

Trabajo de Fin de Grado

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DEL HIDRÓGENO PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE CO₂ EN EL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE TENERIFE

Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Universidad de La Laguna

Grado en Ingeniería Mecánica

Curso académico 2020-2021

Autor:

Antonio David Goncalves De Jesús

Tutor:

Óscar García Afonso

Septiembre de 2021

ÍNDICE GENERAL



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	i
ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE TABLAS	vii
NOMENCLATURAS	viii
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
HOJA DE IDENTIFICACIÓN	xiii
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	2
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos	4
1.3. Herramientas informáticas utilizadas.....	5
1.3.1. <i>FASTSim</i>	5
1.3.2. <i>The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Technologies Model</i>	5
1.3.3. <i>Microsoft Excel</i>	5
1.3.4. <i>GPS “Speed view GPS Pro</i>	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	7
2.1. HIDRÓGENO EN LA UNIÓN EUROPEA.....	11
2.2. HIDRÓGENO EN ESPAÑA.....	12
2.3. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	13
2.3.1. <i>Procesos termoquímicos</i>	14
2.3.2. <i>Proceso electrolítico-Electrólisis del agua</i>	15
2.3.3. <i>Procesos biológicos: descomposición biológica del agua</i>	15
2.3.4. <i>Otros procesos</i>	15
2.4. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO.....	16

2.5. TRANSPORTE DE HIDRÓGENO.....	18
2.5.1. Tuberías	19
2.5.2. Traslado de contenedores	19
2.5.3. Camiones	19
2.5.4. Generación in-situ.....	20
2.6. EQUIPOS ESPECÍFICOS.....	21
2.6.1. Electrolizadores	21
2.6.2. Pilas de combustibles.....	23
2.7. HIDROGENERAS	25
2.7.1. Tanques de almacenamiento de combustible	25
2.7.2. Compresores	26
2.7.3. Sistema de preenfriamiento.....	26
2.7.4. Dispensador.....	27
2.8. VEHÍCULOS DE PILA DE COMBUSTIBLE	27
2.8.1. Principio de operación del FCEV.....	27
2.8.2. Componentes principales de un FCEV.....	28
2.8.3. Subsistemas de la pila de combustible	31
2.9. CICLOS DE CONDUCCIÓN	34
2.9.1. Ciclo NEDC.	34
2.9.2. Ciclo WLTP.....	35
2.9.3. Ciclo complementario RDE.	35
2.9.4. Ciclos EPA.....	36
2.10. SISTEMAS ELÉCTRICOS CANARIOS.....	39
2.10.1. Grupos de generación en las centrales térmicas.....	40
CAPÍTULO III.....	42
METODOLOGÍA	43
3.1. TOMA DE DATOS DE CICLOS DE CONDUCCIÓN.....	43
3.2. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE.....	45
3.2.1. Parámetros de entrada	46
3.2.2. Validación de la simulación	49

3.3. ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES	50
3.3.1. <i>Modelo de generación eléctrica y de hidrógeno en Tenerife</i>	56
3.4. ESTIMACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE TENERIFE	69
CAPÍTULO IV.....	74
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	75
4.1. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE.....	75
4.2. ESTIMACIÓN DE EMISIONES	87
4.2.1. <i>Centrales térmicas</i>	87
4.2.2. <i>Generación eléctrica en Tenerife</i>	90
4.2.3. <i>Emisiones de los sistemas basados en pilas de combustible</i>	93
4.3. ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y CONSUMO EN EL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE TENERIFE	97
CAPÍTULO V.....	104
CONCLUSIONES	105
5.1. CONCLUSIONES GENERALES.....	105
5.2. TRABAJOS FUTUROS	107
5.3. CONCLUSION	108
BIBLIOGRAFÍA	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Costos aproximados para la entrega de hidrógeno en función de la cantidad de hidrógeno entregada y la distancia de entrega.....	20
Figura 2. Partes de un FCEV.	30
Figura 3. Vista esquemática de un sistema de pila de combustible.....	32
Figura 4. Esquema de tren de potencia del FCEV	33
Figura 5. Diagrama del modelo de cálculo.	44
Figura 6. Diagrama de procesos de generación eléctrica y producción de hidrógeno.....	57
Figura 7. Estimación del aprovechamiento de la producción renovable por parte de la consultora Deloitte	60
Figura 8. Diagrama de procesos de producción de hidrógeno.	63
Figura 9. Distribución de vehículos en Tenerife por año.....	70
Figura 10. Parque automovilístico de Tenerife por tipo a gasolina	71
Figura 11. Parque automovilístico de Tenerife por tipo a gasoil.	71
Figura 12. Parque automovilístico de Tenerife por tipo eléctricos.....	72
Figura 13. Parque automovilístico de Tenerife por tipo de pila de combustible.	72
Figura 14. Consumos promedios por tecnología en comparación a los ciclos de homologación EPA.	77
Figura 15. Velocidad instantánea del vehículo.	78
Figura 16. Pendiente instantánea de la carretera por la que circula vehículo.....	79
Figura 17. Datos del ciclo de conducción en función de la velocidad y el SOC.	79
Figura 18. Datos del ciclo de conducción en función de la eficiencia de la pila de combustible.....	80
Figura 19. Datos del ciclo de conducción en función de eficiencia motor eléctrico.....	81
Figura 20. Datos del ciclo de conducción en función del DOD.	82
Figura 21. Datos del ciclo de conducción en función del SOC.	82
Figura 22. Principales pérdidas energéticas de componentes en el vehículo.	83
Figura 23. Potencia entregada por la batería y la pila de combustible.....	84
Figura 24. Estrategia de gestión energética del Toyota Mirai.	85
Figura 25. Comparación de eficiencia de vehículos de pila de combustible respecto a otras tecnologías en ciclos de homologación EPA.....	86
Figura 26. Emisiones de gases de efecto invernadero en las centrales térmicas correspondientes al año 2019.....	88
Figura 27. Emisiones en las centrales térmicas correspondientes al año 2019 por grupo de generación.....	89
Figura 28. Evolución de emisiones en las centrales térmicas por año.....	90

Figura 29. Evolución de emisiones en la generación eléctrica por año.	92
Figura 30. Emisiones WTT en la generación de hidrógeno por electrolisis.....	94
Figura 31. Emisiones WTW de las diferentes tecnologías de vehículos.	96
Figura 32. Consumos anuales de todo el parque vehicular.	98
Figura 33. Emisiones anuales del parque vehicular.	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de componentes del tren motriz.....	46
Tabla 2. Parámetros de almacenamiento de combustible.	47
Tabla 3. Parámetros de convertidor de combustible.....	47
Tabla 4. Parámetros de controlador del motor.....	48
Tabla 5. Parámetros de batería.	48
Tabla 6. Parámetros de las ruedas.....	48
Tabla 7. Parámetros de gestión de energía.....	49
Tabla 8. Cobertura de la demanda de energía eléctrica por fuentes y tecnologías en términos de energía bruta.....	58
Tabla 9. Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética [GWh/año].	59
Tabla 10. Porcentajes de participación de las tecnologías de generación de energía eléctrica.	61
Tabla 11. Aprovechamiento de la producción renovable por año.	62
Tabla 12. Estimaciones de generación eléctrica en Tenerife.	62
Tabla 13. Evolución tecnología de electrolizadores (Hoja De Ruta Del Hidrógeno: Una Apuesta Por El Hidrógeno Renovable, 2020).....	65
Tabla 14. Consumos relacionados a la desalación del agua en la generación de hidrógeno.....	66
Tabla 15. Parámetros de entrada en simulación de la producción, transporte y distribución eléctrica en Tenerife.	68
Tabla 16. Parámetros de entrada en simulación de la producción y transporte de hidrógeno en Tenerife.....	68
Tabla 17. Resumen del anexo tal Participación del FCEV dentro de los EV.....	70
Tabla 18. Consumos promedios de los ciclos de Tenerife en comparación a los ciclos de homologación.	75
Tabla 19. Emisiones en la generación eléctrica en Tenerife.....	91
Tabla 20. Emisiones acumuladas por año en la generación eléctrica en Tenerife.....	92
Tabla 21. Consumo por kilómetro de cada tipo de vehículo.....	97
Tabla 22. Evolución del consumo eléctrico y los vertidos.	99
Tabla 23. Emisiones WTW diarias y anuales del parque de vehículos turismos.....	100

NOMENCLATURAS

AE - Electrolizadores Alcalinos
AEM - Anion Exchange Membrane
AFC - Alkaline Fuel Cells
ATR - Reformado Autotérmico
BEV - Battery Electric Vehicle
CC – Corriente continua
CSP - Sistemas de Concentración Solar
CSV - Comma-separated values
DMFC - Direct Methanol Fuel Cells
DOD - Depth of Discharge
DOE - Department of Energy's
EDAM - Estación Desaladora de Agua de Mar
EERR – Energías Renovables
EMS - Energy Management System
EPA – Environmental Protection Agency
ERH - Estaciones de Repostaje de Hidrógeno
ESS – Energy Storage System
EUDC – Extra Urban drive cycle
EV - Electric Vehicle
FASTSim - Future Automotive Systems Technology Simulator
FC - Fuel Cell
FCCU - Unidad De Control De La Pila De Combustible
FCEV - Fuel Cell Electric Vehicle
GEI - Gases de Efecto Invernadero
GGE - Gallon Gasoline Equivalent
GHG - Greenhouse Gases
GLP - Gas Licuado De Petróleo

GPS - Global Positioning System

GPX - GPS eXchange Format

GREET - The Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy in Transportation

GWP – Global Warming potential

HENG - Gas Natural Enriquecido con Hidrógeno

ICEV - Internal Combustion Engine Vehicle

INE - Instituto Nacional de Estadística

ITC - Instituto Tecnológico de Canarias

KML - Keyhole Markup Language

MCFC - Molten Carbonate Fuel Cells

MCI - Motor de Combustión Interna

MPGGe - The Miles Per Gallon Gasoline Equivalent

NEDC - New European Driving Cycle

NREL - The National Renewable Energy Laboratory

OBD - On-Board Diagnostics

PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cells

PCI - Poder Calorífico Inferior

PEM - Membrana De Intercambio De Protones

PEMFC - Proton Exchange Membrane Fuel Cells

PEMS - Portable Emissions Measurement System

PIB - Producto Interno Bruto

PNIEC - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030

PTECan - Plan de Transición Energética de Canarias

PTEE-EE - Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia energética

RDE - Real Driving Emission

REE - Red Eléctrica de España

SFTP - Supplemental Federal Test Procedure

SMR - Reformación de gas metano con vapor

SOC - State of Charge

SOE - Membrana De Estado Sólido

SOFC - Solid Oxide Fuel Cells

TTW - Tank-to-Wheels

UDC - Urban drive cycle

UDDS - Urban Dynamometer Driving Schedule

UE - Unión Europea

WLTP - Worldwide harmonized Lights vehicles Test Procedures

WTP - Well-to-Pump

WTT - Well-to-Tank

WTW - Well-to-Wheels

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado muestra un estudio de la implementación del hidrógeno como alternativa para disminuir las emisiones de CO_{2eq} en el sector del transporte en Tenerife. Para ello, se ha tomado un conjunto de ciclos de conducción de la Zona Metropolitana de Tenerife y se ha estimado el consumo de vehículos tanto de combustión interna, eléctricos y de pila de combustible a través de una herramienta de análisis de sistemas de tren potencia llamada FASTSim (Future Automotive Systems Technology Simulator).

Asimismo, se han creado distintos escenarios de simulación en el software GREET (The Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy in Transportation) para estimar las emisiones de CO_{2eq} desde la extracción de la materia prima hasta su uso final en los vehículos. Para ello, se ha tomado como base las estimaciones realizadas por el Gobierno de Canarias sobre la implementación del vehículo eléctrico y las energías renovables en Tenerife.

Con ello, se ha realizado una comparativa de las emisiones anuales de CO_{2eq} entre vehículos de pila de combustible, eléctricos y combustión interna. Junto a un análisis del papel del hidrógeno en la implementación de las energías renovables en Tenerife y su uso en el sector del transporte.

ABSTRACT

This Final Degree Project presents a study of the implementation of hydrogen as an alternative to reduce CO_{2eq} emissions in the transport sector in Tenerife. For this reason, a set of driving cycles of the Metropolitan Area of Tenerife has been taken and the consumption of both internal combustion, electric and fuel cell vehicles has been estimated through a power train systems analysis tool called FASTSim (Future Automotive Systems Technology Simulator).

Likewise, different simulation scenarios have been created in the GREET software (The Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy in Transportation) to estimate CO_{2eq} emissions from the extraction of the raw material to its final use in vehicles. For this, the estimates made by Canary Government on the implementation of electric vehicles and renewable energies in Tenerife have been taken as a basis.

With this, a comparison of the annual CO_{2eq} emissions has been made between fuel cell, electric and internal combustion vehicles. Along with an analysis of the role of hydrogen in the implementation of renewable energy in Tenerife and its use in the transport sector.

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

- **Título del proyecto:**

Análisis del potencial del hidrógeno como para reducir las emisiones de CO₂ en el parque automovilístico de Tenerife.

- **Peticionario:**

Encargado por: Escuela superior de Ingeniería y Tecnología de la Universidad de La Laguna.

Dirección: Camino San Francisco de Paula, s/n, apartado 456, C.P. 38200.San Cristóbal de La Laguna, Tenerife.

- **Autor:**

Nombre: Antonio David Goncalves De Jesús.

NIE: Y6618322-V

Correo: alu0101282787@ull.edu.es

- **Tutoría:**

Departamento: Departamento Ingeniería Industrial. Área de Máquinas y Motores Térmicos.

Nombre: Óscar García Afonso.

Correo: ogarciaa@ull.edu.es

CAPITULO I



INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

La demanda energética en la sociedad se encuentra en constante aumento y la creciente población sujeta a un estilo de vida poco sustentable acrecienta a pasos agigantados el cambio climático, principalmente ocasionado por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes del uso de combustibles fósiles. El sector del transporte por carretera es uno de los que más contamina en términos de emisiones de GEI en la Unión Europea. Con el objeto de reducir las emisiones de este sector el Reglamento (CE) 443/2009 fija unos límites relativos a los vehículos de turismos nuevos de 130 g de CO₂/km a partir del año 2012, a partir del año 2020 dicho nivel se reducirá a 95 gr de CO₂/km (European Commission, 2013).

En la búsqueda de la descarbonización del transporte, se han desarrollado combustibles no convencionales y sistemas de conversión de energía innovadores, sin embargo, el nivel de contaminación dependerá directamente del recurso que se haya usado para proveer de energía al vehículo. Es aquí donde el hidrógeno puede jugar un rol fundamental, ya que no solo se proyecta como una tecnología asociada a la generación de electricidad (en el almacenamiento y abastecimiento de energía eléctrica), sino que también se vislumbra como un combustible limpio y eficiente para alimentar vehículos y procesos industriales, siendo aún más importante en industrias altamente dependiente de combustibles.

El vehículo eléctrico de pila de combustible no sólo debe verse como un simple aumento de la demanda eléctrica, sino como un aliado para proveer mayor capacidad de gestionabilidad, ayudando a optimizar el sistema de generación o reduciendo los vertidos de las renovables no gestionables al incrementar el nivel de consumo. Asimismo, la evolución de la infraestructura de distribución de hidrógeno, las restricciones sobre los vehículos de motores de combustión interna y la transición a las tecnologías cero emisiones son algunas de las razones por las cuales las pilas de combustible tendrán una mayor importancia en el futuro.

El hidrógeno se puede utilizar para alimentar automóviles con pilas de combustible (FCEV Fuel Cell Electric Vehicle). Estos tienen una eficiencia de conversión de energía mucho mayor en comparación con los vehículos de motor de combustión interna convencionales, y producen cero emisiones contaminantes por el tubo de escape. Además, los FCEV se pueden repostar en pocos minutos y proporcionar una experiencia de reabastecimiento similar a la de los vehículos convencionales a gasolina.

La economía del hidrógeno permite una estrategia de diversificación e independencia energética debido a su gran variedad de usos finales que se le puede dar. El hidrógeno posee una mayor densidad energética respecto de las baterías, por ello, se muestran como una solución en el transporte de mercancías de largas distancias por carretera, existiendo camiones alimentados por hidrógeno que almacenan alrededor de 100 kg de hidrógeno, con pilas de combustible de 200 kW e híbridos con baterías, que pueden desarrollar potencias de más de 500 kW y una autonomía superior a 1200 km (İnci, Büyüç, Demir, & İlbey, 2021).

Debido a un interés cada vez mayor en las tecnologías que envuelven al hidrógeno, y al futuro que tendrán estas en Europa, se establece como motivo de este Trabajo de Fin de Grado el análisis del potencial del hidrógeno en vehículos de pila de combustible como herramienta para la disminución de los gases de efecto invernadero a través de distintos escenarios de uso del hidrógeno dentro del sector del transporte y su comparación con vehículos de combustión interna y eléctricos.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este Trabajo de fin de Grado es el estudio del potencial del hidrógeno en vehículos de pila de combustible como alternativa para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte en la isla de Tenerife y su papel en la disminución de la energía eléctrica renovable no gestionable.

Para la consecución de este objetivo general se ha planteado los siguientes objetivos específicos:

- Determinar el consumo de combustible de vehículos de combustión interna (gasolina y gasoil), el consumo de energía eléctrica en vehículos eléctricos a baterías y el consumo de hidrógeno en vehículos híbridos con pila de combustible en ciclos de conducción de la zona metropolitana de Tenerife.
- Realizar una estimación de participación de las distintas tecnologías y fuentes en la producción eléctrica de la isla de Tenerife en escenarios futuros.
- Estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción, transporte, distribución y uso del hidrógeno en el sector del transporte y su comparación con los combustibles fósiles y la electricidad.
- Estimación del parque de vehículos de pila de combustible, eléctricos y de combustión interna en escenarios futuros.
- Estimación de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero de todo el parque automotriz.
- Estimación de la generación de energía eléctrica renovable no gestionable en escenarios futuros para su uso en la generación de hidrógeno.

Se debe recalcar que este trabajo de fin de grado propone un análisis de escenarios energéticos, lo que conlleva a ciertos límites. Tomando en cuenta que ningún escenario es una predicción del futuro, sino que son condiciones que se proponen en un modelo de cálculo que indica lo que ocurriría si se llevasen a cabo ciertas acciones en la práctica pero que podrían no cumplirse en la realidad.

1.3. Herramientas informáticas utilizadas

1.3.1. FASTSim

El Future Automotive Systems Technology Simulator futuro (FASTSim) es una herramienta avanzada de análisis de sistemas de tren motriz de vehículos respaldada por la Oficina de Tecnologías de Vehículos del Departamento de Energía de EE. UU (DOE Department of Energy's). Este programa proporciona una forma sencilla de comparar los trenes de potencia y estimar el impacto de las mejoras tecnológicas en la eficiencia, el rendimiento, el costo y la duración de la batería de los vehículos turismo, medianos y pesados (Brooker et al., 2015). Incluye vehículos convencionales, vehículos de propulsión eléctrica y vehículos de celda de combustible.

1.3.2. *The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Technologies Model*

El software GREET® 2020.Net es una herramienta analítica que simula el uso de energía y la producción de emisiones de varios vehículos y combinaciones de combustible. Proporciona al usuario una serie de herramientas gráficas para realizar simulaciones de análisis del ciclo de vida, análisis del pozo al tanque (WTT Well-to-Tank) y análisis del pozo a las ruedas (WTW Well-to-Wheels) (Wang, Wu, & Elgowainy, 2007).

1.3.3. Microsoft Excel

Microsoft Excel es una hoja de cálculo desarrollada por Microsoft que permite elaborar tablas y formatos que incluyan cálculos matemáticos mediante fórmulas y funciones; además de herramientas gráficas, tablas y un lenguaje de programación macro llamado Visual Basic para aplicaciones.

1.3.4. GPS "Speed view GPS Pro

Es una aplicación GPS móvil que combina la función de velocímetro GPS y de ordenador a bordo. Esta aplicación móvil permite recoger toda la estadística necesaria: velocidad, tiempo de viaje, distancia, dirección, altura, etc. con una frecuencia constante de 1 segundo. Además, permite exportar los datos de estadística en formatos: CSV, KML o GPX.

CAPÍTULO II



MARCO TEÓRICO

En la búsqueda de un futuro sostenible y libre de emisiones, el hidrógeno representa una alternativa para disminuir la contaminación por emisión de gases de efecto invernadero (GEI), por su eficiencia energética y su versatilidad, sin embargo, es un gran desconocido para la sociedad española. Su popularidad ha aumentado considerablemente en los últimos años, especialmente en el sector del transporte, debido a que su uso en vehículos se posiciona como una alternativa para la descarbonización junto al coche eléctrico a baterías.

El uso de esta molécula como “combustible” se logra a través de un dispositivo electroquímico llamado pila de combustible que transforma la energía química contenida en el hidrógeno en electricidad que luego dotará de energía al motor eléctrico. Con ello se obtiene como subproducto vapor de agua y ninguna emisión de GEI.

Además, se contempla su uso para la producción de combustibles sintéticos y estos como sustitutos carbono-neutral de los combustibles fósiles tradicionales los cuales durante su extracción, refinamiento, transporte y combustión liberan GEI como el dióxido o el monóxido de carbono.

Cuando se menciona al hidrógeno, en realidad se refiere a H₂ o dihidrógeno, molécula compuesta por dos átomos de hidrógeno en forma gaseosa; dicho elemento es el más común del universo y se encuentra constituido por un protón y un electrón, con número atómico 1.

El dihidrógeno no existe de forma natural en la Tierra, dado que forma compuestos covalentes con la mayoría de los elementos no metálicos, y la mayor parte del hidrógeno, existe en formas moleculares como el agua (H₂O), amoníaco (NH₃), hidrocarburos como el benceno (C₆H₆), entre otros. En condiciones estándar de temperatura y presión forma un gas inflamable, incoloro, inodoro, no tóxico e insoluble en agua. Sus principales propiedades físicas son:

- Como portador de energía, su densidad de energía gravimétrica es más alta que el de la gasolina (120 MJ/kg frente 43 MJ/kg de la gasolina).

- La densidad de energía del hidrógeno está basada en la masa, que es casi tres veces mayor que la de los hidrocarburos líquidos, sin embargo, la densidad de energía volumétrica del hidrógeno es comparativamente baja.
- Su punto de ebullición es muy bajo - 52,76 °C; esto es aproximadamente la temperatura del cero absoluto. Por debajo de esta temperatura, el hidrógeno es líquido a una presión normal de 1,013 bar, por encima de este punto es gaseoso.
- Su temperatura crítica es de -239,96 °C, por lo que, si se desea licuar, su temperatura debe estar por debajo de este punto. Del mismo modo, una vez que alcanza una presión suficientemente alta, un gas ya no se puede licuar, incluso bajando más la temperatura. Esta presión se conoce como presión crítica y para el hidrógeno es de 13,1 bar (Adolf et al., 2017). Como consecuencia, la licuefacción tiene lugar principalmente por enfriamiento y menos por compresión.

Todas estas propiedades químicas, hacen al hidrógeno un excelente combustible de combustión y de automoción, cuya manipulación requiere particular cuidado y cumplimiento de normas de seguridad.

El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes que otras, un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o nulas emisiones de GEI u otros desechos contaminantes.

Una de las alternativas más importantes para generar hidrógeno gaseoso es a partir de agua mediante electrolisis. Atendiendo a la materia prima necesaria y a las emisiones de CO₂ generadas para su obtención, el hidrógeno es generalmente clasificado de la siguiente manera:

- a. Hidrógeno verde: hidrógeno generado a partir de electricidad renovable, usando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la

conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá carácter renovable.

- b. Hidrógeno azul: hidrógeno obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO₂ generadas durante el proceso.
- c. Hidrógeno gris: hidrógeno producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Actualmente, el 99% del hidrógeno consumido en España es de este tipo.

Además de los anteriores, existen otros tipos con un impacto medioambiental muy diverso, como el hidrógeno negro o marrón, cuya materia prima es el carbón, la energía nuclear o la electricidad de la red.

En la actualidad el 70% de la producción de hidrógeno proviene del gas natural, seguido por el petróleo, el carbón y la electricidad (como recurso energético secundario). El reformado con vapor (a partir de gas natural) es el método más utilizado para la producción de hidrógeno.

La forma ideal de producir hidrógeno sería obtenerlo directamente del agua, una sustancia presente en el 70% del planeta, para lo cual sería necesario realizar la electrólisis de la molécula de H₂O, que consiste en la descomposición de las moléculas de agua (H₂O), en oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂).

Sin embargo, generalmente es un proceso costoso para el que se necesita mucha energía eléctrica, que en la mayoría de los casos no procede de fuentes renovables, para alimentar los electrolizadores. Actualmente, la electrólisis representa alrededor del 5% de la producción mundial de hidrógeno (Oldenbroek, Wiltzes, Blok, & van Wijk, Ad J. M., 2021).

Así pues, el hidrógeno renovable se presenta como una solución para la descarbonización de la economía, especialmente en aquellos procesos donde la electrificación no sea la solución más eficiente o posible, como en el transporte pesado de larga distancia, transporte marítimo, transporte ferroviario o aviación.

Además, su cualidad de vector energético permite su uso de almacenamiento, que unido con la obtención de energía eléctrica a través de energías renovables, puede llegar a suponer un sistema eléctrico 100% renovable alcanzando así el objetivo de neutralidad climática en el 2050 en Europa y España (Vásquez & Salinas, 2018).

Según datos mostrados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, por lo que su descarbonización es el elemento central sobre el que se desarrollará la transición energética y en la cual el hidrógeno puede jugar un factor determinante en su consecución.

Sin embargo, en España no existe ningún programa específico de apoyo al desarrollo de la tecnología y la industria del sector hidrógeno y pilas de combustible, y por lo tanto tampoco existe un plan de implantación de los FCEV ni de desarrollo de hidrogeneras.

El combustible de hidrógeno y la generación de energía eléctrica podrían integrarse en un parque eólico o fotovoltaico, que permita la flexibilidad de cambiar la producción para ajustar mejor la disponibilidad de recursos con las necesidades operativas del sistema y los factores del mercado.

Además, en épocas de producción excesiva de electricidad de los parques eólicos, en lugar de reducir la electricidad como se hace comúnmente, es posible utilizar este exceso de electricidad para producir hidrógeno a través de la electrólisis (Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima (PNIEC) 2021-2030, 2020).

En Canarias la programación de la generación eléctrica se hace por el procedimiento de despachos. Red Eléctrica de España (REE) configura el denominado mix de generación, completando la generación renovable con la térmica de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles. En situaciones de mucha previsión de generación renovable, se exige a grupos que generan con fósil que trabajen en valores de mínimos técnicos, ocasionando que no se pueda inyectar a la red toda la energía renovable que se puede producir (Méndez, 2021).

Por tanto, REE envía consignas de producción máxima a los parques para que no sobrepasen determinados límites. Esa diferencia entre lo que los parques pueden producir y lo que producen por las consignas de REE es lo que se denomina “vertidos fuera de la red”.

2.1. HIDRÓGENO EN LA UNIÓN EUROPEA

En el European Green Deal el cual tiene dentro de sus objetivos establecer estrategias para desarrollo del hidrógeno como pilar dentro de la descarbonización del continente y establece tres fases en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno renovable:

- Primera fase 2020-2024: Instalación de al menos 6 GW de electrolizadores en la UE y la obtención de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable. Los electrolizadores sobre todo se instalarán cerca a los centros de demanda existentes como refinerías, plantas de acero y complejos químicos. Buscando que estos sean alimentados de fuentes locales de energía renovable.
- Segunda fase 2025-2030: El hidrógeno debe convertirse en un paso estratégico de un sistema energético integrado con el fin de instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.

Las estimaciones apuntan que el hidrógeno renovable sea progresivamente competitivo en precio con otras formas de obtención de hidrógeno. El hidrógeno renovable permitirá flexibilización en un sistema eléctrico basado en energías renovables al convertir la electricidad en hidrógeno cuando la electricidad renovable es abundante y barata.

- Tercera fase 2030-2050: Las tecnologías de hidrógeno renovable se espera que alcancen la madurez necesaria y se despliegue en todos los sectores difíciles de descarbonizar donde otras opciones podrían no ser posibles o tener mayores costes.

En esta fase, la obtención de electricidad renovable necesita maximizarse, ya que alrededor de un 25% de la energía renovable podría emplearse para la producción de hidrógeno renovable en 2050.

Adicionalmente, el hidrógeno y los combustibles derivados del hidrógeno renovable podrían emplearse en gran medida en distintos sectores de la economía, desde la aviación y el transporte marítimo hasta el sector industrial y de la edificación difíciles de descarbonizar.

2.2. HIDRÓGENO EN ESPAÑA

España tiene como objetivo alcanzar la descarbonización, a través de diversas medidas que tienen como fin la neutralidad climática de la economía y la sociedad en el 2050. El PNIEC trata sobre la “Promoción de los gases renovables” en su medida 1.8, se plantea en esta al hidrógeno de origen 100% renovable a largo plazo, como vector energético y flexible, que haga posible integrar la electricidad renovable variable y el uso de las infraestructuras de gas. Logrando así, disminuir las emisiones contaminantes locales y los GEI durante todo el proceso de generación y aprovechar la energía eléctrica vertida de origen renovable en los momentos de baja demanda.

La implementación del hidrógeno se centra en poder superar las principales dificultades técnicas y administrativas a las que debe hacer frente. Siendo estas:

- El elevado coste de obtención a partir de fuentes renovables.
- Inexistencia de un certificado de origen reconocido que garantice su generación renovable.
- Necesidad de instituir los derechos, obligaciones y responsabilidades de los agentes implicados en la producción, transporte y comercialización.
- Desconocimiento por parte de los usuarios finales de la seguridad en su manejo y la validez de los equipos, siendo necesarias acciones de difusión, información y concienciación.
- Déficit de instalaciones de suministro.

Una forma de que España alcance sus objetivos en la reducción de emisiones, propuestas para 2050, debe pasar por promover la introducción de vehículos alternativos de cero emisiones. La introducción de estos debe venir acompañada

de una transición hacia las energías renovables para conseguir que las emisiones de producción y uso sean lo más próximas a cero.

El enfoque del vehículo de pila de combustible no debe centrarse exclusivamente en turismos, ya que las principales ventajas del sistema de propulsión de las pilas combustibles se dan en vehículos pesados. El uso de furgonetas de reparto, autobuses y camiones puede satisfacer los requisitos de este tipo de aplicaciones con elevada disponibilidad y autonomía y corto repostaje, como así requieren los vehículos industriales.

Sin embargo, como toda alternativa, presenta ventajas y desventajas. Los FCEV recargan sus tanques en las Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (ERH), que tienen una tipología y una operación similar a las gasolineras actuales, evitando que los usuarios finales de los vehículos tengan que cambiar sus hábitos, evitando de este modo una posible barrera en la introducción de los FCEV. Pero en España, la infraestructura de ERH actualmente es muy escasa y está muy lejos de alcanzar los 20 ERH que se fijaron como objetivo el año 2020 en el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte.

2.3. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Las vías de suministro de energía de hidrógeno se clasifican como producción "centralizada", donde el hidrógeno se produce a gran escala y se distribuye a los usuarios a través de camiones o tuberías, y producción "distribuida", donde el hidrógeno se produce en el sitio de uso final.

La elección de la mejor ruta de suministro de hidrógeno depende de la escala, la ubicación y el tipo de demanda, el costo relativo de los recursos primarios regionales para la producción de hidrógeno, los desarrollos tecnológicos y la política. La cadena de suministro de combustible para el transporte de hidrógeno consta de tres etapas: producción y almacenamiento, transporte y repostaje en la ERH.

El hidrógeno es debe obtenerse a través de distintos procesos, los cuales se pueden clasificar en:

2.3.1. *Procesos termoquímicos.*

- Reformación de gas metano con vapor (SMR): Es el proceso mediante el cual el metano (CH_4) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de hidrógeno principalmente, junto a otros compuestos.
- Oxidación parcial: La oxidación parcial trata en mezclar un combustible de hidrocarburo con oxígeno para formar una mezcla de hidrógeno y gas de síntesis (CO). Estos se precalientan y luego se mezclan con oxígeno dentro de una cámara de combustión a alta temperatura, causando la oxidación parcial del combustible, produciendo una mezcla de hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono (Vásquez & Salinas, 2018).
- Reformado autotérmico: El proceso de reformado autotérmico (ATR) es una combinación entre el proceso de oxidación parcial y el reformado (SMR), donde el calor resultante de la oxidación parcial es transferido al proceso de reformado. La materia prima del ATR puede ser gas natural, gases residuales de refinería, gas pre-reformado, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, entre otros.
- Gasificación del carbón: La gasificación del carbón es un proceso en el cual se convierte, parcial o completamente el carbón en gas de síntesis. El proceso de gasificación puede producir grandes cantidades de gas natural sintético, con una eficiencia entre 50 y 70 %.
- Gasificación de biomasa: La gasificación de biomasa es un proceso de oxidación parcial que convierte biomasa en gas de síntesis en la presencia de un agente gasificador como el aire, vapor, oxígeno, dióxido de carbono o una mezcla de ellos. Por otro lado, existe la denominada fermentación oscura, que es realizada por una variedad de bacterias que consumen materia orgánica. Estas tienen la habilidad de fermentar carbohidratos para producir hidrógeno molecular.
- Descomposición térmica del agua: La descomposición térmica es un proceso de disociación de la molécula del agua mediante calor. Dado que la producción directa de hidrógeno necesita temperaturas superiores a $2.500\text{ }^\circ\text{C}$ aproximadamente, se utilizan ciclos termodinámicos con varias reacciones

químicas intermedias para producir hidrógeno a temperaturas más bajas, 850 -1.000 °C.

2.3.2. *Proceso electrolítico-Electrólisis del agua*

La electrólisis del agua implica la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. Este proceso es realizado por un electrolizador el cual consta de una fuente de corriente continua y dos electrodos recubiertos de metal noble, que están separados por un electrolito.

En la obtención de hidrógeno, el flujo va entre los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso, necesitando además, de un separador o diafragma para impedir la recombinación del oxígeno e hidrógeno. El agua utilizada debe tratarse previamente logrando un nivel de pureza que impida la degradación de minerales y el resultante deterioro de los elementos de las celdas, para así alcanzar purezas en torno a un 99,999% vol del hidrógeno extraído.

2.3.3. *Procesos biológicos: descomposición biológica del agua*

La producción de hidrógeno puede realizarse a través de microorganismos fotosintéticos que son capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Este método biológico tiene una menor obtención de H₂ por unidad de peso, pero muestra gran estabilidad dado a la ausencia de oxígeno.

2.3.4. *Otros procesos*

Descomposición foto catalítica del agua: Este proceso trata de la obtención directa de hidrógeno a partir de agua, gracias a la incidencia de rayos solares en semiconductores inmersos en una solución acuosa. El principio físico se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, que corresponde a la absorción de fotones por un material, lo que trae como resultado la emisión de electrones, produciendo un voltaje capaz de generar una corriente en una celda y separar el agua bajo el mismo principio de la electrólisis.

Como subproducto de otros procesos: En el proceso de producción del acero se genera hidrógeno como residuo, para utilizarlo, debe ser recolectado y tratado.

Otro proceso que consigue hidrógeno como subproducto, es el proceso Cloro Alcalino, en este se pasa electricidad a través de una salmuera de NaCl (cloruro de sodio), lo que genera cloro gas en el ánodo e hidrógeno en el cátodo.

Uso de la energía solar para la producción de hidrógeno: Una de las fuentes para proporcionar hidrógeno con una huella de carbono asociada muy baja son los sistemas de concentración solar (CSP) que se pueden utilizar de dos formas:

- a. Como proveedores de electricidad pueden suministrar la electricidad renovable (alternativamente a la energía fotovoltaica) para la electrólisis del agua.
- b. Pueden dar el calor para un proceso a alta temperatura como fuente de energía necesario para la realización de reacciones químicas endotérmicas en los denominados procesos termoquímicos solares.

La electrólisis a gran escala se utiliza comercialmente hoy en día, donde se dispone de energía renovable de bajo costo. Tanto precios bajos de la electricidad como factores de alta capacidad del electrolizador son necesarios para que el hidrógeno electrolítico compita con otras formas de generación más baratas como el reformado de metano a vapor. Diversos análisis sugieren que los costos de producción de hidrógeno electrolítico renovable podrían disminuir marcadamente para 2030-2050 (Greene, Ogden, & Lin, 2020).

2.4. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Actualmente, las baterías no son capaces de almacenar una gran cantidad de energía eléctrica a lo largo del tiempo. Es aquí donde el hidrógeno, que es producido a partir de excedentes de energías renovables, puede jugar un rol fundamental en la transición energética y la descarbonización de la economía (Jimenez Saez, 2020). A diferencia de la electricidad, este se puede almacenar en grandes cantidades durante períodos prolongados.

El almacenamiento de electricidad a corto plazo en baterías para pequeñas plantas se está desarrollando dinámicamente; sin embargo, el almacenamiento a más largo plazo de grandes cantidades excedentes de electricidad requiere nuevos tipos de almacenamiento, como el almacenamiento de productos químicos.

Los métodos de almacenamiento de hidrógeno más importantes incluyen sistemas de almacenamiento físico basados en compresión o enfriamiento o combinación de ambos. De igual manera, están en investigación otras nuevas tecnologías que se pueden denominar tecnologías basadas en materiales, estos pueden incluir sólidos, líquidos o superficies.

De cualquier modo, su almacenamiento mediante un vector energético en forma de gas adecuado para consumos eléctricos, movilidad y calor, representa una solución idónea en ciertos casos debido a su gran versatilidad, aunque su implementación conlleve una mayor complejidad.

Para ciertos rangos de potencias y capacidades requeridas, el hidrógeno se muestra como una alternativa a los sistemas de almacenamiento a gran escala como hidrobombes. Su gran inconveniente es el costo, ya que no ha alcanzado el desarrollo suficiente para que los precios sean competitivos frente a las baterías químicas (Instituto Tecnológico de Canarias, S. A., 2020).

No obstante, a nivel mundial, y en el caso específico de Europa se está haciendo esfuerzo para impulsar la puesta en marcha de Hydrogen Valleys a lo largo del continente. Logrando aumentar la demanda de esta tecnología, mejorando las cadenas de producción y la disminución de los costos de fabricación de electrolizadores y pilas de combustible. Además, se están empezando a definir marcos regulatorios para mejorar las condiciones de integración y el nivel de confianza en la tecnología. Los principales métodos de almacenamiento de hidrógeno son:

- Compresión: Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso se requieren tanques de gran volumen para su almacenamiento, pudiéndose almacenar una menor cantidad de masa en comparación a gases más densos. El hidrógeno comprimido en tanques de hidrógeno a 350 bar (5.000 psi) y 700 bar (10.000 psi) se utiliza para sistemas de tanques de hidrógeno en vehículos, basados en tecnología de compuestos de carbono tipo IV.
- Licuefacción: El hidrógeno criogénico en estado líquido se puede almacenar en tanques, pero estos deben estar aislados para mantener

bajo control la evaporación que se produce si el calor se traslada al contenido almacenado.

- Hidrógeno comprimido en frío y criocomprimido: Los dos métodos de almacenamiento mencionados se pueden combinar. El hidrógeno enfriado se comprime, lo que da como resultado un mayor desarrollo del almacenamiento de hidrógeno con fines de movilidad. La ventaja de la compresión fría o criogénica es una mayor densidad de energía en comparación con el hidrógeno comprimido. Sin embargo, la refrigeración requiere un aporte de energía adicional.
- Almacenamiento de H₂ a base de materiales: Una alternativa a los métodos de almacenamiento físico es el almacenamiento de hidrógeno en sólidos y líquidos y en superficies. Los medios de almacenamiento de hidrógeno basados en materiales se pueden dividir en tres clases: sistemas de almacenamiento de hidruros; portadores de hidrógeno líquido; y los sistemas de almacenamiento de superficie, que absorben hidrógeno por adsorción, es decir, se adhieren a la superficie.
- Almacenamiento subterráneo: Cuando se trata del almacenamiento industrial de hidrógeno, las cavernas de sal, los campos de petróleo y gas agotados o los acuíferos pueden utilizarse como depósitos subterráneos (Adolf et al., 2017).
- Rejilla de gas: Otra posibilidad para almacenar el excedente de energía renovable en forma de hidrógeno es alimentarlo a la red pública de gas natural (Gas Natural Enriquecido con Hidrógeno o HENG).

2.5. TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

El transporte del hidrógeno debido a su baja densidad tiene una complejidad adicional dado que con los medios de transportes tradicionales no se logra trasladar cantidades suficientes de hidrógeno, por ello se requieren mecanismos de transporte especializado junto a los métodos de almacenamiento ya descritos.

Si el hidrógeno se produce en una gran planta centralizada, debe almacenarse y entregarse a estaciones de servicio. El costo de la entrega de hidrógeno depende de la cantidad de hidrógeno entregada, la distancia de entrega, el método de almacenamiento y el modo de entrega (Greene, Ogden, & Lin, 2020)

2.5.1. Tuberías

Existen distintas soluciones de transporte asociadas a las tuberías, la primera y es darles uso a las redes de gas natural e inyectar en ellas cierto porcentaje de hidrógeno. Este método no supondría mayores modificaciones a la red, excepto en los puntos de inyección y retiro donde se deben separar los gases. Sin embargo, no se puede transportar mucho hidrógeno debido a su baja densidad que desabastecería la demanda de gas natural sin ofrecer suficiente hidrógeno como para compensarlo.

También se pueden construir tuberías dedicadas únicamente al transporte y distribución del hidrógeno, capaces de aguantar mayor presión y empleando materiales que evitan el embrittlement (pequeñas fugas de hidrógeno a través del material debido a que las moléculas del gas son más pequeñas que el espacio entre moléculas del metal), de este modo se puede transportar hidrógeno comprimido y con grandes flujos.

2.5.2. Traslado de contenedores

La baja densidad del hidrógeno para transportarse en forma gaseosa con contenedores invita a usar rutas alternativas, por ejemplo, un proceso de licuefacción para llevarlo a estado líquido y luego trasladarlo en camiones o trenes similares a los empleados para transportar combustibles líquidos. Sin embargo, esta puede no ser una alternativa óptima ya que aún en estado líquido un depósito de hidrógeno contiene menos masa, y menos energía utilizable, que un camión de combustible.

2.5.3. Camiones

Para un transporte y almacenamiento de hidrógeno fácil y eficiente, este se almacena en tanques o cilindros en forma líquida o gas bajo presión. Se utilizan desde cilindros individuales de diferentes tamaños (típicamente 50 litros geométricos a 200 bar contienen 0,75 kg de hidrógeno), que se agrupan y transportan en distintas cantidades en camiones de diverso tonelaje, que pueden transportar en forma comprimida a 200 bar típicamente 350 kg de producto, o hasta 1.000 kg de hidrógeno en el caso de vehículos a 300 bar en cilindros de composite (Torrell Faro, Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021)

2.5.4. Generación in-situ

Si bien esta alternativa no es un medio de transporte, está fuertemente relacionada a esto, debido a que generar el hidrógeno en el lugar donde es demandado o en sus cercanías, puede desplazar parcial o totalmente la necesidad de transportar el hidrógeno. Si bien existen muchos desafíos por resolver respecto a esto, surge como una alternativa para complementar un esquema de producción más tradicional y centralizado, disminuyendo los desafíos de la generación, almacenamiento y transporte a gran escala.

Para aplicaciones en vehículos de pila de combustible, el hidrógeno se entrega en camión o se fabrica "in situ" en la estación de servicio a partir de gas natural o electricidad. Es más eficiente energéticamente y cuesta menos comprimir hidrógeno que licuarlo, pero el hidrógeno líquido tiene una densidad energética mucho mayor (Greene, Ogden, & Lin, 2020). Debido a esto, se prefiere el gas comprimido para la entrega de pequeñas cantidades de hidrógeno en camiones a distancias cortas.

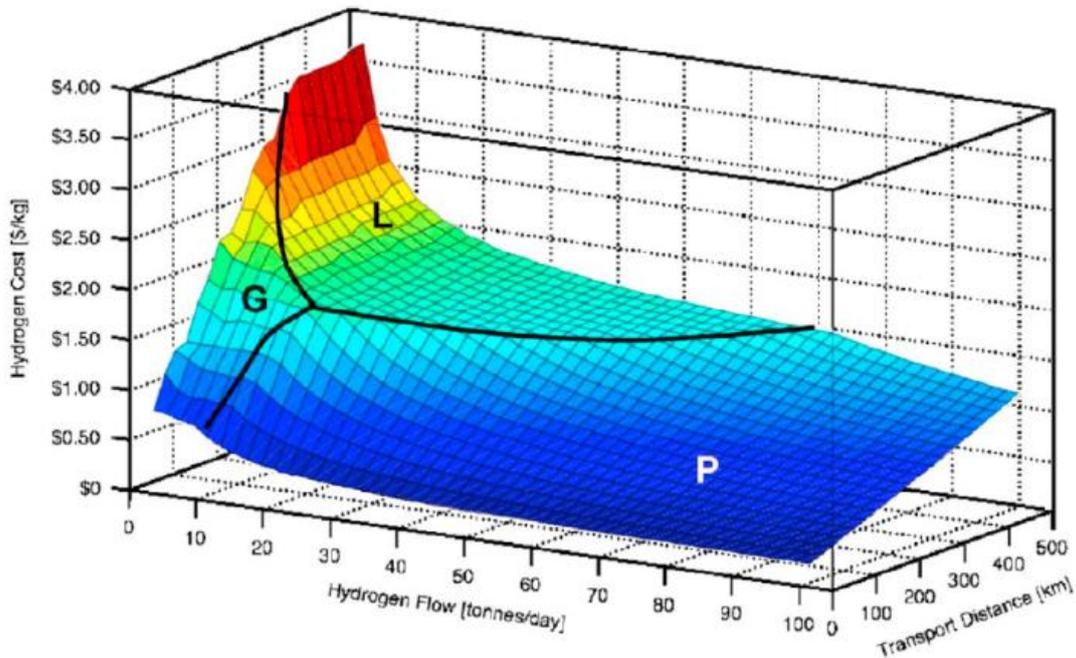


Figura 1. Costos aproximados para la entrega de hidrógeno en función de la cantidad de hidrógeno entregada y la distancia de entrega (Greene, Ogden, & Lin, 2020).

La figura 1 muestra los costos aproximados para la entrega de hidrógeno en función de la cantidad de hidrógeno entregada y la distancia de entrega. El modo de entrega de menor costo está indicado para un rango de caudales de hidrógeno de hasta 100 ton/día y distancias de entrega hasta 500 km.

La etiqueta "G" indica cuando la entrega por camión de gas comprimido es la opción de menor costo, "L" indica camión de hidrógeno líquido y "P" tubería de gas de hidrógeno. El costo de la entrega de hidrógeno es sensible a la escala, y los costos por kilogramo entregado tienden a disminuir con una mayor velocidad de flujo y aumentan con una mayor distancia.

2.6. EQUIPOS ESPECÍFICOS

2.6.1. Electrolizadores

Hoy en día, existen tres tipos de electrolizadores que se diferencian principalmente en el electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en:

Electrolizadores alcalinos AE

Este tipo de electrolizadores utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH). Son los más comunes hoy en día, al tener mayor rentabilidad económica y madurez tecnológica. Es una tecnología con una baja densidad de corriente, lo que lleva a una menor cantidad de hidrógeno por volumen de equipo; o que la obtención de hidrógeno esté limitada a un rango de operación del 20-100% del funcionamiento nominal.

Esta tecnología tiene poca flexibilidad para complementar la producción de energías renovables: los sistemas tienen tiempos de partida en frío entre 10 y 40 minutos (Hoja De Ruta Del Hidrógeno: Una Apuesta Por El Hidrógeno Renovable, 2020).

Membrana de intercambio de protones, PEM

Esta tecnología utiliza una membrana polimérica con carácter ácido, la cual es responsable del intercambio de protones de hidrógeno. El electrolito es un

polímero sólido conductor de protones, el cual disminuye los problemas de corrosión de los alcalinos. Este requiere el uso de metales preciosos, aumentando su costo, pero esto le permite trabajar a mayores densidades de corriente y acoplarse con facilidad a sistemas fluctuantes, como las energías renovables.

A diferencia del electrolizador alcalino, su mayor ventaja es la habilidad para trabajar bajo variaciones de potencia, ya que responde rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación de la red.

Electrolizadores de Anion Exchange Membrane AEM

Este electrolizador pertenece al grupo de los electrolizadores alcalinos, pero usa como electrolito una membrana de intercambio aniónico. Con ello logra ser más económico que los electrolizadores PEM, ya que no necesita de metales preciosos, siendo la electrólisis AEM de bajo coste y estable para la producción de hidrógeno.

Membrana de estado sólido, SOE

Estos emplean una membrana sólida de cerámica, la cual presenta una buena conductividad en el electrolito. Los SOEs logran la electrólisis del agua a altas temperaturas (600 - 900 °C), alcanzando eficiencias elevadas en comparación con los otros electrolizadores. Las eficiencias se encuentran en torno a 80 y 90%, con una vida útil de 1.000 horas. Esta tecnología resulta interesante si existe una fuente de temperatura, como fuentes de geotermia o el uso de concentración solar.

La eficiencia de los electrolizadores modernos se mide por la energía consumida por volumen estándar de hidrógeno (MJ/m^3), asumiendo la temperatura y presión estándar del H_2 . Cuanto menor sea la energía utilizada por un generador, mayor será su eficiencia. La electrólisis práctica (utilizando un electrolizador giratorio a una presión de 15 bar) puede consumir 50 kWh/kg (180 MJ/kg) y otros 15 kWh (54 MJ) si el hidrógeno se comprime para su uso en automóviles de hidrógeno.

2.6.2. Pilas de combustibles

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que está formado por un conjunto de celdas que combinan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad, con agua y calor como subproductos. Una sola celda de combustible consta de dos electrodos, un ánodo y un cátodo, con un electrolito entre ellos.

En el ánodo, el hidrógeno reacciona con un catalizador, creando un ion cargado positivamente y un electrón cargado negativamente. El protón luego pasa a través del electrolito, mientras que el electrón viaja a través de un circuito, creando una corriente. En el cátodo, el oxígeno reacciona con el ion y el electrón, formando agua y calor útil.

Una pila de combustible utiliza un suministro externo de energía química y puede funcionar de forma indefinida, siempre que se le suministre una fuente de hidrógeno y una fuente de oxígeno (normalmente aire).

La oxidación del hidrógeno tiene lugar electroquímicamente de una manera muy eficiente. Durante la oxidación, los átomos de hidrógeno reaccionan con los de oxígeno para formar agua; en el proceso, los electrones se liberan y fluyen a través de un circuito externo como una corriente eléctrica.

Las celdas de combustible pueden variar desde pequeños dispositivos que producen solo unos pocos vatios de electricidad hasta grandes plantas de energía que producen megavatios. A menudo, se usa un catalizador para acelerar las reacciones en los electrodos. Los tipos de pilas de combustible se clasifican generalmente según la naturaleza del electrolito que utilizan y cada tipo requiere materiales y combustibles:

Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

Las SOFC utilizan un compuesto cerámico duro y no poroso como electrolito. Dado que el electrolito es sólido, las celdas no tienen que construirse en la configuración en forma de placa típica de otros tipos de celdas de combustible (Torrell Faro, Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021).

Estas operan a temperaturas muy altas, típicamente entre 500 y 1000 °C. A estas temperaturas, las SOFC no requieren un costoso material catalizador de platino

y no son vulnerables al envenenamiento por catalizador de monóxido de carbono (desactivación por impurezas). Se espera que las SOFC tengan una eficiencia de entre un 50% y un 60% en la conversión de combustible en electricidad.

Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC)

Las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones, utilizan una membrana polimérica como electrolito y electrodos de carbono poroso que contienen un catalizador de platino, brindan alta densidad de potencia y tienen varias ventajas relacionadas con su bajo peso y volumen, en comparación con otras. Este tipo de FC solo necesita hidrógeno, oxígeno del aire y agua para funcionar.

Operan a bajas temperaturas, alrededor de 80 °C, y son adecuados para aplicaciones de movilidad y otros usos que requieran una alta demanda inicial de energía, que es de alta densidad. La principal ventaja es que el FC puede alcanzar rápidamente la temperatura de funcionamiento a partir de la temperatura ambiente. El principal problema es el hecho de que necesitan la presencia de un catalizador de platino para poder operar, sumando costos.

Alkaline Fuel Cells (AFC)

Estos usan una solución de hidróxido de potasio en agua como electrolito y pueden usar una variedad de metales no preciosos como catalizador en el ánodo y el cátodo. Los AFC de alta temperatura funcionan a temperaturas entre 100 °C y 250 °C (Torrell Faro, Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021). La eficiencia de un FC alcalino que funciona con hidrógeno puro es del 60%.

Direct Methanol Fuel Cells (DMFC)

Los DMFC funcionan con metanol puro, que se mezcla con vapor y se alimenta directamente al ánodo de la celda de combustible. Su novedad es el combustible utilizado, el ánodo se puede alimentar con metanol líquido o vapores de metanol, mientras que el cátodo recibe aire.

Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC)

Las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) utilizan ácido fosfórico líquido como electrolito (el ácido está contenido en una matriz de carburo de silicio unida con teflón) y electrodos de carbono poroso que contienen un catalizador de platino. Operan en un rango entre 150 °C y 200 °C, el agua resultante de la operación se puede convertir en vapor para calentar aire y agua. Esta característica permite aumentos de eficiencia de hasta un 70%.

2.7. HIDROGENERAS

Una estación de repostaje de hidrógeno (ERH) es una infraestructura diseñada para llenar un vehículo con combustible de hidrógeno. Puede ser parte de una estación de repostaje de combustibles fósiles o una infraestructura independiente.

Un ERH se compone de una unidad básica, o de una unidad básica más una unidad de producción, si el hidrógeno se produce en el sitio. La unidad básica incluye como mínimo un sistema de almacenamiento de alta presión y uno o más dispensadores. Si el H₂ se produce en el sitio o se entrega a la estación a una presión intermedia o en estado líquido, la unidad básica también requiere un almacenamiento intermedio y un sistema de compresión.

Los componentes técnicos necesarios para la construcción de una estación de repostaje de hidrógeno son: instalaciones de almacenamiento de hidrógeno de tamaño adecuado, compresores que llevan el hidrógeno al nivel de presión de gas deseado, un sistema de preenfriamiento y dispensadores para suministrar el combustible. Las estaciones de repostaje se pueden configurar de forma más rápida y económica si se estandarizan estos componentes.

2.7.1. Tanques de almacenamiento de combustible

Los tanques de almacenamiento deben contener suficiente hidrógeno para satisfacer la demanda de los clientes. Para ello, el hidrógeno se almacena en depósitos de baja presión, actualmente entre 20 y 200 bar (en el futuro hasta 500 bar), durante varios días.

Si el hidrógeno se entrega mediante un camión de gas de hidrógeno comprimido, este se puede utilizar en el lugar como un tanque de almacenamiento de baja presión. Las cantidades a almacenar se calculan sobre la base del número de operaciones de repostaje previstas por día y se pueden adaptar con una ampliación modular de la estación de repostaje (Adolf et al., 2017).

Los tanques de almacenamiento de media y alta presión, con etapas de presión de 200 a 450 bar y 800 a 1000 bar respectivamente, se utilizan para repostar el vehículo del cliente. Otra posibilidad es utilizar un tanque de almacenamiento de media presión. Desde allí, se puede llenar el tanque del vehículo del cliente hasta que se alcance el equilibrio de presión.

2.7.2. Compresores

Los tipos habituales son compresores de pistón, aire comprimido, diafragma o iónicos, que se seleccionan de acuerdo con el diseño de la estación de servicio. El proceso de repostaje no debe exceder el tiempo objetivo de tres a cinco minutos. Dado que la pila de combustible del vehículo funciona con hidrógeno puro, es importante que no se produzca contaminación con lubricantes durante la compresión.

2.7.3. Sistema de preenfriamiento

Dependiendo de la temperatura ambiente, la temperatura de suministro de combustible y la presión objetivo en el tanque del vehículo, el preenfriamiento es necesario para permanecer dentro de los límites del sistema de almacenamiento de combustible del vehículo. Para el repostaje de 700 bar, el hidrógeno generalmente se enfría previamente a -40 °C según SAE J2601.

Son posibles temperaturas de preenfriamiento más altas, pero pueden provocar tiempos de repostaje más largos. La baja temperatura requerida suele generarse mediante una máquina frigorífica de compresión y un intercambiador de calor adecuado. El preenfriamiento agrega complejidad a la estación y aumenta su consumo de energía.

2.7.4. *Dispensador*

El repostaje en sí se realiza mediante el dosificador, un dispositivo o máquina para bombear combustibles líquidos o gaseosos al vehículo. El dispensador incluye la boquilla de repostaje, que entrega el hidrógeno comprimido al tanque de presión del vehículo. Está diseñado para la presión del tanque de hidrógeno, es decir, 350 o 700 bar.

2.8. VEHÍCULOS DE PILA DE COMBUSTIBLE

A pesar de que el hidrógeno es un combustible limpio con excelentes propiedades fisicoquímicas, no ha logrado la aceptación como combustible para el transporte motorizado por carretera. En el caso de los de turismo, la atención se centra casi exclusivamente en las pilas de combustible de hidrógeno como fuente de energía motriz.

En la actualidad, varios de los principales fabricantes de automóviles ya ofrecen vehículos de producción en serie equipados con pilas de combustible PEMFC. Los precios de estos vehículos medianos siguen estando muy por encima de los de turismos de motor de combustión interna MCI (Bethoux, 2020).

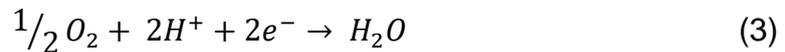
Las pilas de combustible tienen una potencia de 100 kW o más. En comparación con los coches eléctricos de batería, tienen una mayor autonomía, con un peso inferior del vehículo y tiempos de repostaje mucho más cortos, de tres a cinco minutos. Suelen llevar de 4 a 7 kg de hidrógeno a bordo, almacenado en tanques de presión a 700 bar (Esta presión es la usada para vehículos particulares, en autobuses o camiones el repostaje se hace a 250 bar).

2.8.1. *Principio de operación del FCEV*

Las salidas de producción de una pila de combustible son agua, calor y energía eléctrica. En una estructura del FC (Fuel Cell), los productos de entrada para un tratamiento electroquímico son hidrógeno y oxígeno. En el proceso, el combustible de hidrógeno es suministrado por el ánodo del FC, mientras que el oxígeno es suministrado por el terminal del cátodo.

La ecuación de la reacción ocurrida en la celda se da en la expresión 1, y las ecuaciones de reacción química en el lado del ánodo y del cátodo se dan en las

expresiones 2 y 3. El ánodo está cargado negativamente y el cátodo está cargado positivamente.



El voltaje generado por la reacción de hidrógeno y oxígeno es teóricamente de 1,23 V, y el valor definido es menor en aplicaciones prácticas (Oldenbroek, Wijtzes, Blok, & van Wijk, Ad J. M., 2021). Básicamente, para aplicaciones prácticas, una unidad FC genera un voltaje de aproximadamente 0,6–0,7 V a la corriente nominal. Debido a varios factores como la pérdida de activación de reacción, la pérdida óhmica y la pérdida de transporte de masa en la reacción química, el voltaje producido se reduce y la corriente aumenta.

2.8.2. Componentes principales de un FCEV

Pila de combustible

La pila de combustible es un conjunto de electrodos de membrana individuales que utilizan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad. Este genera la energía eléctrica utilizada para alimentar el vehículo eléctrico de pila de combustible. En cada una de estas celdas dispuestas en serie, tiene lugar un proceso de “combustión en frío” que convierte la energía de la reacción química entre el hidrógeno alimentado continuamente y el oxígeno del aire en electricidad.

Unidad de control de la pila de combustible

La unidad de control de la pila de combustible FCCU es la unidad de control central para el funcionamiento del sistema de pila de combustible de un vehículo eléctrico equipado con una pila de combustible. Ésta controla el funcionamiento del sistema de pilas de combustible con sus subsistemas individuales, como el suministro de hidrógeno, el sistema de aire, los sistemas de gestión térmica y de agua y el sistema de tanques. Un concepto de monitoreo está integrado en la FCCU para salvaguardar el funcionamiento del sistema.

Inyector de gas hidrógeno

El inyector de gas hidrógeno es el componente principal en la ruta de suministro de hidrógeno de un vehículo eléctrico de pila de combustible. Cuando así lo solicita la unidad de control de la pila de combustible, el componente alimenta la cantidad necesaria de hidrógeno. Además, la válvula cuenta con una función de cierre para separar la etapa de presión media de las pilas de combustible.

Los sistemas de pilas de combustible no solo requieren una recirculación constante de hidrógeno, sino también un suministro continuo de hidrógeno desde el tanque en función de las necesidades. El inyector de gas hidrógeno asegura el suministro de hidrógeno al sistema de pila de combustible en función de las necesidades.

Ventilador de recirculación de ánodo

Transporta en combinación con una bomba de chorro, el hidrógeno que no se ha consumido debido a un excedente operativo del stack y lo lleva de regreso a la alimentación de hidrógeno. El ventilador de recirculación del ánodo separa el agua del circuito de hidrógeno y la transporta fuera de la ruta del ánodo a través de una válvula adicional al igual que lo hace con el nitrógeno difundido.

Compresor de aire eléctrico

El compresor de aire proporciona la cantidad de aire deseada en combinación con la electrónica de potencia. Para que el sistema funcione de la manera más eficaz posible, el oxígeno se transporta a la serie de pilas de combustible en la trayectoria del cátodo a través del compresor de aire eléctrico.

Batería auxiliar

En un vehículo de propulsión eléctrica, la batería auxiliar proporciona electricidad para arrancar el automóvil antes de que se active la batería de tracción y también alimenta los accesorios del vehículo.

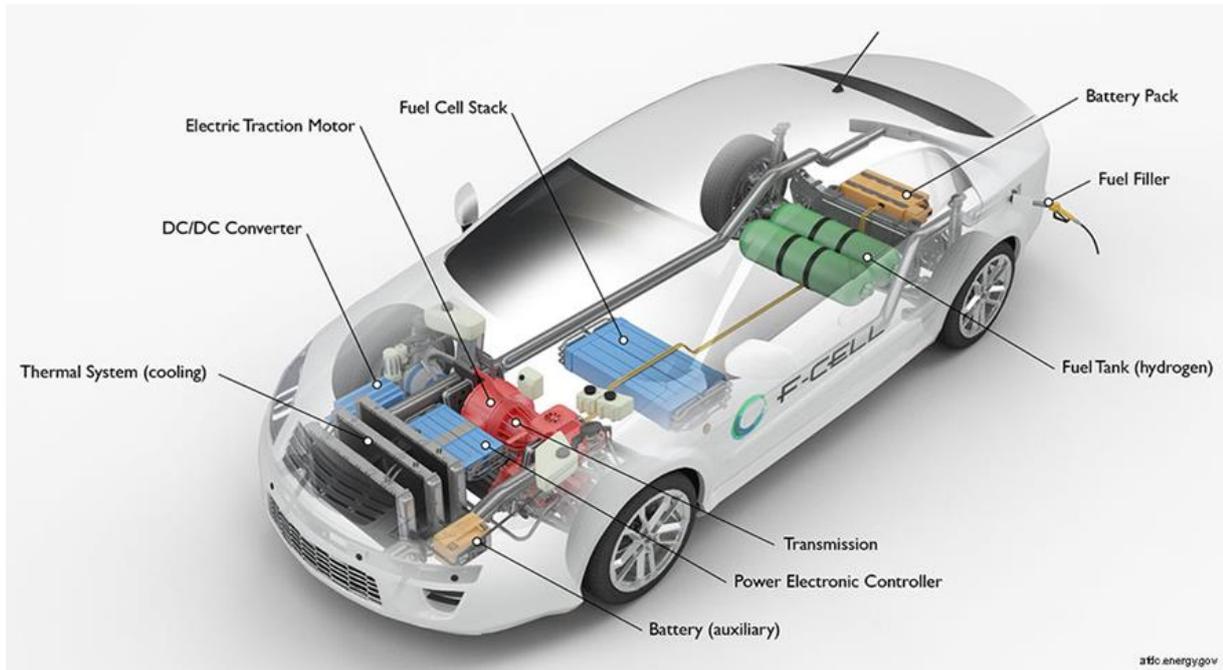


Figura 2. Partes de un FCEV (U.S. Department of Energy, 2021).

Batería de tracción

Esta batería almacena la energía generada por el frenado regenerativo y proporciona energía adicional al motor de tracción eléctrica.

Convertidor DC/DC

Este dispositivo convierte la energía de corriente continua de mayor voltaje del paquete de baterías de tracción en la energía de corriente continua de menor voltaje necesaria para hacer funcionar los accesorios del vehículo y recargar la batería auxiliar.

Motor de tracción eléctrico

Utilizando la energía de la celda de combustible y la batería de tracción, este motor impulsa las ruedas del vehículo. Algunos vehículos utilizan generadores de motor que realizan las funciones de conducción y regeneración.

Llenado de combustible

Una boquilla de un dispensador de combustible se conecta al receptáculo del vehículo para llenar el tanque.

Tanque de hidrógeno

Almacena gas hidrógeno a bordo del vehículo hasta que lo necesita la celda de combustible.

Sistema térmico

Este sistema mantiene un rango de temperatura de funcionamiento adecuado de la celda de combustible, el motor eléctrico, la electrónica de potencia y otros componentes.

Transmisión eléctrica

La transmisión transfiere energía mecánica del motor de tracción eléctrica para impulsar las ruedas.

2.8.3. Subsistemas de la pila de combustible

La pila de combustible está rodeada por auxiliares coordinados entre sí que constituyen un sistema. La figura 3 muestra un diagrama cuatro subsistemas interactivos.

Línea de aire

La línea de aire (que se muestra en verde en la figura 3) controla el flujo másico mediante un compresor de aire. El aire extraído del exterior debe filtrarse para evitar el envenenamiento del cátodo y, en particular, de su catalizador. El compresor de aire debe poner en movimiento por sobrepresión una masa de aire muy grande para suministrar la cantidad suficiente de oxígeno (Bethoux, 2020).

En este componente, el compresor de aire tiene uno de los consumos de energía más importantes y, por lo tanto, un gran impacto en la eficiencia general del sistema de FC. El diagrama muestra un humidificador de aire en el suministro de aire. Esto permite inyectar parte de la humedad del escape de aire caliente al aire inicialmente seco y fresco de entrada. De esta forma el humidificador homogeneiza las temperaturas y los niveles de humedad relativa en el cátodo. Finalmente, el caudal másico de aire Q_m se mide con un caudalímetro de medición dinámica.

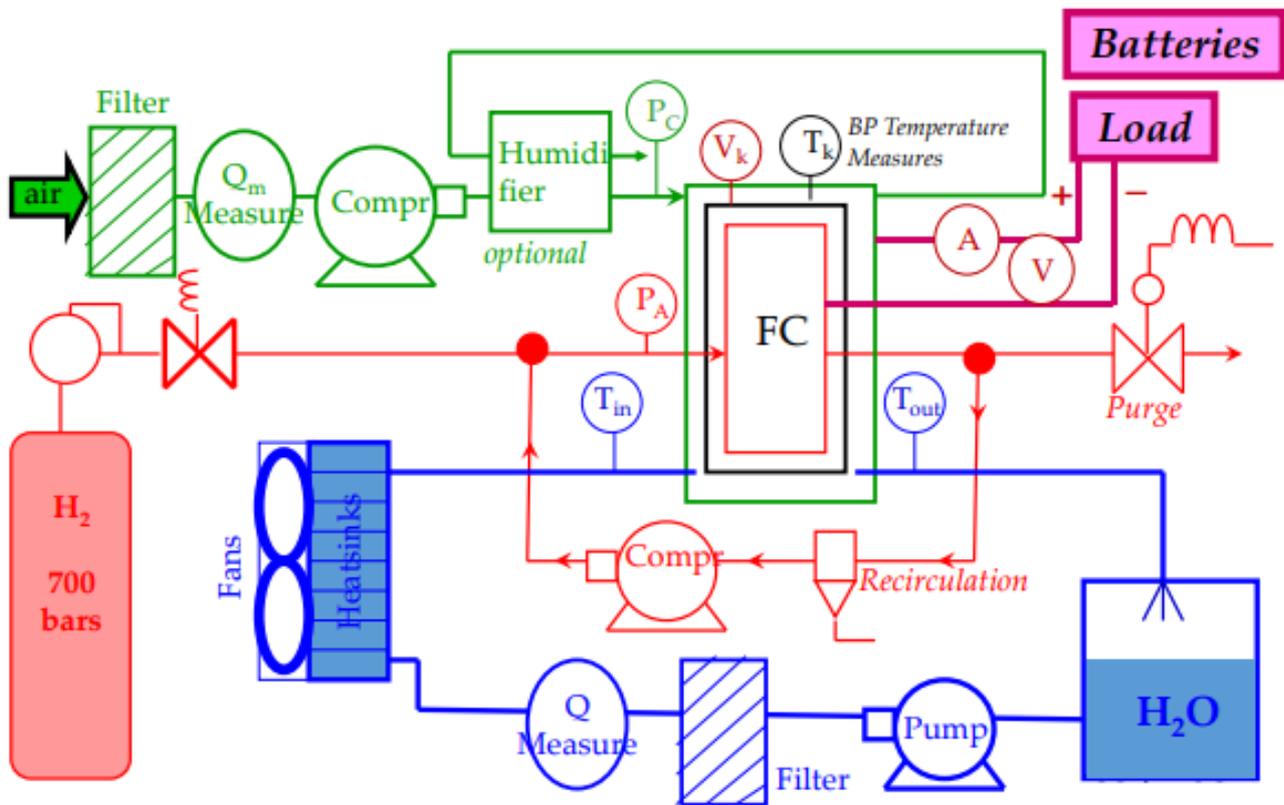


Figura 3. Vista esquemática de un sistema de pila de combustible. verde: línea de aire (cátodo), rojo: línea de hidrógeno (ánodo), azul: línea de enfriamiento y violeta: línea eléctrica (Bethoux, 2020).

La línea de dihidrógeno

La línea de dihidrógeno (que se muestra en rojo en la figura 3) comienza con un tanque especializado donde su costo y tamaño son elevados. Esto viene dado por la necesidad de almacenar el dihidrógeno a alta presión y por lo tanto con formas y materiales optimizados.

La línea de dihidrógeno está controlada por presión para asegurar un diferencial de presión cero entre el ánodo y el cátodo, garantizando la integridad mecánica de la membrana polimérica muy fina. Al hacer esto, el controlador acciona la válvula solenoide ubicada en la salida del regulador para admitir más o menos bajo presión H_2 en la FC.

La línea eléctrica

La línea eléctrica se muestra en magenta en la figura 3. El voltaje entregado por un FC varía mucho dependiendo de su punto de operación. El apilamiento de celdas elementales está limitado por la cantidad de celdas que se pueden conectar en serie ya que está tecnológicamente restringido, lo que significa que la tensión máxima entregada está limitada.

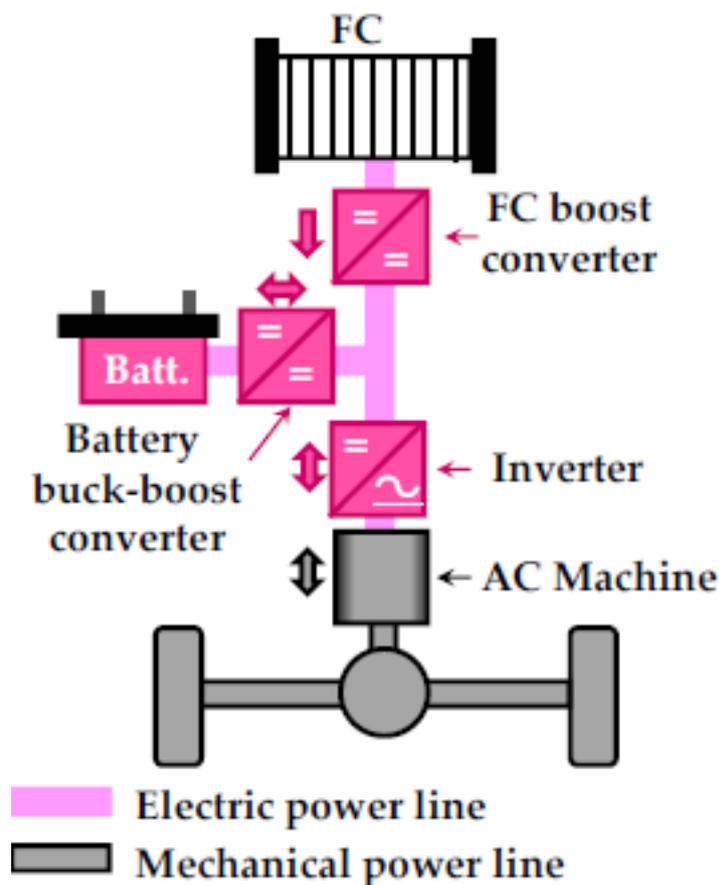


Figura 4. Esquema de tren de potencia del FCEV (Bethoux, 2020).

Para alimentar el conjunto inversor-máquina que requiere un voltaje máximo de 650 V, por lo tanto, este voltaje debe ser aumentado y controlado. Este es el papel del convertidor elevador intercalado, ver figura 4. Este convertidor se coloca en serie en la cadena de conversión y su salida impacta permanentemente en la eficiencia general del sistema. Como la combinación de inversor y máquina eléctrica es bidireccional en potencia, los vehículos eléctricos

tienen la capacidad de recuperar parte de la energía cinética de frenado, así como la energía potencial durante el descenso de carreteras.

Dado que la batería es capaz de proporcionar una gran potencia con un alto rango dinámico, su función es responder a los transitorios de potencia que podrían directamente impactar la tensión del tren de CC. De manera transitoria, la batería proporciona la diferencia entre la potencia requerida por el tren de transmisión y la potencia FC.

La Línea Térmica

La línea térmica se muestra en azul en la figura 3. Es importante destacar que el FCS debe eliminar una potencia térmica similar a su energía eléctrica. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la temperatura de enfriamiento del FCS es generalmente de solo 70 °C, mientras que opera alrededor de 90 °C. Esta diferencia de 20 °C conduce a un requisito de sobredimensionamiento de la superficie del intercambiador de calor para mejorar la transferencia de calor al aire ambiente.

Además de enfriar el FC, también es obligatorio extraer calor de varios componentes auxiliares, como los convertidores de electrónica de potencia y la máquina eléctrica. Las temperaturas del refrigerante de todos estos dispositivos pueden ser diferentes, lo que hace que el sistema más complejo, lo que tiene un impacto en su costo, volumen y confiabilidad.

2.9. CICLOS DE CONDUCCIÓN

2.9.1. Ciclo NEDC.

El New European Driving Cycle (Nuevo Ciclo Europeo de Conducción) es una prueba diseñada para evaluar el impacto medioambiental de los automóviles, se llevan a cabo una serie de pruebas con el fin de estimar el consumo y las emisiones del vehículo. El NEDC estuvo vigente Europa desde 1992 hasta el 2017.

Este se lleva a cabo en un banco de pruebas y está formado por: una parte urbana, que consta de cuatro ciclos de conducción repetidos, que representan el arranque del vehículo por la mañana (tras no estar encendido toda la noche) con

conducción en tráfico; y una extraurbana, en una carretera cuya velocidad máxima es 120 km/h.

Sin embargo, la estructura del este ciclo ya no es considerado representativo con respecto a los estilos de conducción actuales, la velocidad media estimada es de 33,6 km/h y las aceleraciones son bajas.

2.9.2. Ciclo WLTP.

El WLTP (Worldwide harmonized Lights vehicles Test Procedures) es el nuevo procedimiento de homologación de vehículos en la Unión Europea que entró en vigor en el 2018. El protocolo WLTP remplazará al anterior procedimiento de homologación a partir de septiembre de 2018 (Díaz Bethencourt, 2020). Este nuevo protocolo de pruebas en laboratorio se completa con la medición de las emisiones de contaminantes en uso real: Real Driving Emission (RDE).

Las mediciones en el WLTP se realizan en laboratorio, basándose en perfiles de conducción reales de un conjunto de datos apoyados en la experiencia y hábitos diarios de los conductores, en los que se mide distintas situaciones como frenado, tiempo en ralentí, aceleración, entre otros; y así reflejar situaciones de conducción habituales.

Dentro del procedimiento WLTP, existen distintos tipos de ciclos según el lugar y la relación potencia-masa, resulta de especial interés el ciclo WLTC Clase 3b que lo conforman cuatro fases características según su velocidad:

- Baja: con una velocidad máxima de 60 km/h donde refleja una conducción en ciudad;
- Media: entre los 60 km/h y 80 km/h donde refleja una conducción en carreteras interurbanas.
- Alta y muy alta: las cuales van desde 80 km/h a 100 km/h y desde 100 km/h hasta 131 km/h respectivamente, los cuales reflejan la circulación por la autopista.

2.9.3. Ciclo complementario RDE.

El ciclo RDE (Real Driving Emission) tiene como objetivo complementar al ciclo WLTP, midiendo las emisiones contaminantes en una prueba a carretera abierta,

en vías públicas y en diferentes condiciones. El vehículo lleva un equipo, conocido como PEMS (Portable Emissions Measurement System), que mide y recopila en tiempo real las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HC) y partículas durante la circulación.

El equipo PEMS se coloca en la parte trasera y consta de un sensor del flujo de escape, una estación meteorológica y un sistema de posicionamiento GPS, proporcionando un monitoreo completo del vehículo. El sistema dispone también de acceso a datos OBD (On-Board Diagnostics) de vehículos comerciales, así como canales de adquisición configurables que permiten ampliar la instrumentación según las necesidades de cada proyecto.

2.9.4. Ciclos EPA

El ciclo de EPA (Environmental Protection Agency) es una serie de pruebas definidas por la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU. (EPA). El procedimiento de prueba busca medir las emisiones del tubo de escape y el ahorro de combustible de los automóviles de pasajeros.

El procedimiento actual se actualizó en 2008 e incluye cuatro pruebas: conducción en ciudad, conducción en autopista, conducción agresiva y una prueba de aire acondicionado opcional. Además, cuenta con una prueba en el dinamómetro (UDDS) y dos pruebas complementarias más y ciclo frío.

Ciclos de ciudad

- UDDS: El programa de conducción del dinamómetro urbano (Urban Dynamometer Driving Schedule) es una prueba de dinamómetro obligatoria sobre las emisiones del tubo de escape de un automóvil que representa las condiciones de conducción de la ciudad. El ciclo simula una ruta urbana de 12,07 km (7,5 millas) con paradas frecuentes. La velocidad máxima es de 91,2 km/h y la velocidad media es de 31,5 km/h. El ciclo tiene dos fases: una fase de "arranque en frío" de 505 segundos sobre una distancia proyectada de 5,78 km a una velocidad media de 41,2 km / h, y una "fase transitoria" de 864 segundos, para una duración total de 1369 segundos.

- FTP-75: El programa de conducción en "ciudad" del Procedimiento de prueba federal de la EPA es idéntico al UDDS más los primeros 505 segundos de un ciclo adicional de UDDS. Las características del ciclo son:
 - Distancia recorrida: 17,77 km (11,04 millas).
 - Duración: 1874 segundos.
 - Velocidad media: 34,1 km / h (21,2 mph).

El procedimiento se actualiza agregando el ciclo de "arranque en caliente" que repite el ciclo de "arranque en frío" del inicio del ciclo UDDS. Por tanto, la velocidad media es diferente, pero la velocidad máxima sigue siendo la misma que en el UDDS. Los factores de ponderación son 0,43 para las fases de arranque en frío y transitorias juntas y 0,57 para la fase de arranque en caliente.

Ciclo de autopista

- HWFET: El programa de "autopista" o Programa de conducción de ahorro de combustible en autopista (HWFET) utiliza un motor calentado y no se detiene, con un promedio de 77 km/h con una velocidad máxima de 97 km/h en una distancia de 16 km. Las características del ciclo son:
 - Duración: 765 segundos
 - Distancia total: 10,26 millas (16,45 km)
 - Velocidad media: 77,7 km / h (48,3 mi / h)

Las mediciones se ajustan a la baja en un 10% (ciudad) y 22% (carretera) para reflejar con mayor precisión los resultados del mundo real.

Pruebas complementarias

En 2007, la EPA agregó tres nuevas pruebas de Procedimiento Federal Suplementario de Prueba (SFTP) que combinan los ciclos actuales de ciudad y carretera para reflejar la economía de combustible del mundo real con mayor precisión.

- US06: El Procedimiento Federal Suplementario de Prueba SFTP (Supplemental Federal Test Procedure SFTP) US06 se desarrolló para

abordar las deficiencias del ciclo de prueba FTP-75 en la representación del comportamiento de conducción agresivo, de alta velocidad y/o alta aceleración, fluctuaciones rápidas de velocidad y comportamiento de conducción después del arranque. Consiste un circuito de alta velocidad/aceleración rápida que dura 10 minutos, 13 km, tiene un promedio de 77 km/h y alcanza una velocidad máxima de 130 km/h.

El ciclo representa una ruta de 8,01 millas (12,8 km) con una velocidad media de 48,4 millas / h (77,9 km / h), una velocidad máxima de 80,3 millas / h (129,2 km / h) y una duración de 596 segundos.

- SC03: El Procedimiento Federal Suplementario de Prueba SC03 (SFTP) se desarrolló para representar la carga del motor y las emisiones asociadas con el uso de unidades de aire acondicionado en vehículos certificados durante el ciclo de prueba FTP-75.

En esta prueba se eleva la temperatura ambiente a 35 °C y pone en funcionamiento el sistema de control de clima del vehículo. Con una duración de 9,9 minutos, el circuito de 5,8 km tiene un promedio de 35 km/h y se maximiza a una velocidad de 88,2 km/h.

Se incluyen cinco paradas, el ralentí ocurre el 19 por ciento del tiempo y se logra una aceleración de 5,1 mph/seg. Las temperaturas del motor comienzan a calentarse. El ciclo representa una ruta de 5,8 km con una velocidad media de 34,8 km/h, una velocidad máxima de 88,2 km/h y una duración de 596 segundos.

- Ciclo frío: Un ciclo de temperatura fría utiliza los mismos parámetros que el ciclo de la ciudad actual, excepto que la temperatura ambiente se establece en -7 °C.

2.10. SISTEMAS ELÉCTRICOS CANARIOS

El Archipiélago Canario, cuenta con seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño estos subsistemas carecen actualmente de interconexión entre sí, lo que condiciona que estos sistemas sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados en los que es posible garantizar el suministro ante picos de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación (Endesa, 2019).

Para reducir esta vulnerabilidad es clave introducir sistemas de almacenamiento de energía, como las centrales hidroeléctricas reversibles o almacenamiento con hidrógeno, cuya finalidad principal es la garantía del suministro, seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. Las peculiaridades a destacar de los sistemas eléctricos de las islas son:

- Imposibilidad de interconectar el subsistema al sistema peninsular.
- Poca diversificación energética, basado en los combustibles fósiles y en el que las fuentes de energía renovables tienen poca participación. Esto, unido a la escasez de recursos convencionales propios, genera una elevada dependencia exterior.
- Las islas capitalinas son las únicas que cuentan con unidades de vapor y de ciclo combinado, en el resto de las islas se genera a partir de motores Diesel y turbinas de gas.
- El modelo energético actual entra en conflicto con las exigencias medioambientales transmitidas por la Unión Europea. Entre los cuales entran la reducción de la emisión de Gases de Efecto Invernadero y el aumento de la presencia de fuentes de energías renovables.
- Elevado coste de generación eléctrica convencional que produce al incremento del ya elevado déficit tarifario compensado vía impuestos a nivel estatal.
- Desequilibrios entre zonas de producción energética y zonas de consumos en todas las islas.
- El mayor consumo de energía se produce en el sector transporte (terrestre, marítimo y aéreo).

El suministro eléctrico requiere de un equilibrio constante entre la producción y el consumo, debido a que hoy en día no hay como almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades y por ello, hay que generar en cada momento la cantidad que se necesita (Delgado Querales, 2017).

En Tenerife la red de transporte está formada por:

- Líneas y subestaciones de tensión a 66 kV
- Líneas y subestaciones de tensión a 220 kV.
- Transformadores de 220/132/66 KV.

2.10.1. *Grupos de generación en las centrales térmicas*

Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica. En el caso de Tenerife se puede decir que se cuenta con centrales térmicas, ya que genera energía eléctrica a partir de la energía química de un combustible fósil. Actualmente se utilizan combustibles líquidos: gasoil y fueloil.

La transformación de energía mecánica a eléctrica se realiza en el generador o alternador, que está acoplado rígidamente a la máquina motriz, en el caso de una turbina, ambos constituyen el turbogenerador o turbo grupo.

La tensión de la energía eléctrica a la salida del generador ha de elevarse por razones de economía en el transporte. Desde este punto, la energía es conducida a un parque eléctrico, normalmente situado en las inmediaciones de la unidad, del cual partirán las líneas de salida para su posterior distribución.

La Central Térmica de Granadilla consta de 12 grupos de generación:

- Dos grupos de vapor de 80 MW de potencia unitaria. Estos grupos emplean un ciclo térmico Rankine con recalentamiento intermedio. La refrigeración de los mismos se realiza mediante agua de mar en ciclo abierto.
- Dos grupos Diesel de 24 MW de potencia. Cada uno de ellos está compuesto por un motor de dos tiempos, turboalimentado y refrigerado mediante agua de mar, con toma independiente de los grupos de vapor.

- Dos turbinas de gas en ciclo abierto, de 37 y 42 MW de potencia respectivamente, concebidas como grupos de emergencia. El cuerpo de la turbina y el alternador son refrigerados por aire exterior. Cubren servicios de punta y emergencia.
- Un ciclo combinado de 226,1 MW de potencia, formado por dos turbinas de gas de 75,5 MW cada una y una turbina de vapor de 75,1 MW.
- Un ciclo combinado de 235,2 MW de potencia, formado por dos turbinas de gas de 78,4 MW cada una y una turbina de vapor de 78,4 MW.

Los ciclos Combinados pueden trabajar con las turbinas ciclo abierto o con las turbinas en ciclo cerrado, con las configuraciones 2+1 (las dos turbinas de gas y la de vapor) o 1+1 (una turbina de gas y la turbina de vapor)

La Central Térmica de Candelaria consta de 8 grupos de generación:

- Dos grupos de vapor de 40 MW de potencia unitaria. Están desacoplados de la red desde el día 11 y 24 de diciembre de 2019, respectivamente por llegar al fin de su vida útil. En la actualidad se espera la autorización del funcionamiento con limitación del régimen de operación de los grupos a 1500 horas de funcionamiento al año
- Tres grupos Diesel de 12 MW de potencia. Se encuentran en situación de indisponibilidad permanente desde el año 2014
- Dos turbinas de gas en ciclo abierto, de 37,5 MW de potencia. Está compuesto por un turbogenerador, un transformador principal y transformador auxiliar 400 KVA. Una tercera se encuentra en situación de indisponibilidad permanente desde el 11 de marzo del año 2017.

CAPÍTULO III



METODOLOGÍA

El objetivo principal de este trabajo es el estudio de la implementación del hidrógeno en vehículos de pila de combustible como alternativa para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte en la isla de Tenerife. Para ello, se comenzará con la simulación de ciclos de conducción tomados en la zona metropolitana de Tenerife para obtener el consumo por kilómetro a través del programa Future Automotive Systems Technology Simulator (FASTSim).

Posteriormente, se presentarán distintos escenarios de producción de energía eléctrica a partir de bibliografía y evaluaciones realizadas por el Gobierno de Canarias. A partir de estos datos, se construirá un modelo representativo para su simulación en el software GREET y así poder estimar los gases de efecto invernadero en el parque de automovilístico de Tenerife.

En la figura 5 se muestra un diagrama del modelo de cálculo que se llevará a cabo a lo largo del trabajo, se destacan tres caminos que se realizan en paralelo, dos a través de software y uno a partir de bibliografía, donde los resultados de cada uno se unen para obtener los consumos y emisiones anuales del parque de vehículos turismo en Tenerife.

3.1. TOMA DE DATOS DE CICLOS DE CONDUCCIÓN

Para poder representar las cargas presentes en las carreteras de Tenerife se ha usado la aplicación GPS Speed View pro para teléfonos móviles que permite recopilar datos acerca de una ruta realizada para luego exportarlos al ordenador. Esta aplicación es capaz de recoger toda la estadística propia de un ciclo de conducción tales como la velocidad, tiempo de viaje, distancia, dirección, altura, entre otros; a una frecuencia de 1 segundo.

Se tomarán un total de 490 ciclos de conducción en la zona metropolitana de Tenerife, definidos por velocidad y pendiente por segundo. Cabe destacar que, la toma de datos y tratamiento posterior de los ciclos de conducción para su uso en el programa de simulación no ha sido realizado por el autor de este trabajo, sino que se han suministrado como parte de una investigación paralela.

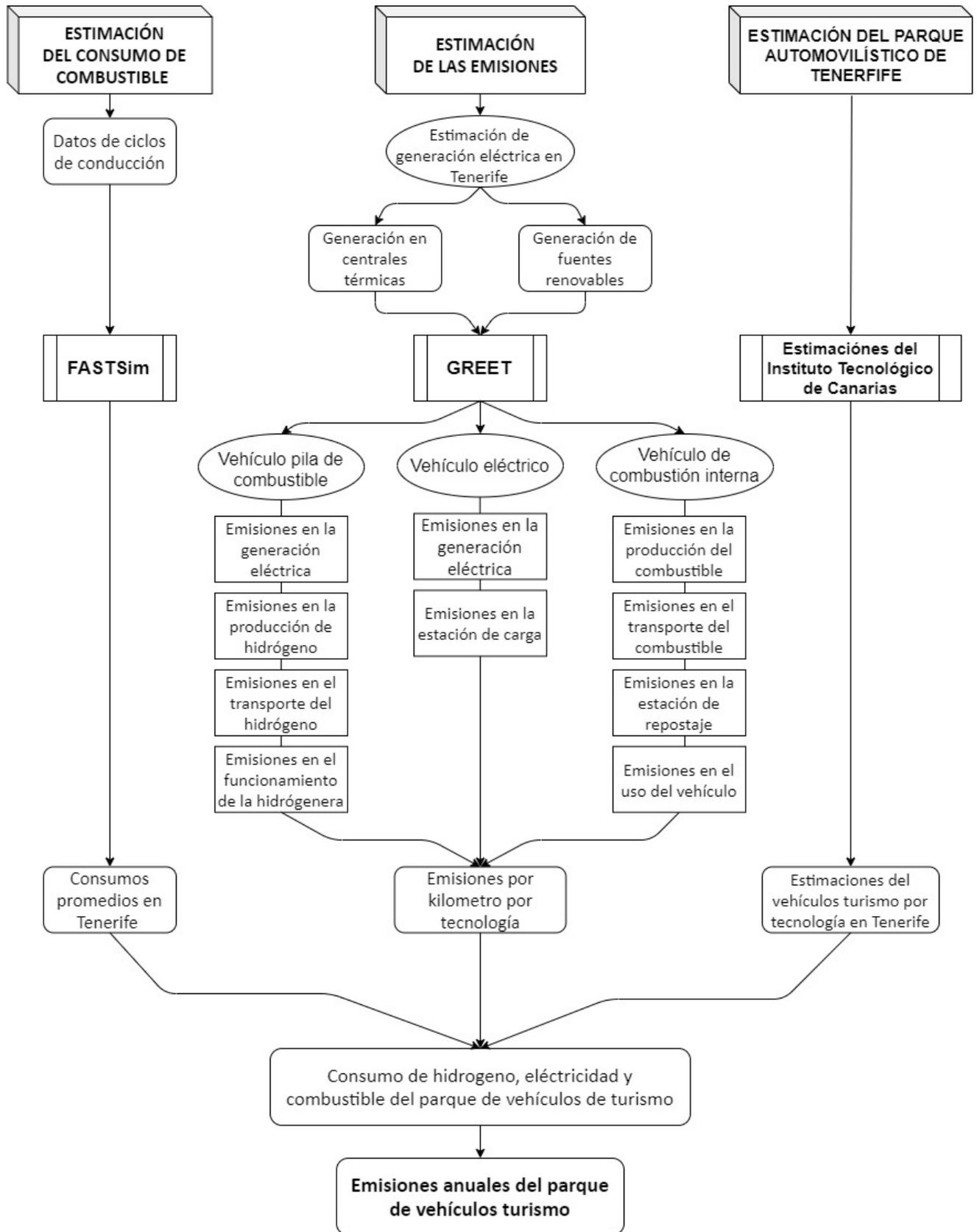


Figura 5. Diagrama del modelo de cálculo.

3.2. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

La herramienta utilizada para estimar el consumo de combustible es la desarrollada por The National Renewable Energy Laboratory (NREL), la cual está respaldada por la Oficina de Tecnologías de Vehículos del Departamento de Energía de EE. UU., llamada Future Automotive Systems Technology Simulator (FASTSim). Esta hoja de cálculo otorga un enfoque rápido para comparar trenes de potencia y estimar el impacto de las mejoras tecnológicas en la eficiencia, rendimiento, costo y duración de la batería en vehículos ligeros y pesados.

El vehículo y sus componentes se simulan mediante ciclos de conducción de velocidad en función del tiempo. En cada paso de tiempo, FASTSim tiene en cuenta el arrastre, la aceleración, el ascenso, la resistencia a la rodadura, la eficiencia y los límites de potencia de cada componente del tren motriz, y el frenado regenerativo.

El programa tiene diferentes opciones de simulación del tren motriz y de forma predeterminada ejecuta unos ciclos estándar de ahorro de combustible en ciudad y autopista. Además, puede ejecutar un ciclo de conducción específico o un lote de ciclos de conducción, como se hará en este trabajo para tener una representación más realista de la conducción en Tenerife. Estos ciclos se definen por velocidad, pendiente y, opcionalmente, transferencia de energía eléctrica durante el ciclo.

FASTSim incluye vehículos convencionales, vehículos eléctricos híbridos, vehículos eléctricos híbridos enchufables, vehículos totalmente eléctricos, vehículos a gas natural comprimido y vehículos de pila de combustible. Los componentes clave y las salidas del vehículo se han validado por parte de los desarrolladores del programa comparando las salidas del modelo con los datos en bancos de prueba de muchos vehículos diferentes obteniendo valores muy cercanos (Brooker et al., 2015).

3.2.1. *Parámetros de entrada*

La determinación del consumo de vehículos turismo se llevará a cabo a través de tres modelos comerciales para la representación de las cuatro tecnologías en estudio. El Toyota Mirai 2016 como vehículo de pila de combustible, el Nissan Leaf de 24 kW del 2016 como automóvil eléctrico a baterías y el Toyota Corolla 2016 para coches de combustión interna tanto a gasolina como a gasoil.

La elección de estos se realizó bajo la premisa de que sus dimensiones y peso sean lo más parecido para que los parámetros de arrastre y carga no desvirtúen la comparación del consumo, así como, que estén disponibles de forma predeterminada para su simulación dentro del programa.

Componentes del tren motriz

Los primeros cuatro parámetros juegan un papel importante en las ecuaciones de carga en carretera que estiman la potencia requerida para que el vehículo cumpla con el ciclo. Los tres siguientes contribuyen a las limitaciones de tracción para cumplir con los ciclos de conducción y la prueba de aceleración. Todos ellos se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de componentes del tren motriz.

Componentes del tren motriz	FCEV	BEV	Convencional
Coeficiente de arrastre	0,30	0,32	0,30
Área frontal (m ²)	2,786	2,755	2,574
Masa sin el tren de potencia (kg)	1171,58	819,96	1045,64
Altura centro de gravedad (m)	0,53	0,53	0,53
Distribución del peso	0,59	0,59	0,61
Base de rueda (m)	2,78	2,60	2,60
Masa de carga (kg)	136	136	136

Almacenamiento de combustible

El modelo de almacenamiento de combustible representa el combustible líquido o gaseoso y el almacenamiento. Se dispone principalmente de tres parámetros de entrada como se muestra en la tabla 2.

- Tiempo a plena potencia: El tiempo que se necesita para alcanzar la máxima potencia, este parámetro toma en cuenta límites los límites transitorios.
- Energía: El parámetro de energía representa la cantidad de energía utilizable almacenada.
- Escala de masa: El parámetro de escala de masa toma en cuenta la energía específica del combustible.

Tabla 2. Parámetros de almacenamiento de combustible.

Almacenamiento de combustible	FCEV	BEV	Convencional
Tiempo a plena potencia (s)	1,0	-	1,0
Energía (kWh)	168,5	-	441,0
Escala de masa (kWh/kg)	1,91	-	9,89

Estos parámetros estiman las limitaciones de potencia, el alcance y las implicaciones de masa que pueden tener los diferentes tipos de almacenamiento de combustible.

Convertidor de combustible

El convertidor de combustible está definido por cuatro parámetros como se muestra en la tabla 3, y una curva de eficiencia que varía según el modelo del vehículo. Este es el encargado de extraer la energía contenida en el combustible y transformarla en la energía cinética que impulsa el automóvil.

Tabla 3. Parámetros de convertidor de combustible.

Convertidor de combustible	FCEV	BEV	Convencional
Potencia (kW)	114	-	98
Tiempo a plena potencia (s)	5	-	6
Masa base (kg)	-	-	61
Poder específico (kW/kg)	2,04	-	2,13

La potencia y el tiempo que toma alcanzar su valor máximo limitan el rendimiento del convertidor de combustible. La masa base y la potencia específica se utilizan para estimar la masa del convertidor de combustible en función de la potencia. Para las pilas de combustible, NREL señala que el modelo de FASTSim coincidió con los datos de prueba homologados de un vehículo de pila de combustible.

Controlador del motor

El modelo de controlador de motor es similar al convertidor de combustible. Está definido por los mismos cuatro parámetros según se muestra en la tabla 4: potencia, tiempo hasta plena potencia, masa base y potencia específica, y una curva de eficiencia.

Tabla 4. Parámetros de controlador del motor.

Controlador del motor	FCEV	BEV	Convencional
Potencia (kW)	113	80	-
Tiempo a plena potencia (s)	3	3	-
Masa base (kg)	0,83	0,83	-
Poder específico (kW/kg)	21,60	21,60	-

Batería

Los parámetros de la batería se muestran en la tabla 5. Los ciclos de conducción en ciudad y carretera se simulan para determinar la magnitud y frecuencia de los ciclos de la batería a partir de eventos de aceleración y frenado regenerativo.

Tabla 5. Parámetros de batería.

Batería	FCEV	BEV	Convencional
Poder (kW)	33	86	-
Energía (kWh)	2	24	-
Masa batería (kg/kWh)	44	8	-

Ruedas

Las ruedas están definidas por los cinco parámetros que se muestran en la tabla 6. Se utilizan en las ecuaciones de carga en carretera y límite de tracción.

Tabla 6. Parámetros de las ruedas.

Rueda	FCEV	BEV	Convencional
Inercia de una rueda (kg.m ²)	0,82	0,82	0,82
Número de ruedas	4	4	4
Coefficiente de resistencia a la rodadura	0,008	0,008	0,010
Radio (m)	0,334	0,336	0,336
Coefficiente de fricción	0,70	0,70	0,80

Gestión de energía

La estrategia de gestión de energía controla cómo funcionan la batería y el convertidor de combustible. Sus parámetros se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de gestión de energía.

Gestión de energía	FCEV	BEV	Convencional
SOC mínimo de la batería	40%	5%	0%
SOC máximo de la batería	80%	95%	0%
Velocidad a la que la energía de la batería reservada ayuda a la aceleración	60	-	-
Porcentaje de energía utilizable de la batería reservada para ayudar a la aceleración	0	-	-
Velocidad a la que se enciende el convertidor de combustible (mph)	30	-	-
Potencia a la que se enciende el convertidor de combustible (kW)	100	-	-

Otros componentes

Adicionalmente, existen otras entradas que definen el resto del vehículo. Entre ellas:

- Eficiencia del alternador
- Eficiencia del cargador
- Cargas auxiliares
- Masa de transmisión
- Eficiencia de transmisión
- Multiplicador de masa de componentes
- Máxima regeneración de frenado.
- Modelo de tren motriz

3.2.2. Validación de la simulación

La validación está integrada en FASTSim para garantizar resultados precisos en parámetros clave. El programa coincide bien con la prueba de consumo de combustible de la EPA para vehículos turismo. Este programa simula los ciclos

de conducción en ciudad y carretera para estimar los resultados de la prueba del dinamómetro de dos ciclos. Luego, los ajusta para que se aproximen a la conducción en el mundo real (Brooker et al., 2015). Las simulaciones se combinan mediante un promedio ponderado basado en la cantidad de viajes en cada intervalo de distancia determinado por la distribución de las distancias de conducción. Las estimaciones de eficiencia de FASTSim coinciden con la mayoría de los datos de prueba de la EPA dentro del 5%, y casi todos dentro del 10%, para muchos vehículos y trenes motrices diferentes.

3.3. ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES

La estimación de los gases de efecto invernadero se realiza con el programa The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model (GREET) que permite examinar los impactos del ciclo de vida de las tecnologías, los combustibles, los productos y los sistemas energéticos de los vehículos.

A través de esta herramienta se pueden evaluar los efectos energéticos y ambientales de las tecnologías de los vehículos para prácticamente cualquier sistema de energía y automóvil. GREET puede calcular el consumo total de energía (no renovable y renovable), las emisiones de contaminantes atmosféricas, las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de agua.

El programa GREET se basa en la representación de una cadena de procesos a partir de su modelización en varias etapas: uso final, transporte, distribución y producción. En el modelo, cada etapa se debe representar o como un proceso estacionario o como un proceso de transporte. El primero contempla toda aquella transformación de energía o materia en la que se obtiene una serie de productos que pueden utilizarse en otros procesos. Mientras que el segundo, modela el traslado de recursos o productos a través de diferentes modos de transporte como tuberías, camiones, embarcaciones u otros.

En un proceso se deben contabilizar las entradas de energía especificando una lista de recursos, cantidades asociadas y si corresponde, las tasas de fuga

(Urgun, 2019). Asimismo, se contabilizan las emisiones, en base a las nociones de las tecnologías, entendidas como un conjunto de factores de emisión para cada uno de los contaminantes.

En los estudios de distintos sistemas de propulsión de vehículos se suele realizar un análisis completo del ciclo de vida del combustible, llamado análisis del “pozo a las ruedas” Well-to-Wheels en sus siglas en inglés. En este análisis se estudia el consumo de energía y las emisiones asociadas a la producción, distribución y transporte de un combustible, así como su uso en el vehículo.

En GREET se puede realizar este análisis combinando distintos procesos en cadena para modelar la producción del combustible y su distribución hasta el tanque del vehículo a través de su módulo llamado WTP (Well-to-Pump).

También, se puede obtener el consumo de energía y emisiones asociados al funcionamiento del vehículo con su módulo WTW (Well-to-Wheels) en la que se toma las cadenas de procesos modeladas en el WTP y se simulan en vehículos con sistemas de propulsión adecuados para el uso de ese combustible.

Para ello, primero se contabiliza todos los recursos y tecnologías utilizados en los procesos y luego, se combinan estas para calcular las emisiones asociadas con cada ruta. A continuación, se explican los parámetros que interviene en una cadena de procesos:

Recursos

Los recursos son las entradas y salidas de los procesos. Las propiedades físicas que se pueden especificar para cada uno de ellos son: proporción de carbono, proporción de azufre, densidad, poder calorífico superior, poder calorífico inferior y estado de la materia (sólido, líquido, gas).

Las proporciones de carbono y azufre para los combustibles se utilizan para calcular el balance de carbono y azufre, es decir, calcular las cantidades de CO₂ y SO_x como resultado de la combustión. La densidad y el poder calorífico se utilizan para convertir entre masa, energía y volumen, así como para calcular las proporciones de asignación entre la producción y los coproductos. Un recurso

primario es aquel que no cuenta con energía y emisiones asociadas a él aguas arribas.

Tecnologías

Una tecnología es una abstracción que se utiliza para modelar las emisiones como resultado de un proceso de combustión o una reacción química. Cada tecnología está definida por el combustible utilizado y por sus factores de emisión. Los contaminantes calculados en el modelo son los siguientes: VOC, CO, NO_x, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, CH₄, CO₂ y N₂O.

Procesos

Un proceso es el componente principal del modelo. Se distinguen dos tipos de procesos en el modelo, estacionario y transporte. Para fines de cálculo, ambos se convierten en una representación de entrada-salida.

- a. Proceso estacionario: Algunos de los procesos estacionarios se modelan utilizando la eficiencia energética. Este tiene una forma de entrada-salida muy simple. Hay cuatro componentes que definen cómo la energía y las emisiones se asocian con un proceso: entradas, salidas, coproductos y emisiones adicionales. Un proceso estacionario puede tener una característica de grupo donde cada uno tiene una cantidad o un atributo de eficiencia.
- b. Proceso de transporte: Un proceso de transporte está formado por pasos que representan un modo de transporte (tubería, camión, ferrocarril, barcaza o camión cisterna), en los que hay que especificar la distancia y el medio usado para transportar el producto.

Rutas o cadena de procesos

Una ruta es un gráfico que tiene procesos como nodos y bordes dirigidos entre procesos que definen la secuencia.

Funcionamiento

El ciclo de un combustible de transporte determinado incluye la siguiente cadena de procesos: producción de materia prima energética, transporte y almacenamiento de materia prima; producción de combustible (o fuente de energía); transporte, almacenamiento y distribución de combustible; y combustión de combustible. La energía eléctrica proveniente de energía hidroeléctrica, solar, eólica o a partir de biomasa se trata como un ciclo de cero emisiones en el GREET.

El modelo estima las emisiones y el uso de energía de los vehículos turismo y vehículos pesados incluyendo varias tecnologías diferentes: vehículos eléctricos, vehículos eléctricos híbridos, vehículos de pila de combustible alimentados con hidrógeno o metanol y vehículos de combustión interna convencionales.

Las emisiones de VOCs, CO, NO_x, PM₁₀, SO_x, CH₄, N₂O y CO₂ para una etapa particular se calculan en unidades de masa por unidades de producción de combustible de la etapa. Las emisiones durante una etapa incluyen las de la combustión del proceso, la fuga y evaporación de combustible; y otras fuentes de emisión. Las emisiones de la combustión de combustibles de proceso para una etapa particular se calculan utilizando la siguiente expresión (Wang, 2017):

$$Emisiones_i = \sum_j \sum_k EF_{i,j,k} \cdot FC_{j,k} \quad (4)$$

Donde:

$Emisiones_i$ = Emisiones del contaminante i en la producción de combustible.

$\sum_k EF_{i,j,k}$ = Factor de emisión del contaminante i del proceso del combustible j con tecnología de combustión k.

$FC_{j,k}$ = Consumo de combustible del proceso j con tecnología de combustión k.

En el modelo GREET, las emisiones de CO₂ se calculan utilizando un enfoque de balance de carbono, el que se supone que el carbono contenido en el combustible quemado menos el carbono contenido en las emisiones de

combustión de VOCs, CO y CH se convierte en CO₂. La siguiente expresión se utiliza para calcular las emisiones de CO₂:

$$CO_2 = \left[\frac{\rho}{PCI} \cdot C_{ratio} - (VOC \cdot 0,85 + CO \cdot 0,43 + CH_4 \cdot 0,75) \right] \cdot \frac{44}{12} \quad (5)$$

Donde:

CO_2 = Factor de emisión de CO₂ para cierta tecnología de combustión al quemar un combustible en particular.

ρ = Densidad del combustible quemado.

PCI = Poder calorífico inferior del combustible quemado.

C_{ratio} = Proporción de carbono por peso del combustible quemado.

VOC = Factor de emisión de VOC para cierta tecnología de combustión al quemar un combustible en particular.

0,85 = Estimación de la proporción de carbono por peso de las emisiones de VOC.

CO = Factor de emisión de CO para cierta tecnología de combustión al quemar un combustible en particular.

0,43 = Estimación de la proporción de carbono por peso de CO.

CH_4 = Factor de emisión de CH₄ para cierta tecnología de combustión al quemar un combustible en particular.

0,75 = Estimación de la proporción de carbono por peso de CH₄.

44 = Peso molecular del CO₂.

12 = Peso molecular del Carbono.

Además de proporcionar estimaciones de emisiones separadas para cada uno de los tres gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄ y N₂O), el modelo GREET combina estos tres con sus Global Warming Potential para estimar las emisiones equivalentes a CO₂. El modelo GREET utiliza 1 para CO₂, 21 para CH₄ y 310 para N₂O.

Al estimar las emisiones aguas arriba, el modelo GREET tiene en cuenta únicamente las emisiones que ocurren directamente durante la etapa. Aquellas que no se producen durante la etapa se tienen en cuenta solamente para la generación de electricidad, donde las emisiones generadas en las centrales eléctricas se consideran para las etapas en las que la electricidad se utiliza como fuente energética del proceso.

El modelo GREET calcula las emisiones asociadas con la generación de electricidad a partir de petróleo residual, gas natural, carbón y uranio (centrales nucleares), que producen emisiones en los diferentes sitios de la planta. La electricidad generada a partir de energía hidroeléctrica, energía solar, eólica y geotérmica se considera que tiene cero emisiones.

Para cada tipo de combustible, se pueden cambiar la combinación de tecnologías de combustión en el modelo GREET para simular los impactos de las emisiones de una determinada tecnología de combustión con un determinado combustible. La combinación de generación eléctrica afecta en gran medida las emisiones del ciclo de combustible de los vehículos eléctricos.

El modelo GREET asume las pilas de combustible de membrana de intercambio de protones PEM para FCEV alimentados con hidrógeno. Además, el programa asume un consumo de combustible predeterminado para cada vehículo, pero este se verá modificado por lo obtenido en el FASTSim.

Las emisiones durante el uso de vehículos se calculan para nueve contaminantes o fuentes: VOCs de escape y evaporación, CO, NO_x, desgaste de frenos PM₁₀ de escape y desgaste de neumáticos PM₁₀, SO₂, CH₄, N₂O y CO₂ (Wang, Wu, & Elgowainy, 2007). Las emisiones de VOC, CO y NO_x para los vehículos de combustión se calculan utilizando el modelo de conducción de la EPA.

Las emisiones de SO_x para cada tipo de vehículo se calculan suponiendo que todo el azufre contenido en un combustible determinado se convierte en SO₂. Las emisiones de CO₂ para todos los tipos de vehículos se calculan restando el carbono contenido en las emisiones de VOCs, CO y CH, del carbono contenido en un combustible determinado.

3.3.1. Modelo de generación eléctrica y de hidrógeno en Tenerife

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, por tanto, las emisiones de CO₂ asociadas a su generación dependerán de la materia prima utilizada, es decir, se podrá producir hidrógeno renovable a partir de electricidad usando como materia prima agua, mediante un proceso de electrólisis.

Además de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de producción y uso, se puede aprovechar la energía eléctrica que se vierte de origen renovable en los momentos de baja demanda.

Para simular la generación de hidrógeno para su uso el sector de transporte se ha desarrollado un modelo a partir de cuatro procesos claramente diferenciados, la relación entre ellos se muestra en la figura 6.

1. Generación, transmisión y distribución eléctrica.
2. Producción de hidrógeno por electrólisis.
3. Transporte y distribución del hidrógeno.
4. Compresión del hidrógeno para el repostaje.

Generación, transmisión y distribución eléctrica

Este trabajo propone una alternativa para lograr un sistema energético completamente descarbonizado en 2040, sin sugerir que éste deba cumplirse a futuro. Su principal propósito es servir de modelo de estudio de la reducción de emisiones de GEI en la implementación de tecnologías relacionadas con el hidrógeno en el sector del transporte.

Para la simulación de la producción del sistema eléctrico se han diferenciado tres años claves: 2019, último año del que se dispone de un anuario del sector eléctrico de Canarias al momento de realizar el trabajo; 2030, año en el que el PNIEC prevé que la contribución de las centrales de combustible fósil ubicadas en sistemas eléctricos aislados se reduzca al menos un 50% y 2040, año en el que se pretende alcanzar la descarbonización de la economía canaria según el Plan de Transición Energética de Canarias PTECan.

Para definir el sistema eléctrico por año se debe introducir al programa los siguientes parámetros de entrada:

- Combustible usado en la generación derivada del petróleo.
- Eficiencia de la transmisión y distribución eléctrica.
- Porcentaje de participación de cada tecnología en la generación derivada del petróleo.
- Rendimiento térmico de cada grupo de generación por tecnología en la generación derivada del petróleo.
- Porcentaje de participación de cada tecnología de fuentes renovables.

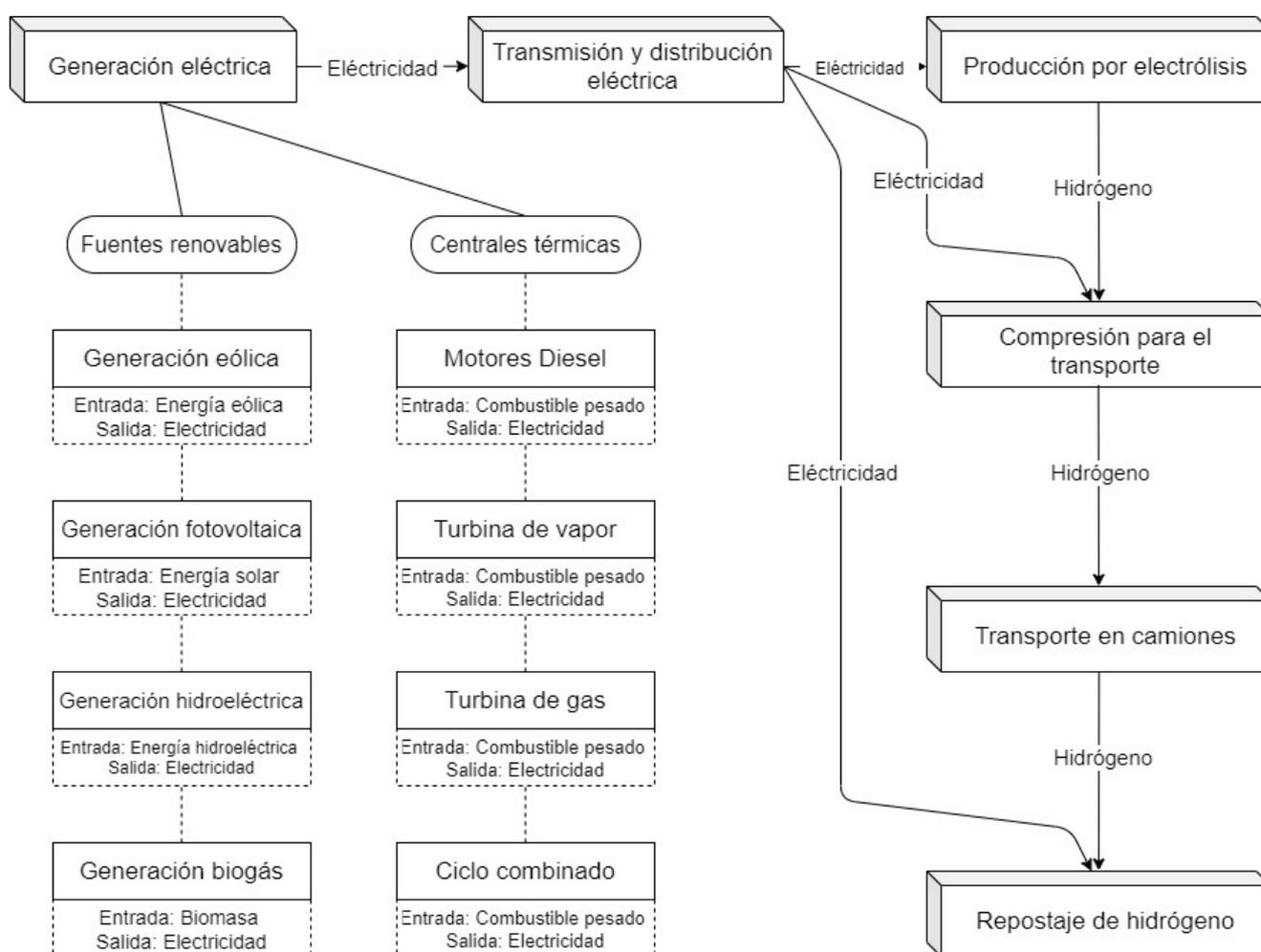


Figura 6. Diagrama de procesos de generación eléctrica y producción de hidrógeno.

Para simular el fueloil, gasoil y el gas natural que se prevé usar en la adaptación de los equipos en las centrales térmicas se han optado por utilizar las rutas disponibles por defecto en el programa sobre el refinamiento del petróleo crudo en la obtención de combustibles pesados (Residual Oil), correspondientes al procesado en refinerías de Estados Unidos.

Como eficiencia de transmisión y distribución eléctrica se ha tomado para todos los años el mostrado en el anuario del 2019 en el cual se indica unas pérdidas de energía eléctrica respecto a la puesta en la red de un 7,2%, por tanto, la eficiencia de transmisión a usar será de 92,8%.

Producción del sistema eléctrico año 2019

Los parámetros de entrada se extraen del anuario del sector eléctrico de Canarias 2019 tomando en cuenta que se utiliza combustibles pesados en los equipos. Los porcentajes de participación de cada tecnología se obtienen a partir de la cobertura de la demanda como se muestra en la tabla 8. El rendimiento térmico mostrado en el anuario se ha calculado con el poder calorífico inferior PCI de cada combustible (Valbuena Alonso, 2020).

Tabla 8. Cobertura de la demanda de energía eléctrica por fuentes y tecnologías en términos de energía bruta.

Fuentes de energía primaria	Cobertura de demanda (MWh)	Participación sobre el total	Participación por tipo de fuente	Rendimiento térmico
<i>Derivados del petróleo</i>				
Turbina de vapor	1.146.979	30,91%	38,04%	32%
Motor diésel	192.784	5,20%	6,39%	42%
Turbina Gas	105.645	2,85%	3,50%	24%
Ciclo Combinado	1.569.446	42,29%	52,06%	41%
Total centrales térmicas	3.014.854	81,24%	100,00%	-
<i>Fuentes renovables</i>				
Eólica	495.251	13,35%	71,15%	-
Fotovoltaica	189.143	5,10%	27,17%	-
Minihidráulica	3.524	0,09%	0,51%	-
Biogás (vertedero)	8.179	0,22%	1,17%	-
Total fuentes renovables	696.097	18,76%	100,00%	-
TOTAL	3.710.951			

Producción del sistema eléctrico año 2030 y 2040

Las estimaciones realizadas para los escenarios eléctricos de los años 2030 y 2040 se han basado en las estrategias elaboradas por el Instituto Tecnológico de Canarias ITC para la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y de informes realizados por la consultora Deloitte para la empresa ENDESA referida a territorios no peninsulares.

La evolución de la demanda eléctrica prevista por el ITC se basa en la situación tendencial del producto interior bruto y la población a partir de diversos escenarios socioeconómicos. Además, en la estimación se considera la aplicación de las políticas de eficiencia energética expuestas en el PNIEC 2021-2030 y modelos donde se tengan en cuenta los objetivos comunitarios y nacionales.

Tabla 9. Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética y el autoconsumo [GWh/año].

Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2020	3.224	3.211	820	632	234	66	40	8.226
2021	3.349	3.488	864	686	248	69	43	8.747
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2024	3.126	3.496	837	696	241	66	44	8.505
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2026	2.972	3.403	763	636	237	64	41	8.117
2027	2.882	3.324	743	622	231	63	40	7.904
2028	2.799	3.252	725	609	225	61	40	7.711
2029	2.724	3.187	709	597	220	60	39	7.536
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2031	2.594	3.078	681	578	212	57	38	7.238
2032	2.539	3.033	669	570	208	56	37	7.112
2033	2.490	2.992	658	563	205	55	37	7.000
2034	2.445	2.957	649	556	202	55	36	6.901
2035	2.406	2.926	641	551	200	54	36	6.814
2036	2.371	2.900	634	547	198	53	36	6.739
2037	2.341	2.878	628	543	196	53	36	6.674
2038	2.314	2.860	623	540	194	52	35	6.619
2039	2.291	2.846	618	537	193	52	35	6.573
2040	2.272	2.835	615	535	192	52	35	6.536

De las estimaciones de la evolución de la energía primaria y final realizadas por la consultora Deloitte (Los territorios no peninsulares 100% descarbonizados en 2040, 2020) se extraen los porcentajes de energía renovable directamente consumida, vertida, aprovechada con almacenamiento y aprovechada con hibridación, para el año 2030. Ver figura 7.

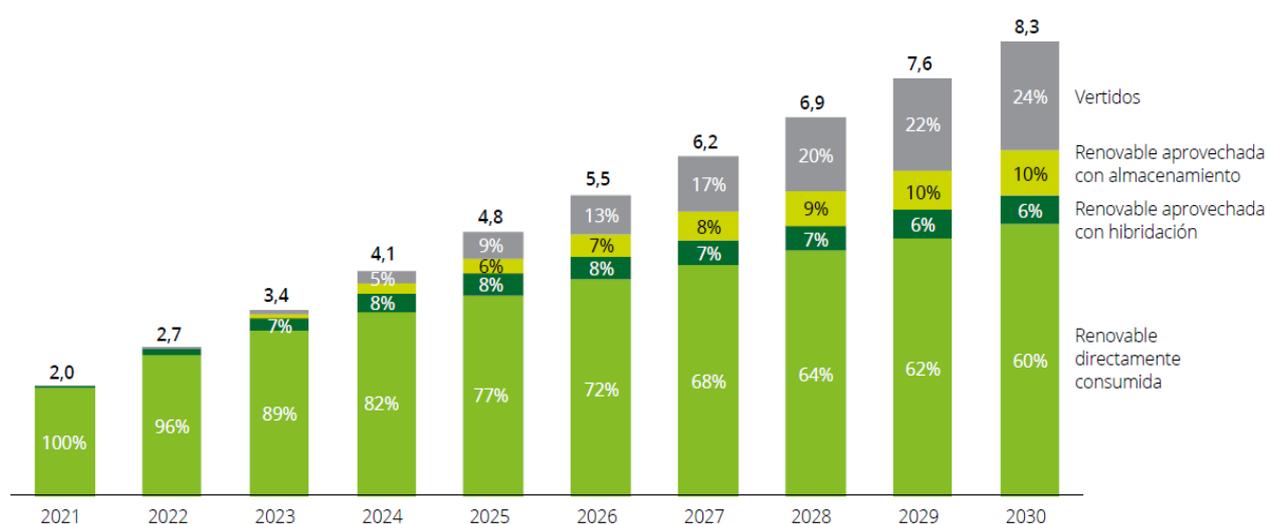


Figura 7. Estimación del aprovechamiento de la producción renovable por parte de la consultora Deloitte (Los territorios no peninsulares 100% descarbonizados en 2040, 2020).

Deloitte sugiere preparar al parque térmico para la introducción progresiva del hidrógeno y propone desarrollar proyectos de implementación de gas natural en aquellos grupos que tecnológicamente ya están preparados para su consumo y que tienen una mayor eficiencia.

Además, expone que, se puede reducir el coste de los combustibles en las centrales térmicas (incluyendo los costes logísticos) si se cambia a gas natural. Esta decisión pudiese cubrir los gastos de adaptación de los equipos mientras que se disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el PNIEC se prevé que la contribución de las centrales de combustible fósil ubicadas en sistemas eléctricos aislados se reduzca al menos un 50% para el año 2030 (Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima 2021-2030, 2020).

Partiendo de las estimaciones de la consultora y el PNIEC, se toma para el modelo que en 2030 se alcance una reducción en la participación de las centrales térmicas a la mitad respecto al 2019 y nula en 2040.

Para ello, se opta de forma simplificada por dejar solo operativos los ciclos combinados funcionando con gas natural, eliminarse los grupos de generación menos eficientes y disponer de algunos como garantía de suministro, pero sin estar en funcionamiento. Cabe destacar que, se ha tomado esta hipótesis ya que no se cuentan con otros datos para predecir con mayor exactitud el desarrollo de las centrales en 2030.

En la tabla 10 se muestran cómo se estiman los porcentajes de participación de las diferentes tecnologías en la generación eléctrica y en la tabla 11 como se ha tomado el aprovechamiento de la producción renovable en cada año de estudio.

Tabla 10. Porcentajes de participación de las tecnologías de generación de energía eléctrica.

Generación eléctrica	2019	2030	2040
Fuentes Renovables	18,76%	59,38%	100,00%
Eólica	13,35%	14,85%	25,00%
Fotovoltaica	5,10%	44,54%	75,00%
Otros	0,31%	-	-
Derivados del petróleo	81,24%	40,62%	-
Motor diésel	5,19%	-	-
Turbina de vapor	30,90%	-	-
Turbina de gas	2,84%	-	-
Ciclo combinado	42,29%	40,62%	-

Para el año 2040 se establece una producción 100% renovable, siguiendo los objetivos establecidos de la descarbonización total del sistema, donde el porcentaje de participación de energía eólica y solar se establece en un 25% y 75% respectivamente (Los territorios no peninsulares 100% descarbonizados en 2040, 2020).

Tabla 11. Aprovechamiento de la producción renovable por año.

Aprovechamiento de la producción renovable	2019	2030	2040
Directamente consumida	100%	60,0%	40,0%
Vertidos	-	24,0%	40,0%
Almacenamiento	-	10,0%	12,5%
Hibridación	-	6,0%	7,5%

Para determinar si la producción del ciclo combinado puede abastecer la demanda eléctrica no cubierta por fuentes renovables en 2030 se procede a estimar la generación necesaria en las centrales térmicas. Para ello se parte de la demanda supuesta para el año 2030 mostrada en la tabla 9 y los porcentajes de aprovechamiento de la producción renovable mostrada en la tabla 11. Los resultados se muestran en la tabla 12.

Como se puede apreciar en la tabla 12 la generación eléctrica anual del ciclo combinado en 2030 sería aún menor que en 2019, por tanto, la decisión de disminuir la participación de las centrales térmicas y hacer solo uso de los equipos más eficientes con un combustible menos contaminante puede llevarse a cabo.

Tabla 12. Estimaciones de generación eléctrica en Tenerife.

Generación eléctrica [GWh/año]	2019	2030	2040
Demanda energética	3.547	3.130	2.835
Rendimiento del transporte	92,8%	92,8%	92,8%
Generación necesaria	3.822	3.373	3.055
Fuentes Renovables	717	3.338	7.637
Directamente consumida	717	2.003	3.055
Vertidos	-	801	3.055
Almacenamiento	-	334	955
Hibridación	-	200	573
Derivados del petróleo	3.105	1.370	-
Motores Diésel	198	-	-
Turbina de vapor	1.181	-	-
Turbina de gas	109	-	-
Ciclo Combinado	1.616	1.370	-

Es importante señalar que, la demanda energética a la que se hace referencia en la tabla 12, hace alusión a la cubierta por generación centralizada que es inyectada a la red y luego consumida, dentro de esta no se incluye la demanda cubierta por el autoconsumo.

Asimismo, se espera que el autoconsumo junto a las baterías tenga un rol importante frente el esperado aumento del consumo final de energía eléctrica ante el aumento del uso del coche eléctrico, electrolizador y demás nuevas tecnologías que supongan un mayor requerimiento eléctrico.

Producción, transporte, distribución y repostaje de hidrógeno

El software GREET model cuenta con un archivo por defecto con una gran variedad de rutas de WTP entre los que se encuentra uno dedicado para la simulación de la producción por electrólisis, transporte, distribución y repostaje de hidrógeno el cual consta de los procesos mostrados en la figura 8.



Figura 8. Diagrama de procesos de producción de hidrógeno.

Producción

Es necesario para la simulación indicar la eficiencia de la producción y la fuente de energía eléctrica usada por el electrolizador, ya que la emisión de los GEI durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno a base de electricidad depende de cómo se produce la misma.

Dentro de los diversos tipos de electrolizadores, la tecnología alcalina es la más desarrollada en la producción de hidrógeno verde, contando con un centenar de fabricantes comerciales. Tiene los costes más bajos en cuanto a inversión y mantenimiento y ofrecen potencias de hasta centenas de MW (Torrell Faro,

Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021). Se usa principalmente en aplicaciones estacionarias y cada vez se está adecuando más a la flexibilidad que requieren los servicios de red.

Los electrolizadores alcalinos, como se mencionó en el marco teórico, tienen poca flexibilidad para complementar la producción de energías renovables y los SOEC no están tan desarrollados, mientras que los PEM pueden trabajar a mayores densidades de corriente y acoplarse con facilidad a sistemas fluctuantes, como las energías renovables, siendo ya una tecnología suficientemente madura para su aplicación.

Tomando como referencia los fabricantes de electrolizadores recomendados por la Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia energética (PTE-EE) se ha optado por recurrir al catálogo de electrolizadores de la compañía noruega NEL, basarse en un modelo comercial disponible en el mercado y a partir de sus datos técnicos obtener una eficiencia para usar en el software (Torrell Faro, Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021),

Según lo mostrado en la tabla 13 la tecnología PEM en la actualidad tiene eficiencias eléctricas entre un 56-60%, en 2030 se estima que pueda llegar entre los 63-68% y a largo plazo que alcance entre 67-74%, todas ellas calculadas con el poder calorífica inferior del hidrógeno.

La eficiencia energética de un electrolizador está definida como el valor del poder calorífico inferior del hidrógeno dividido por la energía consumida por el sistema de electrólisis por metro cúbico de hidrógeno. El catálogo de electrolizadores de la empresa NEL se indica que el consumo de energía eléctrica para esta tecnología es de 4,53 kWh/Nm³ y la densidad energética del hidrógeno gas es de 3 kWh/Nm³ (Vásquez & Salinas, 2018).

Como se muestra en la expresión (6) la eficiencia de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones de NEL alcanzan un valor del 66,23%. El resultado obtenido será el usado en el modelo para la estimación de emisiones producidas por la producción de hidrógeno.

El agua que se usa en un electrolizador en la generación de hidrógeno debe ser previamente tratada para su uso, sobre todo si proviene del agua de mar. Por

ello, se ha estimado el consumo eléctrico de desalación de agua de una desaladora en Tenerife y su influencia en la eficiencia del electrolizador si se tomara en cuenta dentro del proceso de producción de hidrógeno.

Tabla 13. Evolución tecnología de electrolizadores (Hoja De Ruta Del Hidrógeno: Una Apuesta Por El Hidrógeno Renovable, 2020).

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stack (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10 -110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m ² /kW)	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW)	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

$$\eta_{\text{electrolizador}} = \frac{\text{Densidad energética}_{\text{H}_2}}{\text{Consumo eléctrico}} = \frac{3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}}{4,53 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}} \cdot 100 \% = 66,23 \% \quad (6)$$

La Estación Desaladora de Agua de Mar (EDAM) de Santa Cruz tiene un consumo específico de 3,66 kWh/m³H₂O (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Si se toma como referencia los modelos comerciales de electrolizadores alcalinos de NEL (NEL, 2021), se obtienen los consumos eléctricos de generación de hidrógeno por parte de la EDAM mostrados en la tabla 14.

El consumo eléctrico relacionado a la desalación de agua para su uso en electrolizadores corresponde apenas a un 0,07% del demandado por el propio equipo en la producción de hidrógeno. Por ello no se tomará su contribución en cálculos energéticos posteriores, y la eficiencia a introducir en el programa será de 66,22%.

Tabla 14. Consumos relacionados a la desalación del agua en la generación de hidrógeno.

Electrolizadores NEL	
Consumo agua [$\text{m}^3_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$]	0,01
Consumo agua [$\text{l}/\text{m}^3_{\text{H}_2}$]	0,90
Consumo eléctrico [$\text{kWh}/\text{m}^3_{\text{H}_2}$]	4,500
Consumo eléctrico EDAM	
Desalación [$\text{kWh}/\text{m}^3_{\text{H}_2\text{O}}$]	3,660
Para generación de H_2 [$\text{kWh}/\text{kg}_{\text{H}_2}$]	0,037
Para generación de H_2 [$\text{kWh}/\text{m}^3_{\text{H}_2}$]	0,003

Para el año 2019 la fuente de energía eléctrica para el electrolizador será la red eléctrica, mientras que para los años 2030 y 2040 será a partir de fuentes renovables provenientes de los vertidos.

Transporte y distribución

Como se indicó en el marco teórico, si el hidrógeno se produce en una planta centralizada, debe almacenarse y entregarse a las estaciones de servicio. Existen, tres métodos principales de transporte: A través de camión de gas comprimido (opción de menor costo), camión de hidrógeno líquido y por tuberías de gas de hidrógeno. El costo de la entrega de hidrógeno depende de la cantidad de hidrógeno entregada, la distancia de entrega, el método de almacenamiento y el modo de entrega (Greene, Ogden, & Lin, 2020).

La producción de hidrógeno estimada en este modelo estará relacionada únicamente por el transporte terrestre, por tanto, dependerá exclusivamente de la cantidad de coches de pila de combustible que conforme el parque automovilístico. Basándose en la gráfica 1, el transporte a través de camiones con hidrógeno como gas comprimido se muestra como la opción más conveniente para los escenarios 2030 para 2040, debido a las cortas distancias de transporte que se manejarían en la isla.

En la simulación del transporte y la distribución del hidrógeno es necesario indicar la distancia máxima a recorrer y el tipo de camión a usar (convencional o

eléctrico). En el modelo se estima una distancia máxima de transporte de 100 kilómetros desde una planta de producción de hidrógeno hasta una hidrogenera.

Se ha tomado para el 2030 que el hidrógeno se transporta en camiones convencionales (Diésel), debido a que la electrificación del parque automovilístico no se ha llevado a cabo por completo todavía. Mientras que, para el 2040 se estima que ya se cuente con camiones eléctricos para el transporte del hidrógeno.

Repostaje

En la simulación del repostaje es necesario indicar la eficiencia del repostaje y la fuente de energía eléctrica usada en las hidrogeneras. Los parámetros usados para todos los años son los que vienen por defecto en el programa de un 93,95% de eficiencias eléctricas y abastecidas por la corriente proveniente de la red.

El resumen de los parámetros de entrada a utilizar en el software GREET para la simulación de la producción, transporte y distribución eléctrica en Tenerife se muestra en la tabla 15. Del mismo modo, los parámetros de entrada para la simulación de la producción y transporte de hidrógeno se muestran en la tabla 16.

Tabla 15. Parámetros de entrada en simulación de la producción, transporte y distribución eléctrica en Tenerife.

Producción, transporte y distribución eléctrica	2019		2030		2040	
	Participación	Eficiencia	Participación	Eficiencia	Participación	Eficiencia
Eólica	13,35%	-	14,85%	-	25,00%	-
Fotovoltaica	5,1%	-	44,54%	-	75,00%	-
Hidroeléctrica	0,09%	-	-	-	-	-
Biogás	0,22%	-	-	-	-	-
Fuentes renovables	18,76%	-	59,38%	-	100,00%	-
Motores Diésel	5,19%	42%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Turbina de vapor	30,90%	33%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Turbina de gas	2,84%	19%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Ciclo combinado	42,29%	43%	40,62%	55%	0,00%	0,00%
Centrales térmicas	81,24%	38,29%	40,62%	55%	0,00%	0,00%
Transporte y distribución eléctrica	-	92,8%	-	92,8%	-	92,8%

Tabla 16. Parámetros de entrada en simulación de la producción y transporte de hidrógeno en Tenerife.

Producción y transporte de hidrógeno	2019		2030		2040	
	Eficiencia	Distancia	Eficiencia	Distancia	Eficiencia	Distancia
Producción por electrólisis	68,13%	-	68,13%	-	68,13%	-
Compresión para el transporte	96,49%	-	96,49%	-	96,49%	-
Transporte en camiones	93,95%	-	93,95%	-	93,95%	-
Repostaje de hidrógeno	-	100 km	-	100 km	-	100 km

3.4. ESTIMACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE TENERIFE

El transporte particular de pasajeros por carretera contabiliza el 80-85% del consumo de energía final del sector transporte y es responsable del 40-50% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero en los territorios no peninsulares (5,3 MtCO₂eq en las Islas Canarias) (Instituto Tecnológico de Canarias, S. A., 2020).

La descarbonización completa del transporte de pasajeros por carretera requiere la renovación del parque de vehículos. En la actualidad este está protagonizado por vehículos propulsados con motores de combustión interna de gasolina y, en menor medida, de gasoil.

Las islas ofrecen la posibilidad de desarrollo de nuevos vectores energéticos que permitan el empleo de EERR en la movilidad tales como el hidrógeno. Este combustible renovable ofrece una versatilidad semejante a los combustibles fósiles actuales por su capacidad de almacenamiento, además, de mostrarse como una de las mejores alternativas para aplicaciones de transporte colectivo o el transporte pesado.

Para la estimación de distribución de vehículos de la isla de Tenerife se ha partido de las realizadas por el ITC en la estrategia del vehículo eléctrico de canarias y se muestran en la figura 9.

El ITC ha estimado una cantidad de vehículos eléctricos dentro del parque automovilístico, pero sin especificar la tecnología usada (EV, PHEV, FCEV). Por tanto, sobre este valor se ha asignado un porcentaje de participación del coche de pila de combustible.

Estos porcentajes varían por año y por tipo de vehículo para tomar en cuenta los avances tecnológicos de la pila de combustible. Cabe resaltar que, dentro de la clasificación de “otros” también se contabiliza los remolques y semirremolques, representando casi el 80% del total de este subgrupo.

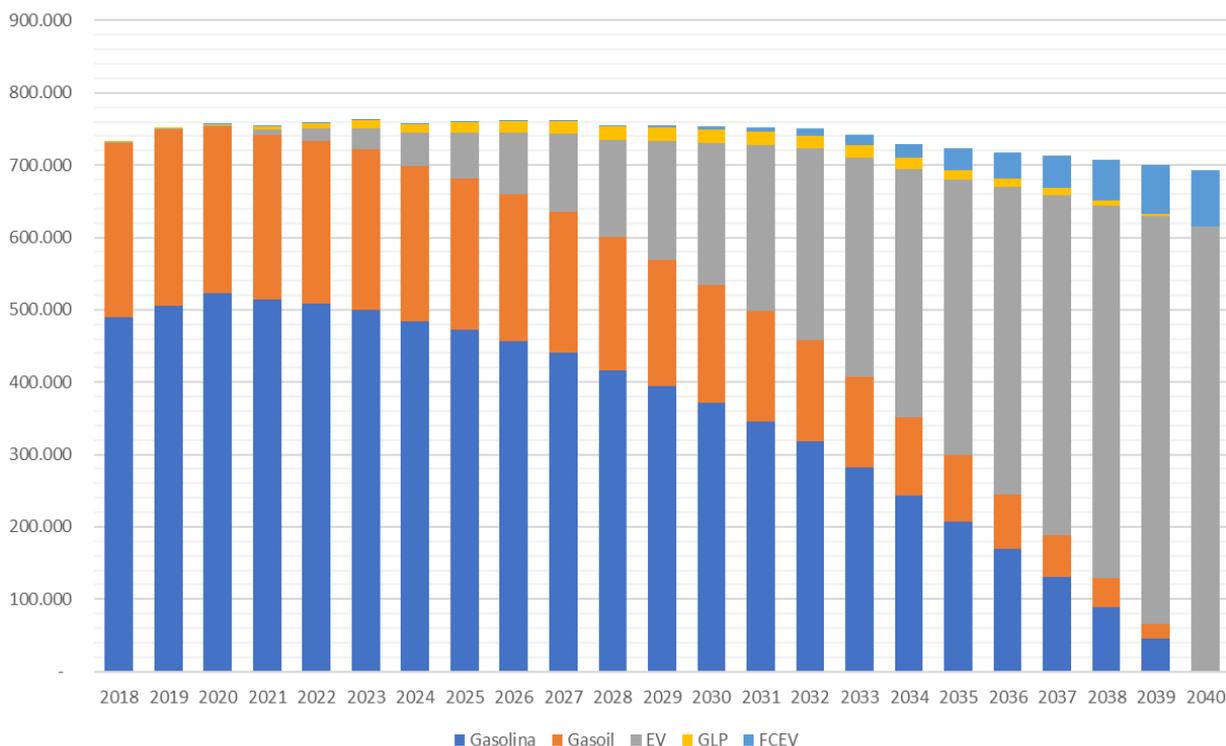


Figura 9. Distribución de vehículos en Tenerife por año.

Tabla 17. Resumen del anexo tal Participación del FCEV dentro de los EV.

	Vehículos turismo		Vehículos pesados		Furgonetas		Total	
	2030	2040	2030	2040	2030	2040	2030	2040
EV	149.230	517.870	31.740	109.677	19.026	65.892	199.996	693.439
% FCEV	0,25%	1,00%	10,00%	60,00%	2,50%	10,00%	2,01%	11,19%
FCEV	373	5.179	3.174	65.806	476	6.589	4.023	77.574

En el último anuario de la DGT se indica que la provincia de Santa Cruz de Tenerife posee el 2,47% del parque automovilístico de España. La asociación española del hidrógeno señala que para el 2030 se puede alcanzar 140.000 coches eléctricos de pila de combustible en el país, basándose en los datos expuestos del Hydrogen Council.

Partiendo de ambas suposiciones, para Tenerife se pudiera esperar una participación de aproximadamente 3.500 vehículos turismos y pesados para el 2030. Por ello, se le ha asignado un porcentaje bastante superior al del turismo. Con esto se obtienen las estimaciones mostradas en las figuras 10, 11, 12 y 13.

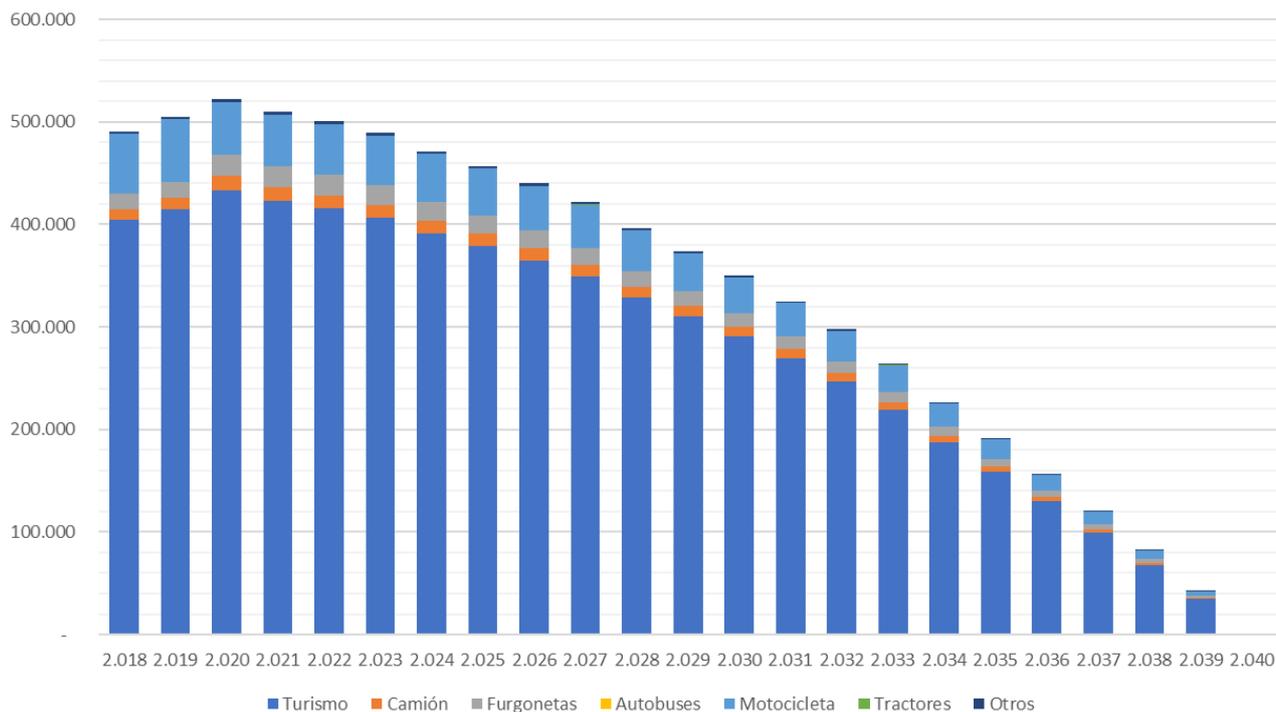


Figura 10. Parque automovilístico de Tenerife por tipo a gasolina

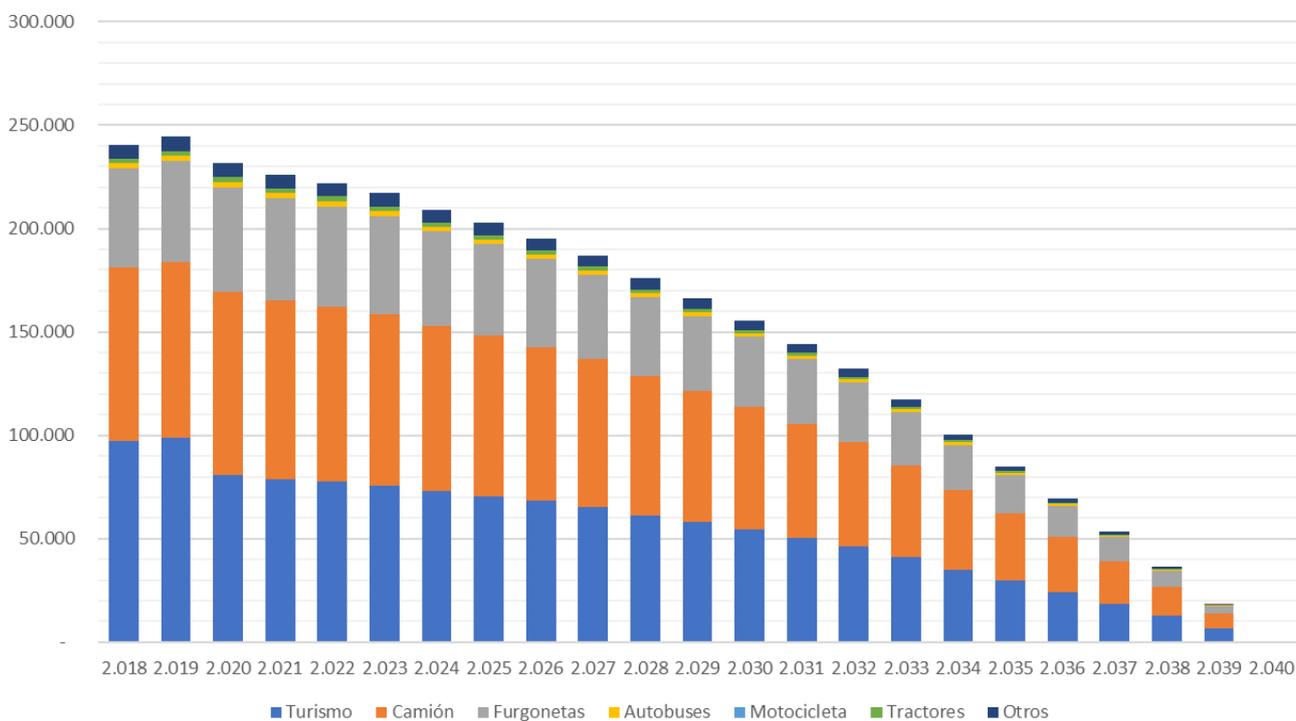


Figura 11. Parque automovilístico de Tenerife por tipo a gasoil.

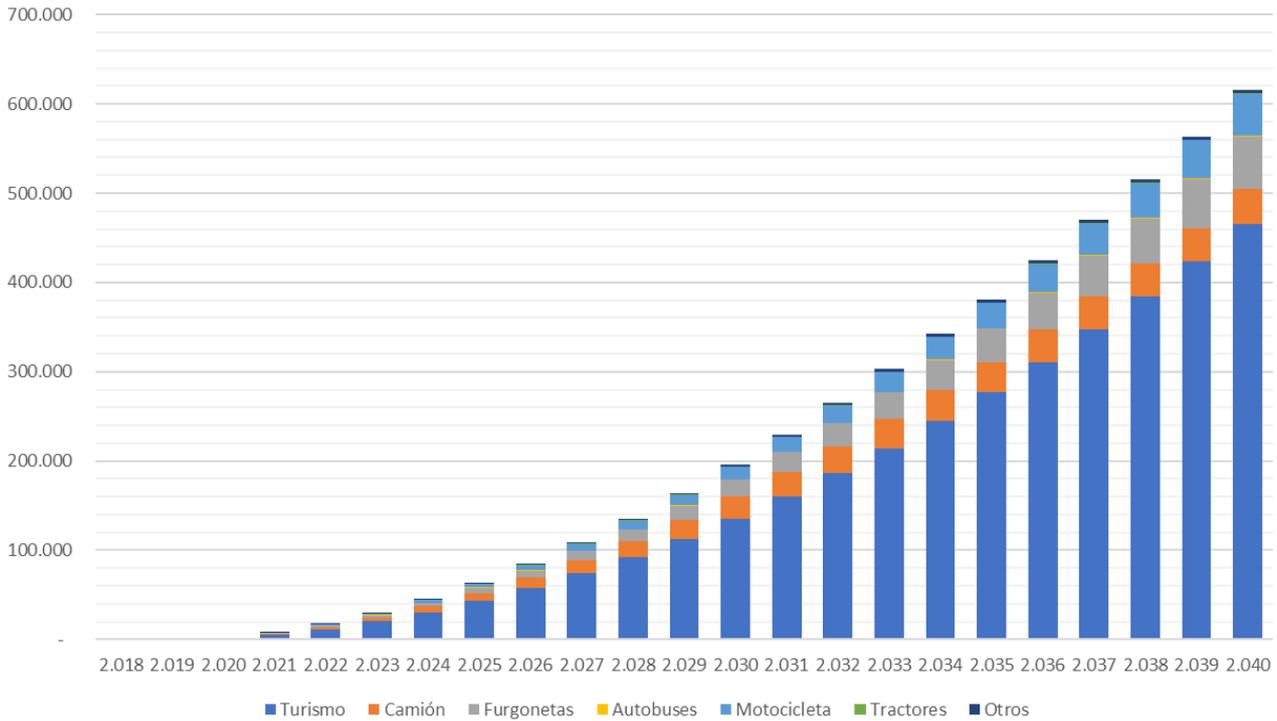


Figura 12. Parque automovilístico de Tenerife por tipo eléctricos.

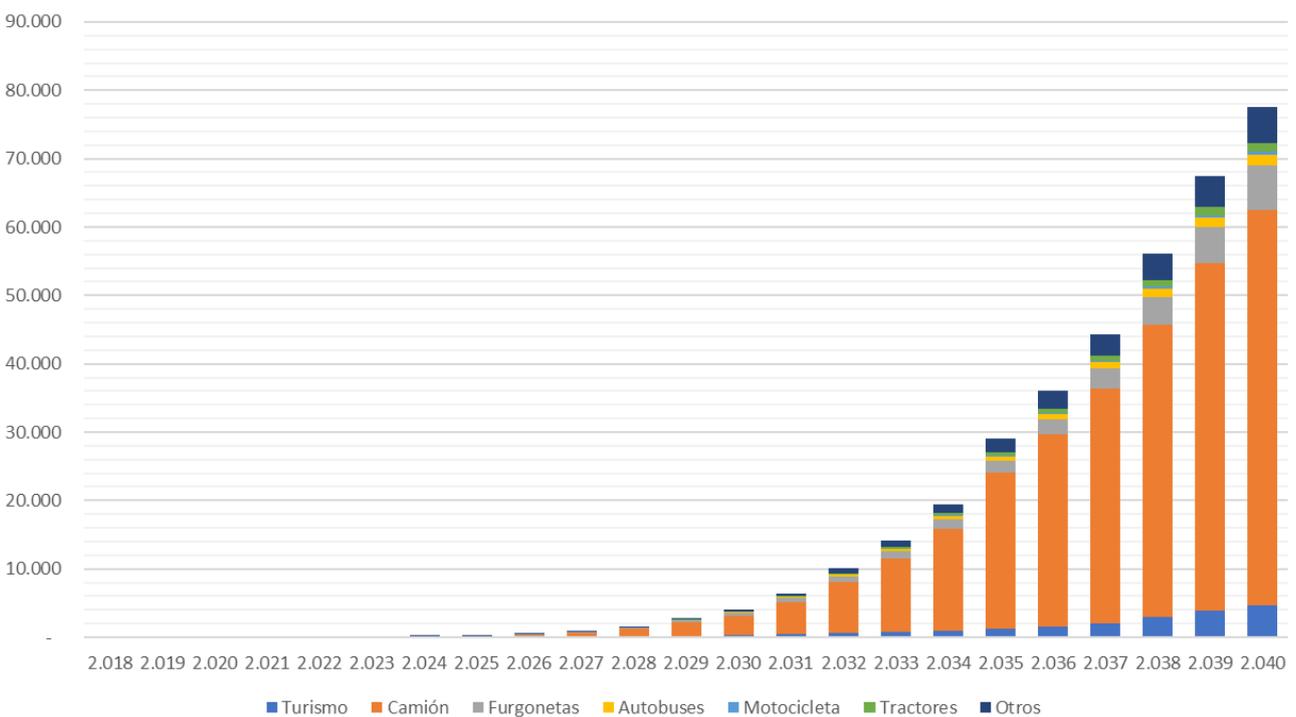


Figura 13. Parque automovilístico de Tenerife por tipo de pila de combustible.

Para la estimación del consumo de combustibles y electricidad por el parque automotriz en un año en las Islas Canarias, se toman las distancias medidas recorridas por día según el tipo de vehículo publicadas en la estrategia del vehículo eléctrico en canarias. Estos valores estimados por el ITC se han basado en los datos publicados por el Ministerio de Transición Ecológica a través del informe “Cuentas ecológicas del transporte” y datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística.

Por otro lado, el consumo promedio por tipo de vehículo se tomará los obtenidos mediante la simulación en el FASTSim, mientras que los no calculados se tomarán de los consumos propuestos en el documento del ITC.

Las emisiones del parque automovilístico se pueden obtener a partir de los valores de emisiones WTW por km arrojado por GREET al multiplicar dicho valor por la distancia media, obteniendo las emisiones diarias y anuales por vehículo, y luego al multiplicarlo por el número de vehículos del parque se obtendría las emisiones totales del sector de transporte.

CAPÍTULO IV



RESULTADOS Y ANÁLISIS

A lo largo de este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de la simulación del modelo en FASTSim y posteriormente en GREET. A través de ellos se analizarán los consumos y emisiones de las cuatro tecnologías de vehículos en estudio en coches de pasajeros y su desarrollo junto a las energías renovables para los años 2019, 2030 y 2040.

4.1. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Los resultados obtenidos de la simulación de los 490 ciclos tomados en la zona metropolitana de Tenerife de un FCEV compacto, un BEV compacto y un convencional compacto tanto para vehículos a gasolina como a gasoil se muestran en la tabla 18. Tras la simulación, se extraen los valores conseguidos de distancia y consumo de combustible de cada uno de los ciclos de Tenerife, con estos se calcula el consumo por unidad de distancia y luego se obtiene un promedio.

Tabla 18. Consumos promedios de los ciclos de Tenerife en comparación a los ciclos de homologación.

	Distancia (km)	FCEV		BEV		Gasolina		Gasoil	
		MPGGE	gr _{H₂} /km	kWh/milla	kWh/100km	MPG	l/100km	MPG	l/100km
Ciclos Tenerife	8,68	63,80	9,85	0,22	13,55	31,71	7,42	36,96	6,36
Ciclo NEDC	11,00	82,67	7,60	0,19	12,03	N/A	N/A	N/A	N/A
WLTP	23,25	79,53	7,90	N/A	N/A	27,10	8,68	N/A	N/A
Ciclo EPA									
Ciudad	17,77	67,00	9,38	0,26	16,20	27,00	8,71	31,00	7,59
Autopista	16,45	67,00	9,38	0,33	20,50	35,00	6,72	42,00	5,60
Combinado	12,80	67,00	9,38	0,29	18,20	30,00	7,84	35,00	6,72

El equivalente de millas por galón de gasolina MPGGe se basa en el contenido energético de la gasolina. La energía que se puede obtener al quemar un galón estadounidense de gasolina es de 33,70 kWh (Liu et al., 2020). El MPGGe se determina convirtiendo el consumo del vehículo por unidad de distancia y se usa para vehículos con combustibles alternativos como kg_{H₂} para vehículos de hidrógeno. Este se calcula según la expresión 7.

$$MPGGe = \frac{\text{distancia conducida en millas} \cdot \text{energía de un galon de gasolina}}{\text{total energía del combustible consumido}} \quad (7)$$

El factor densidad energética del hidrógeno se obtiene de la relación entre la energía en un GGe y el contenido de energía de un kg de hidrógeno en un GGe, expresión 8.

$$GGe_{H_2} = \frac{33,70 \text{ kWh/GGe}}{33,33 \text{ kWh/kg}} = 1,011 \frac{\text{kg}_{H_2}}{\text{GGe}} \quad (8)$$

Para calcular el consumo de hidrógeno de un vehículo de pila de combustible se divide el consumo a lo largo del ciclo entre la distancia recorrida, expresión 9

$$\frac{gr_{H_2}}{\text{km}} = \frac{GGe_{H_2} \cdot 1000}{MPGGe \cdot 1,609} \quad (9)$$

En la figura 14 se muestra el promedio del consumo de los 490 ciclos y su comparación con los ciclos de homologación EPA. En primer lugar, el vehículo de pila de combustible obtiene un promedio superior a los ciclos de homologación estadounidenses.

El consumo del coche eléctrico arrojado por el programa se expresa en kWh/milla, a efectos de análisis, se decide convertir estas unidades a kWh cada 100km. En la figura 14 se aprecia como el promedio del consumo eléctrico de Tenerife es inferior a todos los ciclos de homologación EPA. Esto viene dado por el propio funcionamiento del motor eléctrico junto al sistema de frenado regenerativo que aprovechan las cargas y pendientes de las carreteras para recuperar energía.

El consumo de gasolina y gasoil proporcionado por el programa se expresa en millas por galón estadounidense, este resultado es convertido a litros cada 100 kilómetros. En la gráfica 8 se aprecia como el consumo del promedio de los ciclos de Tenerife se encuentran entre el ciclo combinado y el de autopista. Se puede entender con esto que la representación de las vías a través de los datos tomados incorpora tramos tanto en ciudad como en autopista que hace que se acerque los resultados a los estimados por el ciclo de homologación del combinado.

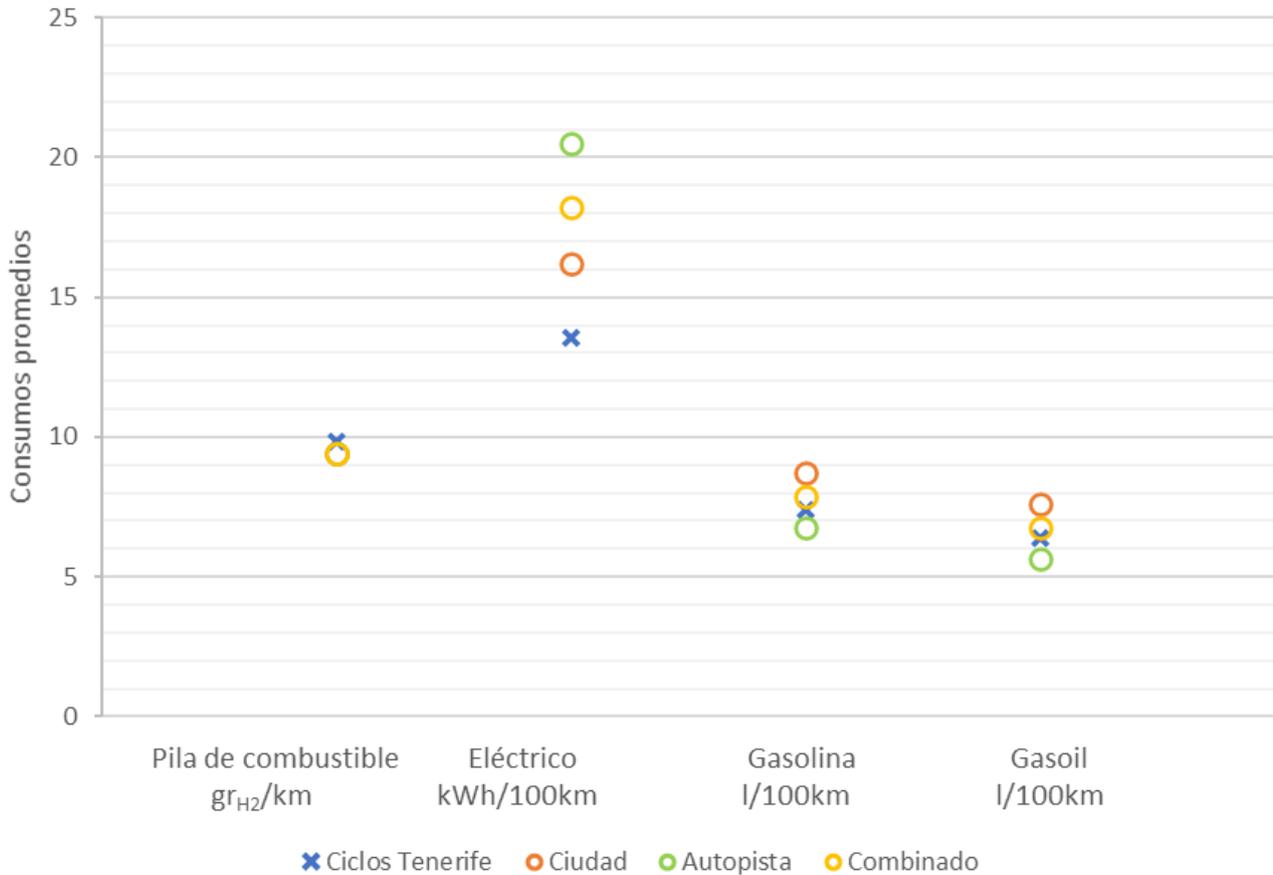


Figura 14. Consumos promedio por tecnología en comparación a los ciclos de homologación EPA.

Al comparar los consumos promedio obtenidos con los ciclos de homologación EPA de ciudad, autopista y combinado, se ha determinado que en vehículos de pila de combustible el resultado obtenido es ligeramente superior al indicado por EPA, esto se debe por el propio funcionamiento de la pila de combustible el cual es el principal componente de pérdida de energía del vehículo como se verá más adelante al analizar su funcionamiento.

Por otra parte, el vehículo eléctrico presenta un consumo notablemente menor a los ciclos de homologación, esto puede llegar a significar que el promedio obtenido puede estar fuertemente influenciado por tramos de pendientes y/o frenados que permiten la regeneración eléctrica del vehículo logrando disminuir su consumo total.

Por último, ambos vehículos convencionales muestran un comportamiento similar al estar su promedio entre los ciclos de autopista y combinado. Si se parte

del comportamiento propio de un automóvil de combustión interna, su eficiencia se ve perjudicada a bajas revoluciones al estar alejada de la zona de mayor aprovechamiento del combustible en las curvas de isoconsumo del motor.

Para entender cómo se obtiene el consumo del vehículo de pila de combustible se ha explicado a continuación los resultados obtenidos de uno de los 490 ciclos tomados simulando al Toyota Mirai a modo de ejemplo. En las figuras 15 y 16 se muestran la velocidad del vehículo en cada segundo y su pendiente en carretera. A partir de esta se derivan las siguientes 8 gráficas que arroja la hoja de cálculo FASTSim referidas al propio funcionamiento del vehículo.

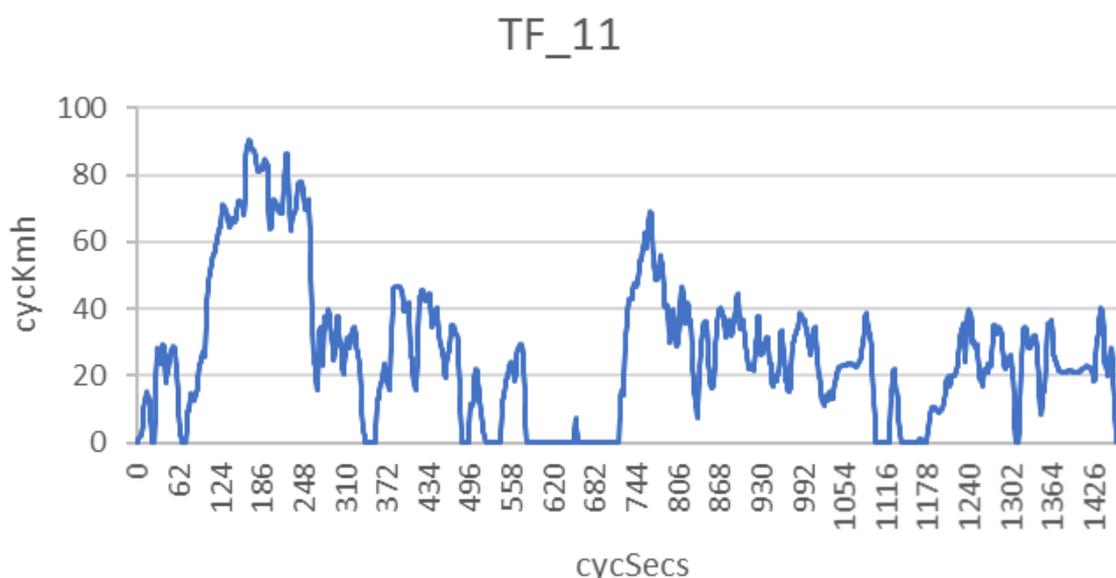


Figura 15. Velocidad instantánea del vehículo.

En la figura 17 se muestran 3 líneas, donde la azul se corresponde a la velocidad alcanzada durante la toma de datos del ciclo, la verde la alcanzada por el vehículo al simularse en el ciclo y en negro el estado de carga de la batería. Se puede apreciar como la curva verde y azul se solapan en toda la extensión de los datos, lo que se interpreta como que el vehículo simulado es capaz de desarrollar la potencia suficiente para realizar todo el ciclo. Si esto no fuera posible estas dos curvas no se solaparían en todos sus puntos, lo que daría lugar a un ciclo inválido.

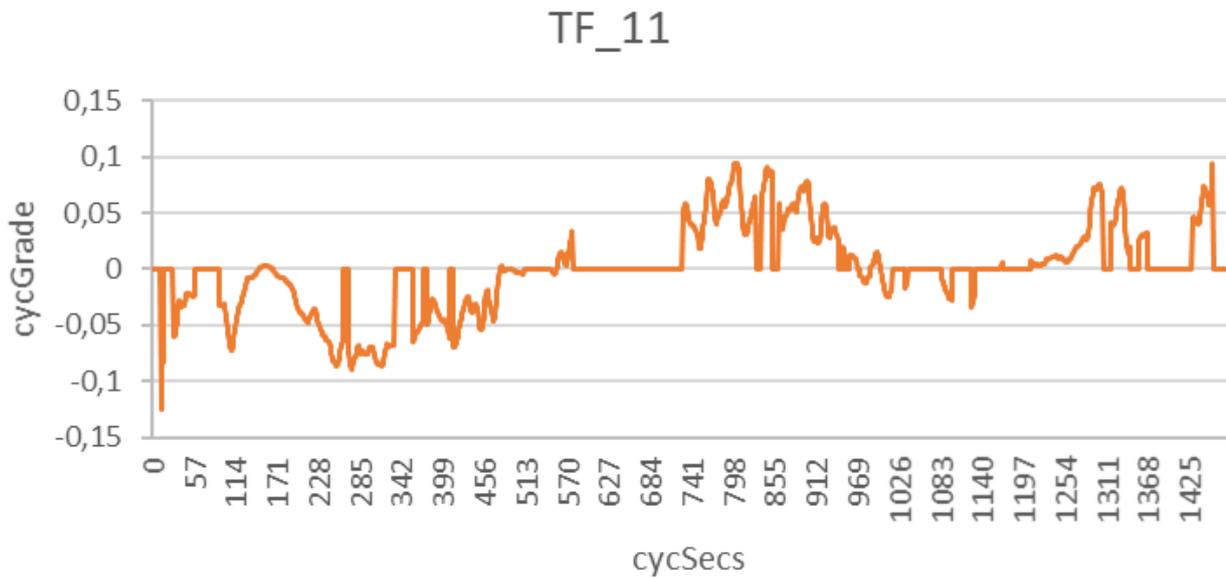


Figura 16. Pendiente instantánea de la carretera por la que circula vehículo.

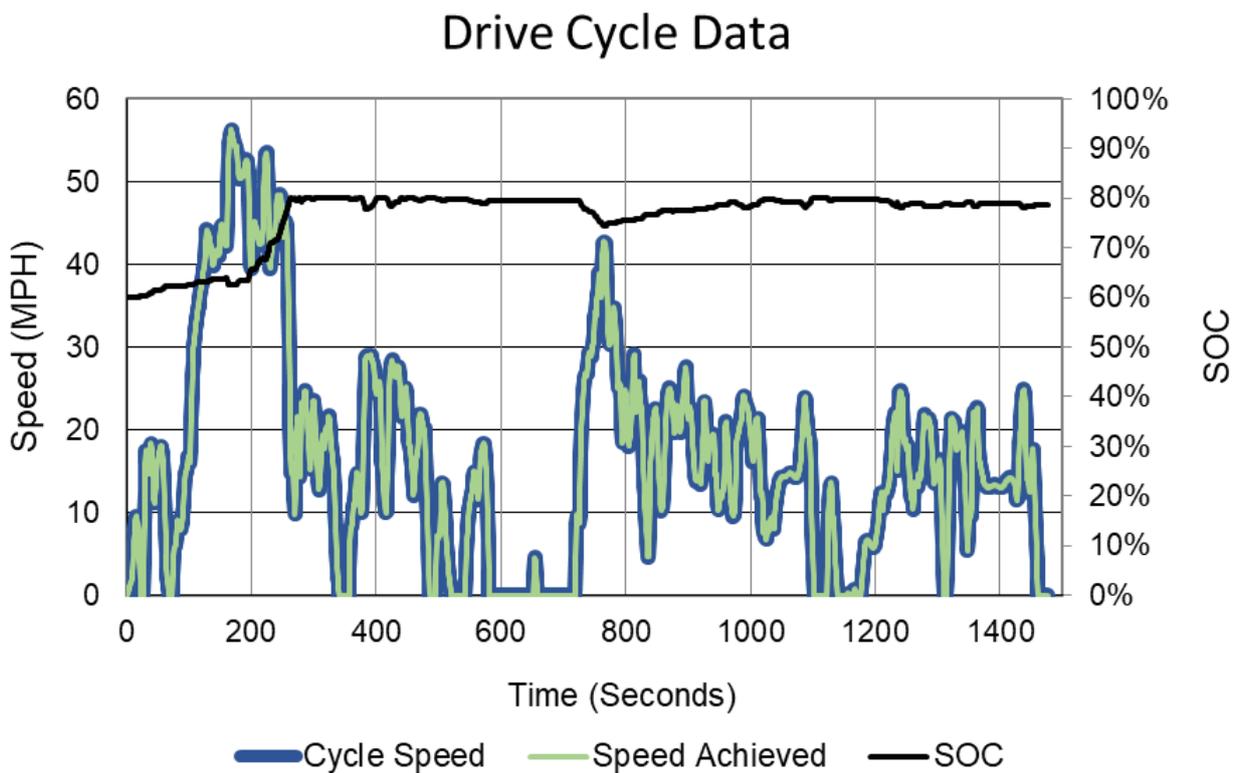


Figura 17. Datos del ciclo de conducción en función de la velocidad y el estado de carga.

Con respecto al estado de carga de la batería (State of Charge SOC), se aprecia como al momento de aumentar la velocidad y entrar en trabajo la batería disminuye la curva SOC pero luego vuelve a aumentar gracias a los mecanismos de recuperación de energía.

En la figura 18 se muestra la eficiencia de la pila de combustible segundo a segundo. En los momentos de mayor velocidad donde el stack debe entregar más corriente al motor la eficiencia se encuentra cercana a un valor del 60% entrando dentro de los valores esperables (40% a 60%) (İnci, Büyük, Demir, & İlbey, 2021). Los valores bajos de rendimiento corresponden a estados transitorios entre el pleno y el mínimo funcionamiento donde entra en juego la batería auxiliar que tiene un alto rango dinámico.

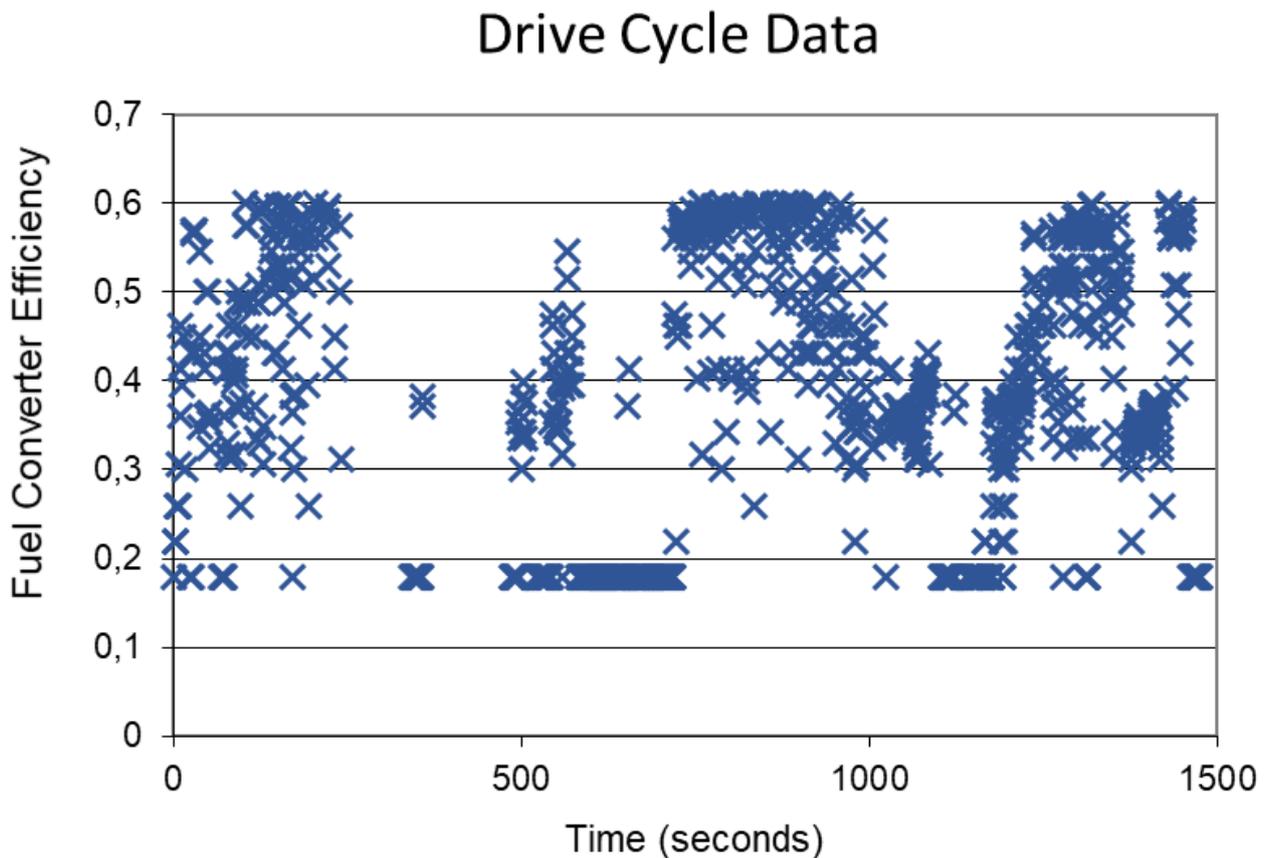


Figura 18. Datos del ciclo de conducción en función de la eficiencia de la pila de combustible.

En la figura 19 se aprecia la eficiencia del motor eléctrico, donde destacan dos valores claramente diferenciados sin transitorios, uno alrededor de 90% y otro

en 0%. Esto se debe a las características propias del motor eléctrico la cual permite trabajar a altas eficiencias en un rango amplio de operación, mientras que la eficiencia cero va referido a los instantes donde el motor no está otorgando potencia a las ruedas. Los valores obtenidos se encuentran dentro de los valores esperados, entre un 85 y 95% en su funcionamiento, junto a un 0% al estar detenido o sin solicitarse.

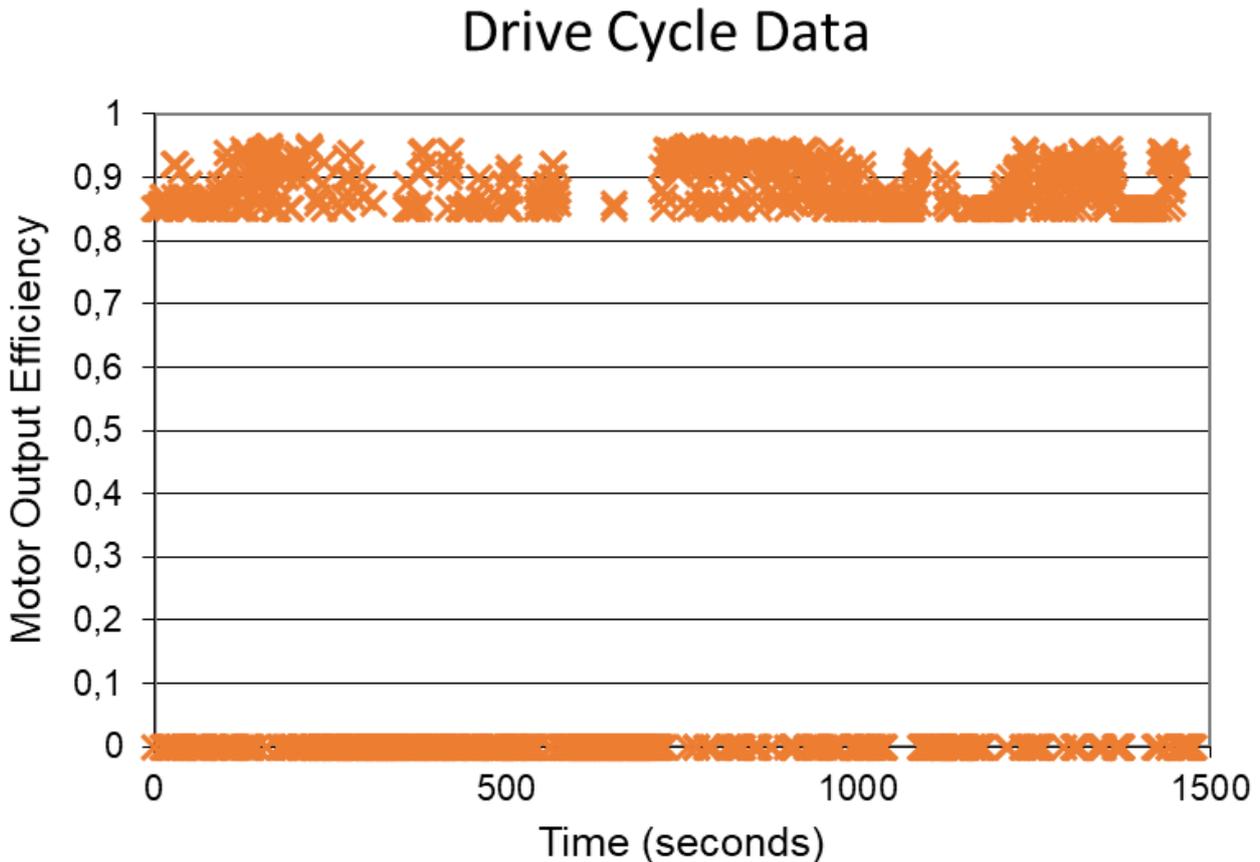


Figura 19. Datos del ciclo de conducción en función de la eficiencia de motor eléctrico.

En la figura 20 se muestra el Depth of Discharge (DOD), cuyo valor indica el porcentaje de batería que se ha descargado en relación con la capacidad total de energía. En esta se puede apreciar que el pico de mayor DOD coincide con los segundos de mayor velocidad y de requerimiento de potencia del vehículo, por lo tanto, este es el instante donde más porcentaje de batería se consume debido a la alta demanda de potencia solicitada por el conductor.

Drive Cycle Data

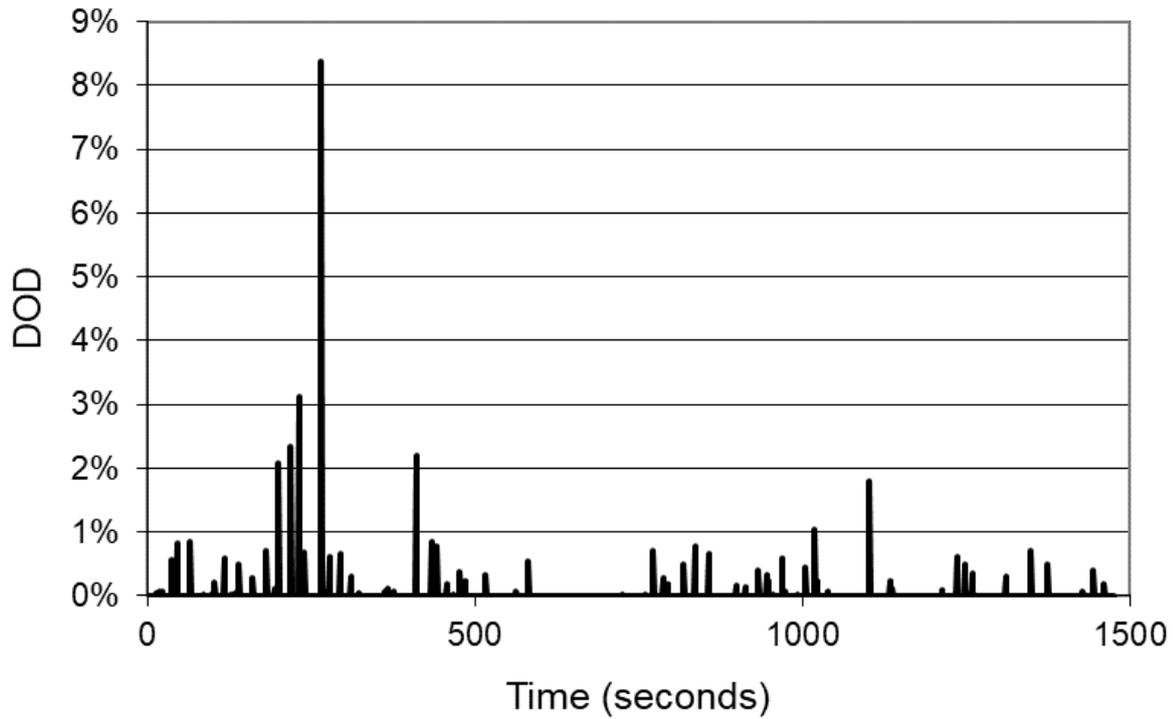


Figura 20. Datos del ciclo de conducción en función del DOD.

ESS Strategy

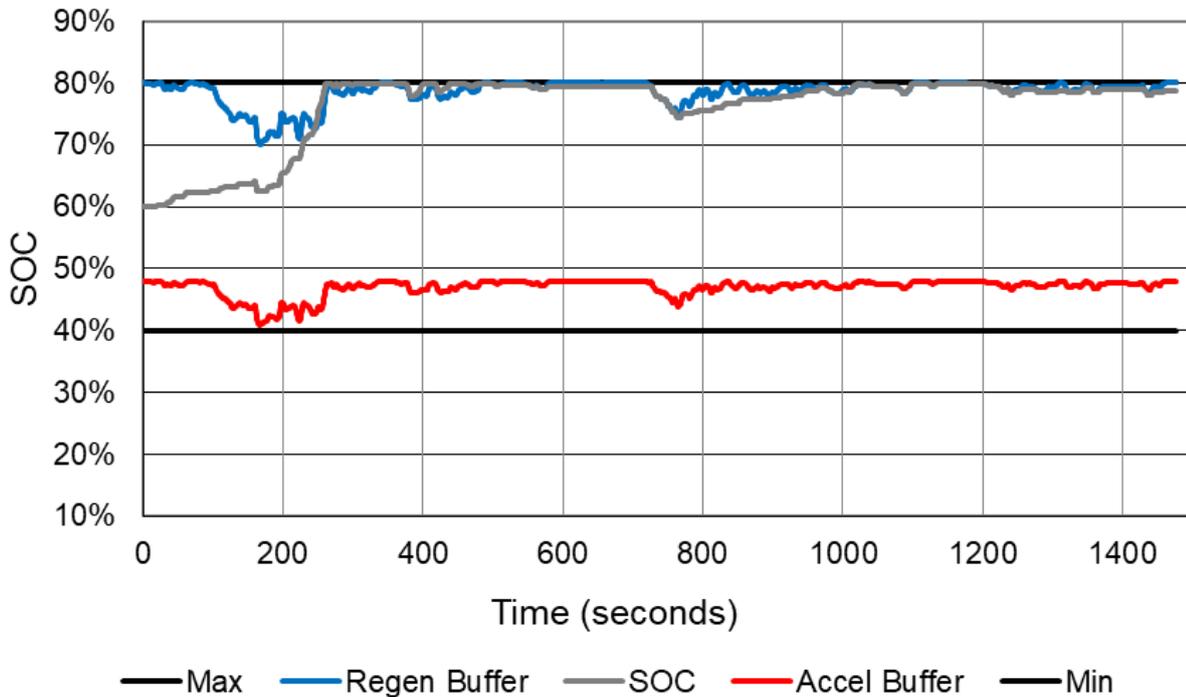


Figura 21. Datos del ciclo de conducción en función del SOC.

En la figura 21 se muestra el Energy Storage System (ESS), el cual va regido por los límites de entre 40 y 80% impuestos como estrategia de gestión de energía por parte del programa. El nivel superior del SOC, denominado “Regenerative buffer” (buffer regenerativo) mantiene un espacio disponible para el frenado regenerativo basado en la velocidad; y el límite inferior de SOC, el “Acceleration buffer” (buffer de aceleración) que asegura un mínimo de energía de la batería para acelerar a menores velocidades.

Cuando el SOC alcanza el límite de búfer de regeneración, el Energy Management System EMS prioriza el uso de la batería al acelerar para descargarla y aumentar su capacidad de obtener energía con frenado regenerativo. En consecuencia, cuando el SOC alcanza el límite de buffer de aceleración, el EMS evita el uso excesivo de la batería para acelerar priorizando el uso de la pila de combustible y, por lo tanto, reduciendo el agotamiento de la batería.

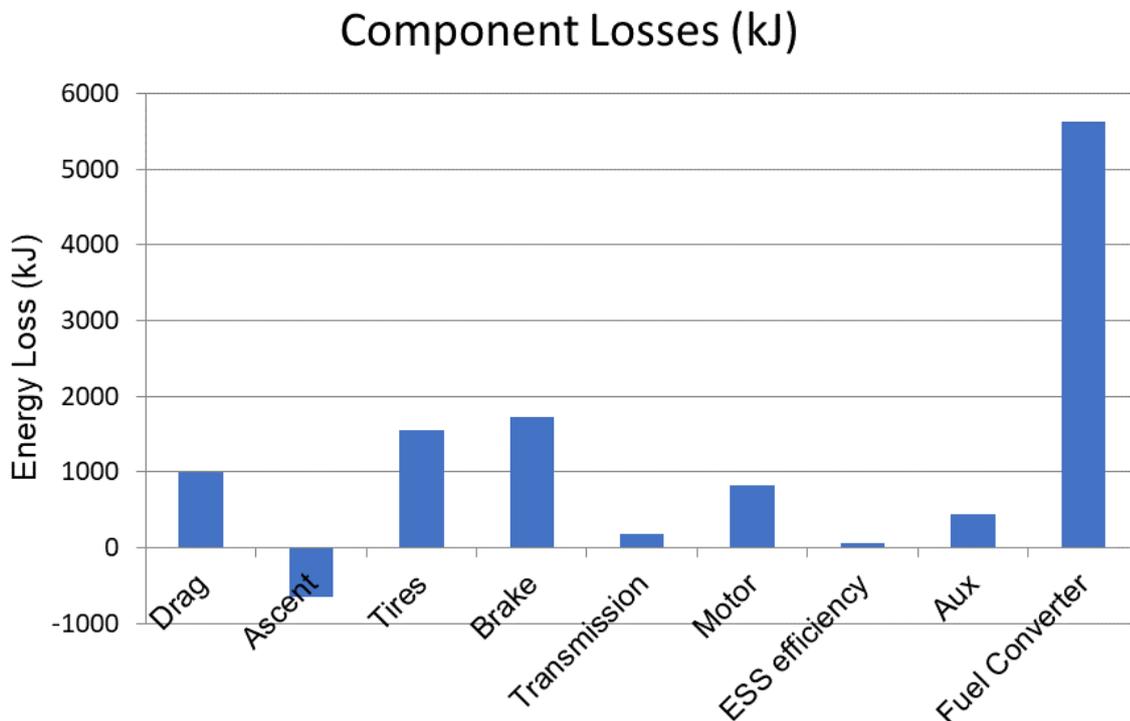


Figura 22. Principales pérdidas energéticas de componentes en el vehículo.

En la figura 22 se muestra las pérdidas de energía en kJ por arrastre, fricción en los neumáticos y frenos, transmisión, motor eléctrico, almacenamiento energético, auxiliares y el convertidor de combustible o pila de combustible. El valor de pérdidas por ascenso resulta negativo para este ciclo ya que la ruta tomada presenta mayores tramos en bajada que de subida, por ello su valor negativo.

Además, se puede apreciar como claramente la pila de combustible es el componente que genera mayor cantidad de pérdidas de energía debido a la complejidad de su sistema y los componentes que lo componen como el compresor de hidrógeno, el compresor de aire o el propio sistema de refrigeración de las celdas.

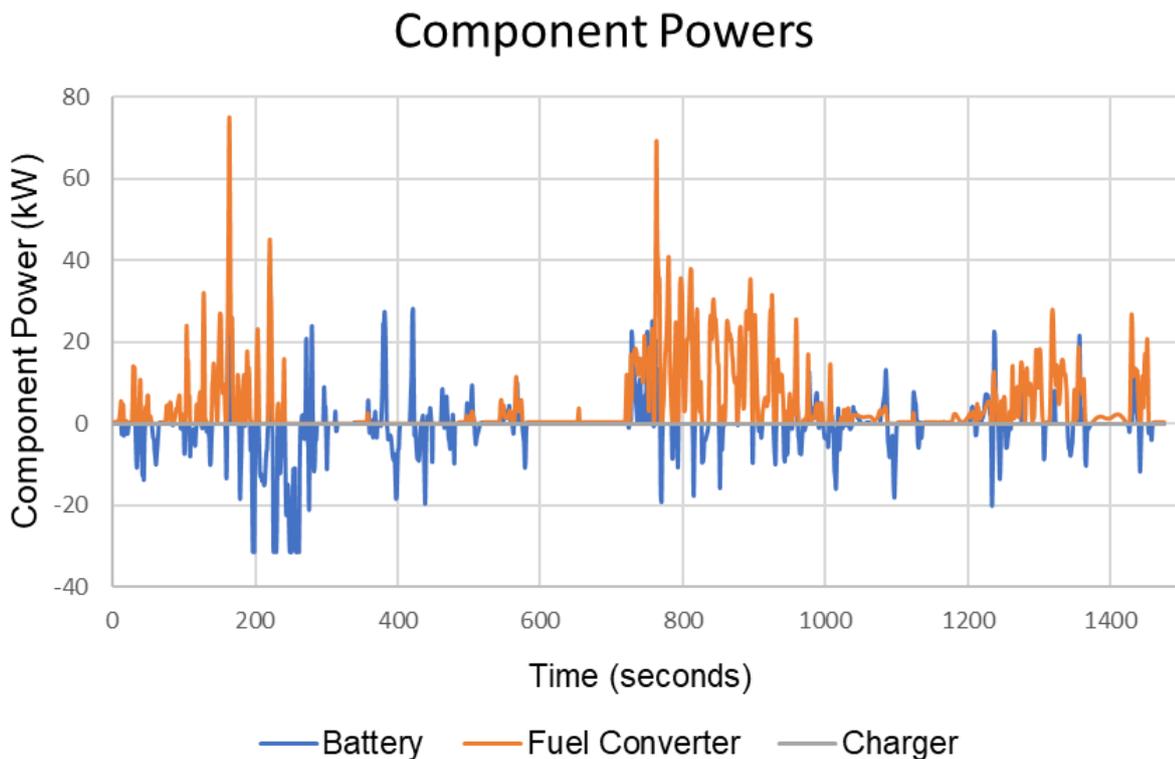


Figura 23. Potencia entregada por la batería y la pila de combustible.

Por último, en la figura 23 se tiene la potencia entregada por cada componente a lo largo del ciclo. En azul se presenta la entregada por la batería, en rojo por la pila de combustible y en verde por el cargador que es cero en este caso. Se puede apreciar como en los momentos de mayor exigencia, es la pila de combustible la que provee de potencia al motor.

Además, se aprecia la estrategia del ESS, el cual gestiona la potencia al motor para mantenerse en el rango entre 20% y 80% de SOC para aprovechar la frenada regenerativa y distribuir los momentos de utilización de la batería o la pila de combustible según sea necesario para lograr eficiencias más altas.

Este comportamiento energético de los componentes sigue el funcionamiento mostrado en la figura 24, correspondiente a la estrategia de gestión energética del Toyota Mirai. En la misma se indica que en el arranque es la batería la que suministra corriente al motor, en plena conducción es la pila de combustible la encargada de abastecer al motor, en la aceleración o momentos de mayor demanda de potencia tanto la batería como la pila de combustible aportan corriente eléctrica; y por último en frenadas y desaceleraciones se aprovecha la energía cinética para transformarla en energía eléctrica y almacenarla en la batería.

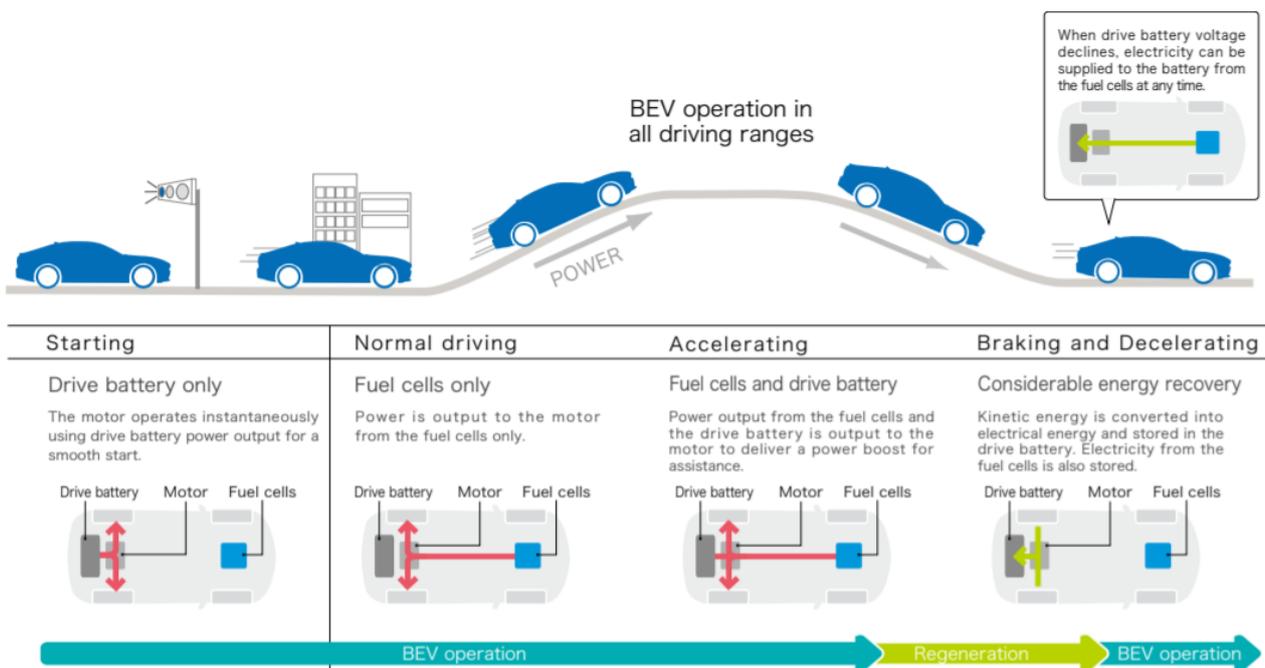


Figura 24. Estrategia de gestión energética del Toyota Mirai (Toyota, 2020).

Este sistema de recuperación y gestión de energía se encuentra también en los vehículos eléctricos o híbridos, con la diferencia que no existe una aportación externa de energía, sino que el 100% proviene de la batería de potencia o en caso de vehículos híbridos con motores de combustión interna es este último el encargado de cumplir la función de la pila de combustible de la figura 24.

Todo esto trae como consecuencia que el conjunto alcance eficiencias más altas al no intervenir exclusivamente una pila de combustible o un motor convencional que por sí solos tienen eficiencias muy inferiores al 90%.

Este sistema de recuperación y gestión de energía se encuentra también en los vehículos eléctricos o híbridos, con la diferencia que no existe una aportación externa de energía, sino que el 100% proviene de la batería de potencia o en caso de vehículos híbridos con motores de combustión interna es este último el encargado de cumplir la función de la pila de combustible de la figura 24.

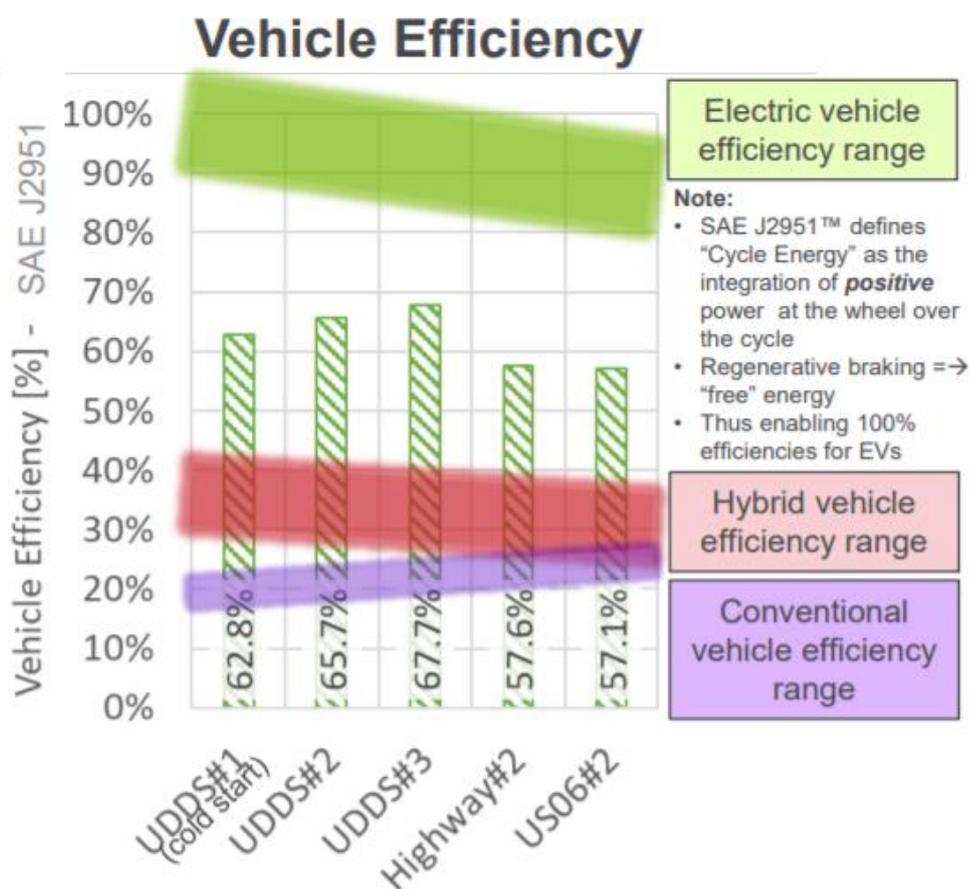


Figura 25. Comparación de eficiencia de vehículos de pila de combustible respecto a otras tecnologías en ciclos de homologación EPA (Technology assessment of A fuel cell vehicle, 2018).

Todo esto trae como consecuencia que el conjunto alcance eficiencias más altas al no intervenir exclusivamente una pila de combustible o un motor convencional que por sí solos tienen eficiencias muy inferiores al 90%.

La demanda de carga más alta disminuye notablemente la eficiencia del sistema de celdas de combustible, (menor eficiencia de la pila de combustible y alta demanda de potencia del compresor de hidrógeno). Por tanto, el sistema de pila de combustible es más eficiente con demandas de carga baja (Oldenbroek, Wijtzes, Blok, & van Wijk, Ad J. M., 2021).

El comportamiento del consumo del vehículo de pila de combustible respecto a los ciclos de homologación, demuestran que las cargas de los ciclos de Tenerife suponen un ligero mayor consumo de hidrógeno que los representados en los ciclos de homologación EPA.

En la figura 25 se muestra una comparación de vehículos de pila de combustible respecto a otras tecnologías en ciclos de homologación EPA. Se puede apreciar como la eficiencia de los vehículos eléctricos está estrechamente relacionada con su motor eléctrico que, juntos a sus auxiliares, funciona con pocas pérdidas de energía y lo lleva a obtener valores de alrededor del 90%.

Seguido de los eléctricos, se encuentran los coches híbridos, de los cuales solamente se ha tomado en cuenta en este estudio los FCEV. Estos alcanzan eficiencias alrededor del 60%, a pesar de utilizar un motor eléctrico y es que las pérdidas relacionadas al funcionamiento de la pila de combustible ocasionan una disminución importante. Por último, se tiene los vehículos convencionales de combustión interna que logran valores de eficiencia entre los 20-30% en un ciclo Otto y superiores al 30% en vehículos de ciclo Diesel.

4.2. ESTIMACIÓN DE EMISIONES

Las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno a partir de electricidad dependen de cómo se produce dicha electricidad. Por ello, es fundamental estudiar la generación eléctrica en Tenerife y las emisiones en las centrales térmicas en los años claves propuestos.

4.2.1. Centrales térmicas

En la figura 26 se muestran los resultados obtenidos referentes a la participación de cada grupo de las centrales térmicas en Tenerife para el año 2019 por cada kWh producido por la generación convencional. En verde se aprecia las

emisiones por la extracción, refinamiento y transporte en la producción de los combustibles pesados usados (fueloil y gasoil). La simulación de este proceso se ha realizado con los valores que trae el programa GREET por defecto, que estima la cadena de procesos de extracción realizado en Estados Unidos.

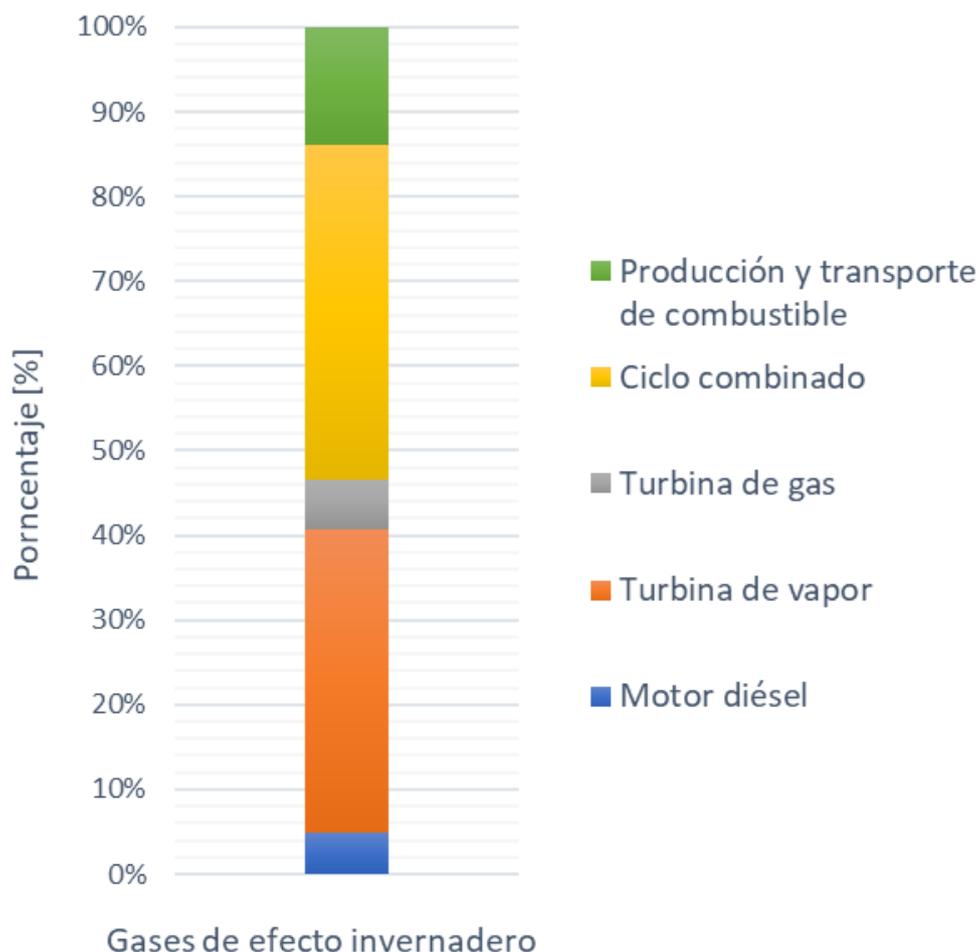


Figura 26. Emisiones de gases de efecto invernadero en las centrales térmicas correspondientes al año 2019.

Los resultados de las emisiones de gases de efecto invernadero tienen en cuenta el GWP de las emisiones de CO₂, CH₄ y el N₂O para obtener así el CO_{2eq} generado. En esta columna se aprecia como la contribución de las emisiones procedentes de la producción de los combustibles usados en las centrales térmicas no supera el 14% de las totales hasta el instante de operación del motor térmico.

Sin embargo, estos combustibles no son producidos en la isla, por lo que si solo se tomara en cuenta el CO_{2eq} emitido en Tenerife se tendría que los grupos que más contaminarían actualmente con un 46% de las emisiones generadas son el ciclo combinado y con 42% la turbina de vapor, mientras que los motores Diesel y la turbina de gas son las que menos contaminan con un 6% y 7% de participación respectivamente.

En la figura 26 se muestra la participación de las emisiones en las centrales térmicas tomando en cuenta las correspondientes a la extracción del combustible fósil usado por cada kWh generado. Se aprecia como las tecnologías de ciclo combinado y la turbina de vapor son las tecnologías que más contaminan debido a que son las que más generan electricidad por cada kWh producido en la central, siendo su participación de un 39% y 36% respectivamente en las emisiones.

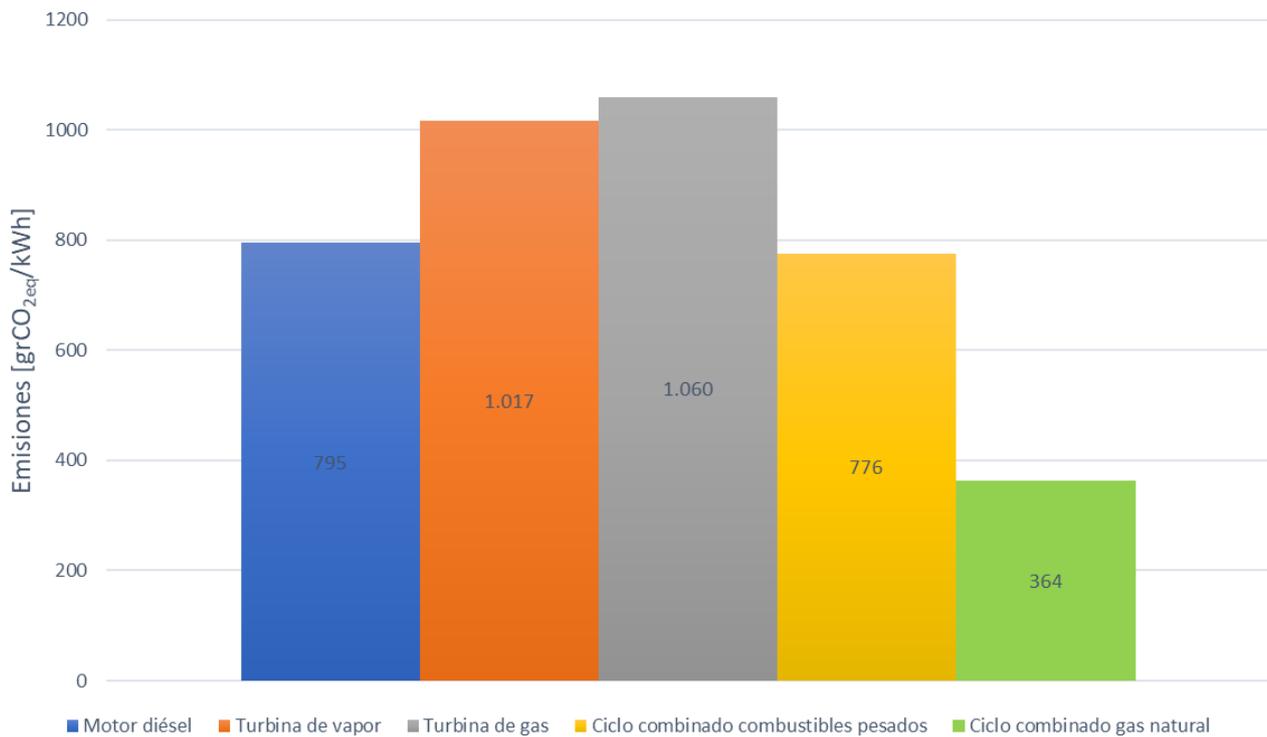


Figura 27. Emisiones en las centrales térmicas correspondientes al año 2019 por grupo de generación.

Los valores mostrados en la figura 27 son referidos a los gases de efecto invernadero por cada kWh producido por grupo siendo la turbina de gas la más

contaminante con 1.060 gr/kWh generado, seguido de la turbina de vapor con 1.017 gr/kWh, los motores diésel con 795 gr/kWh, y por último los ciclos combinados usando combustibles pesados y gas natural con 776 gr/kWh y 364 gr/kWh respectivamente.

El resultado de la disminución a la mitad de la participación de las centrales junto al uso de gas natural en el ciclo combinado se muestra en la figura 28 al disminuir las emisiones de 778 gr/kWh en 2019 a 379 gr/kWh en 2030 y 0 gr/kWh para 2040 siguiendo los objetivos del gobierno de canarias para lograr la descarbonización del sistema eléctrico.

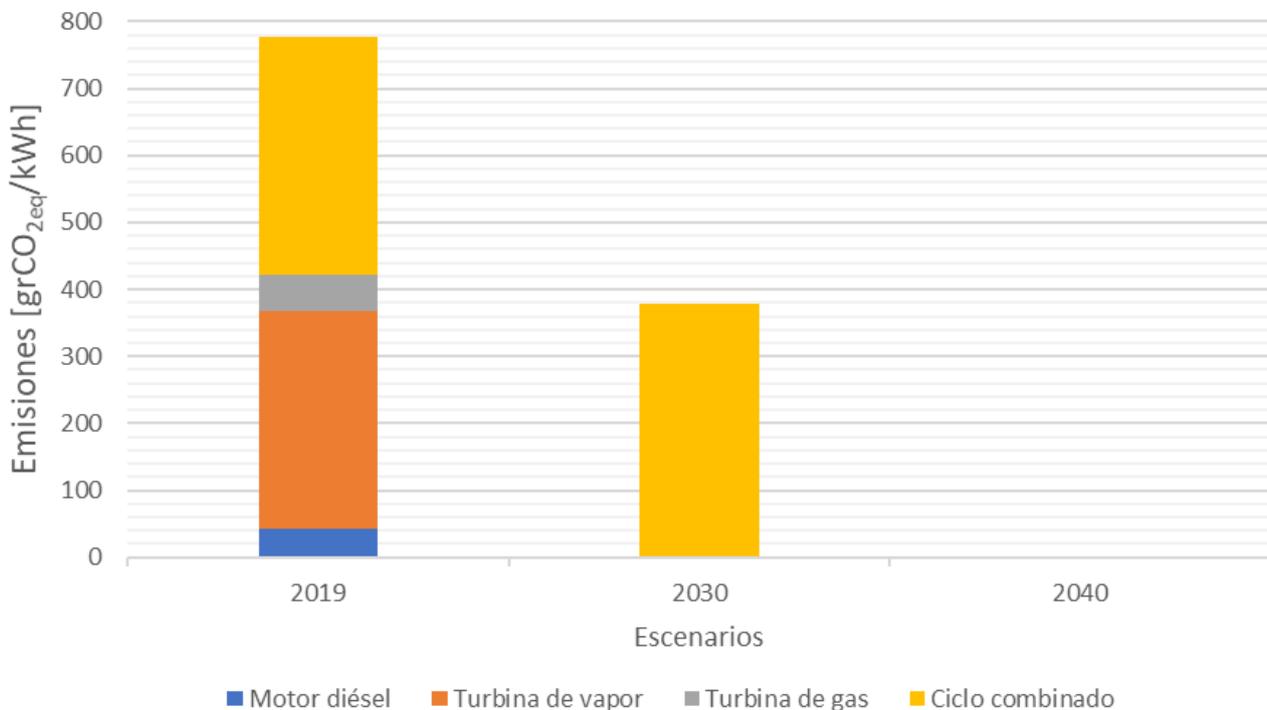


Figura 28. Evolución de emisiones en las centrales térmicas por año.

4.2.2. Generación eléctrica en Tenerife

Para estimar las emisiones de GEI en la generación eléctrica en Tenerife se debe tomar en cuenta los porcentajes de participación de las centrales térmicas y la generación renovable, así como las pérdidas en el transporte de electricidad, como se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Emisiones en la generación eléctrica en Tenerife.

Emisiones [gr/kWh]	2019	2030	2040
Generación eléctrica convencional			
Centrales térmicas	778	379	-
Producción y transporte de combustible	126	49	-
Totales	904	428	-
Transmisión eléctrica			
Participación convencional en la generación	81,2%	40,6%	0,0%
Eficiencia en el transporte	92,8%	92,8%	92,8%
Generación eléctrica convencional más fuentes renovables			
Convencional más renovables	792	187	-
Convencional más renovables sin la producción y transporte del combustible	681	166	-

Se puede apreciar en la figura 29 una disminución de las emisiones desde un 792 gr/kWh en el 2019, pasando por 187 gr/kWh y así llegar a 0 gr/kWh para el 2040. Cabe señalar que el programa asume que la generación a partir de fuentes renovables no emite ningún gas de efecto invernadero.

Tomando en cuenta los factores de emisión obtenidos junto a la demanda energética que se abastecerá por la red a lo largo de cada año de estudio se pueden estimar las emisiones acumuladas anualmente, los resultados se muestran en la tabla 20. Si se toma como referencia al año 2019, para el año 2030 se pueden dejar de emitir aproximadamente 2,2 de Mton CO_{2eq} y para 2040 unas 2,5 Mton CO_{2eq}.

Aunque se espera un aumento de la energía eléctrica final consumida, la demanda energética mostrada en la tabla 20 hace alusión a la cubierta por la generación centralizada sin incluir la cubierta por el autoconsumo y almacenamiento.

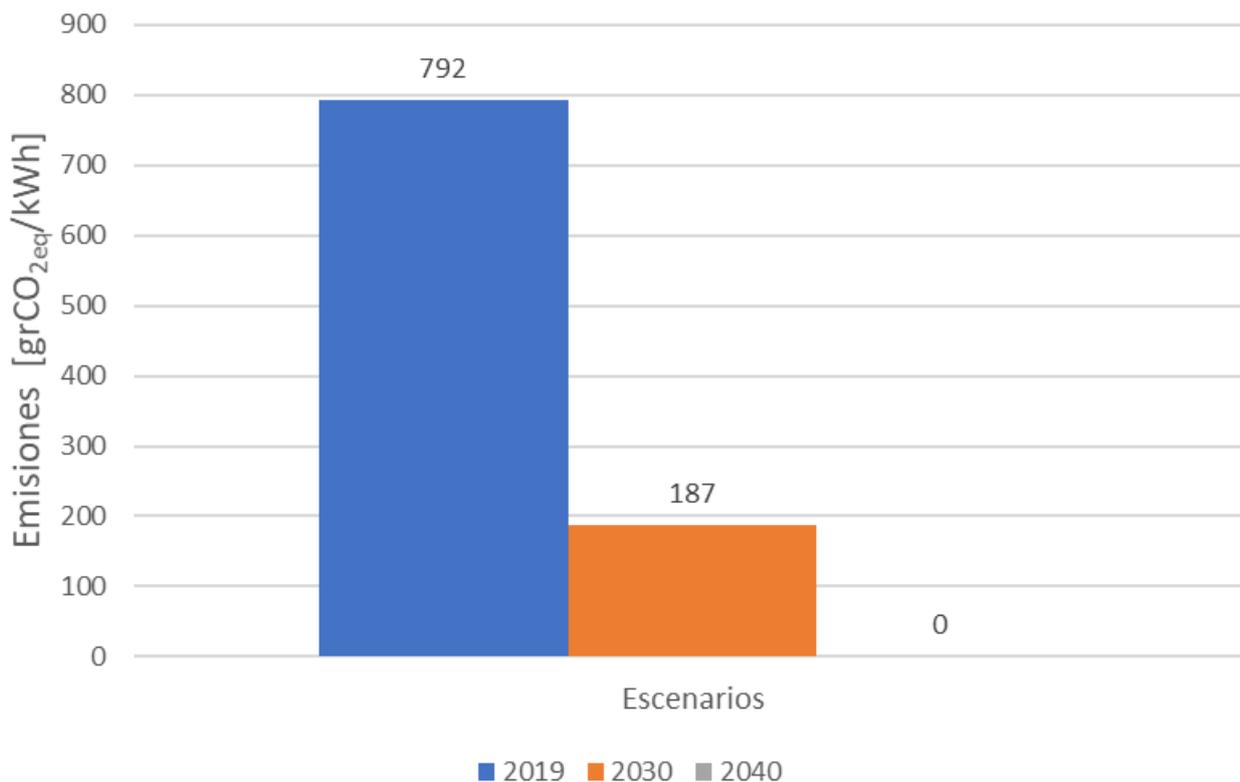


Figura 29. Evolución de emisiones en la generación eléctrica por año.

El Anuario Energético de Canarias 2019 estima un total anual de 2.063.910 ton CO_{2eq} en las centrales térmicas de Tenerife a partir de la combustión de fueloil y gasóleo (Valbuena Alonso, 2020). Los valores mostrados en la tabla 20 toman en cuenta además de la operación de los equipos, el proceso de producción y transporte de los combustibles hasta la isla.

Tabla 20. Emisiones acumuladas por año en la generación eléctrica en Tenerife.

	2019	2030	2040
Demanda energética [GWh/año]	3.547	3.130	2.835
Generación en centrales térmicas	81,2%	40,6%	0,0%
Eficiencia en el transporte	92,8%	92,8%	92,8%
Producción no renovable [GWh]	3.105	1.370	-
Emisiones de generación [gr/kWh]	792	187	-
Emisiones acumuladas [ton]	2.115.323	227.523	-

Si solo tomará en cuenta las emisiones generadas en la central térmica se tuvieran que tomar el valor de emisión de generación de 681 gr/kWh mostrado en la tabla 20 Con ello se alcanza unas emisiones acumuladas de 2.115.323 ton CO_{2eq}, siendo este valor muy cercano al estimado por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial.

4.2.3. Emisiones de los sistemas basados en pilas de combustible

En la evaluación de las distintas opciones de sistemas de propulsión de combustibles alternativos es necesario llevar a cabo un análisis completo del ciclo de vida del combustible, llamado análisis del “pozo a las ruedas” (Well-to-Wheels). Este incluye solamente el ciclo del combustible, es decir, no toma en cuenta el ciclo de vida de la fabricación del vehículo ni de la construcción/desmantelamiento de la infraestructura necesaria.

En este análisis se utiliza el consumo de energía y las emisiones asociadas con la producción, distribución y transporte del combustible hasta el tanque del vehículo (o análisis del pozo al tanque “Well-to-Tank) y el consumo de energía y emisiones asociados al funcionamiento del vehículo (o análisis del tanque a la rueda “Tank-to-Wheel”).

En lo que se refiere a los combustibles y vehículos convencionales, los avances en distintas tecnologías que permiten mejorar la eficiencia energética y la reducción de los gases de efecto invernadero no serán tomados en cuenta por el alcance de este trabajo en los escenarios a futuro.

Well-to-Tank

En la figura 30 se muestra las emisiones WTT en el proceso de obtención del hidrógeno hasta su repostaje en la hidrogeneras. En ella se puede apreciar como en el escenario 2019 se obtiene unas emisiones aproximadas de 38 kgCO_{2eq}/kgH₂, donde el 94,7% provienen exclusivamente de su producción, el 1,3% van referidas al transporte desde la planta central a la hidrogeneras por camiones a gasoil y el 4% referido al consumo eléctrico de la red de la propia hidrogenera.

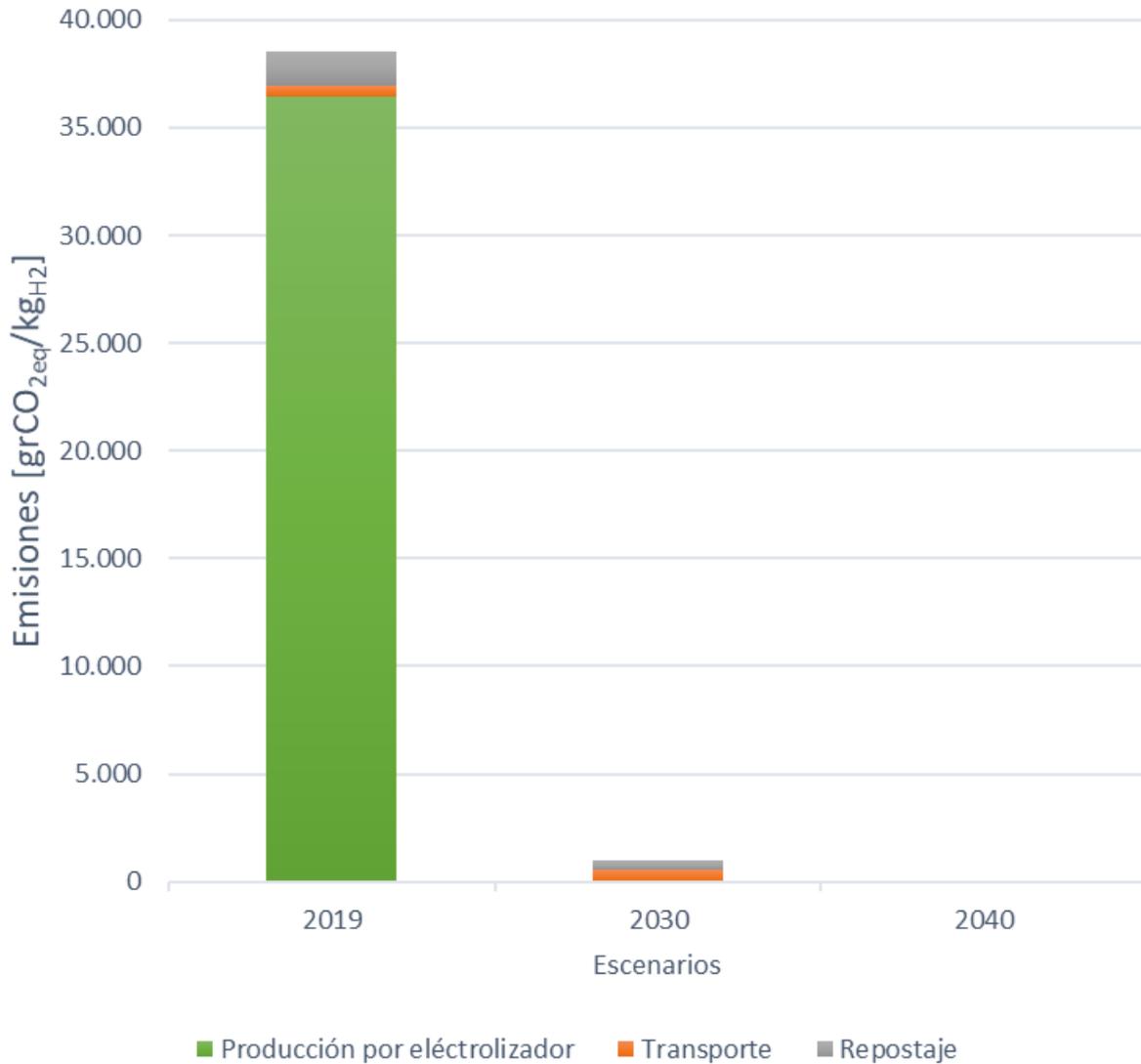


Figura 30. Emisiones WTT en la generación de hidrógeno por electrolisis.

Los valores de emisiones tan altos en la obtención del hidrógeno vienen dados principalmente por los 792 grCO_{2eq}/kWh de la producción eléctrica en centrales térmicas. Además, el consumo eléctrico de un electrolizador es muy elevado, con valores cercanos a los 50 kWh/kgH₂ (Torrell Faro, Montero Díaz, & Lara Casanova, 2021).

Este escenario hace referencia a la actual situación energética de la isla, la cual hace completamente inviable la producción de hidrógeno con electrolizadores, pero sirve de referencia en el estudio de su potencial en escenarios donde la fuente de generación eléctrica provenga de los vertidos renovables.

Por otra parte, si esa generación eléctrica para fines de producción eléctrica se basa en vertidos de energías de fuentes renovables, se pueden disminuir las emisiones a 965 grCO_{2eq}/kg_{H2} para 2030. Las emisiones que derivarán del transporte y distribución del hidrógeno en camiones a gasoil alcanzan un 58,3% del total y el 41,7% restante corresponde a las hidrogeneras que se abastece de energía eléctrica de la red.

La reducción lograda es tan significativa debido a que el proceso de mayor consumo eléctrico, y por ende el potencialmente más contaminante, es la producción por electrolizadores como se observó para el 2019.

En el escenario 2040, se logra descarbonizar por completo la producción de hidrógeno al implementar camiones eléctricos considerados no contaminantes in situ y alcanzando un 100% de generación eléctrica renovable que conlleva un hidrogenera sin emisiones asociadas durante su operación.

Well-to-Wheels

En la gráfica 31 se muestran las emisiones Well-to-Tank, Tank-to-Wheel y Well-to-Wheels (suma de las dos anteriores) de los tres escenarios y las cuatro tecnologías estudiadas en grCO_{2eq}/km. Las emisiones asociadas al vehículo de hidrógeno y el eléctrico se ven mayormente afectados por la transformación del sistema eléctrico y la mayor participación de las fuentes renovables. Al ser las emisiones de estos vehículos durante su funcionamiento cero, el valor WTT coincide con el valor WTW.

El gran consumo de los electrolizadores y las elevadas emisiones de las centrales térmicas explica que el análisis WTT del hidrógeno para el año 2019 se vea tan perjudicado, sin embargo, con la producción del hidrógeno a partir de los vertidos este disminuye un 98% las emisiones para el 2030 y llega a cero en el 2040 tras lograr las emisiones nulas en la red.

La disminución porcentual de las emisiones para el 2030 no es tan significativa para el coche eléctrico, siendo del 77%, lo cual obedece únicamente a lo que se ha logrado descarbonizar la red, es decir, debido a la disminución del 50% de la participación de las centrales térmicas y su cambio al uso únicamente del ciclo

combinado usando gas natural. En 2040 sus emisiones WTW son cero al lograr la descarbonización total de la red y el transporte.

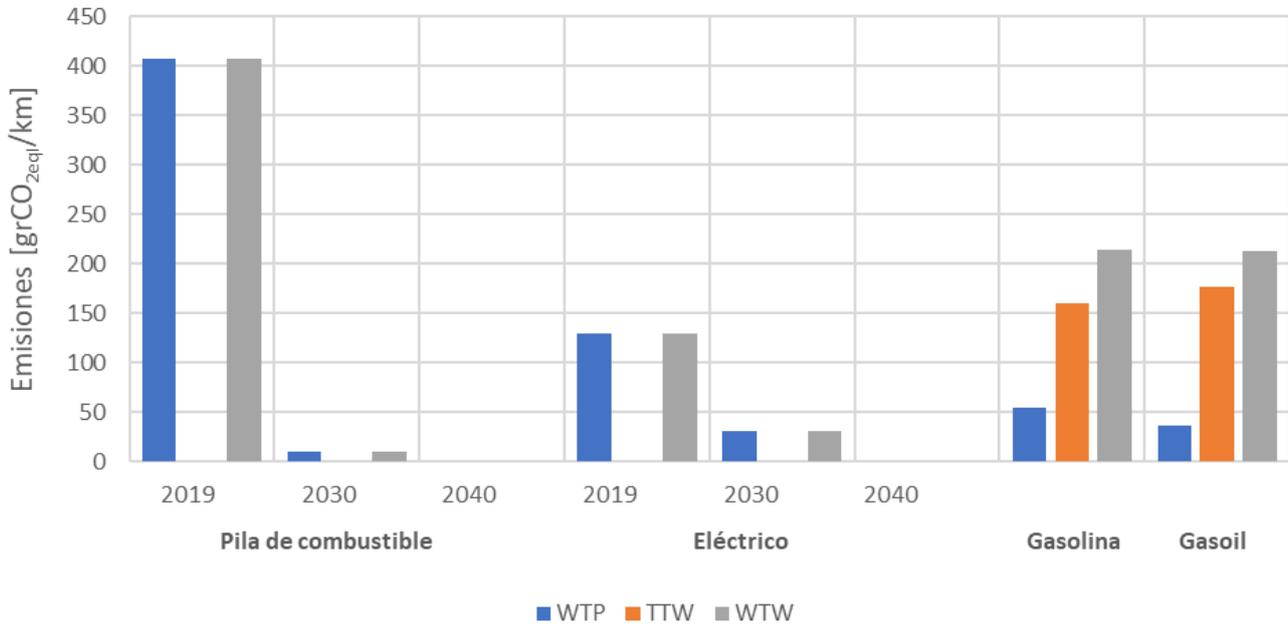


Figura 31. Emisiones WTW de las diferentes tecnologías de vehículos.

Con respecto a los combustibles fósiles, aparecen emisiones WTT debido a la combustión durante el funcionamiento del vehículo alcanzando valores de 159,3 gr/km y 177,3 gr/km para gasolina y gasoil respectivamente. Aunque el WTT del gasoil sea mayor, el análisis WTW completo de ambos son prácticamente iguales, debido a que el proceso de refinamiento de la gasolina emite mayores cantidades de CO_{2eq} llegando a valores de 54,50 grCO_{2eq} /km frente a los 35,80 grCO_{2eq} /km del gasoil.

Si se hace una comparativa por año, el vehículo de pila de combustible para 2019 es el que más contamina, emitiendo aproximadamente el doble que los vehículos por combustibles fósiles. Por otra parte, el vehículo eléctrico como era de esperarse logra reducir sus emisiones por debajo de los vehículos de combustión a pesar de abastecerse de la red con generación predominantemente de centrales térmicas.

Para el año 2030, al pasar la producción del hidrógeno únicamente por vertidos de energías renovables a través de una producción centralizada, permite que el vehículo de pila de combustible sea el que menos emisiones emita, siendo hasta

3 veces menos contaminante que el eléctrico y hasta 23 veces de los vehículos a partir de combustibles fósiles. Por último, en el año 2040 se alcanzaría las cero emisiones WTW para los vehículos eléctricos y de pila de combustibles al alcanzar la descarbonización del sistema.

4.3. ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y CONSUMO EN EL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE TENERIFE

Con la estimación del parque automovilístico se busca mostrar las implicaciones de cada tecnología por su consumo, kilómetros recorridos al día, tipo de vehículo y su repercusión en las emisiones anuales en el parque de vehículos de pasajeros. En la tabla 21 se muestra los consumos por kilómetro según el combustible usado en el vehículo. Hay que señalar que los consumos referentes a los vehículos turismo son los obtenidos a través del programa FASTSim y se encuentran diferenciados de los demás en la fila sombreada.

Tabla 21. Consumo por kilómetro de cada tipo de vehículo.

	Distancia media (km/día)	Consumo por km			
		Gasolina (l/km)	Gasoil (l/km)	Eléctricidad (kWh/km)	H ₂ (kg/km)
Turismo	50	0,074	0,064	0,136	0,0098
Camiones	30	0,300	0,300	1,200	0,0095
Furgonetas	60	0,090	0,090	0,139	0,0110
Autobuses	300	0,450	0,450	1,060	0,0580
Motocicletas	20	0,030	0,030	0,028	0,0012
Tractores	10	0,070	0,070	1,200	0,0110

Al estar fuera del alcance y los objetivos de este trabajo no se han estimados los consumos de los demás tipos vehículos ni de las variantes de vehículos eléctricos existentes, pero se han tomado como referencia las estimaciones hechas por el ITC para poner en contexto el consumo que se puede llegar a alcanzar de combustible fósil, electricidad o hidrógeno.

Si estos consumos se multiplican por la cantidad de coches del parque se obtiene los consumos por tipo de vehículo como se muestra en la figura 32. En las estimaciones del ITC se prevé que para el 2040 no estén en circulación vehículos

convencionales, aunque esta hipótesis a priori no se vaya a cumplir, se realiza a modo de simplificación del modelo ante una previsión de un parque convencional muy reducido en este escenario.

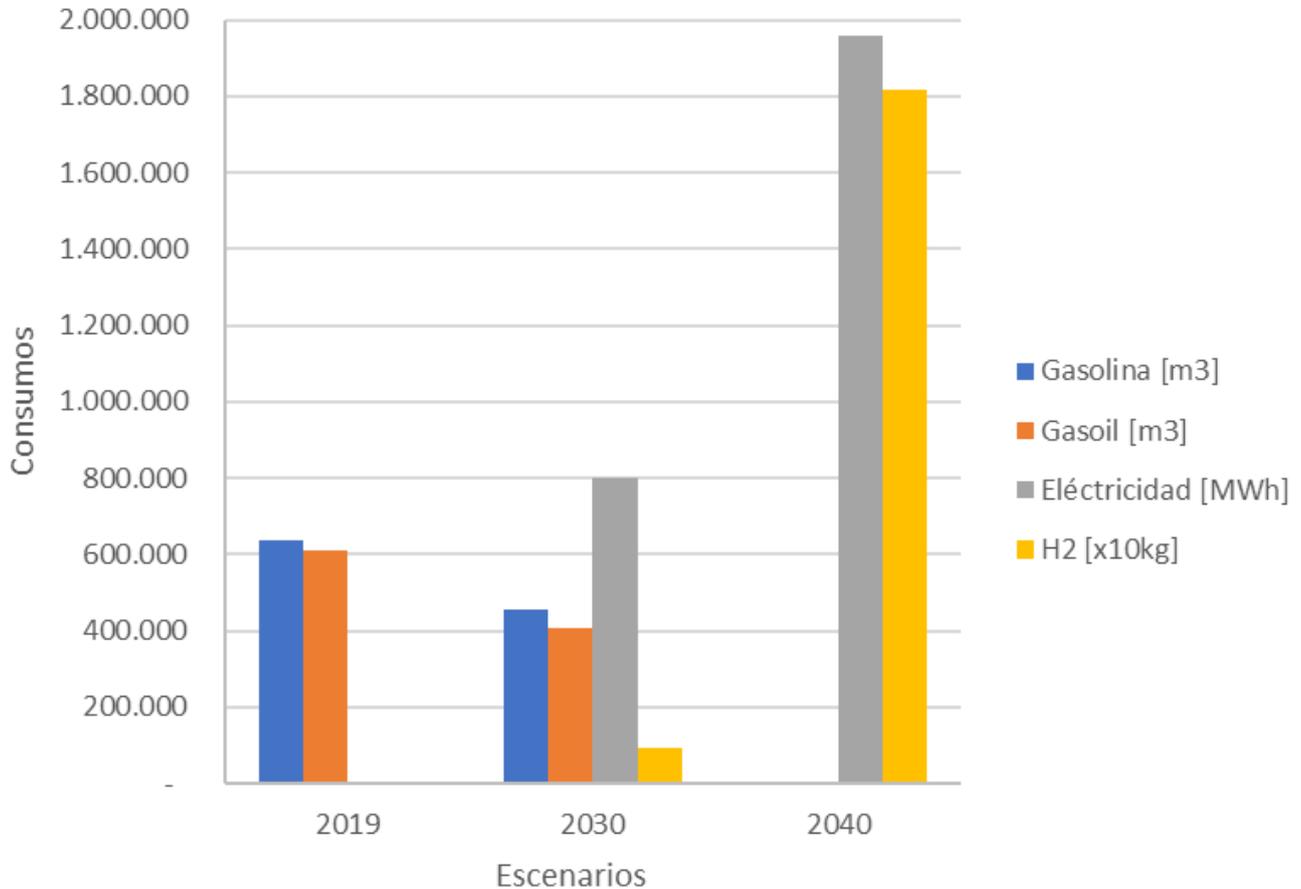


Figura 32. Consumos anuales de todo el parque vehicular.

Resaltando que, en el 2019 el mayor consumidor de gasolina es el vehículo de pasajero con 87,33%, proporción que se mantiene para el 2030, con un 85,48%; y que el mayor consumidor de gasoil en el 2019 son los camiones con un 45,04%, seguido de autobuses, turismos y furgonetas con 20,51%, 18,57% y 15,49% respectivamente, proporciones que se mantienen para el 2030.

La gasolina en los turismos en el 2019 se lleva el 83,01% de los combustibles fósiles usados y en 2030 un 86,18%, siendo por tanto el combustible usado con bastante superioridad en turismos.

Por otra parte, el gasoil es utilizado en el 88,43% de los camiones en el 2019 y 86,48% en 2030, siendo así el combustible usado con superioridad en este tipo

de vehículos. Por otra parte, las furgonetas usan gasoil en el 76,16% de los casos en el 2019 y un 71,16% en el 2030. Por último, los autobuses utilizan en un 99,15% de los casos gasoil como combustible en 2019 y un 98,52% en 2030.

Estos valores evidencian como la electrificación de los vehículos turismo y pesados pueden disminuir el consumo de combustibles fósiles que se traducirán menos en emisiones en los lugares de uso de los vehículos como ciudades y carreteras.

Si se electrifica los vehículos de pasajeros se pueden dejar de consumir aproximadamente 555.000.000 litros de gasolina al año, y si se electrifica vehículos pesados como camiones, autobuses y furgonetas se puede dejar de consumir unos 495.000.000 litros de gasoil al año.

Como se ha indicado antes, la electrificación del parque no es igual a la disminución de las emisiones, este esfuerzo debe venir acompañado con la transformación de la generación eléctrica a fuentes renovables. Sobre todo teniendo en cuenta el gran aumento de demanda eléctrica que supondrá el vehículo eléctrico y la producción de hidrógeno para el transporte.

Tabla 22. Evolución del consumo eléctrico y los vertidos.

	2019	2030	2040
Consumo eléctrico [GWh]			
Vehículo eléctrico a baterías	3,14	801,67	1.958,40
Producción hidrógeno	-	46,73	909,90
Generación eléctrica [GWh]			
Vertidos	-	743,44	2.835,00

En la tabla 22 se muestra los consumos eléctricos de producción de hidrógeno para el transporte terrestre y consumo por recarga de vehículos eléctricos en los tres años de estudio. Los valores relacionados a vehículo de pila de combustible se obtuvieron a partir de las toneladas de hidrógeno demanda por el parque y el consumo que supondría generar 1 kg_{H2}, que se estiman de 50,06 kWh/kg_{H2}.

En el 2030 la producción de hidrógeno asociada al vehículo de pila de combustible representa el 6% de la estimación de los vertidos y en 2040 el 32%,

de esta manera se muestra como la producción de hidrógeno por vertidos para su uso en el transporte terrestre es posible. Si el vertido renovable restante se utilizara en la producción de hidrógeno en electrolizadores pudiese aprovecharse como almacenamiento estacionario y en aplicaciones difíciles de electrificar directamente o susceptibles de utilizar hidrógeno como el transporte pesado de mercancías por ferrocarril, transporte marítimo, transporte aéreo y procesos industriales, agrícolas, turísticos o residenciales.

A pesar de que el uso del hidrógeno en FCEV es considerablemente menos eficiente que el uso de energía eléctrica en BEV e implique un consumo eléctrico importante, su uso a partir de vertidos se muestra como una solución de aprovechamiento de energía eléctrica renovable logrando una mejora en la eficiencia del sistema eléctrico.

El hidrógeno tiene una cualidad muy relevante como vector energético en forma de gas, ya que puede atender además de consumos en la movilidad, puede abastecer requerimientos eléctricos mediante una pila de combustible y de calor al inyectar al hidrógeno en redes de gas natural. También se podría usar el hidrógeno junto a un sistema de captura de CO₂ para producir subproductos como combustibles sintéticos y alimentar generadores convencionales, entre ellos los equipos de respaldo en las centrales térmicas.

Tabla 23. Emisiones WTW anuales del parque de vehículos turismos.

	Parque de turismos [ton CO ₂ eq]		
	2019	2030	2040
Anuales			
Gasolina	2.163.147.007	1.513.683.732	-
Gasoil	441.084.618	241.842.123	-
Eléctricidad	2.788.432	181.306.922	-
Pila de combustible	-	10.202	-
Total	2.607.020.058	1.936.842.979	-

En la tabla 23 se muestran las emisiones WTW anuales del parque de vehículos turismos según sus diferentes tecnologías en los años de referencia. Los resultados mostrados parten de que un turismo recorre 50 km diarios.

Se aprecia como la gasolina es el combustible más usado dentro de los turismos, y que además de tener emisiones elevadas, representa el 82,97% del total del parque en el 2019. Para el 2030 esta participación disminuye a un 78,15%, disminuyendo aproximadamente 1.700.000 ton CO_{2eq}.

Esta disminución es posible en parte al aumento de vehículos eléctricos y de pila de combustible que, aunque no tienen emisiones WTW nulas logra una disminución importante al aumentar la participación de la generación renovable además de las del aumento del uso del transporte colectivo tomado en cuenta por parte el ITC.

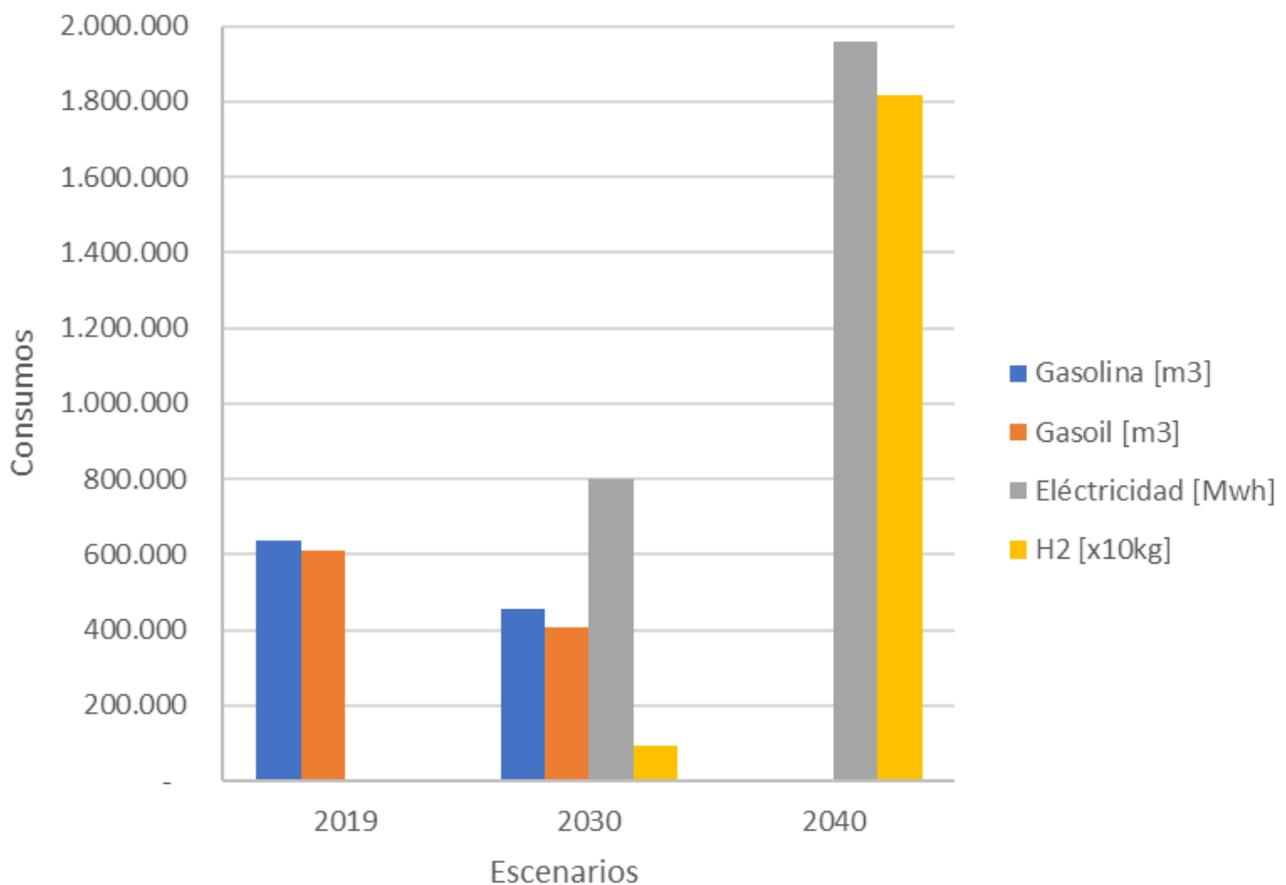


Figura 33. Emisiones anuales del parque vehicular.

El vehículo a gasoil pasa de un 16,92% de participación en el 2019 a un 12,49% en el 2030 disminuyendo emisiones en un 45%. El vehículo eléctrico aumenta su participación de un 0,11% en 2019 a un 9,36%, lo que conlleva a un aumento anual de emisiones de casi 500.000 ton CO_{2eq}, este aumento no se debe ver como algo negativo ya que viene a sustituir al vehículo de combustión interna

que contamina más, pero al ver las emisiones totales del parque de turismo significa una disminución de 1.800.000 ton CO_{2eq}.

Por otra parte, el vehículo de pila de combustible mantiene emisiones WTW nulas durante los tres escenarios de referencia, ya que el año 2019 con emisiones WTP muy altas no se tiene ningún vehículo en el parque. Para el 2030 donde ya se espera que exista cierta flota de vehículos de pila de combustible la producción de hidrógeno estará asociadas a vertidos de generación renovable y la energía de red consumida en las hidrogeneras será poca debido a la reducida cantidad de vehículos que usen hidrógeno en su funcionamiento.

En el escenario del año 2040, en el que se ha logrado una descarbonización completa de la red, trae como consecuencia que los vehículos tanto eléctricos como de pila de combustible estén libre de emisiones en el análisis WTW, además de que el parque de vehículos de turismo no existirá prácticamente vehículos a combustión interna logrando unas emisiones nulas totales.

La implementación del vehículo de pila de combustible requiere establecer toda una infraestructura de generación, distribución y transporte, lo que trae como consecuencia bastante dificultad a las personas al momento de comprar este tipo de vehículos, por ello, su baja la participación dentro del parque de los turismo. Según las estimaciones hechas se alcanzará tan solo un 0,07% en 2030 y un 1% en 2040 de cuota de todos los turismos en circulación.

En los resultados obtenidos, la pila de combustible es una tecnología que puede llegar a emitir bajas cantidades de CO_{2eq} en su análisis WTW y que si se aprovecha sus bondades en vehículos pesados donde su implementación puede llegar a ser más sencilla, tendría más sentido su uso junto a que promover el desarrollo de una infraestructura asociada.

El hidrógeno tiene una cualidad muy relevante como vector energético en forma de gas, ya que puede atender además de consumos en la movilidad, puede abastecer requerimientos eléctricos mediante una pila de combustible y de calor al inyectar al hidrógeno en redes de gas natural. También se podría usar el hidrógeno junto a un sistema de captura de CO₂ para producir subproductos

como combustibles sintéticos y alimentar generadores convencionales, entre ellos los equipos de respaldo en las centrales térmicas.

Su uso como almacenamiento energético facilitaría la implementación de las energías renovables en la generación eléctrica, al ayudar a aplanar la curva de demanda al minimizar vertidos consumiendo electricidad en las horas valles y sirviendo de apoyo en las horas punta mediante la re-electrificación del hidrógeno mediante pilas de combustible.

Además, su implementación como almacenamiento estacionario lo posicionarían como una solución transitoria o alternativa al almacenamiento a gran escala ante los largos plazos de tramitación, puesta en marcha y finalización de proyectos como los de centrales de bombeo reversibles que pueden alcanzar hasta los 10 años (Instituto Tecnológico de Canarias, S. A., 2020).

Por tanto, la promoción de tecnologías de hidrógeno permitiría aumentar la flexibilidad del sistema energético de Tenerife, ya que serviría como sistema de almacenamiento de energía y un medio para absorber largos períodos de energías renovables no gestionables. Asimismo, permitirá tener al hidrógeno funcionando como vector energético de las EERR para la descarbonización del sector del transporte por carretera y en el futuro también del transporte marítimo y aéreo.

CAPÍTULO V



CONCLUSIONES

5.1. CONCLUSIONES GENERALES

En el presente trabajo de fin de grado, se ha realizado un análisis del potencial del hidrógeno para reducir las emisiones de CO₂ en el parque automovilístico de Tenerife. Para ello se han tomado datos en la zona metropolitana de Tenerife obteniéndose unos 490 ciclos de conducción que se han simulado en el software FASTSim para la determinación del consumo de vehículos de combustión interna, eléctricos y de pila de combustible.

Asimismo, se ha desarrollado un modelo de estimación de GEI a través de un análisis WTW en la cual se representó los procesos de obtención, transformación y transporte de la gasolina, gasoil, electricidad e hidrógeno para su uso en el sector del transporte en tres escenarios distintos; uno actual y dos a futuro (años 2030 y 2040) que estiman la evolución de la generación eléctrica local.

Con ello se ha obtenido una aproximación de la cantidad de CO_{2eq} que emitiría el parque automovilístico en Tenerife y las posibles reducciones de emisiones que se pueden lograr al descarbonizar la producción eléctrica. De todo este análisis se puede concluir lo siguiente:

Los ciclos tomados de Tenerife se aproximan a un ciclo combinado de EPA, lo cual otorga cierta validación a los datos obtenidos para la estimación de emisiones a partir de estos.

La disminución del 50% de la participación de las centrales térmica para 2030, junto con trabajar únicamente con el ciclo combinado usando gas natural, hacen que se pueda disminuir las emisiones de 778 gr CO_{2eq}/kWh a 379 gr CO_{2eq}/kWh. Esto se traduce en pasar de emitir aproximadamente 2,5 Mton CO_{2eq} en 2019, a 0,26 Mton CO_{2eq} en 2030 y cero en 2040.

Estos cambios en la generación eléctrica llevan a que obtener 1 kg de hidrógeno por electrolisis pase de emitir aproximadamente 38 kg de CO_{2eq} en 2019 a menos de 1 kg CO_{2eq} en 2030 y cero en 2040.

Producir hidrógeno a partir del actual mix energético lleva al FCEV a ser prácticamente el doble de contaminante que los vehículos de combustión interna. Pero, si se abasteciera a los electrolizadores de vertidos renovables pasaría a ser el menos contaminante, llegando a ser hasta tres veces menos que un BEV que se abastece de la red y hasta 23 veces menos que un ICEV. Este resultado pone de manifiesto el rol potencial de los FCEV en Canarias para reducir las emisiones contaminantes mientras la intensidad de red no se reduzca de forma considerable.

Si las emisiones por vehículo se multiplican por el parque automotriz se obtiene que los turismo que usan gasolina son los responsables del 83% de emisiones de CO_{2eq} en 2019, del 78% en 2030 y de un 0% en 2040. Lo que se traduce en que si se electrifica el parque de turismo se puede pasar de emitir diariamente aproximadamente 6 millones de toneladas de CO_{2eq} en 2019, a 5,3 toneladas en 2030 y cero en 2040.

A pesar de que un FCEV es menos eficiente un BEV e implique un consumo eléctrico mayor, el uso del hidrógeno en el transporte terrestre se muestra como una solución de aprovechamiento de energía eléctrica renovable no gestionable si se produce a partir de vertidos, lo que traería mejoras en la eficiencia del sistema eléctrico mientras emite menos GEI.

Además, el hidrógeno puede abastecer demandas eléctricas mediante una pila de combustible, así como, de calor al inyectar H₂ en redes de gas natural. Su uso en el ámbito industrial es amplio y se puede usar junto un sistema de captura de CO₂ para producir subproductos como combustibles sintéticos y alimentar generadores convencionales.

La promoción de tecnologías de hidrógeno permitiría aumentar la flexibilidad del sistema energético de Tenerife, ya que serviría como sistema de almacenamiento de energía y un medio para absorber largos períodos de energías renovables no gestionables.

5.2. TRABAJOS FUTUROS

Este trabajo se ha presentado como un primer paso en el estudio de la implementación de la economía del hidrógeno en Tenerife. El modelo tratado presenta la repercusión de este en el sector del transporte en vehículos turismo. A continuación, se presentan una serie de propuestas que se pueden llegar a desarrollar como continuaciones a este trabajo:

- Ampliar la base de datos de los ciclos de conducción en Tenerife y determinar ciclos de ciudad, autopista y combinado característicos.
- Estimar los consumos del resto de tipos de vehículos como lo son autobuses, camiones, furgonetas, entre otros para abarcar más parque automovilístico en el análisis.
- Tomar en cuenta los avances tecnológicos en las en cada tipo de tecnología.
- Presentar una propuesta de instalación de generación de hidrógeno, con su ubicación en la isla y profundizar en las diferentes cadenas de suministro.
- Proponer una red de hidrogeneras por la isla para abastecer la demanda.

5.3. CONCLUSION

In this final degree project, an analysis has been carried out on the potential of hydrogen to reduce CO₂ emissions in the car park of Tenerife. For this, data have been taken in the metropolitan area of Tenerife, obtaining about 490 driving cycles that have been simulated in the FASTSim software to determine the consumption of internal combustion, electric, and fuel cell vehicles.

Likewise, a GHG estimation model has developed through a WTW analysis in which the processes of obtaining, transforming, and transporting gasoline, diesel, electricity, and hydrogen were represented for use in the transportation sector in three different scenarios; one current and two in the future (years 2030 and 2040) that estimate the evolution of local electricity generation.

With this, an approximation of the amount of CO_{2eq} that the car park would emit in Tenerife and the possible emission reductions that can be achieved by decarbonizing electricity production has been obtained. From all this analysis, the following can be concluded:

The cycles taken from Tenerife are close to an EPA combined cycle, which indicates some validation to the data obtained for estimating emissions from these.

The 50% reduction in the participation of thermal power plants by 2030, together with working only with the combined cycle using natural gas, makes it possible to reduce emissions from 778 gr CO_{2eq} / kWh to 379 gr CO_{2eq} / kWh. Translates into going from emitting approximately 2.5 Mton CO_{2eq} in 2019 to 0.26 Mton CO_{2eq} in 2030 and zero in 2040.

These changes in electricity generation mean that obtaining 1 kg of green hydrogen by electrolysis to refuel in a fuel cell vehicle goes from emitting approximately 38 kg of CO_{2eq} in 2019 to less than 1 kg CO_{2eq} in 2030 and zero in 2040.

These changes in electricity generation mean that obtaining 1 kg of hydrogen by electrolysis goes from emitting approximately 38 kg of CO_{2eq} in 2019 to less than 1 kg CO_{2eq} in 2030 and zero in 2040.

Producing hydrogen from the current energy mix leads the FCEV to be practical twice as polluting as internal combustion vehicles. But, if the electrolyzers were supplied with renewable discharges, they would become the least polluting, reaching up to three times less than a BEV that is supplied from the network and up to 23 times less than an ICEV. This result highlights the potential role of FCEVs in the Canary Islands to reduce polluting emissions as long as the intensity of the network is not significantly reduced.

If emissions per vehicle are multiplied by the vehicle fleet, it is obtained that passenger cars that use gasoline are responsible for 83% of CO_{2eq} emissions in 2019, 78% in 2030, and 0% in 2040. This translates into that if the tourism park is electrified, it can go from emitting approximately 6 million tons of CO_{2eq} daily in 2019, to 5.3 tons in 2030 and zero in 2040.

Even though a FCEV is less efficient than a BEV and implies a higher electricity consumption, the use of hydrogen in land transport is shown as a solution for the use of renewable electricity that cannot be managed if it is produced from discharges, which would bring improvements in the efficiency of the electrical system while emitting less GHG.

In addition, hydrogen can supply electricity demands through a fuel cell, as well as heat by injecting H₂ into natural gas networks. Its use in the industrial field is wide and it can be used together with a CO₂ capture system to produce by-products such as synthetic fuels and power conventional generators.

The promotion of hydrogen technologies would make it possible to increase the flexibility of Tenerife's energy system, since it would serve as an energy storage system and a means to absorb long periods of non-manageable renewable energy.

BIBLIOGRAFÍA

- Adolf, J. ö, Balzer, C., Louis, J., Schabla, U., Fishedick, M., Arnold, K., et al. (2017). Shell hydrogen study energy of the future? sustainable mobility through fuel cells and H2 doi:10.13140/RG.2.2.31848.57604
- Asociación Española de Operadores de productos petrolíferos. (2016). Combustibles de automoción, revisión y análisis comparativo de diferentes opciones
- Barrio Ortega, S. (2021a). Declaración ambiental enero-diciembre 2019. C.T. CANDELARIA
- Barrio Ortega, S. (2021b). Declaración ambiental enero-diciembre 2019. C.T. GRANADILLA.
- Barroso Valladares, D. (2016). Las plantas desaladoras de las islas canarias. Universidad de La Laguna).
- Bethoux, O. (2020). Hydrogen fuel cell road vehicles: State of the art and perspectives doi:10.3390/en13215843
- Brey Sánchez, R., Brey Sánchez, J. J., Fernández Carazo, A., & Rodríguez Puerta, I. (2015). Planificación del despliegue de las estaciones de servicio de hidrógeno necesarias para facilitar el uso de este gas como combustible en Andalucía
- Brooker, A., Gonder, J., Wang, L., Wood, E., Lopp, S., & Ramroth, L. (2015). FASTSim: A model to estimate vehicle efficiency, cost and performance. FASTSim: A Model to Estimate Vehicle Efficiency, Cost and Performance,
- Delgado Querales, A. J. (2017). Análisis de la evolución de los sistemas eléctricos canarios y propuestas para el futuro. Universidad de La Laguna).
- Díaz Bethencourt, A. M. (2020). Análisis de emisiones de dióxido de carbono en condiciones reales de conducción en la isla de Tenerife. Universidad de La Laguna).
- Endesa. (2019). Central térmica de granadilla, manual de visitas

- Energía y sociedad. (2021). Energías renovables: Tecnología, economía, evolución e integración en el sistema eléctrico. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-2-energias-renovables-tecnologia-economia-evolucion-e-integracion-en-el-sistema-electrico/>
- Fundación Endesa. (2021a). Central hidroeléctrica. <https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-central-hidroelectrica>
- Fundación Endesa. (2021b). Central solar. <https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-central-solar>
- Fundación Endesa. (2021c). Centrales de biomasa y sus tipos. Retrieved from <https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-central-de-biomasa>
- Fundación Endesa. (2021d). Parque eólico. <https://www.fundacionendesa.org/es/centrales-renovables/a201908-parque-eolico>
- Granovskii, M., Dincer, I., & Rosen, M. A. (2006). Life cycle assessment of hydrogen fuel cell and gasoline vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31(3), 337-352. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.10.004>
- Greene, D. L., Ogden, J. M., & Lin, Z. (2020). Challenges in the designing, planning and deployment of hydrogen refueling infrastructure for fuel cell electric vehicles. *eTransportation*, 6, 100086. doi:<https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100086>
- Grijalva Campana, E. R. (2019). Gestión energética para flotas de vehículos eléctricos e híbridos con pila de combustible. Universidad Politécnica de Madrid).
- Hoja De Ruta Del Hidrógeno: Una Apuesta Por El Hidrógeno Renovable, (2020).
- İnci, M., Büyük, M., Demir, M. H., & İlbey, G. (2021). A review and research on fuel cell electric vehicles: Topologies, power electronic converters, energy

management methods, technical challenges, marketing and future aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110648. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110648>

Estrategia De Almacenamiento Energético De Canarias (Edición V 1), (2020a).

Estrategia Del Vehículo Eléctrico De Canarias, (2020b).

Jimenez Saez, F. L. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Universidad de Chile).

Liu, X., Reddi, K., Elgowainy, A., Lohse-Busch, H., Wang, M., & Rustagi, N. (2020). Comparison of well-to-wheels energy use and emissions of a hydrogen fuel cell electric vehicle relative to a conventional gasoline-powered internal combustion engine vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(1), 972-983. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.192>

Méndez, J. (2021, Abril 14,). Un experto alerta sobre un excedente de energías renovables “tirado a la basura”. Retrieved from <https://www.eldia.es/tenerife/2021/04/19/experto-alerta-excedente-energias-renovables-48468071.html>

Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050 recomendaciones para la transición.(2017). Retrieved from <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/la-descarbonizacion-del-modelo-energetico.html>

NEL. (2021). PEM electrolyser.<https://nelhydrogen.com/product/m-series-3/>

Nuvera demonstrates FCEV electrochemical hydrogen compressor.(2016). *Fuel Cells Bulletin*, 2016(11), 7. doi:10.1016/S1464-2859(16)30314-5

Oldenbroek, V., Wiltzes, S., Blok, K., & van Wijk, Ad J. M. (2021). Fuel cell electric vehicles and hydrogen balancing 100 percent renewable and integrated national transportation and energy systems. *Energy Conversion and*

Management: X, 9, 100077.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100077>

Olona Solano, A. L. (2013). Análisis de la viabilidad energética de los vehículos de pila de combustible. Universidad de Zaragoza).

Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima (PNIEC) 2021-2030, (2020).

Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2013). No title. Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios,

Ruth, M., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2009). No title. Hydrogen Pathways: Cost, Well-to-Wheels Energy use, and Emissions for the Current Technology Status of Seven Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios,

Seo, S., Yun, D., & Lee, C. (2020). Design and optimization of a hydrogen supply chain using a centralized storage model. *Applied Energy*, 262, 114452. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114452>

Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442-454. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>

Technology assessment of A fuel cell vehicle. (2018). Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/tv149_lohsebusch_2018_p.pdf

Los territorios no peninsulares 100% descarbonizados en 2040: La vanguardia de la transición energética en España. (2020).

Torreglosa, J. P., García Triviño, P., Vera, D., & López-García, D. A. (2020). In *Ingeniería Eléctrica* (Ed.), Analyzing the improvements of energy management systems for hybrid electric vehicles using a systematic literature review: How far are these controls from rule-based controls used in commercial vehicles? MDPI. Retrieved from <http://hdl.handle.net/10498/24347>

ITP 01-2020 El Hidrógeno Como Vector Para La Mejora De La Eficiencia Energética En Una Industria Descarbonizada, (2021).

Toyota. (2020). Toyota launches the new mirai. https://global.toyota/en/newsroom/toyota/33558148.html?_ga=2.268242055.884748381.1630611547-1184857754.1630611547

U.S. Department of Energy. (2021). How do fuel cell electric vehicles work using hydrogen? <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work>

Urgun, M. (2019). GREET: The greenhouse gases, regulated emissions, and energy use in transportation model.

Valbuena Alonso, J. A. (2020). Anuario del sector eléctrico de canarias 2019.

Tecnologías Del Hidrógeno Y Perspectivas Para Chile, (2018).

Wang, D., Zamel, N., Jiao, K., Zhou, Y., Yu, S., Du, Q., et al. (2013). Life cycle analysis of internal combustion engine, electric and fuel cell vehicles for china. *Energy*, 59, 402-412. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.035>

Wang, M., Wu, Y., & Elgowainy, A. (2007). Operating manual for GREET: Version 1.7. Center for Transportation Research, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, Iowa, 119

Wang, M. (2017, Nov). Development and use of the GREET model to estimate fuel-cycle energy use and emissions of various transportation technologies and fuels.

Yoo, E., Kim, M., & Song, H. H. (2018a). Well-to-wheel analysis of hydrogen fuel-cell electric vehicle in korea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(41), 19267-19278. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.088>