámetros que identifica el modo de transporte más recomendable en base al volumen a transportar y en función de la distancia.

Figura 58.

Coste del Transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida



Nota. Extraído del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) (2020).

De acuerdo con lo anterior, los tanques especificados, que pueden tener varias calidades según el vehículo, pueden ser utilizados para transportar hidrógeno líquido, con las opciones siguientes:

1) Transporte por carretera: Para este se utilizan camiones cisterna que transportan hidrógeno líquido o comprimido. En camiones cisterna se podrán transportar 360 kg de hidrógeno comprimido y 4.300 kg de hidrógeno líquido, respectivamente, mientras que la flexibilidad que ofrece el reparto en botellas permite que el suministro se realice en diferentes cantidades y purezas.

2) Transporte por ferrocarril: Al igual que los camiones cisterna, para el transporte de hidrógeno se utilizan camiones cisterna, que son más voluminosos que lo mencionado anteriormente, logrando rangos de entre 2.900-9.100 kg de hidrógeno.

3) Transporte marítimo: Los buques de carga se emplean para entregar cantidades grandes de hidrógeno a lugares de consumo lejanos, ya que sus tanques de hidrógeno tienen una capacidad de aproximadamente 70 toneladas.

Por otro lado, al inyectar hidrógeno renovable en la infraestructura de gas existente, así como en la infraestructura existente vinculada a vehículos líquidos como el amoníaco, se puede entregar hidrógeno gaseoso. Estas opciones permiten un uso más eficiente de las instalaciones ya disponibles al mismo tiempo que permiten gastos operativos más económicos.

Sin embargo, tienen ciertas limitaciones, como adaptar los requisitos para la infusión de hidrógeno renovable. La perspectiva de apertura una red de tuberías hidroeléctricas o de hidrógeno, que tendrían que ser más grandes que las infraestructuras de gas, también es una posibilidad. El nivel de incremento de la demanda nacional y europea de hidrógeno, así como el gasto realizado para impulsar esta tecnología, incluida la I+D+i, condicionan la viabilidad de esta elección.

Dado que las refinerías y la industria química son los principales usuarios de hidrógeno, las pocas redes especializadas existentes ahora funcionan para uso interno de generadores industriales de hidrógeno. En general, los

gastos de transporte y almacenaje pueden contribuir significativamente al costo de la energía, lo que tiene un impacto en la competitividad del hidrógeno en comparación con otras fuentes de energía. En general, los gastos de transporte y almacenamiento pueden contribuir significativamente al costo de la energía, lo que tiene un impacto en la competitividad del hidrógeno en comparación con otras fuentes de energía.

Final uso. La cadena de valor terminaría con la aplicación final de hidrógeno renovable. Estos pueden utilizarse de diversas formas, dependiendo de si el hidrógeno se emplea directamente, como medio de transporte de energía o como componente de un producto final. Si el hidrógeno se utiliza en su estado natural, puede usarse directamente como combustible, fuente de energía o materia prima en la fabricación. En particular, los siguientes sectores pueden reemplazar los combustibles fósiles u otros recursos más dañinos con hidrógeno renovable:

Movilidad: El empleo de pilas de combustible de hidrógeno (FC), los cuales son equipos que realizan un proceso inverso al que llevan a cabo los electrolizadores, o dispositivos que utilizan hidrógeno producido mediante fuentes renovables generando electricidad para alimentar vehículos eléctricos de pila de combustible, es la forma renovable el hidrógeno se aplica en el sector del transporte (FCEV).

Estas celdas de combustible a menudo se colocan junto con baterías eléctricas que pueden proporcionar energía para recargar y mantener la batería en niveles ideales de carga mientras el vehículo está en movimiento. Esta energía puede ser generada por el proceso de frenado regenerativo o por la propia batería. En los segmentos de vehículos pesados, el uso de celdas de combustible junto con baterías (FCHV) ofrece una ventaja competitiva significativa sobre los vehículos eléctricos y las baterías eléctricas porque permite tiempos de recarga más rápidos y rangos más largos entre recargas de combustible, al mismo tiempo que pesa menos porque las baterías se pueden hacer más pequeñas. Sin

embargo, dado que hay que tener en cuenta la energía necesaria para recoger hidrógeno renovable, así como la energía necesaria para comprimirlo y almacenarlo en los depósitos de los coches, la eficiencia energética de estos vehículos es inferior a la de los vehículos eléctricos de batería.

Ventajas e inconvenientes del hidrógeno verde:

Debemos ser conscientes de los beneficios y contras de esta fuente. Se evidencia algunas principales ventajas:

- 1) 100 % respetuoso con el medio ambiente: ni durante la combustión ni durante la fabricación, el hidrógeno verde libera gases nocivos.
- 2) Almacenable: debido a que el hidrógeno posee un fácil almacenaje, puede usarse más tarde para fines diferentes a los que originalmente se diseñó.
- 3) Flexible: el hidrógeno puede emplearse como una fuente de electricidad o a manera de combustibles sintéticos y emplearse para el transporte, los negocios, la industria y el uso doméstico.
- 4) Transportable: Esta energía se puede mezclar hasta en un 20% con gas natural y pasar por gasoductos e infraestructuras existentes.

Sin embargo, todavía hay desventajas para el hidrógeno verde a considerar:

- 1) Mayor costo: El mayor costo de la energía renovable requerida para producir hidrógeno verde mediante la electrólisis eleva el precio del hidrógeno mismo.
- 2) Mayor gasto energético: Comparando con otro combustible, se necesita más energía para producir hidrógeno en general e hidrógeno verde en particular.
- 3) Preste atención a la seguridad: dado que el hidrógeno es un componente muy combustible y volátil, cumpliendo con estrictos estándares de seguridad evitando explosiones y fugas. Según un nuevo análisis de Aurora

Energy Research, el hidrógeno importado en realidad será menos costoso que el hidrógeno verde producido en la UE para 2030. Esta diferencia de precio durará hasta mediados de la década, después de lo cual el hidrógeno verde flexible será menos costoso.

El precio de convertir el hidrógeno generado en una de las cinco fuentes de energía, incluido el monto de convertir el hidrógeno durante el tránsito, así como el precio de usar varios modos de transporte. Estos vectores incluían amoníaco, metanol, hidrógeno líquido, hidrógeno comprimido e hidrógeno licuado. Según Aurora, la fuente más asequible de hidrógeno bajo en carbono para los clientes del norte de Alemania para 2030 sería el hidrógeno azul generado en los Países Bajos. Al hidrógeno verde de Marruecos, traído por barco como amoníaco, le sigue de cerca el de los Países Bajos, que se transporta por gasoducto como hidrógeno comprimido. El hidrógeno verde generado en Alemania, que ocupa el séptimo lugar, se encuentra al final de la lista. En los próximos diez años, Marruecos, Chile, Canadá y Rusia quieren crear hidrógeno para venderlo a Europa. Descubrimos que, a pesar de los gastos de conversión y transporte, el hidrógeno que se importe podría tener mucha competitividad en costos con el hidrógeno generado en Europa cuando incluimos los costos asociados con la generación y entrega a Europa. Las naciones europeas deben prepararse para un crecimiento más rápido de su economía de hidrógeno si desean seguir siendo competitivas. La influencia del hidrógeno verde en la economía. Países como Rusia, Estados Unidos, Francia o Alemania utilizan actualmente hidrógeno como combustible.

Otros, como Japón, son aún más ambiciosos y quieren hacer la transición a una economía de hidrógeno. Es importante considerar cómo afectará a la sociedad en el futuro: a) Un generador que produzca tanto agua como electricidad: Estos dos elementos se producen en una celda de combustible por la reacción de hidrógeno y oxígeno. En misiones espaciales, por ejemplo, este método ha demostrado ser extremadamente útil para proporcionar agua y energía a las tripulaciones de manera sostenible.

b) Almacenamiento de energía: El tanque de hidrógeno comprimido puede almacenar energía durante períodos largos de tiempo y son más livianos que las baterías de iones de litio, lo que los hace más fáciles de manejar.

c) Transporte y movilidad: debido a que el hidrógeno es tan versátil, puede usarse en industrias que difícilmente puedan ser descarbonizadas, como el transporte pesado, la aeronáutica y el transporte vía marítima.

El hidrógeno debe convertirse en un componente integral de un sistema energético integrado. Si bien se requerirán estrategias de demanda específicas para que la demanda industrial abarque progresivamente nuevos usos, como la fabricación de acero, el transporte, el ferrocarril y ciertas aplicaciones de combustible, se anticipa que el hidrógeno renovable eventualmente se volverá competitivo en precio con otros tipos de generación de hidrógeno. diferentes formas de transporte, incluido el envío.

Cuando la energía renovable sea abundante y asequible, el hidrógeno renovable empezará a tener un papel regulador, así como ser el responsable de la ampliación de un sistema enfocado en energía renovable al convertir el hidrógeno en electricidad. A largo plazo, el hidrógeno también se emplea como respaldo, "amortiguador" y almacenamiento diario o estacional, lo que mejorará la seguridad del suministro. Fase 3: 2030–2050: cuando las innovaciones de hidrógeno verde estén maduras, deberían usarse ampliamente para descarbonizar todas las industrias que son difíciles de hacer o dónde hacerlo sería más costoso o difícil. Actualmente, existe una gran necesidad de aumentar la generación de energía verde ya que, en 2050, casi el 25 % de la electricidad renovable podría utilizarse para producir hidrógeno.

Además, una variedad más amplia de sectores económicos, incluidas las industrias industriales y de construcción que tiene una dificultad para ser descarbonatados, así como la aviación y el transporte marítimo, podrían verse significativamente afectadas por el hidrógeno y los combustibles sintéticos hechos de hidrógeno renovable. Si se evita la emisión de metano

y solo de acuerdo con los objetivos y estándares establecidos en la Estrategia de Biodiversidad de la UE hasta 2030, el biogás sostenible también puede funcionar para reemplazar el gas natural en las plantas industriales de hidrógeno al atrapar el carbono almacenado para producir una carga negativa.

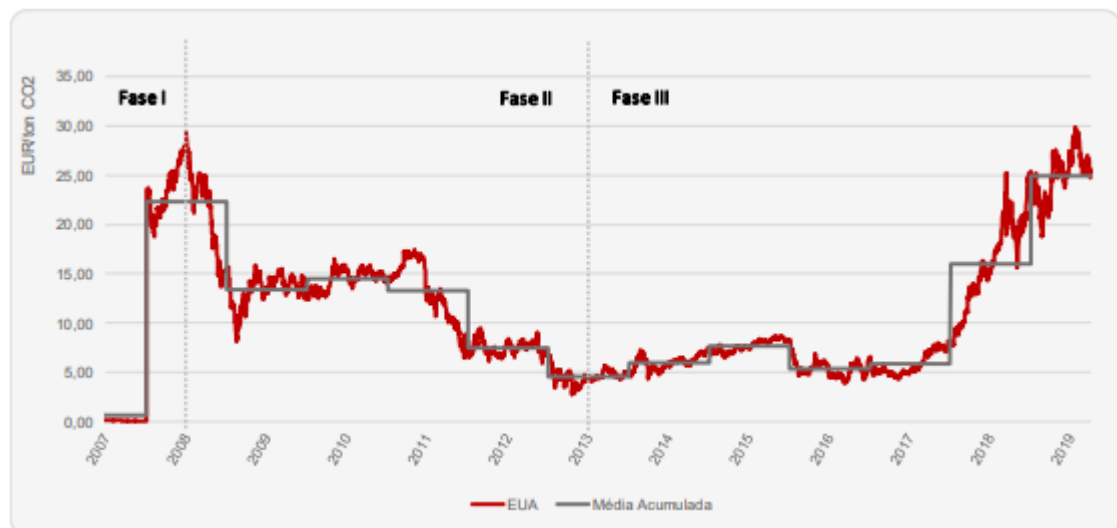
La legislación establece que se utilizará la adopción de planes particulares para incentivar la penetración de gas renovable, incorporar biometano, biogás, hidrógeno renovable y otros. Además, se analiza el papel del hidrógeno en el control de las emisiones renovables de los sistemas energéticos. Asimismo, el proyecto de ley de calentamiento global y cambio energético indica que el gobierno apoyará la introducción de nuevos gases, como biogás, biometano y nuevo hidrógeno, entre otros, mediante la adopción de programas especiales.

En todos los niveles de la cadena de valor del hidrógeno renovable se establece la condición idónea para el desarrollo de la riqueza y la creación de empleo altamente cualificado por medio de la promoción de la optimización y el incremento industrial. 3. El sistema eléctrico será más fácil de controlar debido a la mayor contribución de las energías renovables. Los procedimientos que existen detrás de un sistema de electricidad cada vez más renovable se ven dificultados por la naturaleza intermitente del suministro de energía renovable. De acuerdo con la estrategia de almacenamiento, el hidrógeno renovable se sitúa como una solución para almacenar energía estacional y a gran escala. Es vital destacar que España tiene mucho potencial para el despliegue de redes inteligentes, y el hidrógeno puede ser un componente clave. 4. La generación de hidrógeno renovable de origen local permite el funcionamiento de un sistema energético que depende menos de los combustibles fósiles importados, mejorando así el balance energético. También, puede servir como sistema de respaldo para un sistema eléctrico que utiliza mucha energía renovable, lo que garantiza el suministro de energía cuando la capacidad de producir energía verde de inmediato es limitada.

Por todas estas razones, es razonable suponer que el hidrógeno desempeñará un rol más importante en la red energética mundial en el futuro. Sin embargo, el cambio ofrecerá muchas dificultades que no podemos pasar por alto, como la necesidad de construir infraestructuras de apoyo sustanciales. El precio de crear y almacenar hidrógeno es comparable al de la gasolina o el gas natural. Se puede utilizar la voluntad, el dinero y la investigación específica para superar estos obstáculos. Una excelente ilustración sería el hecho de que no había refinerías y gasolineras a comienzos del siglo XX cuando se introdujeron los vehículos convencionales, y los conductores solo podían usar una cierta cantidad de combustible. El auge actual del gas de esquisto, que inició en 2005, está haciendo que la economía del hidrógeno parezca más prometedora. El gas de esquisto es gas natural no convencional que se encuentra en roca sedimentaria de grano fino bajo la corteza terrestre.

Figura 59.

Valorización de los Derechos de emisión de CO₂



Nota. Extraído de MIBEL, (2020).

Se aplicará a la siguiente flota vehicular

Figura 60.

Flota de Camiones, Transporte Pakatnamu

ITEM	PLACA	F. VENCIM.	MARCA TRACTO	CANT. EJES	MTC						AÑO FABRICACIÓN
					PESOS			MEDIDAS			
					PESO NETO	CARGA ÚTIL	PESO BRUTO	LARGO	ALTO	ANCHO	
3	T4I-835	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,430	19,780	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
4	T4I-823	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,450	19,760	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
5	T4I-818	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,410	19,800	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
6	T4I-827	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,440	19,770	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
7	T4I-819	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,440	19,770	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
8	T4I-825	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,430	19,780	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
9	T4I-828	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,460	19,750	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
10	T4I-826	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,420	19,790	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
11	T4I-837	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,430	19,780	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
12	T4I-836	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,460	19,750	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
13	T4I-814	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,420	19,790	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
14	T4I-822	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,450	19,760	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
15	T4I-896	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,450	19,550	27,000	7,36	4,03	2,44	2012
16	T4I-820	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,440	19,770	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
17	T4I-897	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,430	19,780	27,210	7,36	4,03	2,44	2012
18	T7S-851	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,423	19,294	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
19	T7S-813	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,451	19,266	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
20	T7H-823	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,665	19,015	26,680	7,74	4,09	2,44	2015
21	T7S-838	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,303	19,414	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
22	T7S-828	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,398	19,319	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
23	T7S-836	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,439	19,278	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
24	T7S-839	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,441	19,276	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
25	T7S-831	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,203	19,514	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
26	T7S-829	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,414	19,303	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
27	T7S-849	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,416	19,301	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
28	T7S-812	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,285	19,432	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
29	T7S-811	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,314	19,403	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
30	T7S-867	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,323	19,394	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
31	T7S-827	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,514	19,203	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
32	T7K-860	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,700	18,980	26,680	7,74	4,09	2,44	2015
33	T7S-833	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,539	19,178	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
34	T7S-855	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,282	19,435	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
35	T7S-870	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,396	19,321	26,717	7,49	4,09	2,44	2015
36	T9F-888	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
37	T9F-874	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
38	T9F-886	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
39	T9F-889	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
40	T9F-875	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
41	T9F-902	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
42	T9F-873	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
43	T9F-907	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
44	T9F-898	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
45	T9F-883	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
46	T9F-868	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
47	T9F-887	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
48	T9F-897	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
49	T9F-884	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
50	T9F-865	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
51	T9F-882	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
52	T9F-900	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
53	T9F-909	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
54	T9F-866	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018
55	T9F-869	27/07/2030	FREIGHTLINER	3	7,664	19,198	26,862	7,8	4,09	2,59	2018

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Así mismo debemos de considerar la flota Principal de Transportes Pakatnamu, integrada por 55 unidades Tracto Camión Freightliner, Modelo CL112, con las siguientes características:

Tabla 3.

Características de la flota Principal de Transportes Pakatnamu

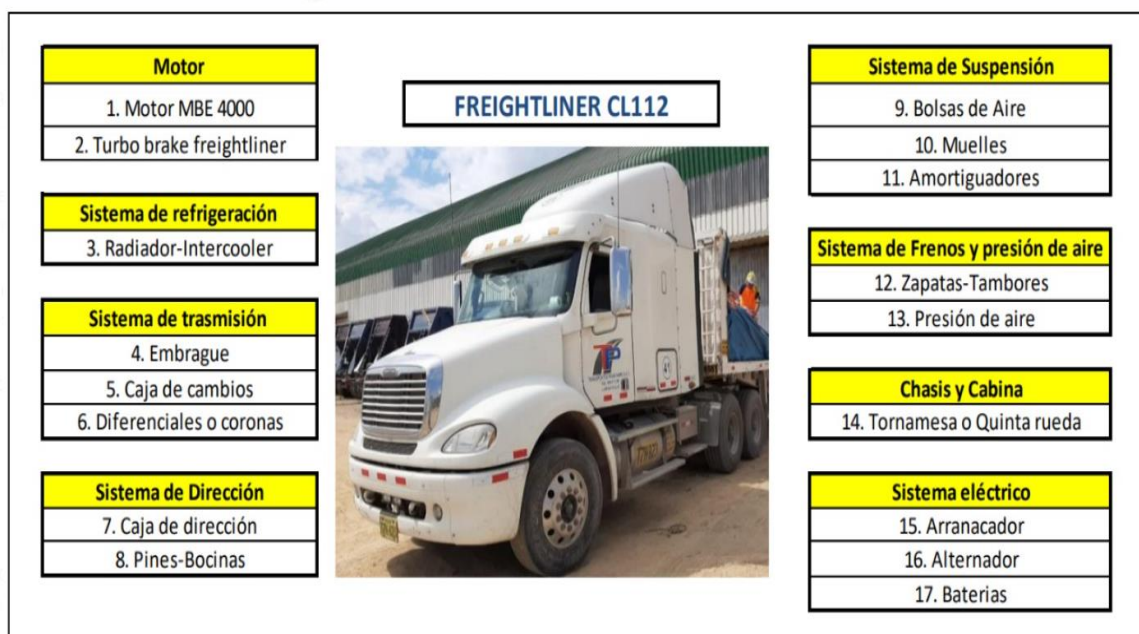
CATEGORÍA	N3
Marca	Freightliner
Modelo	CL112
Motor	MBE4000
Combustible	Diésel
Potencia	350 – 450 HP
Cilindrada	12.8 Litros
Carga Útil	20 TM

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Camión, que reúne las siguientes principales características:

Figura 61.

Sistemas y Componentes de Tracto Camión Freightliner CL 112



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Los ahorros logrados en la empresa de transportes Pakatnamu, los podemos sintetizar en varios escenarios de rendimientos, es decir con rendimientos bajos, rendimientos medios y rendimientos altos y de acuerdo a los valores que pasamos a describir:

Tabla 4.

Nivel Bajo

ALTERNATIVA MOTOR DIESEL						ALTERNATIVA PILA DE COMBUSTIBLE						AHORRO ANUAL
VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	AHORRO
T4I-835	0,10	600,00	7.200,00	15,00	108.000,00	T4I-835	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	69.120,00
T4I-823	0,10	600,00	7.200,00	15,00	108.000,00	T4I-823	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	69.120,00
T4I-818	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T4I-818	0,15	900,00	10.800,00	4,50	48.600,00	91.800,00
T4I-827	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T4I-827	0,15	900,00	10.800,00	4,50	48.600,00	91.800,00
T4I-819	0,10	600,00	7.200,00	15,00	108.000,00	T4I-819	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	69.120,00
T4I-825	0,10	600,00	7.200,00	15,00	108.000,00	T4I-825	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	69.120,00
T4I-828	0,10	600,00	7.200,00	15,00	108.000,00	T4I-828	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	69.120,00
T4I-826	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-826	0,09	540,00	6.480,00	4,50	29.160,00	68.040,00
T4I-837	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4I-837	0,08	480,00	5.760,00	4,50	25.920,00	60.480,00
T4I-836	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4I-836	0,08	480,00	5.760,00	4,50	25.920,00	60.480,00
T4I-814	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4I-814	0,08	480,00	5.760,00	4,50	25.920,00	60.480,00
T4I-822	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4I-822	0,08	480,00	5.760,00	4,50	25.920,00	60.480,00
T4I-896	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T4I-896	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	98.280,00
T4I-820	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T4I-820	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	98.280,00
T4I-897	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T4I-897	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	98.280,00
T7S-851	0,13	780,00	9.360,00	15,00	140.400,00	T7S-851	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	98.280,00

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 5.

Nivel Medio

ALTERNATIVA MOTOR DIESEL						ALTERNATIVA PILA DE COMBUSTIBLE						AHORRO ANUAL
VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	AHORRO
T4I-835	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-835	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	61.560,00
T4I-823	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-823	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	61.560,00
T4I-818	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T4I-818	0,14	840,00	10.080,00	4,50	45.360,00	84.240,00
T4I-827	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T4I-827	0,14	840,00	10.080,00	4,50	45.360,00	84.240,00
T4I-819	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-819	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	61.560,00
T4I-825	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-825	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	61.560,00
T4I-828	0,09	540,00	6.480,00	15,00	97.200,00	T4I-828	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	61.560,00
T4I-826	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4I-826	0,08	480,00	5.760,00	4,50	25.920,00	60.480,00
T4I-837	0,07	420,00	5.040,00	15,00	75.600,00	T4I-837	0,07	420,00	5.040,00	4,50	22.680,00	52.920,00
T4I-836	0,07	420,00	5.040,00	15,00	75.600,00	T4I-836	0,07	420,00	5.040,00	4,50	22.680,00	52.920,00
T4I-814	0,07	420,00	5.040,00	15,00	75.600,00	T4I-814	0,07	420,00	5.040,00	4,50	22.680,00	52.920,00
T4I-822	0,07	420,00	5.040,00	15,00	75.600,00	T4I-822	0,07	420,00	5.040,00	4,50	22.680,00	52.920,00
T4I-896	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T4I-896	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	90.720,00
T4I-820	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T4I-820	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	90.720,00
T4I-897	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T4I-897	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	90.720,00
T7S-851	0,12	720,00	8.640,00	15,00	129.600,00	T7S-851	0,12	720,00	8.640,00	4,50	38.880,00	90.720,00

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 6.

Nivel Alto

ALTERNATIVA MOTOR DIESEL						ALTERNATIVA PILA DE COMBUSTIBLE						AHORRO ANUAL
VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	VEHICULO	CONS UNIT/KM	CONS MES	CONS AÑO	P. UNIT	P. ANUAL	AHORRO
T4-835	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-835	0,10	600,00	7.200,00	4,50	32.400,00	54.000,00
T4-823	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-823	0,10	600,00	7.200,00	4,50	32.400,00	54.000,00
T4-818	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T4-818	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	76.680,00
T4-827	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T4-827	0,13	780,00	9.360,00	4,50	42.120,00	76.680,00
T4-819	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-819	0,10	600,00	7.200,00	4,50	32.400,00	54.000,00
T4-825	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-825	0,10	600,00	7.200,00	4,50	32.400,00	54.000,00
T4-828	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-828	0,10	600,00	7.200,00	4,50	32.400,00	54.000,00
T4-826	0,08	480,00	5.760,00	15,00	86.400,00	T4-826	0,07	420,00	5.040,00	4,50	22.680,00	63.720,00
T4-837	0,06	360,00	4.320,00	15,00	64.800,00	T4-837	0,06	360,00	4.320,00	4,50	19.440,00	45.360,00
T4-836	0,06	360,00	4.320,00	15,00	64.800,00	T4-836	0,06	360,00	4.320,00	4,50	19.440,00	45.360,00
T4-814	0,06	360,00	4.320,00	15,00	64.800,00	T4-814	0,06	360,00	4.320,00	4,50	19.440,00	45.360,00
T4-822	0,06	360,00	4.320,00	15,00	64.800,00	T4-822	0,06	360,00	4.320,00	4,50	19.440,00	45.360,00
T4-896	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T4-896	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	83.160,00
T4-820	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T4-820	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	83.160,00
T4-897	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T4-897	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	83.160,00
T7S-851	0,11	660,00	7.920,00	15,00	118.800,00	T7S-851	0,11	660,00	7.920,00	4,50	35.640,00	83.160,00

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Figura 62.

Gastos Unitarios de Consumo de Combustible

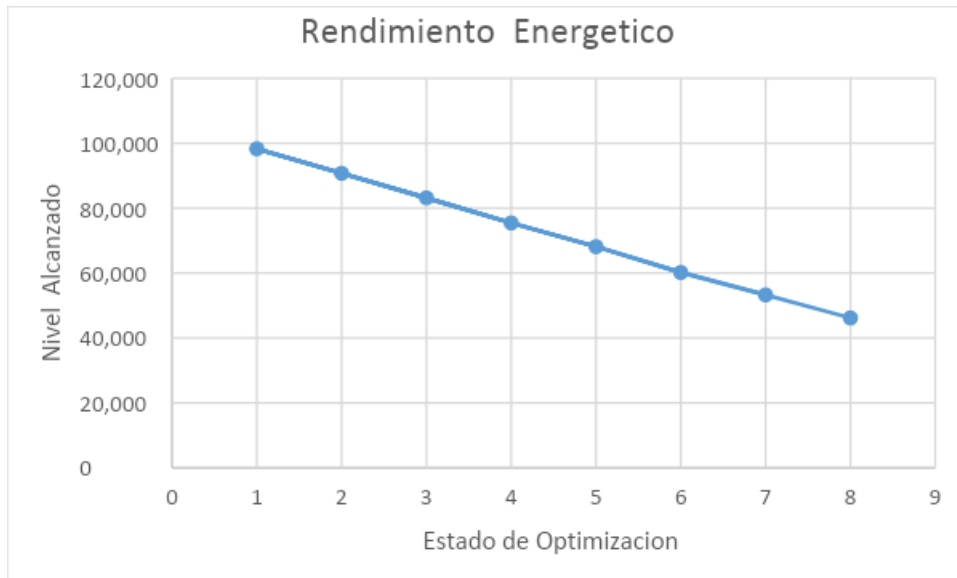


Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Lo cual nos determina un gráfico de los valores con respecto al tiempo que se comporta de la siguiente manera:

Figura 63.

Variación de valores de Rendimiento



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

5.4. Nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado

En cuanto el escenario para el Análisis de beneficios y costos y rentabilidad, con el fin de evaluar los diferentes tipos de tecnología en igualdad de condiciones, se ha decidido para este trabajo de tesis para titularse, investigación utilizar el siguiente escenario:

Para todo el tiempo de propiedad, el vehículo solo transita en la ruta nacional Panamericana, sobre el corredor vial Tumbes - Lima.

El trayecto de ruta definido para la ruta Tumbes –Lima es el siguiente: Tumbes. Talara, Sullana, Piura, Chiclayo, Pacasmayo, Trujillo, Chimbote, Casma, Huarmey, Huacho, Lima, para un total de 1,100 kilómetros.

Se considerarán los diferentes tramos de la carretera Panamericana, para el cálculo de diferentes parámetros, tales como el consumo de combustible, velocidades y tiempos de desplazamiento. De esta manera obtenemos el promedio de kilómetros a recorrer por tipo de terreno sobre la ruta enunciada.

Además, se debe tener en cuenta:

- Las cargas serán de 40 toneladas por viaje.
- El ciclo útil de trabajo diario será de 12 horas o 600 kilómetros.
- El ciclo útil de trabajo anual será de 300 días o 180,000 kilómetros.
- La depreciación física anual será del 5 %, con una vida útil económica total de 20 años.
- Pago de forma al contado para la adquisición del vehículo.
- Retorno de la inversión en 10 años (ROI Anualizado, aunado a criterios VAN y TIR).

Los costos de referencia presentados en la tabla corresponden a costos variables (S/km), asociados a los consumos del vehículo; el año de publicación de estos resultados fue el 2020 así que se hará uso de la ecuación del interés compuesto y de la inflación interanual para conocer dichos valores en los años 2022 y 2042.

$$VF = VP * (1 + in)$$

Donde cada termino tiene la siguiente significación:

VF = Valor al final del Proyecto

VP = Valor presente al inicio del Proyecto

i = Tasa de descuento, determinada por el costo promedio ponderado de capital

n = Vida útil económica activa del proyecto

Los cuales sintetizamos en los siguientes valores:

Tabla 7.

Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner 1

COSTOS VARIABLES NO ENERGETICOS DE REFERENCIA \$/Km -			
Elemento de Costo	2022	2032	2042
Desgaste de Neumaticos Radiales	1,20	1,24	1,32
Consumo de aceites lubricantes	0,09	0,10	0,11
Uso de filtros y refrigerantes	0,05	0,06	0,07
Peajes de ruta	0,50	0,50	0,50
Mantenimiento preventivo y predelectivo	1,00	1,10	1,10
Lavado y Engrase	0,10	0,10	0,10
Gastos no previstos	0,20	0,20	0,20
Vuiticos de Choferes y ayudantes	0,20	0,21	0,22
Seguros Complementarios	0,05	0,05	0,05
Seguros de Respoonsabilidad terceros	0,04	0,04	0,04
Revisiones Tecnicas	0,01	0,01	0,01
TOTAL DE GASTOS * KM	3,44	3,61	3,72

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 8.*Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner*

COSTOS VARIABLES NO ENERGETICOS DE REFERENCIA \$/ /Km - FREIGHTLINER			
Elemento de Costo	2022	2032	2042
Desgaste de Neumaticos Radiales	1,22	1,25	1,33
Consumo de aceites lubricantes	0,10	0,11	0,12
Uso de filtros y refrigerantes	0,05	0,06	0,07
Peajes de ruta	0,50	0,50	0,50
Mantenimiento preventivo y predectivo	1,20	1,21	1,22
Lavado y Engrase	0,10	0,10	0,10
Gastos no previstos	0,20	0,20	0,20
Vaiticos de Choferes y ayudantes	0,20	0,21	0,22
Seguros Complementarios	0,05	0,05	0,05
Seguros de Respoonsabilidad terceros	0,04	0,04	0,04
Revisiones Tecnicas	0,01	0,01	0,01
TOTAL DE GASTOS * KM	3,67	3,74	3,86

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 9.*Costos Variables no Energéticos Caso Camión Freightliner 2*

COSTOS VARIABLES NO ENERGETICOS DE REFERENCIA \$/ /Km			
Elemento de Costo	2022	2032	2042
Desgaste de Neumaticos Radiales	1,10	1,11	1,14
Consumo de aceites lubricantes	0,09	0,09	0,10
Uso de filtros y refrigerantes	0,05	0,06	0,07
Peajes de ruta	0,50	0,50	0,50
Mantenimiento preventivo y predectivo	1,20	1,21	1,22
Lavado y Engrase	0,10	0,10	0,10
Gastos no previstos	0,20	0,20	0,20
Vaiticos de Choferes y ayudantes	0,20	0,21	0,22
Seguros Complementarios	0,05	0,05	0,05
Seguros de Respoonsabilidad terceros	0,04	0,04	0,04
Revisiones Tecnicas	0,01	0,01	0,01
TOTAL DE GASTOS * KM	3,54	3,58	3,65

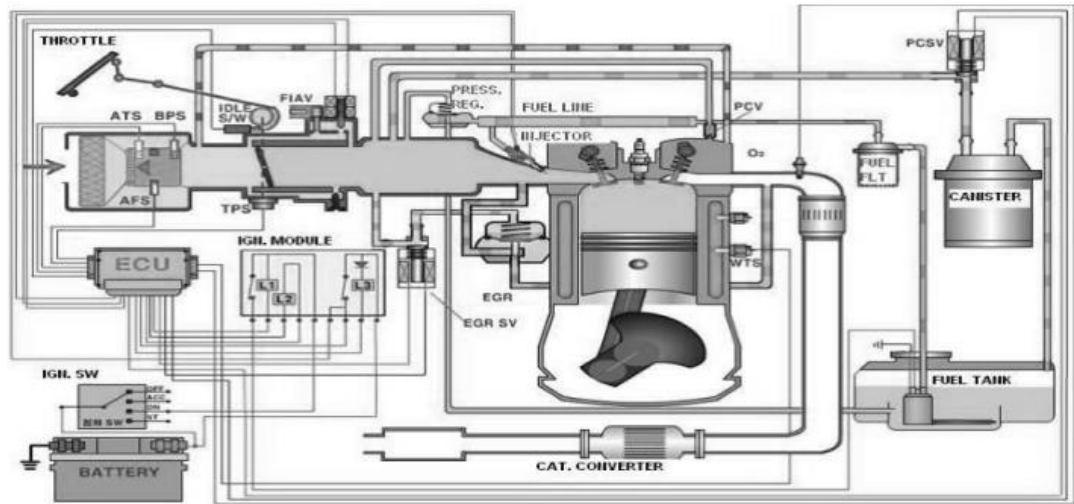
Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

En cuanto a las principales especificaciones técnicas del Camión fotón.

Además, debemos de indicar:

Figura 64.

Diagrama Esquemático Típico del Motor Diésel



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

También se trabajará con la data estadística de la empresa Pakatnamu de los años 2021 y 2022.

Tabla 10.

Consumo de Combustible Tradicional

Combustible FLOTA TRANSPORTES PAKATNAMU				
Año	Mes	Soles Combus	Km	Galones Consumidos
2021	Enero	S/441.966,00	355168	39853
2021	Febrero	S/552.096,00	404744	46473
2021	Marzo	S/436.250,00	316562	36203
2021	Abril	S/554.352,00	359922	42414
2021	Mayo	S/486.472,00	310584	37348
2021	Junio	S/626.361,00	416401	46343
2021	Julio	S/626.222,00	377584	43986
2021	Agosto	S/743.293,00	423950	52210
2021	Setiembre	S/662.261,00	416897	47100
2021	Octubre	S/687.687,00	422762	48082
2021	Noviembre	S/609.183,00	408290	45900
2021	Diciembre	S/701.260,00	421972	48512
2022	Enero	S/630.035,00	371158	43212
2022	Febrero	S/590.554,00	333331	38027
2022	Marzo	S/637.088,00	335395	38911
2022	Abril	S/490.045,00	329233	38679
2022	Mayo	S/582.454,00	379564	43382

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 11.*Consumo de Hidrogeno Verde*

COMBUSTIBLE FLOTA TRANSPORTES PAKATNAMU				
Año	Mes	Soles Combust	Km	Galones Cons
2021	Enero	S/ 39.853	355.168	13.284
2021	Febrero	S/ 46.473	404.744	15.491
2021	Marzo	S/ 36.203	316.562	12.068
2021	Abril	S/ 42.414	359.922	14.138
2021	Mayo	S/ 37.348	310.584	12.449
2021	Junio	S/ 46.343	416.401	15.448
2021	Julio	S/ 43.986	377.584	14.662
2021	Agosto	S/ 52.210	423.950	17.403
2021	Setiembre	S/ 47.100	416.897	15.700
2021	Octubre	S/ 48.082	422.762	16.027
2021	Noviembre	S/ 45.900	408.290	15.300
2022	Diciembre	S/ 48.512	421.972	16.171
2022	Enero	S/ 43.212	371.158	14.404
2022	Febrero	S/ 38.027	333.331	12.676
2022	Marzo	S/ 38.911	335.395	12.970
2022	Abril	S/ 38.679	329.233	12.893
2022	Mayo	S/ 43.382	379.564	14.461

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

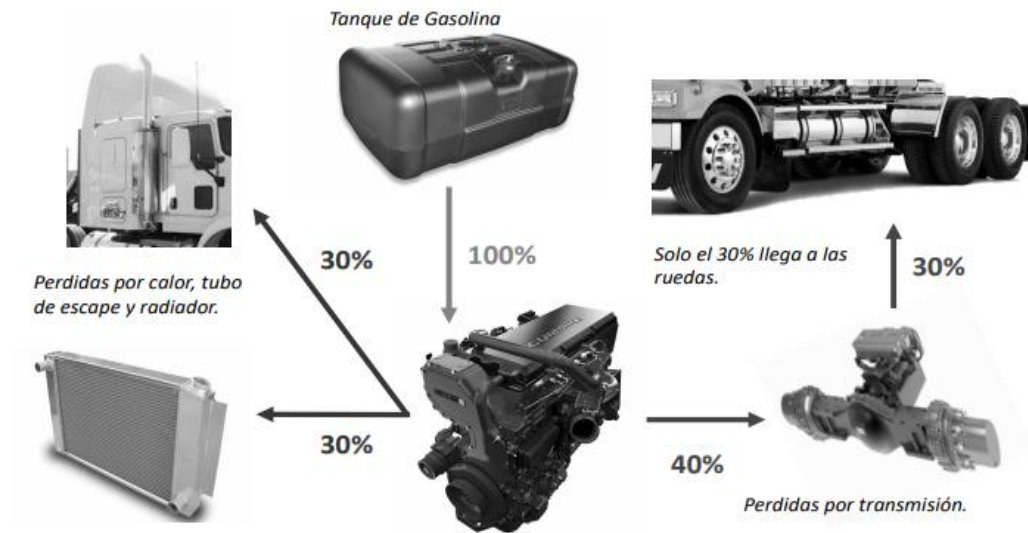
Resistencia por pendiente: Esta dependerá de la pesadez del camión y del ángulo de la pendiente. Resistencia de Rodadura: Esta se debe a las deformaciones presentes en las llantas y a su nivel de inflado. Resistencia Aerodinámica: Dependerá de las dimensiones y forma del vehículo, una forma más aerodinámica resultará en una menor resistencia al flujo de aire.

La Eficiencia Energética es otro factor clave para determinar el consumo de combustible, en el motor Diésel el combustible libera energía térmica mediante el procedimiento de combustión ejecutado en el interior de los cilindros y cámaras de combustión. Esta energía es transformada en energía mecánica que proporciona el movimiento a las ruedas del tracto camión. Sin embargo, debido a las pérdidas térmicas del proceso de combustión, del 100 % de la energía térmica del combustible, solo un 40 % es aprovechable, adicionalmente es necesario descontar otro 10 % debido a las pérdidas mecánicas causadas por el sistema de transmisión, así pues,

sólo un 30 % del total de la energía inicial llega a las ruedas; en la figura 5.7 se ilustran estas pérdidas.

Figura 65.

Pérdidas Energéticas Asociadas al Motor Diésel



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Tabla 12.

Costos Variables no Energéticos Caso Freightliner 3

COSTOS VARIABLES NO ENERGETICOS DE REFERENCIA \$/ /Km			
Elemento de Costo	2022	2032	2042
Desgaste de Neumaticos Radiales	1,10	1,11	1,14
Consumo de aceites lubricantes	0,09	0,09	0,10
Uso de filtros y refrigerantes	0,05	0,06	0,07
Peajes de ruta	0,50	0,50	0,50
Mantenimiento preventivo y predecitivo	1,20	1,21	1,22
Lavado y Engrase	0,10	0,10	0,10
Gastos no previstos	0,20	0,20	0,20
Vairicos de Choferes y ayudantes	0,20	0,21	0,22
Seguros Complementarios	0,05	0,05	0,05
Seguros de Respoonsabilidad terceros	0,04	0,04	0,04
Revisiones Tecnicas	0,01	0,01	0,01
TOTAL DE GASTOS * KM	3,54	3,58	3,65

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

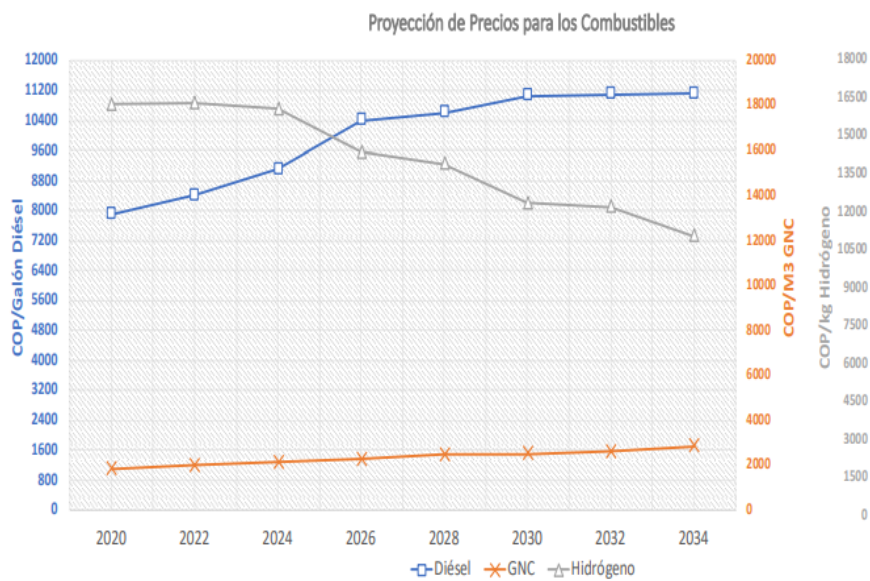
La tabla con los valores de inflación utilizados para el periodo 2022-2042, fue tomada de las proyecciones conjuntas del INEI y el BCRP, se utilizó una inflación promedio interanual de 3.3 %, tasa objetivo proyectada por el Banco Central de Reserva del Perú en la edición del mes de marzo 2022 del Boletín Económico. Los precios mostrados en las tablas, 8, 9, 10 y 11, no pueden ser generalizados para todos los tipos de Tractocamiones a evaluar, esto dependerá específicamente de los ciclos de mantenimiento sugeridos por el fabricante, y la tecnología de propulsión.

Todos los valores se entregan en soles peruanos en el caso de valores de referencia en moneda extranjera se aplicará el tipo de cambio aproximado del año 2021, establecida por la Superintendencia de Banca y AFP.

Para poder calcular correctamente los precios futuros del Diésel y GNV se utilizarán las proyecciones dadas en el informe titulado “Proyección de precios de los energéticos” ejecutado por la Unidad de Planeación Minero Energética del MINEM. Para el hidrógeno se utilizaron las proyecciones dadas en el informe titulado “Green hydrogen cost reduction” elaborado por The International Renewable Energy Agency o IRENA

Figura 66.

Proyecciones de Precios Diesel, GNV e Hidrógeno Verde



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Los costos asumidos para el modelo de costos promedios de operación son:

Tabla 13.

Principales Supuestos Analíticos

SUPUESTOS ANALITICOS DEL PRESENTE TRABAJO DE INVESTIGACION	
Parametro	Supuesto
Ruta Ordinaria	Tumbes - Lima y Viciversa
Distancia Total de la Ruta tomada como Ordinaria	1,100 Kms de Autopista
Peso Neto de la Carga atisbada	40 TM
Ciclo de vida util Diario	12 Horas o 1,000 Kms
Ciclo de vida util Anual	300 Dias, o 180,000 Kms
Depreciacion de todo el Año	5 % en linea recta
Procedimiento de cancelacion del Tracto Camion	Contado Comercial, contra entrega
Periodo de recuperacion del Capital	10 Años Comerciales
Composicion de la Tripulacion	Dos Condutores, por turnos

Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

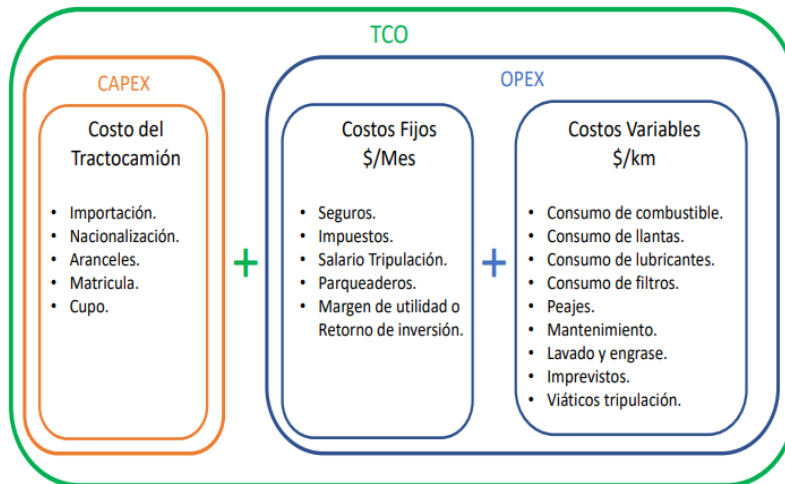
Continuando con el desarrollo, se vio para cada uno de los Tractocamiones a evaluar, su ficha técnica con la información técnica más relevante (En líneas Generales), Tabla de costos fijos, asociados específicamente a cada tracto camión. Y por último la tabla de Costos Variables, asociados específicamente a cada tracto camión.

Para la primera parte de la evaluación de viabilidad económica del tracto Camiones se ha decidido comparar el Total Cost of Ownership o (TCO) de los diferentes Tractocamiones, cada uno con diferente tecnología de propulsión (Diésel, GNC e Hidrógeno), con los supuestos del escenario anteriormente planteados. La selección de los Tractocamiones se hizo teniendo en cuenta su presencia en el parque automotor de Pakatnamu, disponibilidad en el mercado y diferentes parámetros técnicos, tales como la potencia del motor, torque, capacidad de carga, entre otros; esto con el fin de realizar una evaluación comparativa imparcial y objetiva. Recordemos que el análisis de costos totales, es un método de cálculo diseñado para establecer los costos indirectos y directos, así como las ventajas, en relación con un determinado producto o sistema. Y se usa específicamente para evaluar la compra de equipos o el diseño de

infraestructura. Para nuestra tesis de investigación, consideraremos la siguiente estructura de costos para calcular el costo total.

Figura 67.

Estructura de Costos Totales de Operación (TCO)



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

El tracto camión Fotón es desarrollado y fabricado por Beijing Fotón Daimler Automotive Co., Ltd. o (BFDA), este modelo apunta principalmente a rutas de larga distancia y mercados logísticos de alta eficiencia. La compañía representante para la marca Fotón en Perú es Tracto Camiones.

Figura 68.

Tracto Camión FOTON



Nota. Extraído de Transportes Pakatnamu

Este tracto camión cumple con la norma euro V, quiere decir que emite un máximo de 0.5 g/km de dióxido de carbono (CO₂), un máximo de 0.18 g/km de óxidos de nitrógeno (NO_x) y un máximo de 0.005 g/km de material Particulado (PM). En la tabla 13 se evidencia el resumen de la ficha técnica, El consumo de combustible en los motores Diésel, se asocia con parámetros tales como: potencia exigida al motor, tipo de terreno, hábitos de conducción, temperatura del motor, temperatura ambiente, presión atmosférica, nivel de mantenimiento entre otras. Es posible organizar los anteriores parámetros como resistencias al avance del vehículo, las cuales son: Resistencia por Aceleración: Se asocia con las condiciones de torque y relación de par entregado por el motor a la transmisión.

El combustible utilizado es el Biodiésel corriente (B5) fabricado por Repsol y/o Petroperú , la hoja técnica de Repsol lo define como una combinación de hidrocarburos (96%/98%) entre 10 y 28 átomos de carbono producto en refinerías de importación o nacionales, que está compuesta por combustibles que proviene de distintos métodos de procesamiento de combustibles, tal como destilación de aire, descomposición catalítica, hidrocrackeo de diésel y biodiesel (2% / 4%) obtenido por transesterificación de aceite de palma con metanol

Tabla 14.

Precios y Especificaciones Técnicas de Bio Diésel B5

PRECIOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS DE BIO DIESEL B5		
Propiedad	Valor	
Precio por Galon 2022	S/ 15.00	
Poder Calorifico Superior	45,1627 MJ/Kg	
Poder Calorifico Inferior	42,3283 Mj/Kg	
Azufre	50 ppm	
Cenizas	100 ppm	
Contenido de Biocombustible	5 ml / 100 ml	
Punto de Inflamacion	52°C	
Indice de Cetano	45	
Numero de Cetano	43	

Nota. Extraído de Transportes Foton

El impacto ambiental generado se muestra:

Dióxido de Carbono a razón de 10.08 Kg /Galón

Dióxido de Nitrógeno, a razón de 1,692 Gramos / Galón

Material Particulado a razón de 0,174 Gramos / Galón

Con el ánimo de poder realizar una evaluación objetiva se evaluarán las emisiones de óxidos de nitrógeno y CO2 y material particulado (PM 2.5). Estas emisiones son el promedio para un tracto camión estándar EURO V, de similares características al AUMAN EST-A. T

Los costos asociados al CAPEX del tracto camión, es decir el costo de adquisición, se muestra en la tabla 13; de igual manera los costos fijos anuales y los variables anuales que hacen parte del OPEX se especifican en las tablas 14 y 15 respectivamente.

Tabla 15.

Costos de Adquisición de Tracto Camión fotón Aúnan

COSTOS ASOCIADOS AL TRACTO CAMION FOTON AUMAN	
Item	Valor
Precio	US \$ 300,000
IGV - 18 %	US \$ 54,000
Importacion - 2 %	US \$ 6,000
Nacionalizacion - 0.5 %	US \$ 1,500
Aranceles - 1 %	US \$ 3,000
Matricula - Lima	US \$ 400
TOTAL	US \$ 364,000

Nota. Extraído de Transportes Foton

En cuanto costos fijos de operación debemos de mencionar los principales:

Tabla 16.

Costos Fijos de Operación

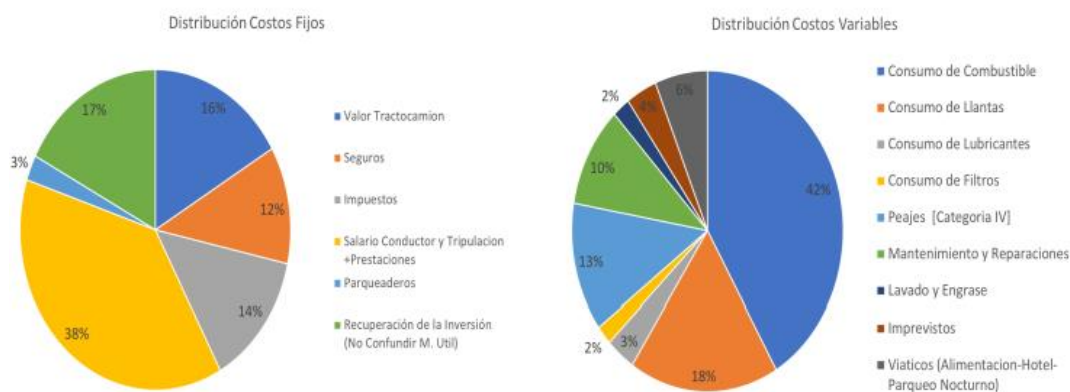
COSTOS FIJOS TRACTO CAMION FOTON AUMAN	
Parametro	2022
Seguros	US \$ 13,350
Impuestos	US \$ 16,550
Honorarios Choferes	US \$ 42,000
Estacionamientos	US \$ 3,100
Provision para Depreciacion	US \$ 21,000
TOTAL DE COSTOS FIJOS	US \$ 96,200

Nota. Extraído de Transportes Foton

Es posible resumir en el gráfico de la figura siguiente, la intervención porcentual de cada componente que hacen parte de las variables y costos fijos.

Figura 74.

Distribución de los Costos Fijos y Variables de Tracto Camión



Nota. Extraído de Transportes Foton

Y como resultado final obtenemos los siguientes valores:

Total, Costo Anual US \$ 180,964

Total, Costo Km US \$ 1,129

Total, Costo Hora US \$ 36,398

Camión Nikola

El tracto camión Nikola Tre con motor a Hidrógeno Comprimido o (CHG) es desarrollado y fabricado por Nikola e Iveco, subsidiaria en parte del grupo General Motors; este modelo apunta principalmente a transportadoras europeas que buscan cumplir con los altos estándares medioambientales vigentes en Europa; este tracto camión viene en dos versiones, Battery Electric Vehicles o (BEV) y en versión Fuel Cell Electric Vehicles o (FCEV), para los propósitos de nuestra investigación usaremos el FCEV. Aunque la construcción de este tracto camión ha presentado algunos tropiezos se espera que la distribución en masa se de en inicios del año 2023.

Figura 69.

Camiones Nikola - Iveco



Nota. Extraído de Transportes Iveco

El tracto camión Nikola Tre viene equipado con un motor Bosch Dual Electric eAxle C, y celdas de combustible Honda que garantizan una eficiencia mayor al 50 %; logrando así una eficiencia promedio general de más de 46 %. Adicionalmente todo el proceso de conversión de energía genera una reducción de hasta el 100 % de las emisiones contaminantes on-road. En la tabla se muestra las características técnicas, el consumo de combustible en los motores a Hidrógeno, al igual que en otro tipo de

motores se asocia con parámetros tales como: potencia exigida al motor, tipo de terreno, hábitos de conducción, temperatura del motor, temperatura ambiente, presión atmosférica, nivel de mantenimiento entre otras.

Tabla 17.

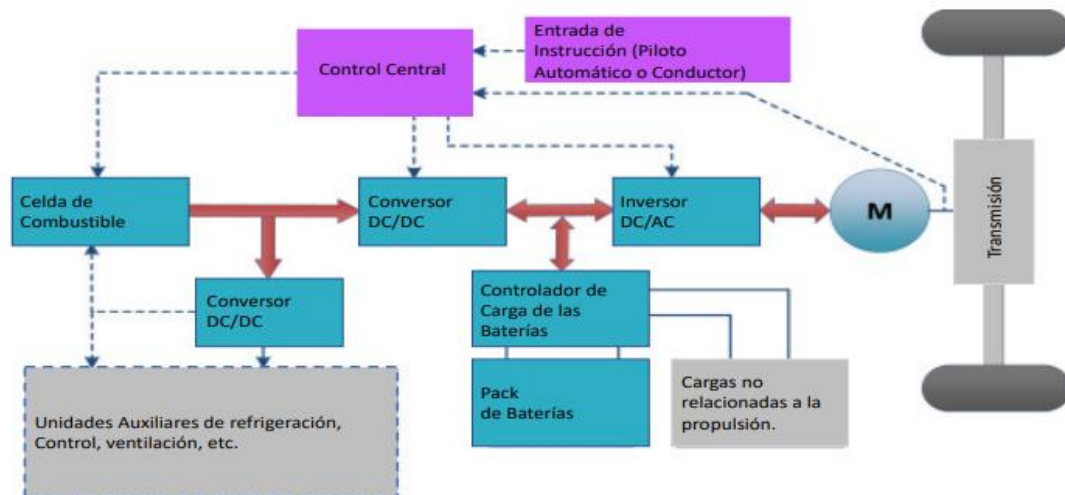
Resumen de Ficha Técnica Nikola Tre

FICHA TECNICA DEL TRACTO CAMION A HIDROGENO VERDE NIKOLA TRE	
Marca y Año	Nikola 2022
Modelo	Tre FCEV
Pila de Combustible	Bosch Dual Electric Eaxle
Torque	2,100 Nm
Rango de Potencia	400 - 420 HP
Capacidad de Carga	40 TM
Capacidad de Tanque de Combustible	Criogenicos 760 Litros
Autonomia Promedio	900 Kilometros

Nota. Extraído de Transportes Iveco

Figura 70.

Diagrama Esquemático típico de Motor de Hidrogeno



Nota. Extraído de Otero (2018).

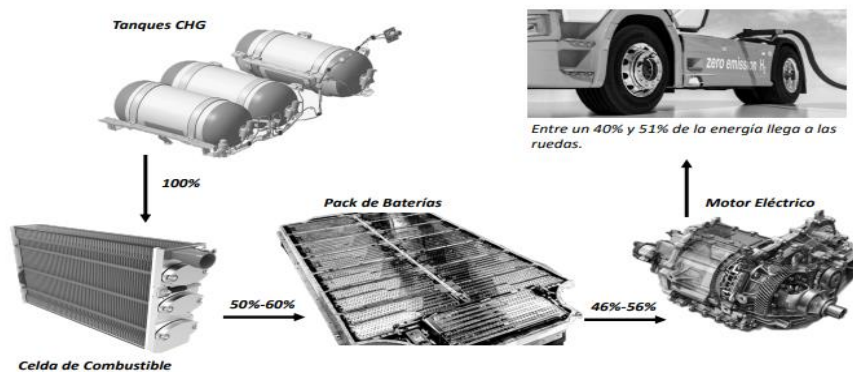
Es posible organizar los anteriores parámetros como resistencias al avance del vehículo, las cuales son: Resistencia por Aceleración: Se asocia con las condiciones de torque y relación de par entregado por el motor a la transmisión. Resistencia por pendiente: Esta dependerá del ángulo de la

pendiente y del peso del vehículo. Resistencia de Rodadura: Esta se debe a las deformaciones presentes en las llantas y a su nivel de inflado. Resistencia Aerodinámica: Dependerá de las dimensiones y forma del vehículo, una forma más aerodinámica resultará en una resistencia menor al flujo de aire.

La Eficiencia Energética es otro factor clave para determinar el consumo de combustible, en el tracto camión a hidrógeno el combustible (CHG) libera energía química mediante la electrólisis inversa, en este procedimiento, la celda de combustible produce energía eléctrica a partir de hidrógeno y oxígeno. Luego esta energía es almacenada en las baterías para luego ser suministrada al motor. Gracias a los últimos avances en celdas de combustible y las baterías de litio, del 100 % de la energía térmica del hidrógeno, entre un 50 % y 60 % es aprovechable por parte de la celda, luego en el ciclo de almacenamiento y entrega por parte del pack de las baterías tenemos una energía útil de entre 46 % y 56 %. Sin embargo, al igual que en otro tipo de motores, es necesario descontar aproximadamente otro 6 % debido a las pérdidas generadas por el motor eléctrico y la transmisión, así pues, entre un 40 % y 51 % del total de la energía inicial llega a las ruedas; en la figura siguiente, se ilustran estas pérdidas.

Figura 71.

Pérdidas Energéticas asociadas al Motor de Hidrógeno



Nota. Pauta y Sánchez (2014).

Tabla 18.

Precios y Especificaciones Hidrógeno Verde

PRECIOS Y ESPECIFICACIONES TECNICAS DE HIDROGENO VERDE		
Propiedad		Valor
Precio por Galon 2022	S/	4.50
Poder Calorifico Superior		141,80 MJ/Kg
Poder Calorifico Inferior		120.00 Mj/Kg
Peso Molecular		2,016 Granos/Mol
Densidad Gaseosa		0,08 kgs/m3
Densidad Liquida		71 Kgs/m3
Gravedad Especifica		3,185

Nota. Extraído de Transportes Iveco

El hidrógeno es un combustible puro que se consume en una celda de combustible, sólo produce agua. Se origina mediante diferentes fuentes de energía, tales como: biomasa, energía nuclear y energías renovables como la solar o la eólica. Así pues, para evaluar su nivel de impacto ambiental es necesario conocer su origen o color. Como se describió anteriormente en la sección de eficiencia energética de los vehículos a hidrógeno, este tracto camión es de tipo FCEV, lo que significa que el hidrógeno pasa por una celda de combustible para producir energía y recargar su pack de baterías, lo que significa que únicamente se genera agua como subproducto de la reacción química.

Los costos asociados al CAPEX del tracto camión, es decir el costo de adquisición, se muestra en la tabla 17; de igual manera los costos fijos anuales y los variables anuales que hacen parte del OPEX se especifican en la tabla 18 y 19 respectivamente.

Tabla 19.*Precio de Camión Nikola*

COSTOS ASOCIADOS AL TRACTO CAMION NIKOLA	
Item	Valor
Precio	US \$ 273,00
IGV - 18 %	US \$ 0
Importacion - 2 %	US \$ 6,000
Nacionalizacion - 0.5 %	US \$ 1,500
Aranceles - 1 %	US \$ 3,000
Matricula - Lima	US \$ 400
TOTAL	US \$ 283,900

Nota. Extraído de Transportes Iveco

Se prevé que los vehículos a Hidrógeno, al igual que los GNC o Eléctricos, tengan beneficios por parte del Gobierno Nacional, entre los incentivos más populares a contemplar estarían: Exención de IVA. Descuentos en el impuesto de renta de hasta el 25 % Arancel preferencial del 0 %.

En cuanto a los costos fijos del camión Nikola, debemos de mencionar:

Tabla 20.*Costos Fijos de Camión Nikola*

COSTOS FIJOS TRACTO CAMION FOTON NIKOLA	
Parametro	2022
Seguros	US \$ 13,350
Impuestos	US \$ 16,550
Honorarios Choferes	US \$ 42,000
Estacionamientos	US \$ 3,100
Provision para Depreciacion	US \$ 21,000
TOTAL DE COSTOS FIJOS	US \$ 96,200

Nota. Extraído de Transportes Iveco

Y como resultado final obtenemos para el camión Nikola, los siguientes valores:

Total, Costo Anual	US \$	226,331
Total, Costo Km	US \$	916
Total, Costo Hora	US \$	32,284

5.5. Evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos:

Lo evaluaremos utilizando la técnica convencional de flujo anual, que abarca toda la vida útil y tiene las características descritas en las líneas siguientes:

Valor de recuperación: valor de desecho menos el costo de transporte y desmontaje.

Duración del Proyecto: Dado el infinito plazo comercial en esta situación, el hecho de que la conservación de la carne de pollo siempre será una actividad lucrativa debido a los hábitos alimentarios peruanos, que son particularmente intensos en la compra de aves y otras carnes, y en nuestra situación, los compresores, que son el principal activo del sistema de frío, tienen una vida útil económica de 10 años una vez contabilizadas las variaciones y/o desviaciones estándar en los resultados obtenidos.

La siguiente ecuación produce el costo de capital ponderado, o WACC, en términos de la OCDE contemporánea:

$$WACC = \frac{\text{Patrimonio}}{\frac{\text{Pasivo total} * COCP + \text{Deuda}}{\text{Pasivo total} * CDB}}$$

Donde debemos definir los conceptos que siguen:

El **patrimonio** es la deuda de la entidad, que se modifica anualmente en función de los resultados del rendimiento anual.

Pasivos Totales: La suma de las obligaciones de la empresa con sus propietarios o accionistas, el sistema bancario y otras instituciones financieras.

COCP: El costo de una oportunidad de negocio alternativa que poseen los accionistas de la compañía para invertir el dinero que ganarían con la venta de sus acciones.

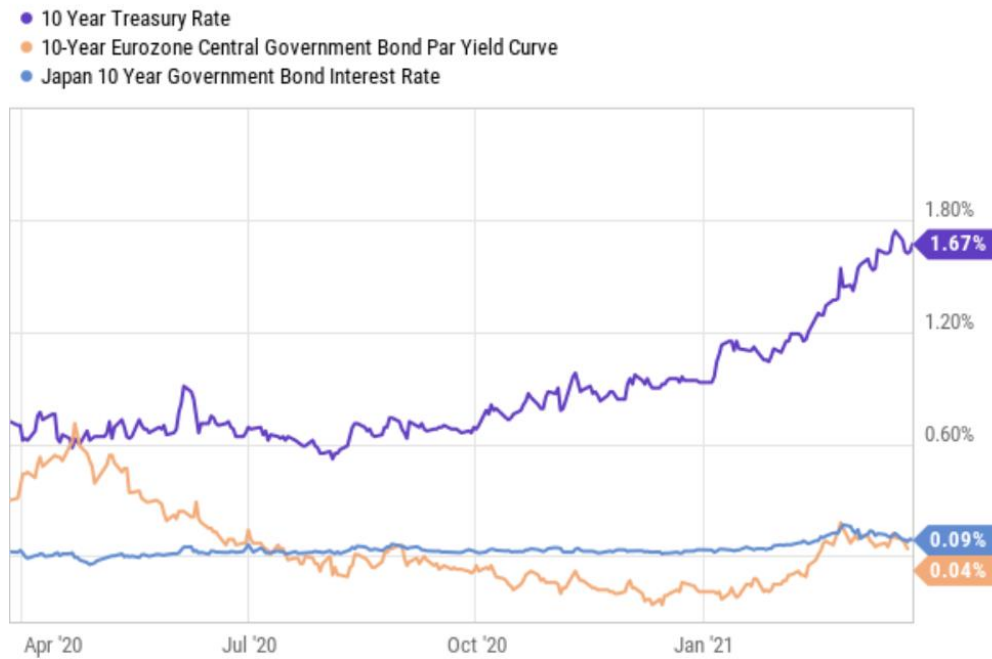
Deuda: Montos adeudados por una compañía o idea de negocio al sistema bancario, así como al sistema no bancario.

CDB: Costo de la deuda real, constante, deflactado y variable.

Tres factores principales pueden hacer que estos gastos de deuda estén sobrevalorados. La ley de la curva de oferta, que determina el tipo de interés básico, y la curva de demanda.

Figura 72.

Tasas de interés base (Curva IS - LM).

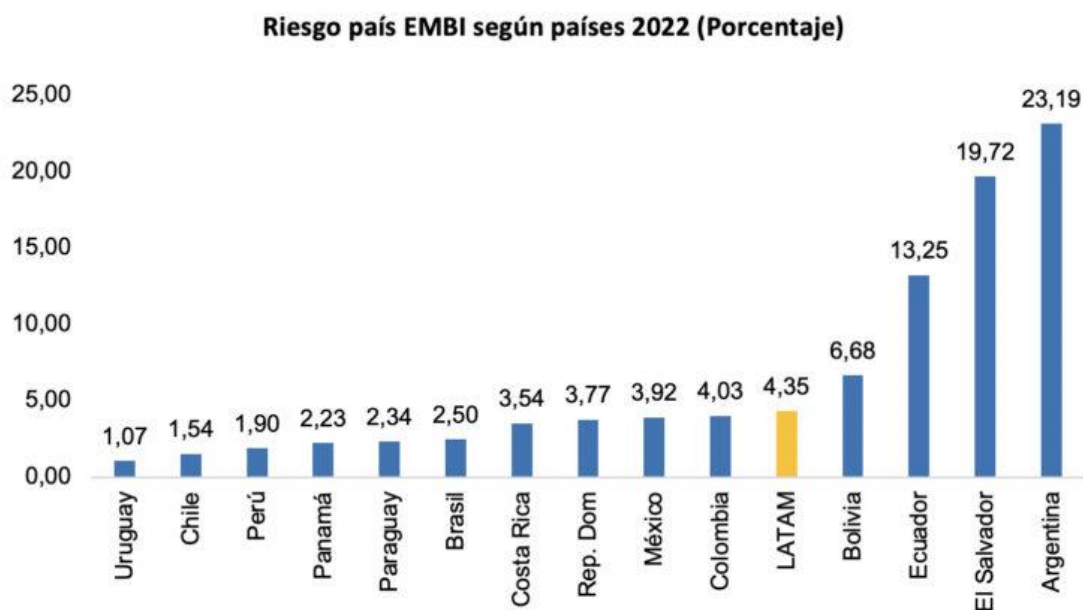


Nota. Córdova y Reyes (2022).

Las siguientes tablas y gráficos muestran los costos que se deben incluir por riesgo país, el cual incluye riesgo de repatriación de capital, riesgo político de cambio de políticas macroeconómicas, etc.

Figura 73.

Tasa de riesgo país en Latinoamérica



Fuente: Invenómica (2022) – al 29/11/2022

Nota. Zúñiga (2022).

Tabla 21.

Riesgo país en el tiempo en Latinoamérica

PAIS	2019	2018	2017	2016
Perú	1.07	1.68	1.36	1.70
Chile	1.35	1.66	1.17	1.58
Uruguay	1.48	2.07	1.46	2.44
Colombia	1.61	2.28	1.73	2.25
Paraguay	2.03	2.60	2.00	2.81
Brasil	2.12	2.73	2.32	3.30
Bolivia	2.18	3.78	2.03	0.83
Ecuador	8.26	8.26	4.59	6.47
Argentina	17.44	8.17	3.51	4.55
Venezuela	147.4	68.65	48.54	21.68

Nota. Córdova y Reyes (2022).

Por los factores de riesgo según el tipo de negocio están determinados los siguientes:

Tabla 22.*Tasa de interés riesgo negocio*

Tasa de interés Interbancaria de Equilibrio (TILE, Cotización a 28 días)													
Periodo	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Enero	8.41	7.41	7.93	8.41	4.91	4.86	4.79	4.84	3.78	3.29	3.56	6.15	7.66
Febrero	7.97	7.46	7.93	7.94	4.92	4.84	4.78	4.80	3.79	3.29	4.05	6.61	7.83
Marzo	7.68	7.46	7.93	7.64	4.92	4.84	4.77	4.35	3.81	3.30	4.07	6.68	7.85
Abril	7.51	7.47	7.94	6.68	4.94	4.85	4.75	4.33	3.80	3.30	4.07	6.89	7.85
Mayo	7.32	7.70	7.93	5.78	4.94	4.85	4.76	4.30	3.79	3.30	4.1	7.15	7.86
Junio	7.33	7.70	8	5.26	4.94	4.85	4.77	4.31	3.31	3.30	4.11	7.36	8.10
Julio	7.31	7.70	8.28	4.92	4.92	4.82	4.78	4.32	3.31	3.31	4.59	7.38	
Agosto	7.33	7.71	5.86	4.89	4.90	4.81	4.79	4.30	3.30	3.33	4.6	7.38	
Septiembre	7.31	7.70	8.66	4.91	4.90	4.78	4.81	4.03	3.29	3.33	4.67	7.38	
Octubre	7.31	7.33	8.68	4.91	4.87	4.79	4.83	3.78	3.28	3.30	5.11	7.38	
Noviembre	7.33	7.93	8.73	4.93	4.87	4.80	4.85	3.80	3.31	3.32	5.57	7.39	
Diciembre	7.34	7.93	8.74	4.93	4.89	4.79	4.85	3.79	3.31	3.55	6.11	7.62	

Nota. Córdova y Reyes (2022).

Se elaboró el flujo de caja correspondiente:

Tabla 23.

Flujo de caja

FLUJO DE CAJA A PRECIOS PRIVADOS PERIODO 2023 - 2032											
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS	0,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00	45.367,00
EGRESOS	125.000,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00	3.750,00
UTILIDAD	-125.000,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00	41.617,00

VALOR ACTUAL NETO **118.834,95**

TASA INTERNA DE RETORNO **31%**

La tabla expone al informe que resume las entradas y salidas de fondos monetarios durante una proyección a diez años, resultando la fila de la "Utilidad", que refleja los flujos que permitirán evaluar la viabilidad económica mediante los indicadores VAN y TIR.

Como se puede observar, sólo en el año 0 resulta un flujo negativo, que representa la inversión realizada. De ahí en adelante, los 10 flujos son positivos y fijos. A partir de ellos es que se calculó los conocidos indicadores del VAN y TIR, apoyados en hojas de Excel con las funciones VNA y TIR respectivamente.

En lo que corresponde al Valor Actual Neto, la función señala que, en el horizonte proyectado, tras actualizar los flujos positivos al WACC y descontar la inversión, la empresa obtendrá una ganancia absoluta de 118,834.95. Este indicador es ampliamente superior a 0, requisito que debe cumplirse para aceptar el proyecto, por lo que se reconoce su viabilidad.

Además, la Tasa Interna de Retorno exhibe el rendimiento a partir de la inversión, por lo que su determinación considera también al flujo negativo del año 0. Se obtuvo que el aporte invertido genera un beneficio porcentual del 31%, por lo que se interpreta que, al término de un año, el dinero conseguido se reinvertirá a un 31% y así con los nueve años restantes.

Esta cifra porcentual está por encima de la tasa a la que se actualizan o descuentan los flujos; por lo tanto, cumple con el criterio de aceptación y la viabilidad del proyecto es un hecho.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones:

En cuanto al objetivo general de la investigación, realizar el estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado, se demostró que realizar el aprovechamiento de esta energía es factible en la empresa Pakatnamu. en el sector de transporte a modo de pila de combustible por medio del uso de electrolizadores alcalinos, evidenciando su viabilidad desde el punto técnico y económico.

Según el primer objetivo específico, se determina que existe un potencial energético significativo en forma de electricidad producida con hidrógeno o hidrógeno verde y utilizando el nivel de tensión del sistema eléctrico peruano, alternativas tecnológicas para la implementación del aprovechamiento de hidrógeno verde en flotas de transporte pesado. Sin embargo, la ley requerida para la producción de este tipo de energía no existe. Por otro lado, el desarrollo de nuevas tecnologías presenta una oportunidad para la producción de hidrógeno y su uso en la industria del transporte.

Según el segundo objetivo específico ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque se concluyó que el uso de electrolizador alcalino resulta tener una vida útil mayores de 15 años con una viabilidad económica positiva empleando la tecnología PEM, debido a sus cualidades económicas.

En el tercer objetivo específico nivel de ahorros en la operación y mantenimiento se concluyó que el Tracto Camión Freightliner CL 112 es el vehículo empleado en la empresa transporte Pakatnamu, asimismo, con la alternativa pila de combustible se genera un ahorro entre 69 120 - 98 280 soles con un rendimiento bajo, de 61.560 – 90.720 soles con un rendimiento medio y 54.000 – 83.160 soles con un rendimiento alto

tomando como base el combustible diésel existen en la flota de camiones.

En el cuarto objetivo específico nivel de inversión necesaria para implementar los cambios en los vehículos de transporte Pesado, se concluye que se tuvo un total de gastos por kilómetro de 3.44 soles para el 2022, 3.61 soles para el año 2032 y de 3.72 soles para el 2042, como costos variables se obtuvo 3.67 soles en el año 2022, 3.74 soles para el año 2032 y 3.83 soles para el 2042; cuyos gastos no energético de referencia fueron de 3.54 soles para el 2022, de 3.58 soles para el 2032 y de 3.65 soles para el 2042. El combustible tradicional inició en 39.853 galones para enero de 2021 y de 43.212 para enero del año 2022, mientras que empleando el hidrógeno sería de 13.282 para enero de 2021 y de 14.404 para enero del 2022. Se obtuvo un costo total anual de 180.964 dólares y con el tracto camión Nikola fue de 226.331 dólares.

En el quinto objetivo específico evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos, se obtuvo ingresos de 45 367 soles para el año 1, egreso de 3.750 soles y de utilidad de 410.617 soles, obteniendo un valor actual neto de 118.834.95 soles y un TIR del 31%.

6.2. Recomendaciones:

A los investigadores que pretendan realizar un estudio similar, se recomienda realizar el aprovechamiento de la energía del hidrógeno en otros sectores como para la generación de energía eléctrica a zonas sin acceso a este servicio, o expandirse al sector industrial en general.

Aunado a ello, se recomienda considerar otros métodos para evaluar las alternativas del uso del hidrógeno verdes para vehículos pesados como el análisis PESTEL, los cuales podrían analizar las alternativas de manera más profunda y considerando otros criterios como el político, ecológico, social, entre otros.

Así también, se sugiere considerar más alternativas desarrolladas en países en el cual esta energía se aplique con mayor amplitud. Por otro lado, se recomienda ampliar la comparación de otros combustibles como gasolina, petróleo, entre otros, así tener información de ahorro para cada combustible tradicional empleado.

A la empresa de estudio, se recomienda considerar otros costos para la inversión necesaria como los servicios en especialistas para realizar la implementación, instrumentos para realizar el estudio de campo, entre otros. Se recomienda considerar otros indicadores económicos para determinar la viabilidad de la propuesta como los indicadores financieros.

Por otro lado, se recomienda a la empresa, desarrollar un plan estratégico que incluya el uso de la energía proporcionada por el hidrógeno verde por medio de un estudio de mayor profundidad, para llevar a cabo de mejor manera lo propuesto, de modo, que impulse el

uso de esta energía en el norte del Perú con el fin de expandirlo a nivel nacional y desarrollar nuevas ideas innovadoras entorno a ello.

Finalmente, se sugiere considerar nuevas tecnologías que ayuden a reducir los costos ligados a la flota de camiones como metodologías asociadas a la eficiencia energética y mantenimiento, asimismo, a la reducción del impacto ambiental que provocan el uso de combustibles tradicionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Achahui, M. y Cansaya, Y. (2021). *Emisiones de CO₂ como gas de calentamiento global en tiempos de pandemia, revisión sistemática 2020* [Tesis de pregrado, Universidad César Vallejo]. Repositorio UCV. https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/61987/Achahui_PM-Cansaya_AY-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Alvarado, M. y Awa, C. (2021). *Impacto de la energía eléctrica en el medio ambiente en las regiones del Perú (2003-2016): propuesta para usar energías renovables no convencionales* [Tesis de pregrado, Universidad de Lima]. Repositorio ULIMA. https://repositorio.ulima.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12724/15011/Alvarado_Awa_Impacto%20de%20la%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20en%20el%20medio%20ambiente%20en%20las%20regiones%20del%20Per%C3%BA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Arce, G. (2017). Emisiones de CO₂ incorporadas en las cadenas globales de la producción comercial de China. *Universidad de Castilla La Mancha*, 1(1). <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=150129>
- Arispe, C., Yangali, J., Guerrero, M., Lozada, O., Acuña, L., & Arellano, C. (2020). *La investigación científica*. Universidad Internacional del Ecuador. <https://repositorio.uide.edu.ec/handle/37000/4310>
- Armijo, I., Aspillagam C., Bustos, C., Calderón, A., Cortés, C., Fossa, P., Melipillan, R., Sánchez, A., y Vivanco, A. (2021). *Manual de Metodología de Investigación*. Universidad del Desarrollo. <https://psicologia.udd.cl/files/2021/04/Metodolog%C3%ADa-PsicologiaUDD-2-1.pdf>
- Barrientos, A. (2020). *Contaminación por emisión de CO₂ en el económico de Ramsey-Cass-Koopmans: El Caso de México* [Tesis de pregrado, Universidad Veracruzana]. Repositorio UV.

<https://www.uv.mx/meae/files/2020/08/Tesis-Barrientos-Cruz-Angel-Rafael.pdf>

Barrón, A., Centurión, M., Ferreyros, L., Forero, G., López, G. y Markovinovic, L. (2021). *La importancia del uso de energías renovables en centros comerciales en Lima* [Tesis de pregrado, Universidad de Lima]. Repositorio ULIMA. https://repositorio.ulima.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12724/14421/Importancia_uso_energias_renovables.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Berry, G. y Aceves, S. (2006). La economía del hidrogeno como solución del problema. *Acta universitaria*, 16(1), 5-14. <https://www.redalyc.org/pdf/416/41616101.pdf>

Cajia, V. y Cuba, K. (2020). *Implementación de mejoras de ingeniería para reducir la huella de carbono de la empresa Transportes Polux SAC* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. Repositorio UNSA. http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12773/11429/IAC_uhuk&camav.pdf?sequence=1

Carhuarupa, I. (2020). *Grado de contaminación por dióxido de carbono en la ciudad del Cusco* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco]. Repositorio UNSAAC. https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/5606/253T20200351_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Comisión económica para-América Latina (2015). *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe*. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37310/S1420656_es.pdf

Chen, X., Sun, Y., Xiu, Z., Li, X., y Zhang, D. (2006). Stoichiometric analysis of biological hydrogen production by fermentative bacteria. *International*

Journal of Hydrogen Energy, 31(4), 539-549.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.03.013>

Córdova, N., Reyes, J. (2022). *Análisis del potencial energético undimotriz para la generación eléctrica en Tumbes y Piura* [Tesis de pregrado, Universidad César Vallejo]. Repositorio institucional UCV. https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/102257/Cordova_LNB-Reyes_CJA-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Domínguez, A. (2020). *Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta para la producción diaria de 20 kilogramos de hidrogeno verde con energía solar fotovoltaica* [Tesis de posgrado, Universitat Politècnica de Valencia], Repositorio UPV <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/173875/Dominguez%20-%20Estudio%20de%20viabilidad%20tecnica%20y%20economica%20de%20una%20planta%20para%20la%20produccion%20diaria%20de%200...pdf?sequence=1>

Eterovic, J., Alterini, F., Lohigorry, A. y Blanco, G. (2022). Hidrógeno verde: una oportunidad sustentable para el transporte. *Revista digital del departamento de ingeniería e investigación tecnologías de la Universidad Nacional de la Matanza*, 7(1). <https://reddi.unlam.edu.ar/index.php/ReDDi/article/view/178/334>

Fuentes, D., Toscano, A., Malvaceda, E., Díaz, J., & Díaz, L. (2020). *Metodología de la investigación: Conceptos, herramientas y ejercicios prácticos en las ciencias administrativas y contables* (1.ª ed.). Universidad Pontificia Bolivariana. https://www.researchgate.net/publication/346362692_Metodologia_de_la_investigacion_Conceptos_herramientas_y_ejercicios_practicos_en_las_ciencias_administrativas_y_contables

Gamarra, C. y Chávez, M. (2021). *Polución ambiental por aerosoles atmosféricos que alteran la composición atmosférica que afecta la salud humana y favorecen el cambio climático en la ciudad de Chiclayo* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo]. Repositorio

UNPRG.

https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/9699/Gamarra_Chipulina_%26_Ch%C3%A1vez_QUI%26_B1onez.pdf?sequence=1&isAllowed=y

García, N. (2021). *Industria del hidrogeno verde: costo de producción*.
https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32538/1/BCN___Hidrogeno_verde_Costos_de_produccion_Sept21.pdf

Germany, A. (2017). *Hidrogeno verde*. Obtenido de:
<https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blank-cjg9>

Guerrero, F. (2020). *Análisis del uso de hidrógeno verde en camiones de extracción en la minería para contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero* [Tesis de pregrado, Universidad Federico Santa María]. Repositorio USM.
<https://repositorio.usm.cl/handle/11673/50108>

Hernández, O. (2020). *Emisión de gases de efecto invernadero en unidades de producción bovina en Chiapas, México* [Tesis de posgrado, Universidad Autónoma de Chiapas, México]. Repositorio Institucional.
<https://www.biopasos.com/informes/TESIS-DIGITAL-MCPAT-FINALIZADA.pdf>

Hydrogen Council (2017). *Hydrogen scaling up*.
https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf

Hilario, N. (2017). *Emisiones contaminantes de vehículos del distrito de Huancayo* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Centro del Perú]. Repositorio UNCP.
<https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/4137/Hilario%20Roman.pdf?sequence=1>

- Ibarra, R. (2020). El impulso de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático a través de los certificados ambientales en el sector eléctrico mexicano. *Boletín mexicano de derecho comparado*, 51(152), 569-597. <https://www.scielo.org.mx/pdf/bmdc/v51n152/2448-4873-bmdc-51-152-569.pdf>
- IEA (2019). *The Future of Hydrogen*. https://www.hydrogenexpo.com/media/9370/the_future_of_hydrogen_iea.pdf
- MIBEL (2020). Estudio sobre el mercado de derechos de emisión de CO2.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2020). *La Hoja de Ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- Ministerio de energía y minas (2017). Guía de orientación del uso de eficiente de la energía de diagnóstico energético. https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/eficiencia%20energetica/publicaciones/guias/8_%20guia%20sector%20transporte%20DGEE-1.pdf
- Ministerio de energía (2017). Hidrogeno verde. Obtenido de: <https://energia.gob.cl/h2/Qu%C3%A9-es-el-hid%C3%B3geno-verde>
- Muñoz, J.A., Beleño, W.A. y Díaz, H. (2022). Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia. *FUENTES*, 20(1). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13502>
- Otero, A. (2018). Vehículo de hidrógeno ; así funciona esta tecnología de cero emisiones contaminantes. <https://www.motorpasion.com/tecnologia/coches-de-hidrogeno-asi-funciona-esta-tecnologia-de-cero-emisiones>
- Pauta, J. y Sánchez, M. (2014). *Diseño y construcción de la carrocería de un vehículo de competencia tipo fórmula SAE* [Tesis de pregrado, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio UPS

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/7183/1/UPS-CT004048.pdf>

Posso, F., y Sanchez, J. (2014). El desarrollo del Sistema Energético Solar-Hidrógeno en América Latina: Potencialidades, oportunidades y barreras. *MASKANA*, 5(2), 61-79. <https://publicaciones.ucuenca.edu.ec/ojs/index.php/maskana/article/view/438>

Ramos, E. (2019). *Incidencia del transporte urbano en el deterioro del medio ambiente de Ica, 2018* [Tesis de posgrado, Universidad Nacional San Luis Gonzaga de Ica]. Repositorio UNICA. <https://repositorio.unica.edu.pe/bitstream/handle/20.500.13028/3326/INCIDENCIA%20DEL%20TRANSPORTE%20URBANO%20EN%20EL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Shukman, D. (2021). Cambio climático; por qué el mundo está en riesgo de llegar pronto a un límite de temperatura. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-57271819>

Soto, C. (2018). *Evaluación de la generación de dióxido de carbono en la carretera central producto a la actividad de transporte que contribuye al calentamiento global del planeta en las regiones de Pasco y Junín* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Daniel Alcides Carrión]. Repositorio UNDAC. http://repositorio.undac.edu.pe/bitstream/undac/342/1/T026_71227723_T.pdf

Soto, O. (2020). *Análisis conceptual constructivo y experimental de un electrolizador con diferentes electrodos para la obtención de hidrogeno desde agua pura y salada* [Tesis de pregrado, Universidad de Chile]. Repositorio Uchile. <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/176192/An%C3%A1lisis-conceptual-constructivo-y-experimental-de-un-electrolizador-con-diferentes-electrodos.pdf?sequence=1>

- Tiam, L. (2020). *Almacenamiento químico de energía eólica; producción de hidrogeno*. [Tesis de pregrado, Universidad de Barcelona]. Repositorio UB
http://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/180149/1/TFM_MERSE%20Li%20Tian%20.pdf
- Troncoso, F. (2014). *Electrolisis del agua*. Obtenido de:
<https://producciondehidrogenoporelectrolisis.wordpress.com/descripcion-electrolisis/>
- Uriel, J. (2022). *Recursos naturales*. Organizadores gráficos. Obtenido de
<https://organizadoresgraficos.net/recursos-renovables-y-no-renovables/>
- Van de Graaf (2020). *El hidrogeno limpio: la piedra angular de un nuevo escenario geopolítico*. Capítulo tercero.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7931500>
- Vásquez, E., y Ortiz, G. (2022). *La estadística inferencial en la lógica de la investigación científica*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/10542/V%c3%a1squez_S%c3%a1nchez_Eduar%20y%20Ortiz_Basauri_Glor%c3%ada_Mar%c3%ada....pdf?sequence=6&isAllowed=y
- Vásquez, A. (2021). *Viabilidad técnico económica para la exportación de hidrogeno verde desde Chile*. [Tesis de posgrado, Universidad de Talca]. Repositorio UTALCA.
<http://dspace.otalca.cl/bitstream/1950/12668/3/2021A000380.pdf>
- Zamora, I., y Calixto, L. (2021). Metodología de la investigación en la tesis (2° edición). Smith Zamora EIRL.
<https://www.studocu.com/pe/document/universidad-privada-del-norte/tesis-1/metodologia-de-la-investigacion-cientifica-para-tesis-2021/18008687>
- Zamora, J., Cárdenas, J. y Gonzales, R. (2019). *Las tarjetas de energía renovables y la eficiencia energética en Sachatgay, Ayacucho* [Tesis de posgrado, Universidad Nacional Federico Villarreal]. Repositorio UNFV.

https://repositorio.unfv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.13084/3531/UNFV_ESPINO_VILLAR_CONSUELO_ELSA_MAESTRIA_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Zúñiga, J. (2022). *Evolución del riesgo país en Latinoamérica*.
<https://www.panoramical.eu/columnas/pronostico-economico/evolucion-del-riesgo-pais-en-latinoamerica/>

ANEXOS

Anexo 01. Matriz de consistencia

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	HIPÓTESIS	VARIABLES	POBLACIÓN Y MUESTRA	TIPO / NIVEL Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	TÉCNICA / INSTRUMENTO
<p>Problema General:</p> <p>¿Cuál es el estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado?</p>	<p>Objetivo General:</p> <p>Realizar el estudio de la utilización del Hidrógeno Verde en la locomoción del Transporte Pesado.</p> <p>Objetivos Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Estudiar las alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado. ● Determinar los ahorros y eficiencia energética lograda en la flota de transporte pesado caso Lambayeque ● Determinar el nivel de ahorros en la operación y 	<p>Hipótesis General:</p> <p>El estudio muestra que la utilización del Hidrógeno Verde en la locomoción del Transporte Pesado es viable.</p> <p>Hipótesis específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Existen alternativas tecnológicas de implementación del uso del hidrógeno verde en flotas de transporte pesado. ● Los métodos empleados permitirán ahorros y eficiencia energética lograda en 	<p>Variable Independiente:</p> <p>Hidrógeno Verde</p> <p>Variable Dependiente:</p> <p>Factibilidad Económica Financiera</p>	<p>52 vehículos tractocamiones de transporte Pesado de Transportes Pakatnamu Sac (muestreo censal).</p>	<p>TIPO:</p> <p>Aplicada</p> <p>NIVEL:</p> <p>Descriptiva</p> <p>DISEÑO:</p> <p>No experimental</p>	<p>Técnica:</p> <p>Observación</p> <p>Instrumento:</p> <p>Ficha de observación</p>

mantenimiento

- Determinar el nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado.
- Realizar la evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos

la flota de transporte pesado caso Lambayeque.

- El nivel de ahorro en la operación y mantenimiento es significativo a comparación del combustible tradicional.
- El nivel de inversión necesaria, para implementar los cambios en los vehículos de transporte pesado es el adecuado.
- La evaluación técnica y económica de la viabilidad de los cambios propuestos muestra que la propuesta es viable.



ACTA DE SUSTENTACION VIRTUAL N°009-2023-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 10:15 a.m. del día miércoles 21 de febrero de 2023. Se reunieron vía plataforma virtual <http://meet.google.com/nzo-zphm-jxm>, los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°050-2023-D-VIRTUAL-FIME, de fecha 20 de febrero de 2023, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación de la Tesis – modalidad ordinaria, conformado por los siguientes catedráticos:

M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ
ING. TEOBALDO EDGAR JULCA OROZCO
ING. PERCY EDWAR NIÑO VÁSQUEZ
Dr. Ing. ANIBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA

PRESIDENTE
SECRETARIO
MIEMBRO
ASESOR

Se recibió la Tesis – modalidad ordinaria, titulada:

“ESTUDIO DE UTILIZACION DE HIDROGENO VERDE EN LA LOCOMOCION DEL TRANSPORTE PESADO, TRANSPORTES PAKATNAMU”

Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **BANCES MONTENEGRO CESAR PAUL.**

Finalizada la sustentación virtual de la Tesis – modalidad ordinaria, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota (16) en la escala vigesimal, mención **BUENO**.

Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Siendo las 11:05 a.m. del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:

M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ
PRESIDENTE

ING. TEOBALDO EDGAR JULCA OROZCO
SECRETARIO

ING. PERCY EDWAR NIÑO VÁSQUEZ
MIEMBRO

Dr. Ing. ANIBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
ASESOR

ANEXO 01

CONSTANCIA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD DE TESIS

Yo, Aníbal Jesús Salazar Mendoza, Docente / Asesor de tesis, del estudiante, Br. Bances Montenegro Cesar Paul del III PET, con su trabajo de investigación Titulada ESTUDIO DE LA UTILIZACION DEL HIDROGENO VERDE EN LA LOCOMOCION DEL TRANSPORTE PESADO. TRANSPORTES PAKATNAMU, luego de la revisión exhaustiva del documento constato que la misma tiene un índice de similitud del 15 % verificable en el reporte de similitud del programa Turnitin. El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Lambayeque, 09 de Febrero del 2023.



.....
ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA

DNI: 16720249

ASESOR



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: **Bances Montenegro**
Título del ejercicio: **TESIS**
Título de la entrega: **BANCES_MONTENEGRO_1**
Nombre del archivo: **TESIS_FINAL_BANCES_MONTENEGRO_250722.docx**
Tamaño del archivo: **35.22M**
Total páginas: **134**
Total de palabras: **29,604**
Total de caracteres: **156,737**
Fecha de entrega: **25-jul.-2022 01:29p. m. (UTC-0500)**
Identificador de la entrega: **1875107936**

UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

«ESTUDIO DE LA UTILIZACIÓN DEL HORDEENO VERDE EN LA LOGROCIÓN DEL TRANSPORTE
PEQUEÑO: TRANSPORTES PASADISABALI»

AUTOR:
Ing. BANCES MONTENEGRO CESAR PAUL

ASESOR:
Dr. SALAZAR MENDOZA ANIBAL JESUS

Loreto - Perú
2022

Derechos de autor 2022 Turnitin. Todos los derechos reservados.

ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA

DNI: 16720249

ASESOR

Estudio de la utilización del hidrogeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes

INFORME DE ORIGINALIDAD



FUENTES PRIMARIAS

1	negociosostenible.camaravalencia.com Fuente de Internet	5%
2	hdl.handle.net Fuente de Internet	3%
3	cl.boell.org Fuente de Internet	2%
4	www.revistascientificas.udg.mx Fuente de Internet	1%
5	www.hinicio.com Fuente de Internet	1%
6	www.wradio.com.co Fuente de Internet	1%
7	historiaelpalo.blogspot.com Fuente de Internet	1%
8	dspace.ucuenca.edu.ec Fuente de Internet	1%
9	energia.gob.es Fuente de Internet	<1%

10	zagan.unizar.es Fuente de Internet	<1 %
11	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
12	Submitted to Unviersidad de Granada Trabajo del estudiante	<1 %
13	dspace.otalca.cl Fuente de Internet	<1 %
14	rubio.pe Fuente de Internet	<1 %
15	www.lavanguardia.com Fuente de Internet	<1 %
16	www.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
17	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
18	revvialibre.com.mx Fuente de Internet	<1 %
19	Submitted to Universidad Europea de Madrid Trabajo del estudiante	<1 %
20	Submitted to Universidad del Norte, Colombia Trabajo del estudiante	<1 %

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias < 25 words

Excluir bibliografía

Activo

ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
DNI: 16720249
ASESOR