



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Implementación de sistemas basados en hidrógeno en la industria de la movilidad marítima. Caso de estudio para uno de los remolcadores del Puerto de Valencia

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

AUTOR/A: Crespo Álvarez, Alfonso Matías

Tutor/a: Sánchez Díaz, Carlos

Director/a Experimental: SANZ ARGENT, JOSEP

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



# IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS BASADOS EN HIDRÓGENO EN LA INDUSTRIA DE LA MOVILIDAD MARÍTIMA. CASO DE ESTUDIO PARA UNO DE LOS REMOLCADORES DEL PUERTO DE VALENCIA.

AUTOR: ALFONSO MATÍAS CRESPO ÁLVAREZ

TUTOR: CARLOS SÁNCHEZ DÍAZ

COTUTOR:  JOSEP SANZ ARGENT

Curso Académico: 2021-22 



---

# AGRADECIMIENTOS

*“A mis padres Inma y Alfonso*

*A mi hermana Elena*

*A mi tía Ana*

*A mi tutor del TFM Carlos*

*A mi cotutor del TFM Josep*

*A mis amigos de la UPV*

*A Nuria*

*A Laura”*



---

## RESUMEN

Dadas las graves consecuencias que están ocurriendo en nuestro planeta debidas al cambio climático, cada vez más organizaciones y países se unen a la carrera por desplazar a los combustibles fósiles. El sector marítimo contribuye activamente en el efecto invernadero: solo el Puerto de Valencia emite anualmente más de 2,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, y se estima que para el año 2050 ese valor se cuadruplica. Ante esta situación, organizaciones como la IMO ya adoptan regulaciones para reducir dichas emisiones, entre las que plantean cambios en los combustibles de los buques. Aquí, el hidrógeno se postula como una de las soluciones por su gran potencial y por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

En este trabajo fin de máster se han analizado las distintas posibilidades para instalar un sistema basado en hidrógeno en el buque remolcador VB Xerea del Puerto de Valencia, llegando a la conclusión de que un sistema híbrido de pila de combustible y baterías eléctricas resulta la opción más lógica teniendo en cuenta la operativa de este tipo de barcos. Tras la modelización del sistema y su respectiva simulación, se han obtenido los valores necesarios de dimensionamiento de pila de combustible, batería y tanques de hidrógeno. Esto ha permitido llevar a cabo una comparativa entre el sistema a implementar y el sistema de funcionamiento actual del remolcador en términos de costes de operación y de emisiones de CO<sub>2</sub>, mostrando ser en ocasiones el nuevo sistema más rentable económicamente y más eficiente medioambientalmente.

**Palabras clave:** cambio climático, gases de efecto invernadero, dióxido de carbono, hidrógeno, pila de combustible, remolcador, batería, costes, emisiones de CO<sub>2</sub>.



---

## RESUM

Donades les greus conseqüències que estan ocorrent en el nostre planeta degudes al canvi climàtic, cada vegada més organitzacions i països s'uneixen a la carrera per desplaçar als combustibles fòssils. El sector marítim contribueix activament en l'efecte d'hivernacle: només el Port de València emet anualment més de 2,7 milions de tones de CO<sub>2</sub>, i s'estima que per a l'any 2050 aqueix valor es quadruplica. Davant aquesta situació, organitzacions com la IMO ja adopten regulacions per a reduir aquestes emissions, entre les quals plantegen canvis en els combustibles dels vaixells. Ací, l'hidrogen es postula com una de les solucions pel seu gran potencial i per les seues baixes emissions de gasos d'efecte d'hivernacle.

En aquest treball fi de màster s'han analitzat les diferents possibilitats per a instal·lar un sistema basat en hidrogen en el vaixell remolcador VB Xerea del Port de València, arribant a la conclusió que un sistema híbrid de pila de combustible i bateries elèctriques resulta l'opció més lògica tenint en compte l'operativa d'aquest tipus de vaixells. Després de la modelització del sistema i la seua respectiva simulació, s'han obtingut els valors necessaris de dimensionament de pila de combustible, bateria i tancs d'hidrogen. Això ha permés dur a terme una comparativa entre el sistema a implementar i el sistema de funcionament actual del remolcador en termes de costos d'operació i d'emissions de CO<sub>2</sub>, mostrant ser a vegades el nou sistema més rendible econòmicament i més eficient mediambientalment.

**Paraules clau:** canvi climàtic, gasos d'efecte d'hivernacle, diòxid de carboni, hidrogen, pila de combustible, remolcador, bateria, costos, emissions de CO<sub>2</sub>.





---

## ABSTRACT

Given the serious consequences that are occurring on our planet due to climate change, more and more organisations and countries are joining the race to displace fossil fuels. The maritime sector is an active contributor to the greenhouse effect: the Port of Valencia alone emits more than 2.7 million tonnes of CO<sub>2</sub> annually, and it is estimated that by 2050 this value will quadruple. Faced with this situation, organisations such as the IMO are already adopting regulations to reduce these emissions, including changes in ship fuels. Here, hydrogen is postulated as one of the solutions due to its great potential and its low greenhouse gas emissions.

In this master's thesis, the different possibilities for installing a hydrogen-based system on the VB Xerea tugboat of the Port of Valencia have been analysed, reaching the conclusion that a hybrid fuel cell and electric battery system is the most logical option, considering the operation of this type of vessel. After modelling the system and its respective simulation, the necessary sizing values for the fuel cell, battery and hydrogen tanks were obtained. This has allowed a comparison to be made between the system to be implemented and the tug's current operating system in terms of operating costs and CO<sub>2</sub> emissions, showing that the new system is sometimes more economically profitable and more environmentally efficient.

**Keywords:** climate change, greenhouse gases, carbon dioxide, hydrogen, fuel cell, tugboat, battery, costs, CO<sub>2</sub> emissions.



# ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. OBJETIVOS.....	1
CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN.....	3
2.1 Cambio climático.....	3
2.1.1 Causas que provocan el calentamiento global.....	4
2.1.2 Consecuencias del cambio climático.....	5
2.2 Emisiones de GEI del sector marítimo.....	7
2.2.1 Revisión general de emisiones de GEI en puertos.....	9
2.2.2 Emisiones de GEI en el Puerto de Valencia.....	10
2.3 Soluciones y medidas para la reducción de emisiones de GEI en el sector marítimo.....	13
CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO.....	15
3.1 Revisión general del hidrógeno.....	15
3.1.1 Propiedades del hidrógeno.....	15
3.1.2 Aplicaciones del hidrógeno.....	17
3.1.3 Economía del hidrógeno.....	18
3.2 Colores del H <sub>2</sub> .....	20
3.3 Tecnologías de producción de H <sub>2</sub> .....	21
3.3.1 Producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.....	22
3.3.2 Producción de hidrógeno a partir de métodos biológicos.....	24
3.3.3 Producción de hidrógeno a partir de agua mediante termólisis.....	26
3.3.4 Producción de hidrógeno a partir de la tecnología de electrólisis.....	27
3.3.5 Comparación entre los distintos métodos de producción de hidrógeno.....	29
3.4 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.....	31
3.4.1 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno gaseoso.....	31
3.4.2 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno líquido.....	33
3.4.3 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno sólido.....	33
3.4.4 Comparativa entre las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.....	34
3.5 Transporte y distribución del hidrógeno.....	35
3.5.1 Transporte a través de tuberías.....	35

---

3.5.2 Transporte a través de vehículos .....	36
3.5.3 Estaciones de repostaje de hidrógeno .....	36
3.6 Fuel cell (FC) .....	37
3.6.1 Alkaline Fuel Cell (AFC).....	39
3.6.2 Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEM fuel cell, PEMFC) .....	40
3.6.3 Direct Methanol Fuel Cell (DMFC).....	41
3.6.4 Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC).....	42
3.6.5 Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) .....	43
3.6.6 Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC).....	44
3.6.7 Comparativa de las distintas tecnologías de Fuel Cells.....	45
CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO: REMOLCADOR.....	49
4.1 Ideas básicas sobre remolcadores .....	49
4.1.1 Funciones del remolcador .....	49
4.1.2 Tipos de remolcador.....	50
4.1.3 Sistemas de propulsión y gobierno .....	51
4.1.4 Características fundamentales.....	56
4.1.5 Tipos de actuación.....	57
4.1.6 Determinación de la asistencia y necesidad de los remolcadores.....	58
4.1.7 Elementos para el remolcaje.....	59
4.2 Definición del sistema objeto de estudio.....	61
4.3 Selección de la solución de H <sub>2</sub> .....	63
4.3.1 Opciones.....	63
4.3.2 Definición del nuevo sistema .....	64
CAPÍTULO 5. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL NUEVO SISTEMA.....	69
5.1 Metodología .....	69
5.2 Modelización .....	70
5.2.1 Análisis de los perfiles operacionales diarios del VB Xerea .....	70
5.2.2 Selección de un perfil operacional tipo.....	71
5.2.3 Discretización del día en tramos .....	72
5.2.4 Definición de tramos en Operación y en Parada .....	72
5.2.5 Definición del porcentaje de carga para cada tramo.....	73
5.2.6 Dimensionamiento de la FC .....	74
5.2.7 Aportación de la FC y de la batería a la potencia requerida .....	75

5.2.8 Dimensionamiento de la batería .....	77
5.2.9 Consumos de hidrógeno .....	78
5.3 Simulación .....	80
5.4 Resultados .....	81
CAPÍTULO 6. COMPARATIVA ENTRE EL NUEVO SISTEMA Y EL ACTUAL.....	85
6.1 Costes operacionales.....	85
6.1.1 Precio del H <sub>2</sub> .....	85
6.1.2 Precio de la electricidad .....	86
6.1.3 Precio del MGO (Marine Gas Oil) .....	86
6.1.4 Comparativa de los costes operacionales .....	86
6.2 Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	89
6.2.1 Emisiones de CO <sub>2</sub> debidas al H <sub>2</sub> .....	89
6.2.2 Emisiones de CO <sub>2</sub> debidas a la red eléctrica .....	89
6.2.3 Emisiones de CO <sub>2</sub> del sistema actual.....	90
6.2.4 Comparativa de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	90
6.3 Resumen y conclusión de la comparativa .....	92
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES .....	93
CAPÍTULO 8. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS.....	95
CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO .....	97
9.1 Distribución de tiempo.....	97
9.2 Costes de mano de obra.....	98
9.3 Coste de los equipos .....	98
9.4 Costes operativos .....	99
9.5 Costes totales .....	100
ANEXO I. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN .....	101
REFERENCIAS.....	115



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución en las emisiones globales de CO <sub>2</sub> procedentes de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project, <a href="http://www.epdata.es">www.epdata.es</a> .....	3
Figura 2. Evolución de la población mundial en los últimos 12.000 años. Fuente: ONU.....	4
Figura 3. Aumento del nivel del mar desde 1993. Fuente: NASA, <a href="http://europapress.es">europapress.es</a> .....	5
Figura 4. Número de desastres al año que han supuesto un desplazamiento interno de personas. Fuente Oxfam, <a href="http://www.epdata.es">www.epdata.es</a> .....	6
Figura 5. Emisiones de CO <sub>2</sub> por sector en el mundo, 1990-2019. Fuente: IEA .....	7
Figura 6. Emisiones del transporte como porcentaje de las emisiones totales de GEI de la UE (2019). Fuente: Agencia Europea de Medioambiente (2022).....	8
Figura 7. Comparativa de emisiones por embarcaciones en puertos 2011-2050. Fuente: Olaf Merk .....	10
Figura 8. Los 10 puertos más contaminantes en Europa. Fuente: Transport & Enviroment.....	11
Figura 9. Porcentaje relativo de emisiones derivadas de los consumos de combustible consecuencia de las escalas de los buques dentro del recinto portuario de Valencia según el tipo de buque. Fuente: [10].....	12
Figura 10. Átomo de hidrógeno. Fuente: Cuadernos de Física .....	15
Figura 11. Molécula de H <sub>2</sub> (Dihidrógeno). Fuente: Wikipedia .....	16
Figura 12. Colores del hidrógeno (H <sub>2</sub> ). Fuente: Técnicas Reunidas .....	21
Figura 13. Diagrama de un electrolizador. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV .....	28
Figura 14. Dióxido de carbono emitido por kg de hidrógeno producido en función de la fuente. Fuente: IEA 2019 .....	30
Figura 15. Tanque de hidrógeno tipo IV. Fuente: Argomme National Laboratory (ANL) .....	32
Figura 16. Esquema de una pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC). Fuente: Wikipedia.....	37
Figura 17. Esquema de una pila de combustible alcalina (AFC). Fuente: VectorStock .....	39
Figura 18. Esquema de una pila de combustible de metanol directo (DMFC). Fuente: Fuel Cells Works .....	41
Figura 19. Esquema de una pila de combustible de carbonato fundido (MCFC). Fuente: Wikipedia .....	42
Figura 20. Esquema de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC). Fuente: Wikipedia ....	44
Figura 21. Esquema de una pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC). Fuente: ScienceDirect .....	45



---

Figura 22. Evolución de los megavatios por tipo de pila de combustible 2015-2019. Fuente: E4tech.....	46
Figura 23. Evolución de las ventas por tipo de pila de combustible 2015-2019. Fuente: E4tech .....	46
Figura 24. Esquema de las partes de un remolcador estándar. Fuente: Wikipedia .....	49
Figura 25. Remolcador de puerto Boluda Don Blas. Fuente: Baixamar .....	50
Figura 26. Remolcador de altura VB Hispania. Fuente: Boluda Corporación Marítima.....	51
Figura 27. Remolcador de salvamento Marta Mata (BS-33). Fuente: Wikipedia .....	51
Figura 28. Hélice de paso fijo. Fuente: Centramar.....	52
Figura 29. Hélice de paso variable. Fuente: Wikipedia .....	52
Figura 30. Hélice de paso fijo con tobera. Fuente: Vicus DT.....	53
Figura 31. Hélice de paso variable con tobera. Fuente: Centramar .....	53
Figura 32. Sistema Schottel (SRP). Fuente: Ancora – Technology Partner .....	54
Figura 33. Sistema Schottel (SRP) en embarcación. Fuente: El Universal.....	55
Figura 34. Sistema Voith-Schneider (VSP). Fuente: Wikipedia .....	55
Figura 35. Sistema Voith-Schneider (VSP) en embarcación. Fuente: IngMarítima.....	56
Figura 36. Trabajo en flecha o sobre cabo de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino .....	57
Figura 37. Trabajo apoyado de proa de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino .....	57
Figura 38. Trabajo abarloado de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino .....	58
Figura 39. Chigre de remolque. Fuente: Fluidmecánica .....	59
Figura 40. Gancho de remolque. Fuente: Ingeniero Marino .....	60
Figura 41. Bitas de amarre. Fuente: Ingeniero Marino .....	60
Figura 42. Cable de remolque. Fuente: NauticExpo.....	60
Figura 43. VB Xerea (I). Fuente: Boluda Corporación Marítima.....	61
Figura 44. VB Xerea (II). Fuente: Manuel Hernández Lafuente.....	62
Figura 45. Esquema del powerplant del sistema híbrido FC + Baterías. Fuente: [48] .....	65
Figura 46. Esquema del sistema Fuel Cell (FC + BoP). Fuente: [48] .....	66
Figura 47. Diagrama de la metodología seguida .....	69
Figura 48. MarineTraffic. Fuente: MarineTraffic.....	70
Figura 49. Monitoreo de 24 h del buque VB Xerea días 29 al 30/08/2022. Fuente: MarineTraffic .....	71
Figura 50. Perfil operacional tipo seleccionado para la modelización del sistema híbrido. Fuente: MarineTraffic.....	71
Figura 51. Período de parada (19:22 – 01:17). Fuente: MarineTraffic .....	72

Figura 52. Período en operación (16:35 – 19:22). Fuente: MarineTraffic .....	73
Figura 53. Perfil de operación para remolcadores. Fuente: Caterpillar.....	73
Figura 54. Ejemplo de la simulación del modelo (I) .....	80
Figura 55. Ejemplo de la simulación del modelo (II) .....	80
Figura 56. Perfil de carga del perfil operacional tipo .....	81
Figura 57. Pila de combustible FCwave de Ballard. Fuente: Ballard .....	82
Figura 58. Pila de combustible TECO Marine Fuel Cell. Fuente: TECO.....	82
Figura 59. C280-16 de Caterpillar. Fuente: Caterpillar.....	83
Figura 60. Comparativa de precios entre hidrógeno verde, azul y gris. Fuente: Hydrogen Council, IHS, IEA .....	85
Figura 61. Precios del combustible MGO. Fuente: Ship&Bunker.....	86
Figura 62. Datos técnicos del motor de propulsión C280-16 de Caterpillar. Fuente: Caterpillar87	
Figura 63. Costes operacionales para los distintos sistemas .....	88
Figura 64. Dióxido de carbono emitido por kg de hidrógeno producido en función de la fuente. Fuente: IEA 2019 .....	89
Figura 65. Emisiones de CO <sub>2</sub> para los distintos sistemas .....	91



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. TOP 10 puertos con mayores emisiones de CO <sub>2</sub> . Fuente: Olaf Merk .....	9
Tabla 2. Emisiones indirectas derivadas de los consumos de combustible consecuencia de las escalas de los buques dentro del recinto portuario de Valencia. Fuente: [10] .....	12
Tabla 3. Comparativa entre los distintos métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV .....	30
Tabla 4. Comparativa entre las distintas tecnologías de pilas de combustible. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV .....	47
Tabla 5. Buques remolcadores del Puerto de Valencia. Fuente: Josep Sanz Argent .....	61
Tabla 6. Datos generales del VB Xerea. Fuentes: Boluda Corporación Marítima, VesselFinder y MarineTraffic.....	62
Tabla 7. Consumo de hidrógeno, de electricidad y de MGO para el perfil operacional tipo.....	87
Tabla 8. Costes del hidrógeno (para cada caso), de la electricidad y del MGO para el perfil operacional tipo .....	88
Tabla 9. Costes operacionales para los distintos sistemas .....	88
Tabla 10. Emisiones de CO <sub>2</sub> producidas por el hidrógeno de cada tipo y por la red eléctrica para el perfil operacional tipo .....	90
Tabla 11. Emisiones de CO <sub>2</sub> para los distintos sistemas.....	91
Tabla 12. Desglose de la distribución del tiempo del proyecto .....	97
Tabla 13. Costes de mano de obra .....	98
Tabla 14. Coste de los equipos.....	99
Tabla 15. Costes operativos .....	99
Tabla 16. Simulación del modelo (I) .....	102
Tabla 17. Simulación del modelo (II) .....	113
Tabla 18. Simulación del modelo (III) .....	113



## CAPÍTULO 1. OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo fin de máster es la implementación de un sistema basado en hidrógeno en el sector del transporte marítimo, en concreto en uno de los buques remolcadores del Puerto de Valencia. Para ello, habrá que diseñar un modelo y realizar las respectivas simulaciones que nos den resultados sobre las necesidades de dicho sistema. Con ello, se pretende mostrar la viabilidad de la utilización del hidrógeno como combustible limpio y asequible en la industria del transporte marítimo de barcos remolcadores, así como conocer el orden de magnitud de los sistemas que habría que implementar.

El estudio no limitará su alcance a una tarea específica, y para ello existen una serie de objetivos paralelos que deben ser satisfechos. Estos comienzan con una explicación y concienciación sobre el cambio climático, tratando cómo afecta el sector marítimo y más específicamente el Puerto de Valencia sobre él. Le sigue una revisión general y de los sistemas existentes de hidrógeno. También se deberán comentar las ideas básicas sobre los buques remolcadores para entender su funcionamiento y las labores que lleva a cabo en su día a día. Tras ello, se escogerá un remolcador del Puerto de Valencia para poder realizar sobre él la modelización del sistema basado en  $H_2$ . Además, el proyecto complementa a su objetivo principal arrojando algo de luz sobre la rentabilidad y la eficiencia medioambiental que puede tener esta tecnología que se pretende implantar, estimando los costes de operación en función del tipo de hidrógeno utilizado según su vía de producción y las emisiones de dióxido de carbono emitidas, y comparándolas con el sistema actual.

Por otro lado, desde el punto de vista del estudiante de último curso del Máster en Ingeniería Industrial, este proyecto pretende ampliar el conocimiento sobre otras fuentes de energía para el sector marítimo de transporte, en concreto sobre el hidrógeno como combustible prometedor, y sirve de base para futuros estudios académicos en este ámbito.



## CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN

### 2.1 Cambio climático

El cambio climático hace referencia a las variaciones de las temperaturas y los patrones climáticos a largo plazo [1]. Es preciso distinguir entre dos términos que, a menudo y de forma errónea, se toman como iguales: cambio climático y calentamiento global. Y es que el calentamiento global es la causa del cambio climático tan acusado que estamos viviendo. Las variaciones de temperatura en la Tierra también se han producido de forma natural a lo largo de los años, aunque siempre en ciclos mucho más lentos y estables. Sin embargo, la actividad humana, principalmente debido a la quema de combustibles fósiles, está provocando variaciones muy acentuadas en un período de tiempo ínfimo.

En nuestro planeta, gracias a la atmósfera, se origina un proceso natural que hace posible mantener las condiciones necesarias para albergar vida: el efecto invernadero. Sin este, la temperatura media sería de aproximadamente unos  $-18^{\circ}\text{C}$  [2]. Existen ciertos gases, los conocidos como gases de efecto invernadero, que cumplen su cometido de mantener parte del calor que recibimos del Sol. Sin embargo, cuando las emisiones de estos gases son muy elevadas, se retiene más calor del que se necesita para mantener el ecosistema donde sobrevive la especie humana, aumentando así la temperatura media de la Tierra y produciéndose el calentamiento global.

Los expertos señalan la Revolución Industrial como el punto de inflexión en el cual se empezaron a disparar las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, con el paso de los años, lejos de reducirse, estas emisiones han ido aumentando más y más (Figura 1).

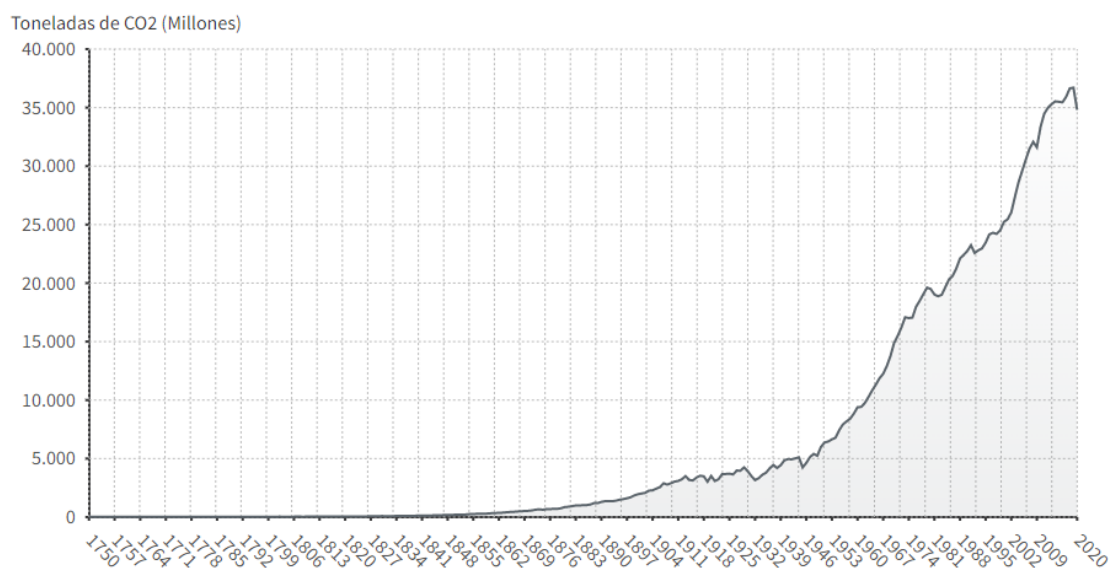


Figura 1. Evolución en las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes de combustibles fósiles. Fuente: Global Carbon Project, [www.epdata.es](http://www.epdata.es)



## 2.1.1 Causas que provocan el calentamiento global

Entre las causas que provocan el aumento de la temperatura terrestre, destacamos las siguientes [2]:

### **GASES DE EFECTO INVERNADERO (en adelante, GEI)**

Estos son, principalmente, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), compuestos halogenados, ozono troposférico y óxido de nitrógeno. Provocados sobre todo por la quema de combustibles fósiles, aunque también por la ganadería, la agricultura, el tratamiento de aguas residuales y los vertederos.

### **AUMENTO DE LA POBLACIÓN**

Según datos de las Naciones Unidas en su último informe demográfico, la población mundial en el año 2019 era de aproximadamente 7.700 millones de personas, y sigue creciendo (Figura 2). Esto quiere decir que, al aumentar el número de habitantes en la Tierra, mayor es la necesidad de recursos y, por ende, esto acelera el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de producción.

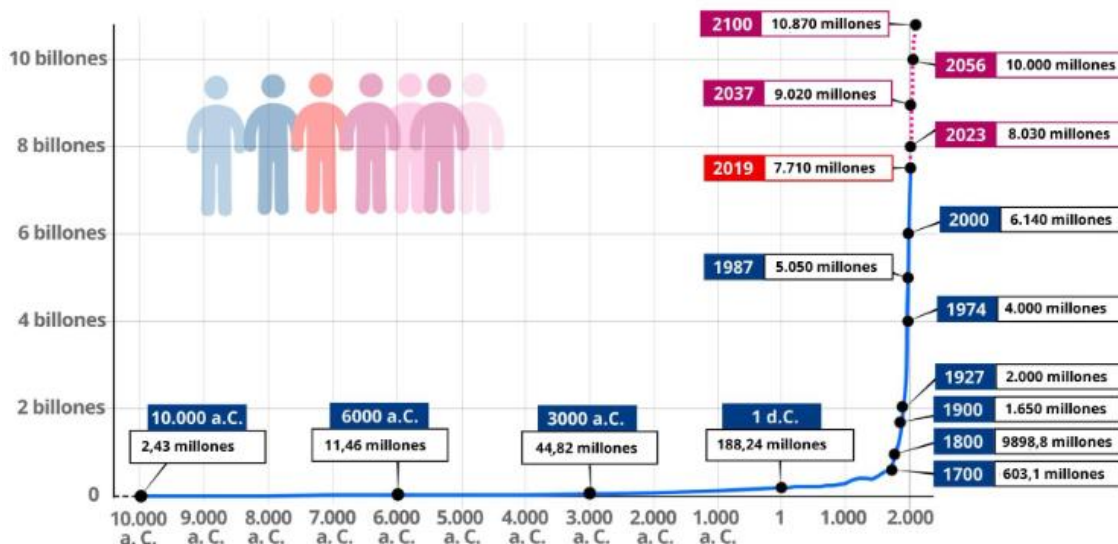


Figura 2. Evolución de la población mundial en los últimos 12.000 años. Fuente: ONU

### **DEFORESTACIÓN Y DESTRUCCIÓN DE LOS ECOSISTEMAS TERRESTRES**

Los bosques absorben CO<sub>2</sub> mediante la fotosíntesis, siendo sumideros naturales de carbono. Trece millones de hectáreas se han destruido en los últimos 10 años, desapareciendo así bosques y selvas tropicales y, en consecuencia, disminuyendo la capacidad de absorción de CO<sub>2</sub> por parte de estos.

## DESTRUCCIÓN DE LOS ECOSISTEMAS MARINOS

Al igual que los bosques, los océanos y los mares también contribuyen en la absorción de CO<sub>2</sub>. De hecho, a día de hoy absorben un 50% del dióxido de carbono generado. Sin embargo, debido a la contaminación, se están destruyendo los ecosistemas marinos y, por ende, se reduce su capacidad para ello.

### 2.1.2 Consecuencias del cambio climático

El cambio climático no solo amenaza la vida de la fauna y flora del planeta, sino que también supone un gran peligro para el ser humano. Entre los principales efectos ambientales observados y esperados, se pueden destacar los siguientes [2]:

#### DESERTIFICACIÓN Y ALTERACIÓN EN LOS ECOSISTEMAS

Esto podría suponer muertes, enfermedades y migraciones masivas debido a las variaciones de las condiciones de vida.

#### SUBIDA DEL NIVEL DEL MAR Y DESRETIMIENTO DE LOS POLOS

El aumento de la temperatura terrestre provoca el derretimiento del hielo en los polos. Además, al ser mayor también la temperatura del agua, esta se expande. Todo ello supone una subida del nivel del mar, amenazando a litorales costeros y pequeñas islas. En la actualidad el nivel del mar ha subido casi 10 centímetros comparándolo con el existente en 1993 (Figura 3).

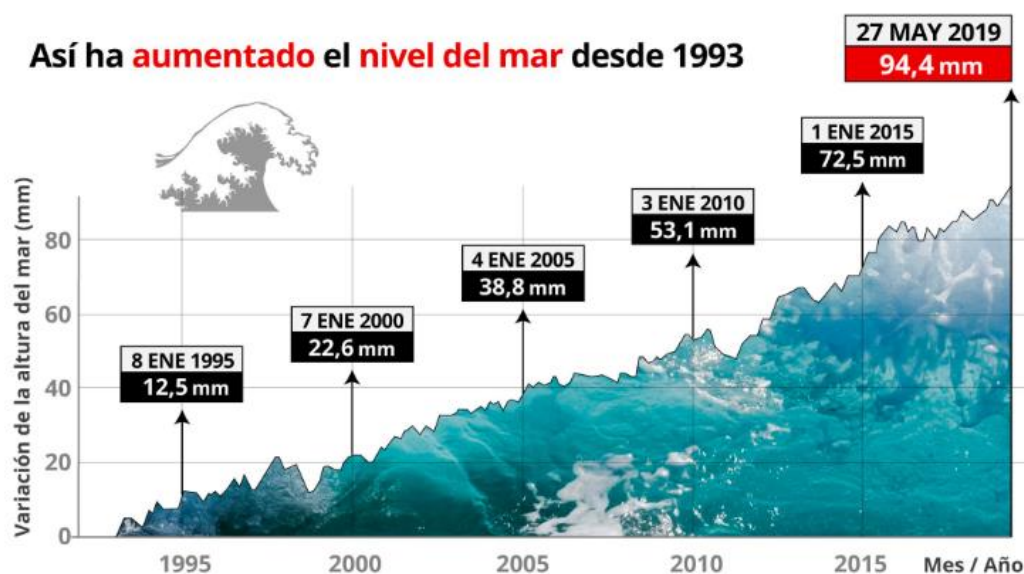


Figura 3. Aumento del nivel del mar desde 1993. Fuente: NASA, europapress.es

## ACIDIFICACIÓN DE LOS OCÉANOS

Cantidades elevadas de CO<sub>2</sub> puede suponer para muchos peces y demás organismos submarinos la muerte y enfermedad de estos.

## FENÓMENOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS

Sequías, inundaciones, olas de calor y huracanes son algunos de los fenómenos meteorológicos que están aumentando su violencia debido al calentamiento global. Todo ello se traduce en daños materiales, económicos e incluso físicos, provocando fallecidos.

## EXTINCIÓN DE ESPECIES

Cada año se producen entre 10.000 y 50.000 muertes de distintas especies debido a la desertificación y a los cambios generados en los ecosistemas.

## MIGRACIONES MASIVAS

Además del aumento en el grado de violencia de los desastres naturales, cada vez es mayor el número de estos, resultando en el desplazamiento de personas tanto dentro de sus países como fuera para salvaguardar su integridad física y su vida (Figura 4).

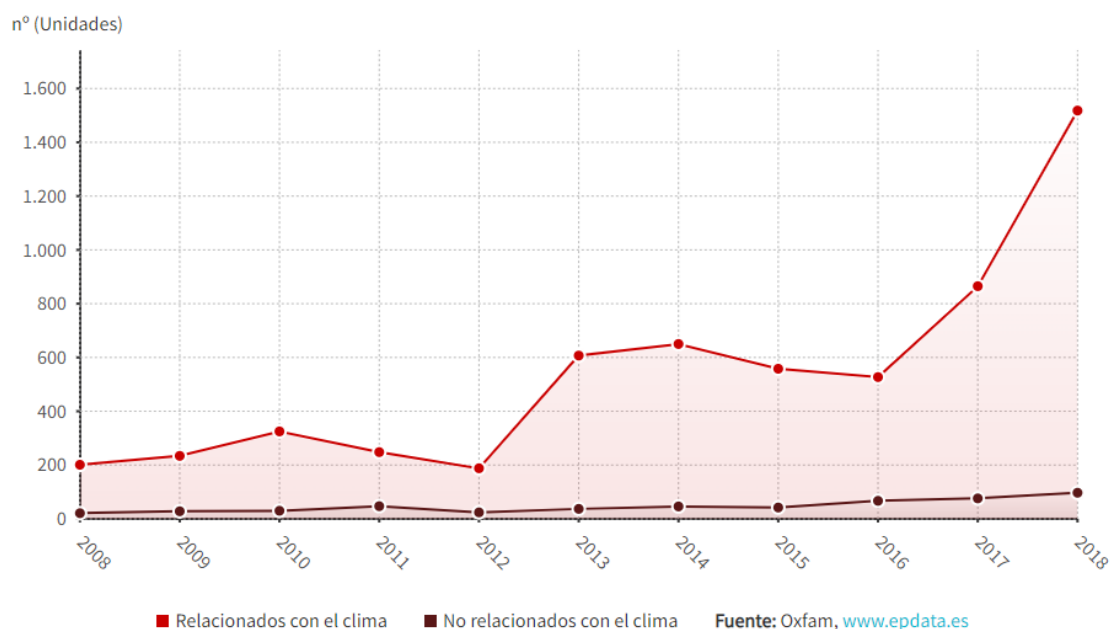


Figura 4. Número de desastres al año que han supuesto un desplazamiento interno de personas. Fuente Oxfam, [www.epdata.es](http://www.epdata.es)

## 2.2 Emisiones de GEI del sector marítimo

El sector del transporte es en la actualidad uno de los que más contribuye en el calentamiento global. En términos globales, las emisiones de dióxido de carbono generadas por este sector han ido aumentando con el tiempo en el planeta, alcanzando la cifra de 8.220,00 Mt CO<sub>2</sub> en el año 2019 (Figura 5) [3]. Esto supone aproximadamente un 25% del total de las emisiones totales de dióxido de carbono en la Tierra.

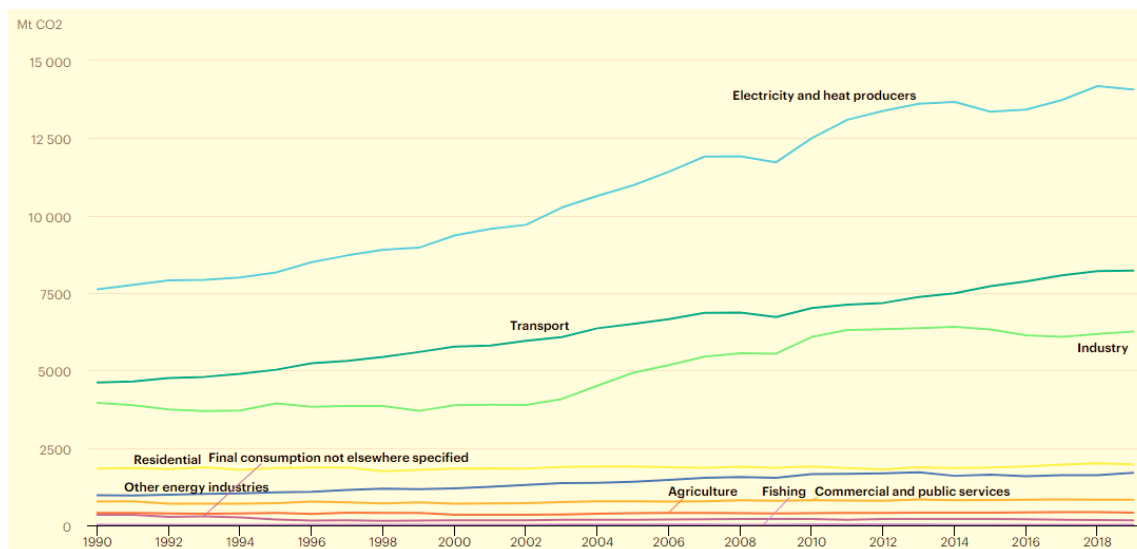


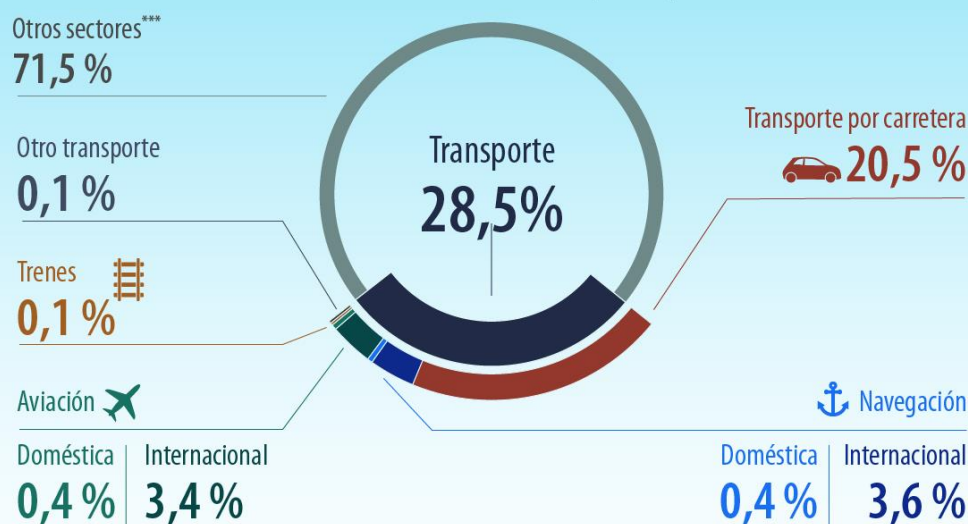
Figura 5. Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector en el mundo, 1990-2019. Fuente: IEA

En cuanto a las emisiones mundiales producidas por el sector marítimo, estas alcanzaron en el año 2018 la cifra de 1.056,00 Mt CO<sub>2</sub>, lo que supone un 2,89% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> en la Tierra y un 12,87% del sector del transporte [4].

En Europa, según datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, el sector del transporte aporta el 28,5% de las emisiones de gases de efecto invernadero del total de la Unión Europea (UE) (año 2019). Las emisiones de GEI del transporte marítimo, junto a las producidas por la aviación, han sido las que más rápido han crecido, aunque cada una de ellas solo suponga aproximadamente un 4% de las emisiones totales de GEI de la UE [5] (Figura 6). El aumento de las emisiones se debe principalmente al crecimiento récord del tráfico, estimulado sobre todo por el volumen comercial en el caso del transporte por vía marítima. Dicho crecimiento, lejos de disminuir, va a seguir en pleno crecimiento durante los años venideros, lo que tendrá como resultado un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> y del resto de GEI, tal y como reflejan muchos estudios de proyecciones ante distintos escenarios. Estos escenarios contemplan que dichas emisiones crecerán entre un 90% hasta, como máximo, un 130% de las emisiones de 2008 para el año 2050 [6].

# Emisiones del transporte

como porcentaje de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de la UE\* (2019)\*\*



\*Datos que excluyen a Reino Unido (UE-27)

\*\*Datos que excluyen el uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (LULUCF)

\*\*\*Energía, industria, residencial, comercial, institucional, agricultura, silvicultura, pesca y otros

Figura 6. Emisiones del transporte como porcentaje de las emisiones totales de GEI de la UE (2019). Fuente: Agencia Europea de Medioambiente (2022)

El transporte marítimo puede considerarse de cierta forma como un modo de transporte limpio, especialmente si se mira desde el punto de vista de las emisiones por tonelada-kilómetro\* [7]. El rango típico de eficiencia de CO<sub>2</sub> en barcos se encuentra desde los 0 a los 60 gramos por tonelada-kilómetro, siendo el de transporte mediante trenes de 20 a 120 y entre 80-180 para el transporte terrestre por carretera [8]. Hay una variedad considerable entre la eficiencia de CO<sub>2</sub> y el tipo de embarcación, siendo mejor cuanto mayor es la embarcación. Sin embargo, y a pesar de ello, las emisiones de gases de efecto invernadero del sector del transporte marítimo son considerables y a tener en cuenta, tal y como ya se ha revisado. Aunque la mayoría de las emisiones (no solo las relativas al efecto invernadero) tengan lugar en alta mar, las dadas en zonas y ciudades portuarias son las que mayor impacto tienen en la salud de los humanos debido a las altas concentraciones en las inmediaciones. Por ello, el análisis del conjunto global de emisiones en puertos cobra especial interés, aunque en este informe nos centraremos en las emisiones relativas al efecto invernadero, que son las que juegan un papel crucial en el cambio climático, y más especialmente en el CO<sub>2</sub>, al ser este el que se genera en mayor cantidad.

\*Una tonelada-kilómetro, abreviada como tkm, es una unidad de medida que representa el transporte de una tonelada de bienes (incluyendo el embalaje) mediante un modo de transporte (carretera, raíl, aire, mar, etc.) para una distancia de un kilómetro.

### 2.2.1 Revisión general de emisiones de GEI en puertos

Las emisiones de dióxido de carbono emitidas por embarcaciones en puertos fueron de 18 millones de toneladas para el año 2011, representando aproximadamente entre el 2 y el 5% de las emisiones totales por el sector marítimo. La mayoría, sobre el 85%, provienen de buques portacontenedores y buques cisterna. Para los cisterna, esto se explica debido a sus largos períodos de estancia en puertos. Por su parte, para los portacontenedores esto no es así, teniendo cortos períodos de estancia, pero con altas emisiones durante ese intervalo de tiempo. Los buques graneleros, asimismo, tienen también largos tiempos de estancia, pero con bajas emisiones (aproximadamente representan el 13% de las emisiones en puertos). Por otro lado, los buques Ro-Ro (transporte de cargamento rodado) representan aproximadamente el 2% de las emisiones [7].

En cuanto a la procedencia de las emisiones en puertos, la mayoría se concentran en Asia y Europa, siendo las de CO<sub>2</sub> aproximadamente el 58% de las mundiales. Esto, sin embargo, es lógico puesto que son los continentes donde tiene lugar la mayoría de la actividad portuaria. No obstante, cabe destacar que los puertos en Europa tienen bajas emisiones en SO<sub>x</sub>, PM10 y PM2,5, debido principalmente a las regulaciones europeas de bajo contenido en azufre en los combustibles. Por su parte, las de dióxido de carbono en puertos de Europa representan aproximadamente el 19%, siendo relativamente bajas teniendo en cuenta la alta actividad portuaria. Los puertos con mayores emisiones en relación a su tráfico portuario se pueden encontrar en África, Oriente Medio, Latinoamérica y, en menor medida, en Norteamérica.

Los puertos con mayores niveles de emisiones absolutas debido a las embarcaciones están en Singapur, Hong Kong, Tianjin (China) y Port Klang (Malasia). En todas las categorías el puerto de Singapur muestra los mayores niveles de emisiones, mientras que el resto de puertos varían según la categoría. La lista de los puertos con mayores emisiones no es muy sorprendente: la mayoría de ellos son también los que tienen una mayor actividad portuaria. Las diferencias entre puertos dentro de los rankings relativos a las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>x</sub> se pueden explicar principalmente por las políticas, en particular por la directiva europea la cual es más restrictiva. Los diez puertos con mayores emisiones de dióxido de carbono contribuyen con un 21,2% del total del CO<sub>2</sub> emitido en todos los puertos del mundo (Tabla 1).

Tabla 1. TOP 10 puertos con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. Fuente: Olaf Merk

TOP 10 puertos (emisiones de CO <sub>2</sub> )	Porcentaje del total	TOP 10 puertos (emisiones de CO <sub>2</sub> )	Porcentaje del total
1. Singapur	5,9%	6. Shanghai	1,7%
2. Hong Kong	2,2%	7. Fujairah	1,7%
3. Rotterdam	2,0%	8. Busan	1,4%
4. Port Klang	1,9%	9. Kaohsiung	1,4%
5. Tianjin	1,8%	10. Antwerp	1,2%
<b>Total TOP 10</b>		<b>21,2%</b>	

Todas estas emisiones en puertos se estima que se cuadruplicarán para el año 2050, en concreto para el caso de CH<sub>4</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> (Figura 7). Teniendo esto en cuenta, en dicho año se alcanzarán aproximadamente 70 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> generadas por embarcaciones en puertos. Este aumento se debe principalmente a la mayor necesidad de mercancías y bienes impulsados por el crecimiento de la población, la economía y el comercio.

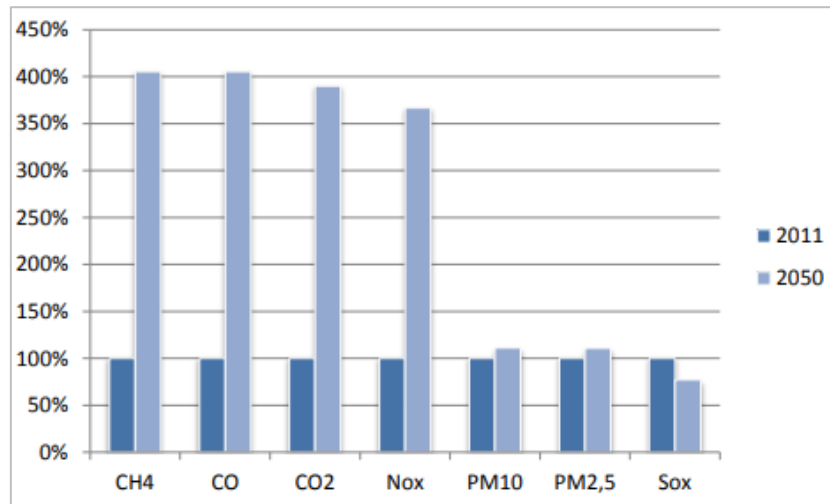


Figura 7. Comparativa de emisiones por embarcaciones en puertos 2011-2050. Fuente: Olaf Merk

Asia y África estarán sujetas a los aumentos más pronunciados en las emisiones, debido a su fuerte proyección de crecimiento de tráfico portuario hasta 2050 y a la falta de medidas de mitigación de emisiones. Se prevé que el tráfico portuario asiático alcance la mitad del total mundial en 2050, lo que se corresponde con la parte de emisiones proyectadas del transporte marítimo en los puertos asiáticos. Los puertos norteamericanos y europeos muestran disminuciones relativas de las emisiones, debido a un crecimiento del tráfico relativamente más lento y a medidas regulatorias más estrictas, como áreas de control de emisiones.

### 2.2.2 Emisiones de GEI en el Puerto de Valencia

El Puerto de Valencia, por su parte, es el tercer puerto de España con mayores emisiones de CO<sub>2</sub> por detrás del de Algeciras y Barcelona, y el séptimo europeo (Figura 8), con una contribución de 2,7 millones de toneladas de dióxido de carbono al año (hay que tener en cuenta que en dicha cifra se incluyen todas las emisiones asociadas al puerto en la totalidad de la cadena de suministro marítima, y no solo las generadas por embarcaciones) [9].

## Los 10 puertos más contaminantes en Europa

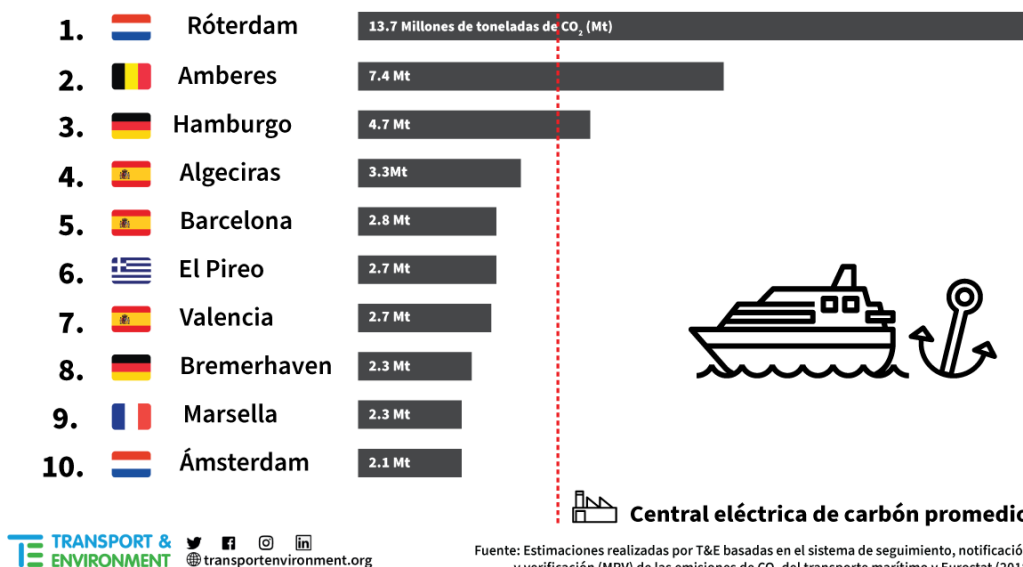


Figura 8. Los 10 puertos más contaminantes en Europa. Fuente: Transport & Environment

En el Informe de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Puerto de Valencia de 2016 (último informe accesible), realizado por ValenciaPort y la Universidad Politécnica de Valencia, se han incluido las emisiones debidas a [10]:

- CO<sub>2</sub> → Dióxido de Carbono. Factor de calentamiento global de 1.
- CH<sub>4</sub> → Metano. Factor de calentamiento global de 21.
- N<sub>2</sub>O → Óxido Nitroso. Factor de calentamiento global de 310.

Los resultados se muestran tanto en toneladas de CO<sub>2</sub> como en toneladas de CO<sub>2,e</sub> (Dióxido de Carbono equivalente\*). Además, en el informe se distinguen tres alcances distintos para las emisiones: emisiones directas, emisiones indirectas por energía y otras emisiones indirectas relacionadas con las actividades de las empresas concesionarias, emisiones de buques y transporte de mercancías.

Para nuestro caso, nos centraremos en el alcance 3 y, más en concreto, en el subapartado donde se tienen en cuenta las emisiones indirectas derivadas de los consumos de combustible consecuencia de las escalas de los buques dentro del recinto portuario, es decir, las generadas directamente por las embarcaciones. Estas emisiones son de 91.013,71 toneladas de CO<sub>2</sub> y 92.348,26 toneladas de CO<sub>2,e</sub>, lo que supone un 55,6% del total de las emisiones en el Puerto de Valencia (Tabla 2, Figura 9).

\*El CO<sub>2</sub> equivalente es una medida en toneladas de la huella de carbono, en la que se tienen en cuenta los GEI. La masa de los gases emitidos es medida por su equivalencia en dióxido de carbono.



Tabla 2. Emisiones indirectas derivadas de los consumos de combustible consecuencia de las escalas de los buques dentro del recinto portuario de Valencia. Fuente: [10]

Descripción	Emisiones de CO2 (t de CO2)	Emisiones de CO2e (t de CO2e)	% Relativo	% Total
Buques Portacontenedores	60.242,31	61.105,91	66,17%	36,79%
Buques Crucero	2.096,39	2.126,50	2,30%	1,28%
Buques RoRo Ferris	4.616,21	4.682,41	5,07%	2,82%
Buques (Otros)	14.381,57	14.587,62	15,80%	8,78%
Remolcadores Auxiliares	9.677,23	9.845,82	10,66%	5,93%
<b>TOTAL</b>	<b>91.013,71</b>	<b>92.348,26</b>	<b>100%</b>	<b>55,60%</b>

Nota.- "% Relativo" se refiere al porcentaje de emisiones de CO<sub>2</sub> entre los distintos tipos de buques mostrados en la tabla.

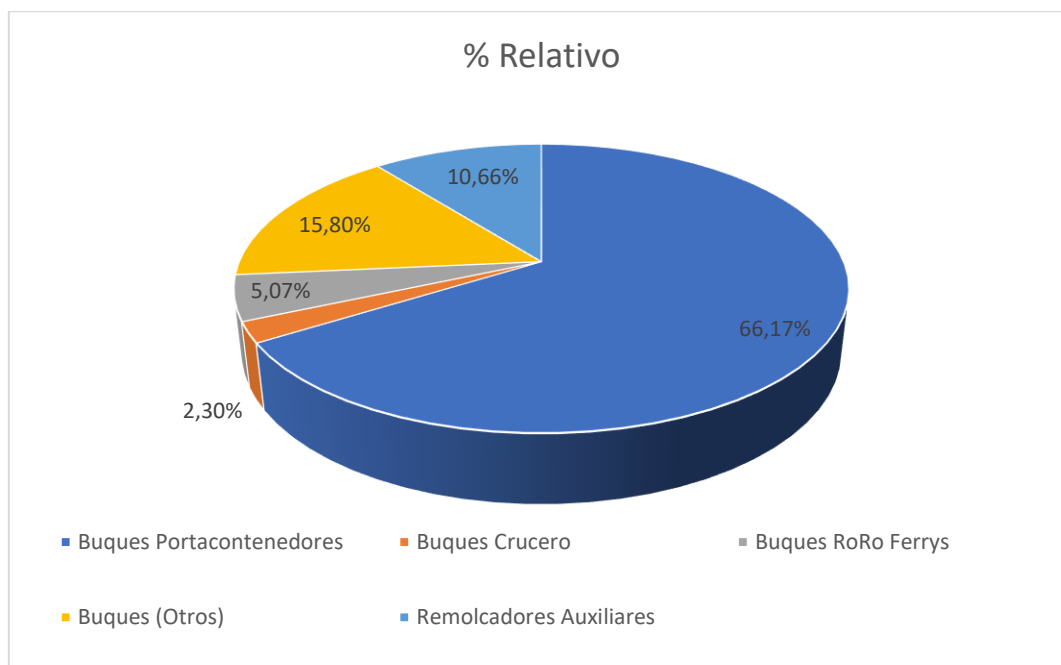


Figura 9. Porcentaje relativo de emisiones derivadas de los consumos de combustible consecuencia de las escalas de los buques dentro del recinto portuario de Valencia según el tipo de buque. Fuente: [10]

Ante los datos anteriores, se puede observar que las emisiones derivadas de los consumos de combustible de los buques consecuencia de las escalas dentro del recinto portuario constituyen una parte importante de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas en el puerto de Valencia. Principalmente son los buques portacontenedores los que tienen mayor incidencia, lo cual es lógico debido al tráfico de los mismos; sin embargo, otro tipo de buques como los remolcadores, que a priori podría parecer que contribuyen poco con las emisiones de gases de efecto invernadero en el puerto, toman también bastante responsabilidad. Aunque la cantidad de este tipo de embarcaciones en puerto no sea numerosa, hay que ser conscientes de que tienen un alto régimen de trabajo y que son buques de altas potencias, lo que explica dicha cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 2.3 Soluciones y medidas para la reducción de emisiones de GEI en el sector marítimo

La Unión Europea, comprometida con el propósito de alcanzar la neutralidad climática para el año 2050, alcanzó un acuerdo sobre la Ley Europea del Clima, parte del Pacto Verde Europeo. Dentro de la misma, para el año 2030 se definió como objetivo reducir las emisiones un 60% con respecto a las de 1990 [11]. Para ello, se presentó una legislación ambiciosa en la que se incluye un sistema de comercio de derechos de emisiones para la industria, una tasa de carbono sobre productos importados, la gestión de bosques y la reducción de emisiones en sectores como la agricultura, los edificios, la gestión de residuos y el transporte.

En lo relativo al sector del transporte marítimo, las medidas a tomar pueden diferenciarse en cuatro categorías o áreas de actuación [7]:

- **Medidas operativas.** Estas medidas cubren el funcionamiento del propio buque (estado del casco, estado de la hélice, optimización del calado, etc.) y medidas de navegación/ruta (ejecución del viaje, desarrollo de rutas teniendo en cuenta la meteorología, etc.).
- **Medidas técnicas.** Estas son relativas a maquinaria (motores principales y auxiliares) y medidas bajo el agua (hélice y casco).
- **Cambios estructurales.** Aquí se incluye la eficiencia portuaria.
- **Combustibles y fuentes de energía alternativos.** Entre los combustibles alternativos, se incluyen combustibles gaseosos como gas natural licuado (GNL), gas licuado del petróleo (GLP), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y metano (CH<sub>4</sub>) entre otros, además de biocombustibles. Por otro lado, también puede ser interesante la electrificación, apoyándose de energías renovables, aunque es cierto que este caso es más viable para pequeños buques y distintos sistemas auxiliares. Utilizar la energía nuclear para mover buques que requieran de mayor potencia es otra opción que distintas empresas plantean. Asimismo, la utilización de celdas de combustible/fuel cells (FC) es otra opción muy a tener en cuenta.

---

En la industria marítima, los buques propulsados por gasóleo y gas natural emiten contaminantes atmosféricos mientras navegan y mientras están en puerto. La normativa que regula estas emisiones puede ser diferente en función del puerto, del litoral y del mar. Entre las jurisdicciones que promulgan la normativa sobre emisiones se encuentran la IMO (International Maritime Organization), naciones, estados y provincias, y gobiernos locales, incluidas las organizaciones portuarias.

La IMO ha adoptado regulaciones para abordar las emisiones contaminantes de los buques y ha adoptado medidas obligatorias de eficiencia energética para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del transporte marítimo internacional, con el objetivo de eliminarlas lo antes posible en este siglo. La estrategia inicial de la IMO tiene como objetivo una reducción de las emisiones totales de GEI del transporte marítimo internacional en al menos un 50% para 2050 en comparación con 2008 [12].

En Europa, la EMSA (European Maritime Safety Organization) tiene como objetivo reducir las emisiones de dióxido de carbono de la UE del transporte marítimo en al menos un 40% (se desea un 50%) de los niveles de 2005 para el 2050.

En 2015, el Parlamento noruego adoptó la decisión, “El Gobierno es solicitado por el Parlamento, de modo que garantice que los requisitos de cero emisiones (y la tecnología de bajas emisiones) se incluyan en todas las futuras licitaciones de ferries públicos, cuando la tecnología lo permita”. También el Parlamento noruego ha decretado que los fiordos del país, protegidos por la UNESCO, queden libres de emisiones de cruceros y ferries para el año 2026 a más tardar.

En Alaska están vigentes desde hace tiempo las Marine Visible Emission Standards, normativas en las que se hace un mayor llamamiento a proteger las sensibles regiones árticas/polares de posibles vertidos de combustibles marinos y emisiones de los buques.

Los puertos suelen ser una intersección entre operaciones marítimas, de transporte por camión y ferroviarias, y la intensidad de las emisiones generadas son perjudiciales a las comunidades locales y al medio ambiente. Los gobiernos reconocen que estos puertos contribuyen significativamente a la contaminación atmosférica local y a las emisiones GEI, y están trabajando para reducir y eliminar todas estas emisiones nocivas.

Es evidente que existe una necesidad de implementar normativas de energías de cero emisiones para hacer frente a los requisitos de propulsión marina, sistemas auxiliares, etc., al tiempo que se cumplen los objetivos medioambientales. Las únicas opciones para la producción de energía de cero emisiones son la energía nuclear, las baterías y las pilas de combustible. En esta última, el hidrógeno (H<sub>2</sub>) toma gran importancia, y también lo hace España, ya que se muestra como uno de los países con mayor potencial para la producción de hidrógeno limpio a bajo coste.

## CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO

### 3.1 Revisión general del hidrógeno

#### 3.1.1 Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el componente más abundante del universo, constituyendo unas tres cuartas partes del mismo [13]. La presencia de gas hidrógeno en la atmósfera terrestre es escasa debido a su alta difusividad. Sin embargo, es abundante en la corteza terrestre, donde suele estar unido al carbono, así como en el agua, unido al oxígeno. El hidrógeno siempre suele estar combinado con otros elementos, lo que supone un inconveniente a la hora de utilizarlo en solitario.

Fue descubierto en el siglo XVI por Paracelso, cuando él mismo obtuvo hidrógeno diatómico gaseoso añadiendo limaduras de hierro al ácido sulfúrico. Sin embargo, no era consciente de que el gas inflamable generado estaba compuesto por un nuevo elemento químico. En 1766, Henry Cavendish fue la primera persona en reconocer el gas hidrógeno como una molécula discreta. Fue en 1781 cuando descubrió más profundamente que este gas producía agua cuando se quemaba. En 1783, Antoine Lavoisier dio al elemento el nombre de hidrógeno, el cual proviene del griego 'hydro', que significa "agua", y 'genes', que significa "generar", es decir, "generador de agua".

En cuanto a las distintas propiedades químicas, el hidrógeno (H) es el elemento más simple y ocupa la primera posición en la tabla periódica. Un átomo de hidrógeno está formado por un protón en su núcleo y un electrón que se mueve en una órbita alrededor (Figura 10). El hidrógeno tiene un número atómico de 1, un estado de oxidación de +1 y un peso atómico de 1,008 u.a., superior a la unidad por la coexistencia de varios isótopos. Desde el punto de vista químico, la disposición de un solo electrón orbitando alrededor del núcleo hace que el elemento sea muy reactivo. Por ello, los átomos de H se combinan por parejas para formar la molécula de hidrógeno (H<sub>2</sub>) (Figura 11). Como es el elemento químico de menor peso atómico, su densidad es muy baja tanto en estado líquido como gaseoso. A la temperatura de ebullición, la densidad del hidrógeno líquido es de 70,8 kg/m<sup>3</sup>, mientras que en condiciones normales y en estado gaseoso su densidad es de 0,0899 kg/m<sup>3</sup>.

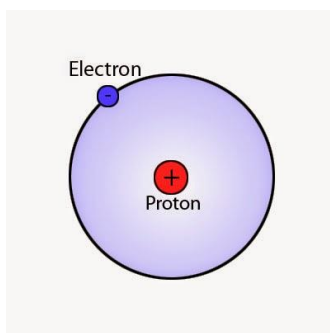


Figura 10. Átomo de hidrógeno. Fuente: Cuadernos de Física

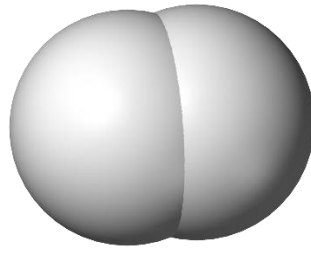


Figura 11. Molécula de  $H_2$  (Dihidrógeno). Fuente: Wikipedia

La temperatura de ebullición de una sustancia pura aumenta con la presión aplicada hasta alcanzar el punto crítico. Por desgracia, la temperatura de ebullición del hidrógeno solo puede aumentare hasta un máximo de  $-240\text{ }^\circ\text{C}$  mediante la aplicación de 13 bares. Debido a esta temperatura de ebullición extremadamente baja, es difícil obtener hidrógeno líquido, puesto que es un proceso que requiere mucha energía. Además, el hidrógeno líquido se evapora muy rápidamente, por lo que los tanques donde se acumule deben encontrarse perfectamente aislados para evitar así cualquier pérdida.

Cuando un combustible reacciona con el oxígeno, se libera una cantidad fija de energía y se forma, entre otros, agua. El hidrógeno gaseoso es el combustible con mayor contenido energético por unidad de masa. Para una determinada cantidad de energía, la masa de hidrógeno necesaria es solo un tercio de la masa de un hidrocarburo. Por esta razón, el hidrógeno se ha utilizado ampliamente como combustible en los programas espaciales, donde el peso es crucial. Por otro lado, la densidad energética (medida de cómo se empaquetan los átomos de hidrógeno en un combustible) es mayor cuanto más compleja es la estructura molecular de un combustible. Por desgracia, la densidad energética del hidrógeno es muy baja y la principal consecuencia es que se necesita mucho volumen para almacenar una cantidad de hidrógeno equivalente en contenido energético a la misma cantidad de un hidrocarburo. Por esta razón, los tanques de almacenamiento de hidrógeno suelen ser voluminosos y pesados. En cuanto a la energía de ignición, que es la cantidad de energía externa que debe aplicarse para encender una mezcla de combustible, cabe destacar que el hidrógeno tiene un valor realmente bajo, de  $0,02\text{ MJ}$ , lo que hace que sea muy fácil de encender, a pesar de su elevada temperatura de autoignición, de  $585\text{ }^\circ\text{C}$  [14]. De hecho, incluso una pequeña descarga de electricidad estática de un cuerpo humano puede tener suficiente energía para provocar la ignición del hidrógeno. Además, el hidrógeno tiene una baja conductividad eléctrica; esto significa que el flujo o la agitación del hidrógeno genera cargas electrostáticas que pueden producir chispas. Por esta razón, cualquier equipo de almacenamiento de hidrógeno debe estar convenientemente conectado a tierra.

En cuanto al rango de inflamabilidad, debemos diferenciar los dos límites que lo definen. El límite inferior de inflamabilidad es la concentración mínima del gas en mezcla con el aire por debajo de la cual no se produce la propagación de la llama en contacto con una fuente de ignición. Por otro lado, el límite superior es la concentración máxima por encima de la cual no se produce la propagación de la llama en contacto con una fuente de ignición. En comparación con otros combustibles, el hidrógeno tiene el rango de inflamabilidad más amplio, que va del 4

al 75%. Además, es explosivo en un amplio rango, que va del 15 al 59%. Dado que los límites de inflamabilidad aumentan con la temperatura, incluso las pequeñas pérdidas de hidrógeno tienen el potencial de arder o explotar, lo que significa que deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas al manipular el hidrógeno. Las llamas del hidrógeno tienen características particulares porque son azules y casi invisibles a la luz del día. Además, a diferencia de otros combustibles, el hidrógeno no emite productos tóxicos cuando se quema. Sin embargo, los incendios de hidrógeno pueden ser visibles indirectamente por las ondas de calor y la radiación térmica, y también en muchos casos, las llamas queman materiales circundantes que producen humo y hollín, que son más fáciles de identificar. En muchos aspectos, los incendios de hidrógeno son más seguros que los de gasolina porque el hidrógeno se eleva rápidamente debido a su alta flotabilidad y difusividad. En consecuencia, las llamas de hidrógeno son muy localizadas y verticales. Aunque el hidrógeno arde con más energía que la gasolina, lo hace durante menos tiempo.

Por otro lado, el hidrógeno puede reaccionar muy fuertemente con las sustancias metálicas provocando cambios en la red cristalina, así como en las propiedades mecánicas que pueden derivar en la iniciación o propagación de fracturas metálicas. El ataque del hidrógeno tiene dos formas de acción: la descarburación superficial (que da lugar a una pérdida de resistencia y a un aumento de la ductilidad) y la descarburación interna (que da lugar también a una pérdida de resistencia y ductilidad en la que aparecen grietas en el borde del grano).

El hidrógeno puro es inodoro, incoloro e insípido. Aunque no es tóxico, puede actuar como asfixiante al desplazar el oxígeno del aire. Si la presencia de oxígeno disminuye por debajo del 19,5%, se produce cierta inactividad biológica en el ser humano, mientras que por debajo del 12% se produce la pérdida inmediata de la conciencia. Por esta razón, si se produce una fuga de hidrógeno en un espacio cerrado, pueden producirse graves problemas porque el hidrógeno se difunde rápidamente, desplazando el volumen ocupado por el oxígeno en el aire. Por otra parte, la inhalación de hidrógeno puede generar una mezcla inflamable dentro de nuestro cuerpo. También puede provocar inconsciencia y asfixia, por lo que es necesario extremar las medidas de seguridad y llevar a cabo la instrumentación de la ventilación de los espacios en los que se almacena o manipula hidrógeno [14].

### 3.1.2 Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno ha sido y es la principal materia prima de numerosos procesos de producción. La industria petroquímica, el refinado de petróleo y la producción de amoníaco son, con diferencia, los mayores consumidores de hidrógeno, seguidos por la producción de metanol y las aplicaciones metalúrgicas. Por otro lado, en la industria alimentaria, el hidrógeno se utiliza para la hidrogenación de aceites y grasa vegetales. En la industria electrónica, el hidrógeno de alta pureza se utiliza para la producción y el procesamiento del silicio. Otros usos del hidrógeno son su utilización como refrigerante en generadores de turbinas eléctricas, como combustible para turbinas de gas y para aplicaciones aeroespaciales. También es un combustible primario para diversas aplicaciones de pilas de combustible en el sector del transporte [15].

Además, el hidrógeno puede utilizarse como vector energético, es decir, como portador de energía primaria hacia puntos de consumo potenciales. Cuando el hidrógeno se considera un

---

vector energético, significa que primero se utiliza algún tipo de energía para obtener el hidrógeno y almacenarlo después. Por ejemplo, el hidrógeno puede almacenar energía procedente de fuentes renovables cuando hay un desajuste entre la oferta y la demanda [15]. Cuando se necesita utilizar esta energía almacenada, el hidrógeno puede transportarse al lugar donde se necesite y utilizarse posteriormente para producir electricidad en una pila de combustible o fuel cell.

### 3.1.3 Economía del hidrógeno

El hidrógeno es un factor clave en la transición energética. La transición hacia una “sociedad del hidrógeno” garantiza beneficios con respecto a tres aspectos clave [16]:

- En cuanto a la sostenibilidad medioambiental, el hidrógeno es un portador limpio y su uso puede reducir drásticamente las actuales emisiones de CO<sub>2</sub>, descarbonizando muchos sectores como el del transporte, el uso de la energía en la industria o la calefacción de los edificios.
- El uso de hidrógeno también puede aumentar la independencia de regiones exteriores inestables, por lo que se considera un factor clave para garantizar seguridad energética de un país.
- Por último, la tecnología del hidrógeno puede garantizar un aumento de la competitividad gracias a la excelencia de la investigación, lo que conduce a la innovación y al crecimiento de la industria.

En este contexto de la economía del hidrógeno, podemos identificar diferentes cambios de paradigma tecnológico, industrial y social que pueden ser posibles gracias a las pilas de combustible y las tecnologías del hidrógeno [17].

Desde el punto de vista tecnológico, las fuel cells pueden reducir drásticamente las pérdidas en la conversión de energía y son capaces de producir energía localmente para el consumo local. Además, el uso de hidrógeno hace posible la transición de los sistemas basados en ciclos de carbono a los basados en energías limpias. En cuanto a la industria, la relativa a la energía se enfrentaría a una liberalización, pasando de la generación centralizada a la distribuida. De este modo los consumidores podrían elegir cómo obtener su energía y de qué industria.

Desde el punto de vista social, la economía del hidrógeno afecta a la política, ya que implica una transición hacia una sociedad que no depende de un recurso energético concreto (como el petróleo) y la reducción de la posibilidad de conflictos internacionales, gracias a la seguridad energética que puede garantizar el hidrógeno.

En cuanto al medio ambiente, esto significa un cambio hacia una sociedad que no produzca emisiones de gases de escape y una transición hacia una sociedad respetuosa con el medio ambiente mediante reducciones drásticas de CO<sub>2</sub>.

Además, en el sector de la economía la energía es el motor fundamental para impulsar las actividades económicas y, por lo tanto, esto permite una transición hacia una sociedad en la que la energía futura está asegurada a través de inversiones en energías renovables y en la que se puede desplegar la mejor combinación de tipos de energía debido a la diversificación de los recursos energéticos.

Sin embargo, el uso limpio y generalizado del hidrógeno en las transiciones energéticas mundiales se enfrenta a varios retos. Actualmente, la política y la tecnología son inciertas: la producción de hidrógeno a partir de energía con bajas emisiones de carbono es costosa por el momento. Sin embargo, según el análisis de la Agencia Internacional de la Energía, el coste de producir hidrógeno a partir de electricidad renovable podría bajar un 30% para el año 2030. Otro reto es que el desarrollo de la infraestructura del hidrógeno es lento y frena su adopción generalizada. Los precios del hidrógeno para los consumidores dependen en gran medida del número de estaciones de servicio que haya, de la frecuencia con que se utilicen y de la cantidad de hidrógeno que se suministre al día. Para hacer frente a esto, es necesario que los gobiernos nacionales y locales, la industria y los inversores planifiquen y coordinen. Además, hoy en día el hidrógeno se suministra casi en su totalidad a partir de gas natural y carbón, que son responsables de unas emisiones anuales de CO<sub>2</sub> equivalentes a las de Indonesia y el Reino Unido juntos. La introducción de un futuro energético limpio basado en el hidrógeno requiere tanto la captura del CO<sub>2</sub> de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles como un mayor suministro de hidrógeno a partir de electricidad limpia. Por último, la normativa de algunos gobiernos limita actualmente el desarrollo de una economía limpia del hidrógeno. Por ende, tanto industria como gobiernos deben trabajar juntos para asegurar que las regulaciones existentes no sean barreras innecesarias para la inversión. España, concretamente, es uno de los países que más está apostando por el hidrógeno [16].

La Agencia Internacional de la Energía identifica cuatro oportunidades a corto plazo para impulsar el hidrógeno en el camino hacia su uso limpio y generalizado [17]:

1. Dado que los puertos industriales concentran gran parte de la producción de refinado y productos químicos que utilizan hidrógeno basado en combustibles fósiles, podrían convertirse en los centros neurálgicos para ampliar el uso de hidrógeno limpio. Animar a estas plantas a cambiar a una producción de hidrógeno más limpia reduciría los costes globales.
2. Otra oportunidad es aprovechar las infraestructuras existentes, como los gaseoductos de gas natural. La introducción de hidrógeno limpio para sustituir solo el 5% del volumen de los suministros de gas natural de los países impulsaría considerablemente la demanda de hidrógeno y reduciría los costes.
3. Por otra parte, la alimentación de coches, camiones, autobuses y demás vehículos (incluyendo también aéreos y marinos) puede hacer que los vehículos de hidrógeno sean más competitivos.



- 
4. Finalmente, se podrían integrar las lecciones aprendidas del exitoso crecimiento del gas natural licuado para lanzar las primeras rutas marítimas internacionales del comercio del hidrógeno.

Para conseguir todo ello, la cooperación internacionales es vital, de modo que se acelere el crecimiento del hidrógeno versátil y limpio en todo el mundo.

## 3.2 Colores del H<sub>2</sub>

El color del hidrógeno indica cómo se produce este y, por tanto, es también un indicador de las emisiones que se han generado en dicho proceso (Figura 12). Existe una gran variedad de colores del hidrógeno, pero en general podemos encontrar los siguientes [18]:

- **VERDE**. Se produce mediante la electrólisis del agua con electricidad procedente de fuentes de energía de origen renovable. En su proceso de producción, las emisiones de CO<sub>2</sub> son nulas, por lo que el GHG (indicador de la huella de carbono) es mínimo.
- **ROSA**. También producido mediante la electrólisis del agua, en este caso mediante energía nuclear. Se trata de un hidrógeno muy sostenible ya que las emisiones de CO<sub>2</sub> en su producción son nulas y el GHG es mínimo.
- **BLANCO**. Se trata de H<sub>2</sub> que se encuentra de forma gaseosa en la naturaleza. Puede encontrarse en ocasiones en depósitos subterráneos. Por ello, es un hidrógeno muy limpio, aunque puede contener impurezas que impliquen su purificación.
- **AMARILLO**. La tecnología utilizada es también la electrólisis, pero en este caso la electricidad utilizada proviene de redes con energía de origen mixto (desde renovables hasta combustibles fósiles). Se puede considerar el hidrógeno verde procedente de la energía solar como hidrógeno amarillo, aunque hay cierta controversia al respecto. Aquí las emisiones y la huella de carbono es media.
- **TURQUESA**. Este tipo de hidrógeno se produce mediante la pirólisis del metal fundido, alimentada por gas natural. El proceso consiste en hacer pasar a través de metal fundido gas natural, liberándose así hidrógeno y carbono sólido. De este modo, se evitan las emisiones directas de CO<sub>2</sub>.
- **AZUL**. El hidrógeno azul se produce mediante el reformado de gas natural + CCUS (captura, utilización y almacenaje de carbono). Ese carbono se utiliza posteriormente

para, por ejemplo, fabricar ecocombustibles. Se trata de un hidrógeno de bajas emisiones.

- **GRIS.** En este caso, este tipo de hidrógeno se produce también mediante el reformado por vapor de gas natural, aunque en este caso sin CCUS. Es por ello que aquí las emisiones GHG son de nivel medio.
- **NEGRO/MARRÓN.** Se obtiene mediante la gasificación de carbón negro o marrón, otros combustibles fósiles y otras materias primas ricas en hidrocarburos. Su grado de emisiones GHG es alto, y su producción actual está disminuyendo.

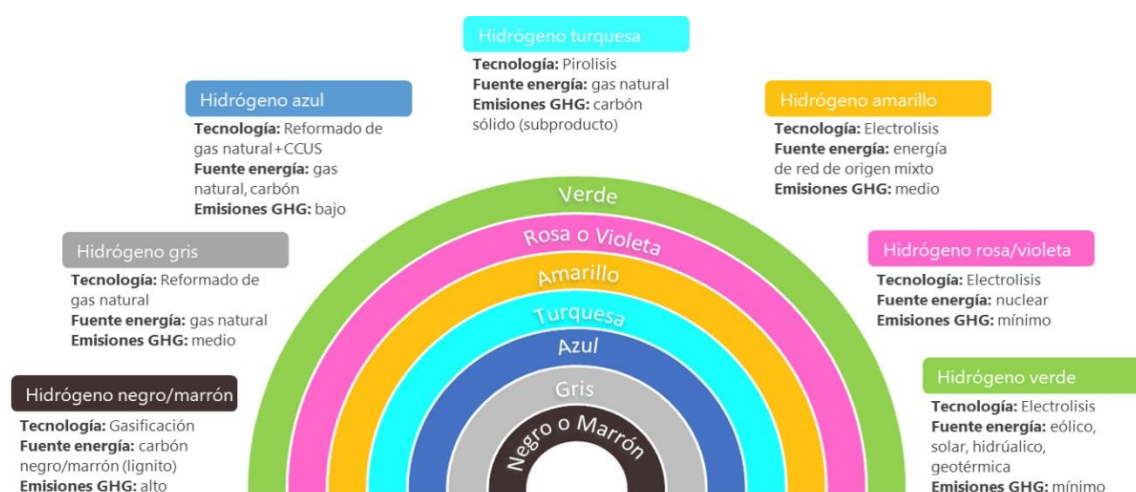


Figura 12. Colores del hidrógeno (H<sub>2</sub>). Fuente: Técnicas Reunidas

### 3.3 Tecnologías de producción de H<sub>2</sub>

El hidrógeno puede producirse a partir de diversas fuentes de energía primarias. En general, cualquier sustancia en cuya composición aparezca el hidrógeno puede servir como posible fuente para obtenerlo. Por ejemplo, puede producirse a partir del agua o de los hidrocarburos, así como de la materia orgánica de origen vegetal o animal. Según el tipo de fuente de energía utilizada, podemos clasificar estos métodos en dos categorías: la producción a partir de combustibles fósiles y la producción mediante fuentes renovables. En la actualidad, el 96% de todo el hidrógeno producido procede de la transformación termoquímica de combustibles fósiles, casi la mitad del gas natural, y solo el 4% se obtiene por pirólisis. La razón por la que la mayor parte del hidrógeno se produce a partir de gas natural es que es la opción más económica. Sin embargo, esto supone un alto coste energético y medioambiental que no es sostenible a largo plazo. Afortunadamente, los mismos procesos utilizados para producir hidrógeno a partir

---

del gas natural, el petróleo y el carbón pueden aplicarse a los combustibles obtenidos de la biomasa, lo que crea enormes perspectivas para la producción de H<sub>2</sub> limpio. Del mismo modo, utilizando electricidad de fuentes renovables para la electrólisis del agua, se puede producir hidrógeno limpio sin emisiones de carbono, aunque hoy en día sea una opción más cara.

En cualquier caso, la obtención de hidrógeno supone extraerlo de otras moléculas, para lo cual se necesita una cantidad importante de energía. La extracción es más asequible a partir de compuestos que se encuentran en estados energéticos elevados, como los combustibles fósiles. En este caso, el propio proceso produce parte de la energía necesaria, a diferencia de lo que ocurre con los compuestos que se encuentran en estados inferiores como el agua, cuya disociación exige grandes cantidades de energía. De hecho, la producción de hidrógeno por electrólisis destaca por su elevado consumo energético en comparación con los otros métodos de producción de combustibles fósiles. Además, producir hidrógeno cuesta de 3 a 15 veces más que producir gas natural y, dependiendo del proceso, de 1,5 a 9 veces más que producir gasolina. Por lo tanto, la reducción de los costes de producción de hidrógeno es un aspecto clave para su aplicación [19].

A continuación se nombran y explican brevemente algunas de las técnicas empleadas para la producción de hidrógeno.

### 3.3.1 Producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles

#### **A PARTIR DE GAS NATURAL**

El gas natural se forma a partir de plantas terrestres y marinas, así como de animales que se han depositado y enterrado a suficiente profundidad para alcanzar la presión y las temperaturas necesarias. Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos (metano principalmente) y suele contener una gran cantidad de gases que no son hidrocarburos y que deben ser eliminados (como el nitrógeno y el dióxido de carbono), además de distintos gases ácidos como el sulfuro de hidrógeno. Existen varios procesos para obtener hidrógeno a partir de gas natural [19].

El reformado con vapor es uno de ellos, y consiste en poner en contacto el hidrocarburo y el vapor a altas temperaturas (entre 500 y 900°C) en presencia de un catalizador (normalmente de níquel). Requiere doscientos seis kilojulios por mol de metano para que se produzca la reacción, lo cual significa una gran cantidad de energía.

Otro modo de producir hidrógeno a partir de gas natural es mediante el reformado de CO<sub>2</sub>. Similar al caso anterior, pero sustituyendo parcial o totalmente el vapor por dióxido de carbono, obteniendo como resultado otra relación H<sub>2</sub>/CO. Esto incluye un beneficio medioambiental, pues se combinan dos gases de efecto invernadero. Las condiciones óptimas de este proceso se obtienen a temperaturas superiores a 700°C. Sin embargo, actualmente no se ha establecido ninguna tecnología industrial porque los catalizadores utilizados se consumen muy rápidamente.

La oxidación parcial es otro método en el que el hidrocarburo reacciona con una cantidad de oxígeno inferior a la condición estequiométrica, de modo que el carbono se oxida parcialmente. Gracias a este proceso, el metano puede convertirse en gas de síntesis con o sin catalizador. El

oxígeno utilizado debe ser puro y para evitar reacciones inversas es necesario suministrar agua inmediatamente. Al ser un proceso exotérmico, puede realizarse sin quemadores externos que mantengan estas temperaturas, lo cual es una ventaja. Los productos de la reacción contienen principalmente hidrógeno y monóxido de carbono y una cantidad relativamente pequeña de dióxido de carbono y otros compuestos.

Otro método interesante es el reformado autotérmico. En este caso, si se añade vapor al combustible y al oxidante, es posible que el balance térmico de la reacción exotérmica se equilibre con el de la reacción endotérmica de reformado. Por lo tanto, no se requiere ninguna fuente de calor externa para aumentar la eficiencia, lo que representa una gran ventaja.

Otra alternativa es el craqueo térmico, en el que el metano se descompone a temperaturas entre 700 y 1800°C, para formar hidrógeno y carbono. La energía térmica requerida por mol de hidrógeno producido es casi la mitad en comparación con la energía requerida en el proceso de reformado de metano con vapor. Este proceso no produce apenas CO<sub>2</sub>, sin embargo, tiene la desventaja de producir carbono sólido. Pueden utilizarse o no catalizadores.

A día de hoy el reformado de metano con vapor es la tecnología más extendida a gran escala, mientras que el reformado autotérmico también está en uso. La captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) puede aplicarse a ambos métodos, lo que puede conducir a una reducción de las emisiones de carbono de hasta el 90%, si se aplica tanto al proceso como a los flujos de emisión de energía [19].

#### **A PARTIR DE CARBÓN**

El carbón es un sedimento orgánico que se forma inicialmente por la descomposición de la materia vegetal. Posteriormente, estos sedimentos son cubiertos por lodos y con el paso del tiempo y el aumento de la presión y la temperatura, la estructura molecular se altera hasta que se produce la carbonización. Existen varios procesos para obtener hidrógeno a partir de carbón [19].

Uno de ellos es la gasificación por vapor, en el cual tienen lugar dos procesos consecutivos: una primera reacción de pirólisis (descomposición de un combustible sólido por la acción del calor y en ausencia de un medio oxidante) muy rápida y una segunda lenta conversión de los sólidos orgánicos residuales en la que se requiere vapor de agua a una temperatura de entre 600 y 1000 °C. Las principales desventajas de este proceso son que hay que manipular materiales sólidos, lo que es más difícil y caro que la manipulación de líquidos y gases, y que se producen grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y cenizas.

En el craqueo térmico, el carbón se descompone en carbón negro e hidrógeno como subproducto combustible. Este proceso permite la extracción de hidrógeno sin producir CO<sub>2</sub> y se espera que sea muy competitivo en un futuro próximo en comparación con los otros procesos.

Mediante la producción de coque también se obtiene hidrógeno, extrayéndolo mediante condensación o absorción a baja temperatura. En este proceso, los productos que se obtienen del carbón son, además de coque, hidrógeno (en torno a un 55% en volumen), metano

---

(alrededor del 25% en volumen) y líquidos como aceites ligeros, compuestos amoniacales y alquitranes.

La producción de hidrógeno a partir del carbón mediante gasificación es una tecnología bien establecida. En todo el mundo hay unas ciento treinta plantas de gasificación de carbón en funcionamiento, más del 80% en China. Las emisiones de CO<sub>2</sub>, por su parte, son el doble que para el caso del gas natural. La elevada intensidad de las emisiones de CO<sub>2</sub> del hidrógeno procedente del carbón significa que será necesario utilizar la tecnología de captura de carbono si se quiere que el hidrógeno procedente del carbón tenga un futuro en un sistema energético con bajas emisiones de carbono [19].

### **A PARTIR DE PETRÓLEO**

El petróleo se forma a partir de plantas terrestres, plantas y animales marinos que se encuentran en un medio marino, depositados y enterrados durante ciento seis años, a una profundidad de entre 1 y 4 km. Las plantas y los animales marinos tienen un mayor contenido de compuestos nitrogenados y sulfurosos, por lo que el petróleo puede tener una mayor proporción de estos elementos que el carbón y el gas natural. Los procesos a los que puede someterse el petróleo para obtener hidrógeno son la oxidación parcial y el hidrocrackeo [19].

La oxidación parcial de los petróleos pesados, especialmente de los restos de la destilación del petróleo, es uno de los métodos más extendidos para la producción de hidrógeno. Este proceso consiste en la conversión de vapor, oxígeno e hidrocarburos en hidrógeno y óxidos de carbono, con o sin catálisis. El gas de síntesis resultante puede utilizarse para la síntesis de metanol o para la conversión catalítica para aumentar la producción de H<sub>2</sub>.

En el hidrocrackeo los productos gaseosos son CO y H<sub>2</sub>, a una temperatura de entre 1200 y 1350°C, los cuales se enfrían y se someten a una reacción de desplazamiento para obtener hidrógeno puro.

### **A PARTIR DE ALCOHOLES**

El metanol puede craquearse endotérmicamente mediante catalizadores para producir un gas de síntesis más trazas de metanol, éter y metano. Un sistema de separación por membrana de dos etapas extrae el hidrógeno del combustible rico en CO, que se quema en el craqueador. La descomposición catalítica del metanol con reformado al vapor tiene lugar en las pilas de combustible de etanol. También se pueden utilizar métodos fotocatalíticos para descomponer el metanol. En cuanto al etanol, podemos decir que es una fuente de hidrógeno muy prometedora, ya que es una fuente renovable cuando se obtiene de la biomasa. Por lo tanto, el reformado catalítico con vapor tiene un interés creciente [19].

## 3.3.2 Producción de hidrógeno a partir de métodos biológicos

Los procesos de obtención de hidrógeno a partir de métodos biológicos pueden clasificarse en dos tipos: procesos termoquímicos y procesos bioquímicos. Generalmente, los procesos termoquímicos se utilizan en la producción de hidrógeno en sistemas centralizados a gran

escala, debido a la manipulación de grandes cantidades de biomasa y a la economía de escala que requiere este tipo de procesos [14]. Podemos distinguir entre procesos de gasificación y procesos de pirólisis. Por el contrario, los procesos biológicos suelen utilizarse en sistemas descentralizados, siendo más lentos y costosos que los termoquímicos. Entre estos métodos, podemos destacar la fermentación oscura, la fotofermentación y la biofotólisis.

#### **A PARTIR DE BIOMASA**

La biomasa es un recurso renovable de origen orgánico, y por tanto con un contenido de hidrógeno a tener en cuenta. La biomasa puede encontrarse en diferentes fuentes que incluyen materiales muy heterogéneos como residuos forestales y agrícolas, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos y cultivos energéticos, entre otros. La biomasa contiene de media alrededor de un 6% en peso de hidrógeno, lo que equivale 0,672 Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> gaseoso producido a partir de 1 kg de biomasa. Aunque la eficiencia energética de la transformación es alta, la producción de hidrógeno a partir de biomasa es moderada debido a su bajo contenido de hidrógeno en su composición, comparado por ejemplo con el 25% de contenido de metano en la biomasa. Entre las ventajas de utilizar la biomasa podemos identificar que es un proceso neutro de CO<sub>2</sub>, ya que el CO<sub>2</sub> emitido fue previamente absorbido por las plantas [20]. La obtención de hidrógeno a partir de la biomasa es un proceso termoquímico y podemos diferenciar principalmente dos métodos: la pirólisis y la gasificación. Ambos procesos, con el posterior reformado de los productos líquidos obtenidos, son procesos idénticos a los aplicados a los combustibles fósiles. Las principales diferencias se deben a que la composición química de la biomasa es muy variable y a que sus emisiones de CO<sub>2</sub> no se contabilizan debido a su corto ciclo de absorción. En cualquier caso, los rendimientos de estos procesos termoquímicos de obtención de hidrógeno a partir de biomasa son muy inferiores al rendimiento del reformado por gas natural (en torno al 90%).

El proceso de gasificación es una reacción de combustión incompleta de la que se obtiene un gas combustible mixto de CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>. Es una reacción exotérmica, y el calor necesario para la gasificación procede esencialmente de la oxidación parcial del combustible. Los gasificadores más utilizados son los de lecho fijo y los de lecho fluidizado. Se pueden alcanzar concentraciones de H<sub>2</sub> en el gas final obtenido superiores al 20% [20].

El segundo proceso es la pirólisis, que consiste en la descomposición de un combustible sólido por la acción del calor, normalmente a unos 450°C, y en ausencia de un medio oxidante. Los productos finales pueden ser gases, líquidos o sólidos, siendo las fracciones líquidas o los bioaceites los productos más prometedores para la producción de hidrógeno mediante reformado posterior [20]. Por otra parte, el reformado autotérmico está recibiendo mucha atención por parte de los investigadores como una combinación de oxidación y reformado con vapor. En este caso, la oxidación actúa como una fuente de calor interna que suministra energía térmica al proceso endotérmico de reformado con vapor. De este modo, no es necesario un suministro de calor externo.

En la actualidad, la producción de hidrógeno a partir de la biomasa se enfrenta a diferentes retos: en primer lugar, aún no existe una tecnología totalmente desarrollada; el contenido de hidrógeno en la biomasa es muy bajo; los costes de producción en la actualidad no son económicamente competitivos con el reformado de gas natural; y por último, el complejo procesamiento de la biomasa hace que, en general, sea una forma más cara de producir

---

hidrógeno con bajas emisiones de carbono que la electrólisis solar o eólica. Sin embargo, combinar la producción de hidrógeno a partir de la biomasa con la captura y el almacenamiento de carbono podría ser una opción para crear las llamadas "emisiones negativas", que podrían tener un papel en el futuro [14].

### **A PARTIR DE PROCESOS BIOQUÍMICOS**

Estos procesos dependen de la presencia de una enzima que produce hidrógeno. Las enzimas [Fe]hidrogenasas se utilizan en los procesos de biofotólisis, mientras que las enzimas nitrogenadas se utilizan en los procesos de fotofermentación [20].

En la biofotólisis el hidrógeno se produce como resultado de que ciertos organismos biológicos utilizan la luz solar para almacenar su energía en forma química. En teoría, se distinguen dos formas de producción:

- Liberación de hidrógeno a partir de la descomposición fotolítica del agua.
- Extracción del hidrógeno almacenado en la biomasa que sirve de nutriente de los microorganismos.

En el proceso de fotosíntesis, las algas y bacterias fotosintéticas absorben la energía de la luz solar y la utilizan para separar el agua en el proceso de generación de tejido vegetal. La producción de hidrógeno parece ser una etapa previa de los microorganismos anaeróbicos antes de fijar el hidrógeno con el carbono al consumir el CO<sub>2</sub>. Cuando las algas verdes, sensibles a la luz visible, y las bacterias fotosintéticas, sensibles a la luz infrarroja, se colocan en un fotorreactor producen hidrógeno y azúcares que pasan al fermentador. Este último elemento es un digestor anaeróbico que contiene otro tipo de bacterias que producen la fermentación de los azúcares y de la biomasa alimentada desde el exterior [20]. Como producto de esta fermentación se produce hidrógeno y otros efluentes que se devuelven al fotorreactor. El rendimiento solar de conversión de las algas verdes es del 10% mientras que para las bacterias fotosintéticas es del 6%. La comercialización de los procesos fotosintéticos requiere un aumento drástico del rendimiento de conversión, así como una mejora de los microorganismos [21].

La fotofermentación es la transformación de la materia orgánica en hidrógeno por parte de bacterias púrpuras y microalgas mediante una serie de enzimas. Sólo se produce en presencia de luz. Si se utilizan microalgas, uno de los métodos para obtener hidrógeno es privar a las algas de los sulfuros, de modo que las algas comienzan a generar hidrógeno en lugar del oxígeno que generarían mediante la fotosíntesis.

Por último, en la fermentación oscura las bacterias anaerobias pueden producir hidrógeno, creciendo en la oscuridad y sobre un sustrato rico en carbohidratos. En este caso, la producción de hidrógeno se lleva a cabo mediante el metabolismo anaeróbico del piruvato.

### 3.3.3 Producción de hidrógeno a partir de agua mediante termólisis

Los procesos de termólisis implican la extracción de hidrógeno de la molécula que lo contiene, es decir, un hidrocarburo o la molécula de agua, mediante la aplicación de calor. El calor procede



de una fuente externa, que puede ser, por ejemplo, energía solar concentrada o energía nuclear de alta temperatura. Los principales tipos de procesos de termólisis pueden agruparse en tres, en función de la temperatura de funcionamiento [22]:

- La termólisis a media temperatura, con temperaturas entre novecientos y mil grados Kelvin (900 y 1000 K). Existen varios ciclos termoquímicos, siendo el ciclo yodo-azufre el más prometedor.
- La termólisis de alta temperatura, donde las reacciones de reducción de los óxidos metálicos tienen lugar en un nivel superior de temperaturas, hasta dos mil quinientos grados Kelvin (2500 K).
- La termólisis directa del agua, que requiere temperaturas superiores a los dos mil quinientos grados Kelvin (2500 K) y que actualmente es inabordable en la práctica.

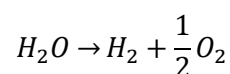
En la actualidad, se investiga cómo aumentar la eficacia global del proceso (ahora ronda el 40%), las mejoras en el diseño de los equipos, las necesidades de material y las etapas de separación. Se estima que la termólisis es mejor que la electrólisis del agua con electricidad. De hecho, se estima que los costes de la producción nuclear termoquímica de hidrógeno son un 60% más bajos que en el caso de la electrólisis, gracias a las menores conversiones de energía que implica la producción termoquímica.

En la termólisis a media temperatura podemos identificar dos procesos principales. El primero es el ciclo I-S en el que se genera hidrógeno a partir de agua, yodo, dióxido de azufre y energía térmica. Básicamente requiere dos niveles térmicos, uno a unos 850°C para descomponer la molécula de ácido sulfúrico y otro a unos 400°C para la molécula de hidrógeno yodado.

En cuanto a la termólisis a alta temperatura, a temperaturas superiores a 1500°C es posible producir hidrógeno a partir del agua de un ciclo termoquímico de dos etapas utilizando óxido de hierro. La primera etapa de reducción es altamente endotérmica y termodinámicamente favorable por encima de los 2200°C y a una presión de 1 bar, mientras que la segunda etapa de descomposición del agua es ligeramente exotérmica y se lleva a cabo a temperaturas inferiores a los 700°C. El problema de este ciclo es que las partículas de óxido de hierro se desactivan rápidamente en el primer paso.

### 3.3.4 Producción de hidrógeno a partir de la tecnología de electrólisis

La electrólisis consiste en la ruptura de la molécula de agua por la acción de una corriente eléctrica [23]. En la siguiente ecuación se puede ver la reacción global de desdoblamiento electroquímico del agua.



Las tensiones utilizadas normalmente para dividir la molécula de agua se sitúan entre 1,85 y 2,05 V [24]. Por otro lado, la eficiencia se mantiene entre el 72 y el 80%, considerando la relación



entre la energía contenida en el hidrógeno producido y la energía eléctrica utilizada. Además, el consumo eléctrico del proceso es de unos 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> y se necesita aproximadamente un litro de agua para producir un 1 Nm<sup>3</sup> [23]. Los componentes clave para que se produzca la reacción electroquímica, independientemente del tipo de electrólisis, son siempre un ánodo positivo y un cátodo negativo, un electrolito para el transporte de iones que permite el movimiento de los mismos de un electrodo a otro y una fuente de alimentación de corriente continua (Figura 13).

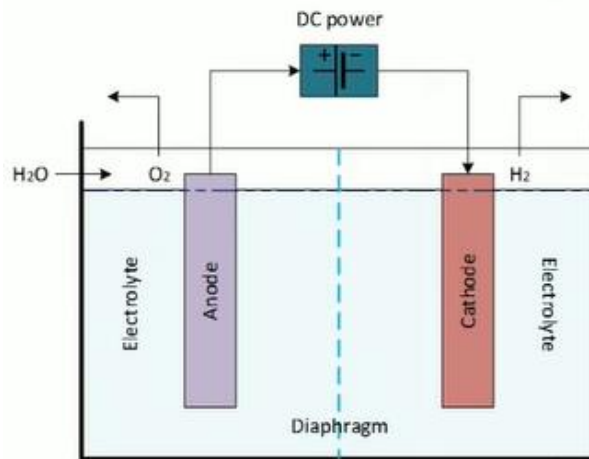


Figura 13. Diagrama de un electrolizador. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV

La electrólisis se puede clasificar en función de la temperatura de funcionamiento y en función del tipo de electrolito.

En cuanto a la temperatura de funcionamiento, existen dos formas de realizar la electrólisis. En la electrólisis a baja temperatura, el consumo eléctrico es muy elevado, del orden de la energía contenida en el hidrógeno producido. Este procedimiento sólo se justifica para obtener hidrógeno "in situ" en pequeñas cantidades, o incluyendo la integración con energías renovables en la que se busca una forma de almacenar el potencial excedente. La temperatura de funcionamiento puede ser de hasta 80°C en electrolizadores alcalinos o membranas de intercambio de protones. Por otro lado, en la electrólisis de alta temperatura, el consumo de electricidad, siendo elevado, empieza a ser aceptable. Aquí se requiere vapor de agua y una fuente térmica de alta temperatura, como la energía solar concentrada o la nuclear, para obtener esas altas temperaturas. También es necesario modificar los electrolizadores por óxidos sólidos [24].

Dependiendo del tipo de electrolito, se encuentran los procesos de electrólisis del agua mediante electrolizadores alcalinos, de base ácida y los basados en óxido sólido [23]. En los electrolizadores alcalinos, la división del agua tiene lugar en condiciones básicas, y se puede utilizar tanto un electrolito líquido como un electrolito polimérico sólido. Un ejemplo de electrolito polimérico sólido en este caso son las membranas de intercambio aniónico. Esta tecnología se encuentra actualmente en fase precomercial y tiene el potencial de reducir considerablemente el coste del hidrógeno electrolítico. En cuanto a los electrolizadores de base ácida, en este caso la división electroquímica del agua tiene lugar en condiciones anódicas ácidas, y podrían utilizarse tanto el ácido líquido como el electrolito polimérico sólido, como las

membranas de intercambio de protones [25]. Por último, para la electrólisis de agua con óxido sólido, las temperaturas necesarias para su funcionamiento son mucho más elevadas, normalmente en torno a los 1000°C, y se utilizan cerámicas conductoras de iones, por ejemplo, basadas en circonio estabilizado con itrio o circonio estabilizado con escandio. Como conclusión general de esta clasificación, podemos decir que las tecnologías alcalinas y de membranas de intercambio de protones o PEM se utilizan para electrolizar agua líquida en condiciones de temperatura cercanas al ambiente. Por otro lado, la tecnología de óxido sólido se utiliza normalmente para electrolizar el vapor de agua. En la actualidad, sólo existen dos tecnologías comerciales principales de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno que funcionan a bajas temperaturas: la electrólisis del agua alcalina y la electrólisis del agua PEM. De ellas, la electrólisis de agua alcalina es una tecnología comercialmente más madura y suele utilizarse para la producción de hidrógeno a escala relativamente grande. Representa la mayor parte de la capacidad de electrólisis de agua instalada en todo el mundo. Por el contrario, los electrolizadores PEM utilizan polímeros sólidos conductores de protones ácidos como electrolito, y suelen utilizarse para una capacidad de producción de hidrógeno menor. Sin embargo, se están produciendo avances en el desarrollo de la electrólisis del agua PEM, lo que está dando lugar a la producción de pilas de megavatios [25], con las ventajas que ello conlleva.

### 3.3.5 Comparación entre los distintos métodos de producción de hidrógeno

Al comparar los diferentes métodos de producción de hidrógeno debemos tener en cuenta la interdependencia entre la eficiencia, el coste de la inversión y el valor de los subproductos obtenidos. En la actualidad, el proceso de reformado del gas natural es el menos costoso y el más utilizado para la producción de hidrógeno. Se considera que el craqueo de metano tiene menores costes netos de producción de hidrógeno que el reformado, ya que sus bajos costes de inversión compensan su eficiencia relativamente baja. Dado que el carbón es muy abundante y se espera que mantenga su precio en el futuro, los esfuerzos de investigación y desarrollo se centran en los procesos basados en el carbón, donde los procesos avanzados de craqueo de metano y de carbón tienen un gran potencial económico. Por otro lado, el proceso de electrólisis es el más caro a menos que se disponga de electricidad barata. No obstante, el hidrógeno electrolítico tiene un mercado pequeño pero estable. Se prefiere cuando la demanda es muy fluctuante, se necesitan pequeñas cantidades o cuando se requiere hidrógeno de gran pureza [26]. En la Tabla 3 podemos observar una comparativa de los distintos métodos de producción de hidrógeno.

En cuanto al aspecto medioambiental, el impacto del CO<sub>2</sub> de las diferentes tecnologías de producción de hidrógeno varía mucho (Figura 14). La cantidad de dióxido de carbono del hidrógeno procedente del gas natural sin captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) es aproximadamente la mitad que la del carbón sin captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). En cuanto a la tecnología de electrólisis, la intensidad de CO<sub>2</sub> depende principalmente de la intensidad de CO<sub>2</sub> de la electricidad que se consume. Las pérdidas de conversión durante la generación de electricidad hacen que el uso de electricidad procedente de centrales eléctricas de gas natural o carbón para la electrólisis del agua dé lugar

en ocasiones a intensidades de CO<sub>2</sub> más elevadas que el uso directo de gas natural o carbón para la producción de hidrógeno [26].

Tabla 3. Comparativa entre los distintos métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV

Proceso de producción	Estado del arte	Eficiencia (%)	Costes relativos con respecto al reformado de CH <sub>4</sub> con vapor
Reformado de metano con vapor	Maduro	70 - 80	1
Craqueo de metano	Maduro	54	0,9
Gasificación de carbón con vapor	Maduro	60	1,4 - 2,6
Craqueo de carbón (HYDROCAB)	I+D	-	0,9
Proceso vapor-hierro de carbón	I+D	46	1,9
Electrólisis del agua	Maduro, I+D	68	5 - 10
Electrólisis a alta temperatura	I+D	48	2,2
Ciclos termoquímicos	I+D	35 - 45	6
Conversión de biomasa	I+D	-	2 - 2,4
Fotólisis	I+D	< 10	-

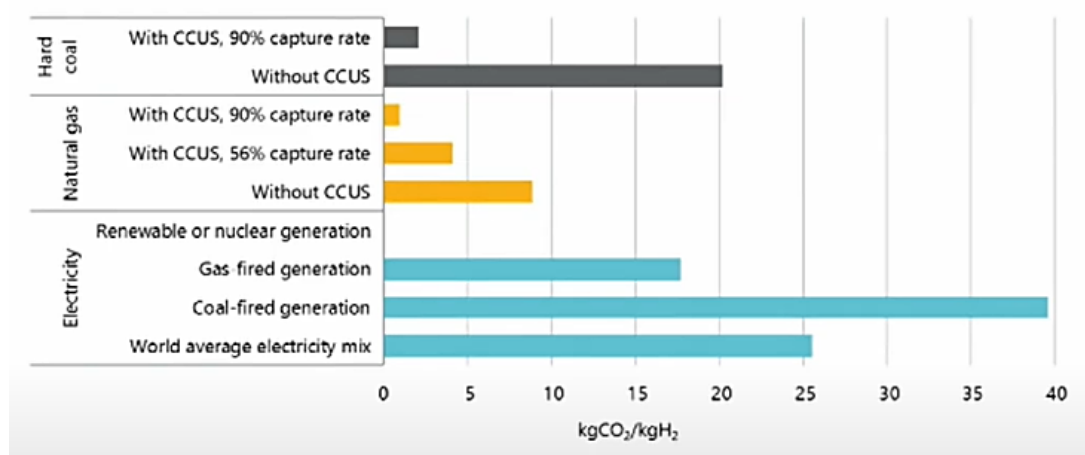


Figura 14. Dióxido de carbono emitido por kg de hidrógeno producido en función de la fuente. Fuente: IEA 2019

## 3.4 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno es un combustible con una alta densidad energética gravimétrica (cantidad de energía que tiene un sistema en comparación con su masa), sin embargo tiene una baja densidad energética volumétrica (cantidad de energía que tiene un sistema en comparación con su volumen) en comparación con otros combustibles. Esto hace que el hidrógeno almacene menos energía por unidad de volumen que otros vectores energéticos como el gas natural o la gasolina [27]. Como consecuencia, para suministrar energía a procesos de gran demanda, se necesitan enormes volúmenes de hidrógeno. Este problema es especialmente significativo en su aplicación al sector del transporte. Por otro lado, la ventaja de su alta densidad energética respecto a la unidad de masa de hidrógeno es que la carga de combustible va a pesar menos, y solo se ve mermada por el sobrepeso del propio depósito y del equipo asociado.

Existen distintas tecnologías y alternativas de almacenamiento de hidrógeno, adecuadas en función del tipo aplicación. Los factores que influyen en la selección de un tipo de almacenamiento son, entre otros, el peso del depósito, el volumen del mismo, el coste de fabricación y mantenimiento del sistema, el volumen a almacenar, el tiempo o duración del almacenamiento, la velocidad de descarga requerida y la disponibilidad geográfica de las distintas opciones. Por tanto, las soluciones para almacenar H<sub>2</sub> son comprimirlo, transformarlo en líquido o hacer que el hidrógeno forme parte de un compuesto sólido. El almacenamiento puede ser físico, mediante compresión o licuefacción, químico con metales o hidruros o mediante absorción del gas por sólidos.

### 3.4.1 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno gaseoso

El almacenamiento de hidrógeno en forma de gas presurizado es el método más común y el más desarrollado [28]. Sigue siendo la opción preferida para almacenar y distribuir el hidrógeno, especialmente para el sector del automóvil, debido a la capacidad de repostaje rápido y a la infraestructura bien desarrollada para la compresión. Sin embargo, la compresión del hidrógeno implica un consumo considerable de energía, que es mayor a medida que aumenta la presión final. La energía necesaria depende del proceso de compresión termodinámica, es decir, la compresión adiabática o isotérmica. El gas comprimido debe enfriarse para que el proceso sea menos adiabático y más isotérmico. Una vez presurizado, el hidrógeno se almacena en tanques cilíndricos similares a los utilizados con el gas natural comprimido.

Se puede hacer una clasificación en función del volumen a almacenar. Dentro de las instalaciones de hidrógeno comprimido podemos distinguir las instalaciones de gran volumen de almacenamiento, en las que para reducir el coste se suelen utilizar espacios subterráneos libres como cavernas o acuíferos. Aquí el hidrógeno se puede almacenar a unos pocos milibares y en algunos casos hasta 10 bares, lo que supone un gasto muy pequeño en compresión. Estas cavernas deben cumplir una serie de requisitos geológicos para poder ser utilizadas, como la impermeabilidad o las presiones. Las pérdidas suelen oscilar entre el 1 y el 3% anual. Este tipo de almacenamiento garantiza una alta eficiencia y bajos costes de explotación y suelo [27].

Por otro lado, en las pequeñas instalaciones fijas se suele buscar una solución de compromiso entre coste, volumen y masa, ya que el hidrógeno se suele transportar a estas instalaciones en

camiones. Se suelen utilizar botellas de acero estándar con una presión de 200 bar y volúmenes de 10 a 50 litros [28].

Por último, en cuanto a las instalaciones móviles, en los últimos años se han desarrollado materiales avanzados que son mucho más ligeros que el acero, pero que mantienen buenas propiedades de resistencia mecánica. Además, estos materiales son capaces de almacenar hidrógeno a mayor presión, siendo hoy en día bastante habitual 300 o 350 bar, incluso pudiendo encontrar depósitos de más de 700 bar.

Los tanques que almacenan hidrógeno comprimido tienen altos índices de descarga y eficiencias de alrededor del 99%, lo que los hace apropiados para aplicaciones de menor escala. La mayoría de estos tanques consisten en una estructura cilíndrica con carcasas esféricas en los extremos, donde en cada uno de ellos hay aberturas que permiten el flujo de salida o entrada del gas y válvulas para controlar este flujo.

La cantidad de hidrógeno almacenada en un depósito se determina mediante un porcentaje gravimétrico, es decir, la masa de hidrógeno comprimido en el depósito dividida por la suma de la masa del depósito y la masa de hidrógeno presente en el mismo. Para almacenar la mayor cantidad de hidrógeno posible, hay que aumentar la presión y reducir la masa del depósito.

Estos recipientes a presión se fabrican con materiales de alta resistencia para asegurar su durabilidad, por lo que deben ser ligeros y muy resistentes. Por ello, los prototipos actuales se construyen con materiales compuestos de fibras de vidrio, fibras de carbono y aluminio. Según esta composición, se clasifican en cuatro tipos. El tipo I representa un cilindro hecho completamente de acero o aluminio, que fue el diseño inicial de los tanques. Sin embargo, se produjeron fallos debido a las tensiones deslocalizadas. Los tanques de tipo II están fabricados con aluminio o acero inoxidable, enrollados sólo circunferencialmente con fibra de carbono. Por otro lado, los tanques de tipo III se fabrican con aluminio o acero inoxidable, enrollados totalmente con fibra de carbono. Actualmente son los más utilizados en las aplicaciones móviles de hidrógeno, ya que son muy ligeros, impermeables, resistentes a la corrosión y al uso continuo. Además, las presiones que soportan son muy elevadas, hasta 750 bares. Por último, el tipo IV (Figura 15) es el diseño más avanzado fabricado con depósitos de polímeros, por ejemplo, polietileno de alta densidad, totalmente enrollado con fibra de carbono [29].

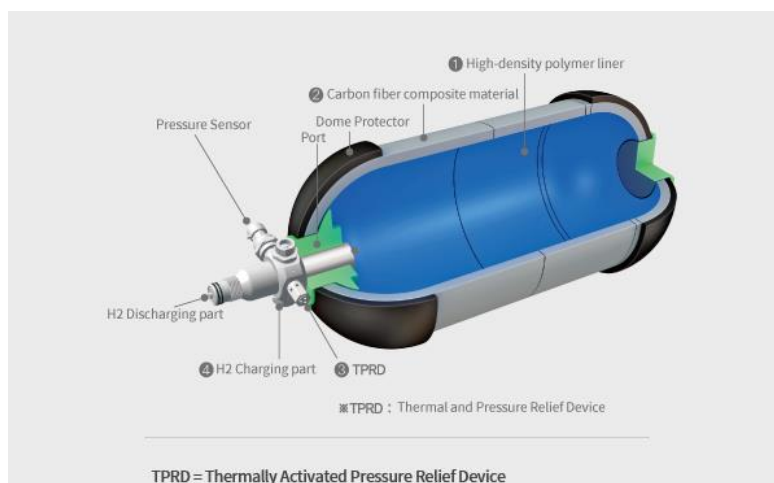


Figura 15. Tanque de hidrógeno tipo IV. Fuente: Argonne National Laboratory (ANL)

Aunque los precios de los materiales compuestos son cinco veces superiores a los del acero, su uso en la fabricación de los depósitos aumenta la densidad energética, la presión de trabajo, evita la fragilidad del acero y, sobre todo, reduce el peso total del sistema.

### 3.4.2 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno líquido

El hidrógeno líquido tiene una densidad gravimétrica y energética muy superior a la del hidrógeno en estado gaseoso. Así, con la licuefacción del hidrógeno se consigue una mayor reducción de volumen que con la compresión, superando la mayoría de los problemas relacionados con el peso y el tamaño de los sistemas de almacenamiento de gas. La tecnología criogénica del hidrógeno no está tan extendida como la del hidrógeno comprimido, pero ha alcanzado un alto nivel de madurez y mantiene una importante cuota de mercado. La temperatura de saturación del hidrógeno a 1 atm es de unos  $-253^{\circ}\text{C}$ . Esta es la temperatura máxima a la que el hidrógeno existe como líquido a presión ambiente y, por tanto, debe mantenerse para almacenarlo en ese estado [28]. Esto plantea dos problemas: alcanzar esta temperatura y mantenerla. El proceso de condensación más utilizado es el método Linde, un proceso de licuefacción muy sencillo.

El hidrógeno líquido se almacena a tan bajas temperaturas en tanques aislados al vacío o en tanques de doble capa que contienen otro fluido criogénico intermedio, como el nitrógeno líquido. Hay que minimizar la transferencia de calor entre el hidrógeno líquido contenido y el entorno ya que es imposible almacenar el hidrógeno en forma líquida indefinidamente, pues ni siquiera el mejor aislamiento impide que se transfiera parte del calor del entorno. Esto hace que una parte del hidrógeno se evapore y que aumente la presión en el depósito. Por ello, los depósitos tienen una capacidad máxima de sobrepresión de aproximadamente 5 bar, de modo que si el hidrógeno no se consume tan rápidamente como se vaporiza, la presión supera el nivel de seguridad abriendo una válvula de descarga por la que se ventila. Esta situación no solo conlleva la pérdida directa de combustible utilizable, sino que también supone un riesgo de inflamabilidad si el escape se produce en un espacio cerrado.

La ventaja del almacenamiento criogénico tiene la ventaja de que la presión de trabajo es relativamente baja y los volúmenes necesarios para almacenar la misma cantidad de hidrógeno que en un depósito gaseoso son mucho menores. Aun así, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno líquido pueden ser de cuatro a diez veces más grandes y pesados que un depósito equivalente de gasolina. Actualmente se está estudiando un sistema híbrido entre compresión y licuefacción, el llamado hidrógeno crio-comprimido, que contiene hidrógeno gaseoso a presión pero a una temperatura criogénica de  $-196,15^{\circ}\text{C}$ , conseguida mediante nitrógeno líquido [17]. Este sistema tiene un rendimiento volumétrico similar al del hidrógeno licuado pero reduce considerablemente las pérdidas por evaporación, así como la energía consumida.

### 3.4.3 Tecnología de almacenamiento de hidrógeno sólido

La denominación almacenamiento de hidrógeno sólido hace referencia al almacenamiento en el que el hidrógeno gaseoso pasa a formar parte de la composición molecular de un compuesto

---

sólido, ya sea por reacción y adsorción, como en el caso de los hidruros metálicos, o sólo por adsorción, como en los compuestos orgánicos.

Los hidruros metálicos son compuestos intermetálicos que atrapan el hidrógeno a presiones moderadas. Este tipo de sistemas de almacenamiento se basan en el principio de que ciertos metales, en condiciones de alta presión y temperatura moderada, absorben el gas hidrógeno formando hidruros metálicos. Cuando estos hidruros metálicos se calientan a baja presión, el hidrógeno se libera. Por lo tanto, tienen un potencial considerable para almacenar hidrógeno de forma cíclica. Entre sus ventajas, en comparación con el hidrógeno líquido y el hidrógeno comprimido, podemos afirmar que es un sistema de seguridad, ya que no requiere altas presiones. El hidrógeno pasa a formar parte de la estructura química del propio metal y, por tanto, los hidruros metálicos no requieren altas presiones ni temperaturas criogénicas para funcionar. Como el hidrógeno se desprende del hidruro a bajas presiones, este tipo de almacenamiento es intrínsecamente el más seguro de todos. Por otra parte, garantiza un almacenamiento estable y tiene una gran capacidad de almacenamiento volumétrico, lo que permite una mayor compacidad. Sin embargo, también presenta algunas desventajas, como su elevado coste, su elevado peso y la necesidad de hidrógeno de alta pureza. Otro problema asociado a los hidruros metálicos es su estructura. Los hidruros metálicos suelen producirse en forma de granos o polvo para aumentar la superficie disponible para el almacenamiento de gas, pero este material particulado es muy sensible al desgaste, lo que reduce su rendimiento. Para obtener aleaciones adecuadas, las propiedades de los hidruros pueden controlarse cambiando su composición y estructura microscópica. Hay muchas clases de hidruros metálicos, aunque todos se basan en aleaciones metálicas de magnesio, níquel, hierro y titanio [29].

La segunda opción para el almacenamiento sólido es el almacenamiento mediante materiales de carbono. El almacenamiento por adsorción en carbones activos tiene las mismas ventajas que el almacenamiento por compresión. Para un determinado valor de densidad equivalente del gas almacenado, la adsorción requiere una menor presión, y a la misma presión equivalente, se almacena más gas por adsorción. Por lo tanto, tiene una gran ventaja económica, ya que reduce los costes de la compresión. Sin embargo, para un mejor almacenamiento puede ser necesario bajar la temperatura, lo que implica una inversión inicial en depósitos criogénicos [29]. Hay dos opciones para el almacenamiento por adsorción: la primera es utilizar nanotubos de carbono, mientras que la otra consiste en el uso de nanofibras de carbono, en las que las moléculas de hidrógeno se adsorben entre las capas de grafito que forman las nanofibras.

### 3.4.4 Comparativa entre las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

A la hora de escoger entre un tipo de almacenamiento u otro, hay que tener en cuenta numerosos factores.

El almacenamiento de hidrógeno gaseoso o líquido es un candidato potencial para el almacenamiento a bordo. Sin embargo, las pérdidas debidas al efecto de ebullición y la necesidad de una elevada energía de licuefacción son los principales perjuicios. Por ello, el almacenamiento de hidrógeno en estado sólido es potencialmente superior si se tiene en cuenta la eficiencia energética, la seguridad y las capacidades de almacenamiento gravimétrico y



volumétrico. Sin embargo, el único sistema de almacenamiento que actualmente está disponible comercialmente para su uso en vehículos es el hidrógeno comprimido. En este caso, el componente más caro de los sistemas presurizados son los materiales de refuerzo utilizados para trabajar a alta presión. En cambio, los depósitos para almacenar hidrógeno líquido tienen un coste menor debido a la menor presión de trabajo, aunque los sistemas de refrigeración, el aislamiento, los compresores para las pérdidas de gas, etc., encarecen bastante el sistema en su conjunto. Los hidruros metálicos tienen un precio razonable, pero siguen presentando importantes problemas de durabilidad y su regeneración es costosa. Además, los complejos de hidruros suponen unos costes de sistema mucho más elevados, debido a los recipientes especiales de presión y temperatura controlada que se requieren. Por último, los sistemas de almacenamiento más avanzados, los hidruros y los sólidos de carbón poroso, están todavía en fase de laboratorio, por lo que todavía no se puede hacer una estimación realista de sus costes.

En resumen, aunque por valores de capacidad gravimétrica y volumétrica el hidrógeno licuado y algunos hidruros parecen ser los más ventajosos, varios problemas asociados disminuyen significativamente la eficiencia de estas tecnologías. A corto plazo, sólo el hidrógeno comprimido parece ser el que reúne una serie de factores que lo convierten en la tecnología más favorable para el almacenamiento de hidrógeno en sistemas como un vehículo [27].

### 3.5 Transporte y distribución del hidrógeno

Para que el hidrógeno se convierta en un vector energético fundamental, es necesario desarrollar y construir infraestructuras para su transporte y suministro. El método de producción del hidrógeno afecta a la forma de suministro y a sus costes. En efecto, la producción distribuida en los puntos de consumo, como las estaciones de servicio o las centrales eléctricas fijas, elimina los costes de suministro de hidrógeno. Por contra, la producción centralizada en grandes plantas requiere un transporte de larga distancia lo cual aumenta los costes de suministro, aunque debe analizarse junto con el coste de producción, ya que éste es menor como consecuencia de las economías de escala.

El transporte puede hacerse por tuberías o por vehículos como los de carretera, barcos, trenes o aviones. También se puede considerar el transporte de vectores químicos, es decir, las sustancias en cuya composición existen cantidades importantes de hidrógeno, como, por ejemplo, el etanol y el amoníaco. El transporte de estos vectores químicos es más sencillo. Sin embargo, requieren la existencia de sistemas de conversión adecuados en el punto de llegada para la producción de dicho hidrógeno.

#### 3.5.1 Transporte a través de tuberías

En la actualidad, existen cerca de 5.000 km de tuberías de hidrógeno en todo el mundo, frente a los cerca de 3.000.000 km de tuberías de transporte de gas natural [14]. Estas tuberías de hidrógeno existentes son explotadas por productores industriales de hidrógeno y se utilizan



---

principalmente para suministrar hidrógeno a las instalaciones químicas y de refinería. El suministro por tuberías tiene la ventaja de que los costes de explotación son muy bajos, y comprenden principalmente los costes de energía y el mantenimiento que requiere el compresor. Sin embargo, estas infraestructuras tienen una elevada inversión de capital y también se enfrentan a problemas técnicos relativos principalmente a fugas. Además, se necesitan tecnologías de compresión de hidrógeno más baratas y fiables, dado que la energía necesaria para bombear el gas hidrógeno es aproximadamente cuatro o cinco veces mayor que la del gas natural por unidad de energía suministrada. Una posibilidad para una rápida expansión de la infraestructura de distribución de hidrógeno es la adaptación de parte de la red de suministro de gas natural. La conversión de los gasoductos de gas natural para transportar mezclas de gas natural y hasta un veinte por ciento de hidrógeno sólo requeriría ligeras modificaciones, aunque para transportar hidrógeno puro los cambios sí serían más importantes. El hidrógeno líquido también puede transportarse por tuberías. Sin embargo, las tuberías de hidrógeno líquido sólo se han conseguido en distancias muy cortas, ya que requieren un aislamiento cuidadoso para mantener las temperaturas criogénicas y evitar la formación de una doble fase líquido-gas.

### 3.5.2 Transporte a través de vehículos

El transporte de hidrógeno gaseoso en botellas presurizadas es una opción para el transporte por carretera de cantidades moderadas en distancias moderadas. Para distancias superiores a los 300 km, se suele optar por el transporte de hidrógeno líquido, ya que el elevado coste del proceso de licuefacción se compensa con una mayor densidad energética. En cambio, para grandes cantidades es bastante habitual transportarlo en tanques criogénicos por ferrocarril o barco y luego vaporizarlo en el punto de consumo real [27].

En cuanto al transporte marítimo, el transporte por mar de hidrógeno licuado a largas distancias parece ser una buena alternativa. Sin embargo, la densidad energética relativamente baja del hidrógeno licuado requiere una mayor fracción de hidrógeno licuado en comparación con el gas natural. En cuanto a la seguridad, el diseño y la construcción de los buques cisterna de hidrógeno licuado, se basarían en la amplia experiencia en el transporte de gas natural licuado (GNL) por mar. En la actualidad existen numerosos proyectos que buscan de forma activa desarrollar buques adecuados que puedan transportar hidrógeno puro.

### 3.5.3 Estaciones de repostaje de hidrógeno

El desarrollo de estaciones de repostaje de hidrógeno será uno de los pasos más importantes para el uso generalizado de esta nueva fuente de energía en aplicaciones móviles como los vehículos de pila de combustible. La puesta en marcha de las estaciones de repostaje de hidrógeno debe considerar los distintos escenarios posibles de producción y logística. El primero que debe considerarse es la producción centralizada de hidrógeno en grandes plantas o en alta mar. En este caso, el transporte del hidrógeno a las estaciones de servicio podría realizarse por red o por carretera, ya sea en forma líquida o como gas comprimido. El segundo escenario es una producción de hidrógeno descentralizada o distribuida o en tierra. La infraestructura actual,

como la red de gas natural, la red eléctrica y las tuberías, podrían utilizarse instalando electrolizadores y reformadores de estas redes para producir hidrógeno en el punto de suministro. Finalmente, el último caso es la producción de hidrógeno a bordo, donde habría que añadir un reformador a bordo del propio vehículo. En los próximos años, el objetivo será ofrecer estaciones de servicio robotizadas que sirvan hidrógeno en pocos minutos, utilizando válvulas de seguridad que eviten las fugas al repostar. Sin embargo, la adaptación de las actuales estaciones de servicio a la nueva tecnología del hidrógeno se prevé lenta y no exenta de obstáculos administrativos, políticos o de homologación.

El análisis de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) sugiere que, para el transporte y la distribución en el interior, el gas de hidrógeno es la opción más barata para distancias inferiores a unos 3500 km [17]. Por encima de esta distancia, los gasoductos de amoníaco serían la opción más barata. Sin embargo, la fuente más barata de hidrógeno seguiría siendo sustancialmente más cara que el gas natural. Los análisis de la IEA indican también que en el futuro puede ser más barato en algunos casos importar hidrógeno que producirlo en el país, por lo tanto cada estado deberá estudiar su situación más favorable.

### 3.6 Fuel cell (FC)

Una fuel cell (FC) o pila de combustible es un dispositivo que convierte la energía química en energía eléctrica sin que se utilice ninguna conversión mecánica o de otro tipo para ello [30]. Para entender el funcionamiento y el comportamiento de una FC se utilizará a continuación el ejemplo de una pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM) (Figura 16).

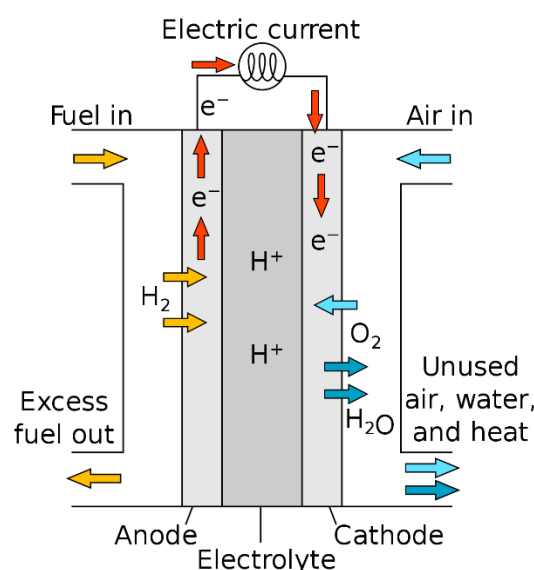
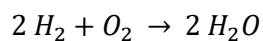


Figura 16. Esquema de una pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC). Fuente: Wikipedia

---

La reacción que se produce en la FC es:



Es decir, al juntar dos moléculas de hidrógeno con una de oxígeno, se producen dos moléculas de agua. Por un lado, el ánodo de la pila de combustible es alimentado por el gas hidrógeno. En este caso, el electrodo que actúa como ánodo es poroso y, por tanto, permite el paso del gas hasta la zona de unión con el electrolito que, en este caso concreto, adopta la forma de una membrana de intercambio de protones. En la zona de contacto del electrodo y la membrana se encuentra el catalizador, normalmente de platino. Este elemento rompe la molécula de hidrógeno en dos protones y dos electrones. Los electrones son recogidos por el electrodo y viajan por el circuito exterior produciendo trabajo eléctrico. Mientras tanto, los protones pueden pasar a través de la membrana, ya que está construida de tal manera que rechaza las cargas negativas y permite el paso de las positivas. Parte del hidrógeno no reaccionado puede salir de la célula, ya que en algunas células es necesario "perder" parte del combustible, lo que da lugar al concepto de factor de utilización del combustible. Por otro lado, el electrodo que actúa como cátodo, y que también es poroso, permite el paso del oxígeno gaseoso a la zona de contacto del electrodo con la membrana. Allí se encuentra con el catalizador encargado de romper la molécula de oxígeno y que permite su combinación con los protones procedentes de la membrana y los electrones procedentes del circuito externo. Como resultado, se forma agua, que debe ser extraída al exterior a través del flujo de gas que alimenta el cátodo. En una pila de combustible PEM la tensión generada por una célula es normalmente de 0,6 V cuando genera una densidad de corriente de 800 mA/cm<sup>2</sup> [31]. Por ejemplo, si la superficie de la célula es de 10 cm<sup>2</sup>, la corriente que circulará será de 8 amperios y, por tanto, la potencia eléctrica generada será de 4,8 W.

En el caso anterior hemos visto el funcionamiento de una sola célula, y dado que las tensiones producidas en cada célula son pequeñas, se suelen disponer varias en serie para conseguir aumentar la potencia y para minimizar las pérdidas eléctricas por efecto Joule [32]. De este modo, se puede aumentar la tensión de la pila manteniendo la misma corriente para cada célula. Cuando se agrupan varias células para formar la pila, cada célula debe recibir hidrógeno en el ánodo y oxígeno en el cátodo. La función de distribución del gas en toda la superficie de la célula y el contacto entre dos células la realizan las llamadas placas bipolares, las cuales están en contacto con el cátodo de una célula y el ánodo de la siguiente y deben ser conductoras e impermeables al paso de los combustibles, es decir, al paso del hidrógeno y del oxígeno. Como la corriente en cada célula debe ser la misma, es de suma importancia que la cantidad de combustible en cada una de las células sea la misma y los combustibles lleguen a la interfaz entre la membrana y los electrodos al mismo tiempo. Esto es especialmente peligroso en el cátodo, donde la formación de agua puede obstruir los poros del electrodo catódico, impidiendo que las moléculas de oxígeno lleguen a la interfaz. Si esto ocurre, la corriente de la célula se reduce, disminuyendo la corriente total de la pila. Además de esta pérdida de potencia por la reducción de la corriente, si el número de celdas es lo suficientemente grande, la celda puede convertirse

en receptora de energía en lugar de productora, es decir, podría electrolizar agua en lugar de producirla, y esto podría dañar la membrana [33]. Por lo tanto, el control del flujo de aire es muy importante para mantener la cantidad de agua en el cátodo bajo control.

En la actualidad existen seis tipos de pilas de combustible que se clasifican en función del electrolito utilizado para realizar la reacción electroquímica. Por un lado, tenemos las denominadas pilas de combustible de baja temperatura, entre las que encontramos los siguientes tipos: Pilas de Combustible Alcalinas (Alkaline Fuel Cells, AFC), Pilas de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane Fuel Cells, PEM fuel cell o PEMFC) y Pilas de Combustible de Metanol Directo (Direct Methanol Fuel Cells, DMFC). Por otro lado, tenemos las denominadas pilas de combustible de media y alta temperatura, entre las que encontramos los siguientes tipos: Pilas de Combustible de Carbonato Fundido (Molten Carbonate Fuel Cells, MCFC), Pilas de Combustible de Óxido Sólido (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) y Pilas de Combustible de Ácido Fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC).

### 3.6.1 Alkaline Fuel Cell (AFC)

Las pilas de combustible alcalinas (Figura 17) se caracterizan por tener un electrolito de hidróxido de potasio que permite transportar los iones  $\text{OH}^-$ , o hidróxido, a través de él para llevar la carga del cátodo al ánodo. Por esta razón, en el ánodo se produce agua, a diferencia de las pilas de combustible de electrolito ácido [31].

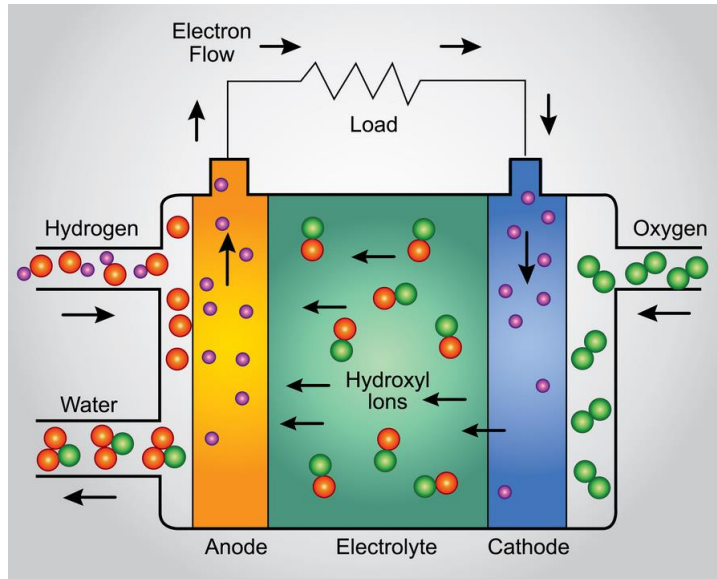


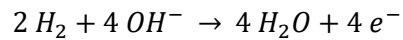
Figura 17. Esquema de una pila de combustible alcalina (AFC). Fuente: VectorStock

En el cátodo, el catalizador rompe la molécula de oxígeno, que se suministra en forma pura, y junto con el agua de la solución alcalina y los electrones producidos en el ánodo y que han circulado por la carga externa, produce hidróxidos. Los iones  $\text{OH}^-$  viajan hacia el ánodo y allí reaccionan con los protones de hidrógeno que son el resultado de la ruptura de la molécula de

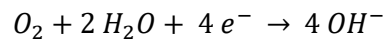
---

hidrógeno en el catalizador. La reacción en el ánodo genera los electrones que viajan por el circuito exterior y el agua [34].

Reacción en el ánodo:



Reacción en el cátodo:



Si echamos un vistazo a ambas, podemos ver que el resultado de la reacción del ánodo es el doble de agua que la utilizada para el cátodo, por lo que el exceso de agua debe ser eliminado. Dependiendo de la tecnología utilizada, el agua se elimina por recirculación del electrolito o por el flujo de hidrógeno, lo que da lugar a un factor de utilización inferior a 1.

Los electrodos son de níquel en el ánodo, lo que hace que el hidrógeno se oxide muy rápidamente, y de Litio-Níquel (LiOH) que produce una capa de óxido de níquel y litio que proviene de la oxidación del níquel con el oxígeno en el cátodo.

El uso de pilas de combustible alcalinas plantea algunos problemas, como problemas en los selladores y las tuberías, la carbonatación del electrolito y vida útil limitada de entre 2.000 y 3.000 horas [35]. El principal problema sería la degradación de los electrodos de carbono.

Su uso está justificado en aquellas aplicaciones en las que hay que aportar ambos combustibles por la ausencia de los mismos, es decir, principalmente oxígeno porque, por ejemplo, no hay aire, como en el caso de aviones no tripulados de gran altitud (más de 10.000 metros). En cuanto a la eficiencia de los sistemas comerciales existentes en la actualidad, las hojas técnicas de los mismos muestran valores de entre el 60 y el 75%.

### 3.6.2 Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEM fuel cell, PEMFC)

La pila de combustible PEM (Figura 16) es una pila de combustible muy sencilla y barata de construir. Funciona con hidrógeno muy puro y tiene un rendimiento eléctrico de entre el 50 y el 60% [35]. Ya al comienzo del apartado 3.6 se ha explicado el funcionamiento de este tipo de fuel cell. El electrolito sólido limita la temperatura de funcionamiento de la pila de combustible a 100°C y normalmente no supera los 80°C [34]. Además, tiene el arranque más rápido de todos y tiene una buena respuesta a los cambios de velocidad de la carga. El conjunto de electrolito y membrana del electrodo tiene un grosor de 1 mm, por lo que la densidad de potencia puede aumentar aún más [32]. La humedad de la membrana es un factor crítico para obtener un buen rendimiento del electrolito, por lo que el grado de humectación de la membrana debe controlarse cuidadosamente, logrando la máxima conductividad cuando la membrana está totalmente hidratada durante el funcionamiento.

En cuanto a las razones que afectan a su rendimiento, encontramos que se produce una recristalización del platino que debe dispersar el electrodo, lo que reduce la superficie útil que ofrece el catalizador, que el carbono que soporta el cátodo del catalizador se oxida, reduciendo

también la superficie disponible del catalizador y que el CO se fija al catalizador y reduce de nuevo la superficie ofrecida al oxígeno para romper su molécula.

Las aplicaciones que utilizan este tipo de pila de combustible son numerosas. Datos del 2018 muestran que el 80% se utilizaba en aplicaciones móviles por el 20% en fijas [35]. Además, en cuanto a la investigación, se trata de una tecnología muy estudiada y avanzada, encontrándose muy implementada en la industria.

### 3.6.3 Direct Methanol Fuel Cell (DMFC)

El nombre pila de combustible de metanol directo (Figura 18) se justifica por el hecho de que no hay que extraer el hidrógeno del metanol, sino que la conversión electroquímica se realiza directamente con el metanol. El metanol tiene una elevada actividad electroquímica, superior a la de otros derivados del petróleo. Su energía específica es de 6 kWh/kg [34]. Al ser líquido, es más fácil de manejar que el hidrógeno, que debe almacenarse a presión. La membrana de intercambio iónico es la misma que la de las pilas de combustible PEM. Como el metanol debe disolverse en agua, no hay problema de hidratación de la membrana, sin embargo, debido al funcionamiento de la propia pila de combustible, se producen algunos problemas en los electrodos. Aquí, se proporciona una mezcla de agua y metanol en el ánodo y aire en el cátodo. El metanol disuelto en el agua interactúa con el catalizador y se convierte en  $\text{CO}_2$ , y 6 protones que atraviesan la membrana. La reacción libera también 6 electrones que viajan por el circuito exterior. En el cátodo, el oxígeno del aire se combina con los protones para formar agua. Esta operación hace que coexistan líquidos y gases tanto en el ánodo como en el cátodo, por lo que los electrodos deben dejar pasar los líquidos en el ánodo y dejar salir el gas, y en el cátodo deben dejar pasar el gas del aire y dejar salir el agua líquida. Para ello se usan electrodos de capa de difusión gas-líquido que tienen poros de entre 200 y 500 micrómetros hechos con material hidrofílico para permitir el paso de líquidos, así como poros de cincuenta micrómetros con material hidrofóbico para permitir el paso de aire y gases [31].

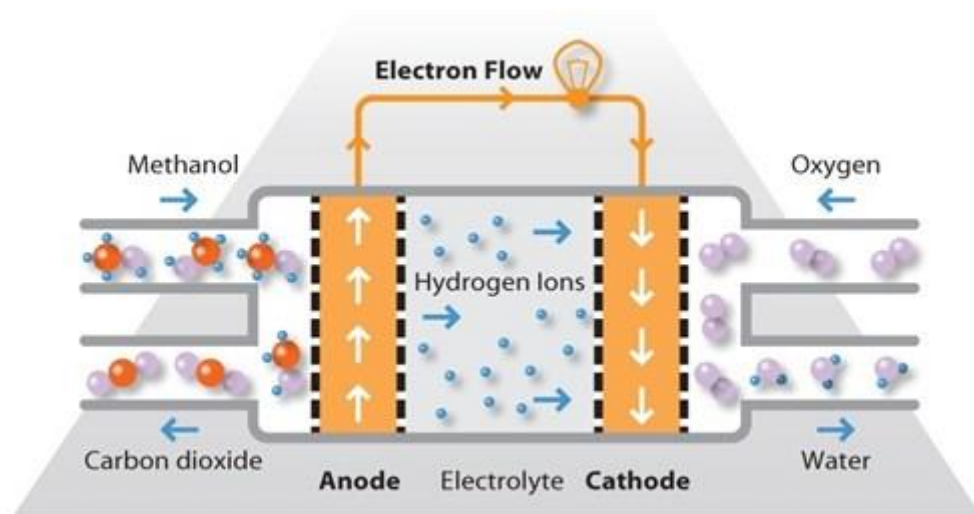


Figura 18. Esquema de una pila de combustible de metanol directo (DMFC). Fuente: Fuel Cells Works

La eficiencia de estas pilas de combustible es muy baja, entre el 20 y el 25%, principalmente por la baja densidad de corriente [34]. El principal problema encontrado en el funcionamiento de estas pilas de combustible es que el  $\text{CO}_2$  producido en el ánodo provoca burbujas que no permiten que las moléculas de metal líquido lleguen a la interfaz electrodo-membrana. Como resultado, se produce una falta de uniformidad en el suministro que, al final, afecta negativamente al comportamiento de la membrana.

El estado del arte de esta tecnología no está muy desarrollado comercialmente debido a todos los problemas que se dan en esta tecnología. De hecho, todavía no tienen una gran producción comercial, a pesar de las numerosas aplicaciones potenciales como equipos electrónicos, ordenadores, cámaras o videocámaras.

### 3.6.4 Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)

En este tipo de pilas de combustible, el electrolito está compuesto por una mezcla fundida de sales de carbonato suspendidas en una matriz. El electrolito está formado por una mezcla de carbonatos de litio y potasio, y carbonatos de sodio fijados en una matriz cerámica porosa. Como la temperatura de trabajo es de unos  $600\text{-}700^\circ\text{C}$ , y a una presión de entre 1 y 10 bares, los carbonatos a esa temperatura se funden [36]. La matriz porosa hace que no se necesite una barrera de gas en los electrodos, mientras que, por el contrario, en el exterior de la célula los carbonatos no se funden porque están a una temperatura inferior. Al ser sólidos, proporcionan un sellado eficaz a la célula. El cátodo es de níquel-litio, como en el caso de la pila de combustible alcalina. El óxido de níquel ( $\text{NiO}$ ) es un semiconductor que, dopado con litio, aumenta su conductividad decenas de veces. Por otro lado, el ánodo está hecho de níquel.

El funcionamiento de la pila de combustible es el que se muestra en la Figura 19.

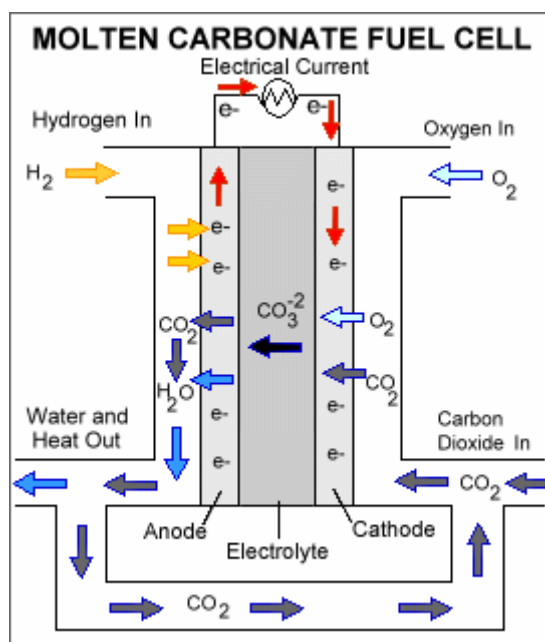


Figura 19. Esquema de una pila de combustible de carbonato fundido (MCFC). Fuente: Wikipedia



En el ánodo, el hidrógeno que llega al catalizador del electrodo se combina con los grupos carbonados del electrolito para formar agua y CO<sub>2</sub>. Esta reacción libera 2 electrones. En el cátodo, el oxígeno del aire reacciona con los electrones procedentes de la carga y con el CO<sub>2</sub> recirculado del ánodo para formar grupos carbonatos. Estos grupos carbonados son los que viajan a través del electrolito. Esta es la única pila de combustible que necesita recircular los gases desde el ánodo hasta el cátodo, lo que la hace más compleja que las demás. Aquí el CO<sub>2</sub> se separa de la mezcla de gases producida en el ánodo mediante una membrana. Por otra parte, el aire de entrada puede ser precalentado por el calor de los gases de escape del ánodo.

Es importante mencionar que en las pilas de combustible de carbonato fundido, además de las pérdidas comunes a todas las demás pilas de combustible, se añaden las pérdidas de Nerst, que están relacionadas con la diferencia de concentraciones de gas en ambos electrodos. Además, este tipo de pilas de combustible se enfrentan a numerosos problemas.

Actualmente, existen pilas en el mercado de grandes potencias, puesto que la tecnología está ya muy madura y desarrollada, con eficiencias de entre el 50-60% aproximadamente [37].

### 3.6.5 Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

En las pilas de combustible de óxido sólido (Figura 20), el electrolito más utilizado es el óxido de circonio estabilizado con itrio. En este caso, el ion que realiza el transporte de carga es el oxígeno. Los iones de itrio en el electrolito actúan como dopantes, proporcionando agujeros para que los iones de oxígeno salten de un agujero a otro. La temperatura de funcionamiento está entre 900 y 1000°C, por lo que los tiempos de arranque y parada de la pila de combustible son muy largos. Producen entre 0,8 y 1 V por célula, con una eficiencia muy buena, en torno al 50-60%, y funcionan con intensidades de corriente muy altas [38]. Además, no es necesario un catalizador, ya que esta función la realizan los electrodos. La pila de combustible funciona con casi cualquier combustible, debido a la temperatura de funcionamiento. Para que funcione se necesitan muchos equipos adicionales, como precalentadores de aire y de combustible, sistemas de refrigeración y de cogeneración.

El funcionamiento de esta pila de combustible es sencillo. Por un lado, los átomos de oxígeno se reducen en el cátodo con los electrones procedentes del circuito exterior, convirtiéndose en iones de oxígeno que viajan a través del electrolito, conductor de iones a estas altas temperaturas. Cabe destacar que por debajo de los 600°C el electrolito ya no es conductor de iones. Por otro lado, en el ánodo, la molécula de hidrógeno se oxida y genera los electrones, y se combina con el ion oxígeno para formar vapor de agua. Este vapor de agua debe ser extraído de la célula por el flujo de hidrógeno. Esto obliga a que el factor de utilización del hidrógeno sea del 80% [37].

Los principales problemas de esta tecnología son el sellado de los bordes de la célula y los derivados por las altas temperaturas de funcionamiento, siendo muy importante mantener refrigerada la pila. Dado que las paradas suelen tener un efecto negativo en ellas, este tipo de pilas de combustible deben estar en funcionamiento siempre y solo se deben parar para trabajos de mantenimiento.



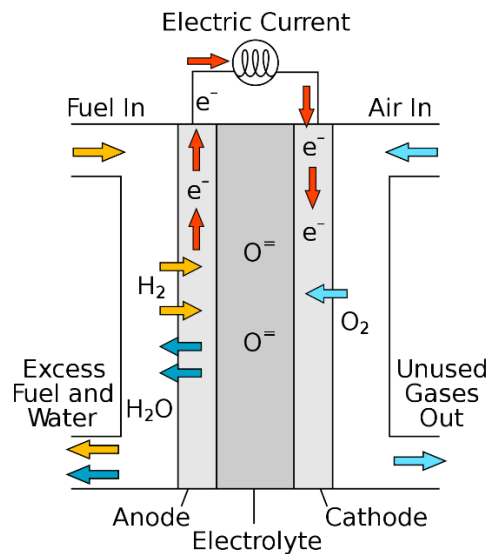


Figura 20. Esquema de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC). Fuente: Wikipedia

En cuanto al estado actual de esta tecnología, es, junto con las pilas de combustible PEM, la que tiene mayores perspectivas de crecimiento en el mercado actual [35].

### 3.6.6 Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)

En esta tecnología, el electrolito es una solución de ácido fosfórico a alta concentración, entre el 85 y 95% [31]. También se probó el ácido sulfúrico como electrolito, pero el comportamiento fue peor y se optó por el fosfórico. La ventaja de esto es que con una alta concentración, la presión de vapor del agua es muy baja. La presión de vapor es la presión que la fase de vapor ejerce sobre la fase líquida cuando el líquido está en un recipiente cerrado. Los líquidos que presentan un comportamiento no volátil tienen una interacción entre el disolvente y el soluto de manera que sólo se puede evaporar una pequeña cantidad de líquido y, por tanto, tienen una presión de vapor pequeña. Por el contrario, los líquidos volátiles tienen interacciones moleculares débiles, por lo que el líquido puede evaporarse y la presión de vapor aumenta. Si el soluto que se añade es no volátil, se producirá un descenso de la presión de vapor, ya que se reduce la capacidad del disolvente para pasar de la fase líquida a la fase vapor. El grado de disminución de la presión del soluto no volátil es proporcional a la concentración. La alta concentración de la solución de ácido fosfórico disminuye la presión de vapor, lo que dificulta la eliminación del agua de la solución. Esta solución está dispuesta en una matriz porosa de manera que la parte externa es sólida, lo que impide el paso de los gases de reacción de un lado a otro. Para eliminar el agua de reacción en el funcionamiento normal de la pila de combustible, se pueden utilizar relaciones estequiométricas de aire muy superiores a las que requiere la reacción, sin peligro de secar el electrolito. De hecho, se utiliza el caudal de aire correspondiente a la corriente máxima y no se modifica cuando se reduce la corriente producida. Esto simplifica enormemente el funcionamiento de la pila de combustible. Además, el electrodo es poroso y a la temperatura de funcionamiento de la pila de combustible, por encima de unos 200°C, se

necesita un catalizador. La pila de combustible no puede funcionar por debajo de los 100°C porque por debajo de ese límite la conductividad de los protones se reduce mucho [38].

El rendimiento eléctrico que se obtiene está en torno al 40% y se utilizan en aplicaciones estacionarias [37]. Además, debido a la simplicidad de su funcionamiento, requieren poco mantenimiento. Su principio de funcionamiento (Figura 21) es como el de cualquier pila en medio ácido: el átomo de hidrógeno se disocia en el ánodo para producir dos protones que viajan por el electrolito, y allí se combinan con el oxígeno del aire del cátodo para formar agua.

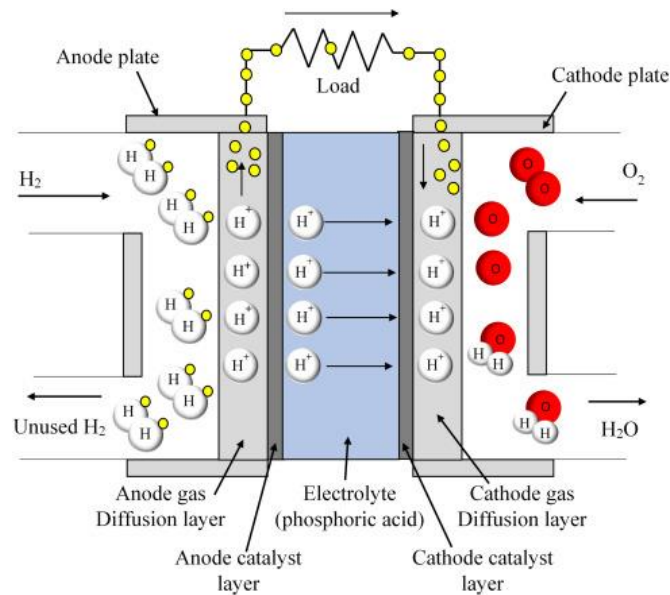


Figura 21. Esquema de una pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC). Fuente: ScienceDirect

Los principales problemas de este tipo de pilas de combustible están relacionados mayoritariamente con el funcionamiento de los elementos auxiliares de la pila, no con el comportamiento estricto de la misma. Además, tras 16.000 horas de funcionamiento, puede producirse la corrosión del carbono que soporta el catalizador [35].

### 3.6.7 Comparativa de las distintas tecnologías de Fuel Cells

A continuación se muestran dos gráficos sobre las diferentes ventas por tipo de pila de combustible. En la Figura 22, tenemos la evolución de los megavatios por tipo de pila de combustible entre dos mil quince y dos mil diecinueve, mientras que en la Figura 23 tenemos dicha evolución en términos de ventas por tipo de pila de combustible, en miles de unidades.

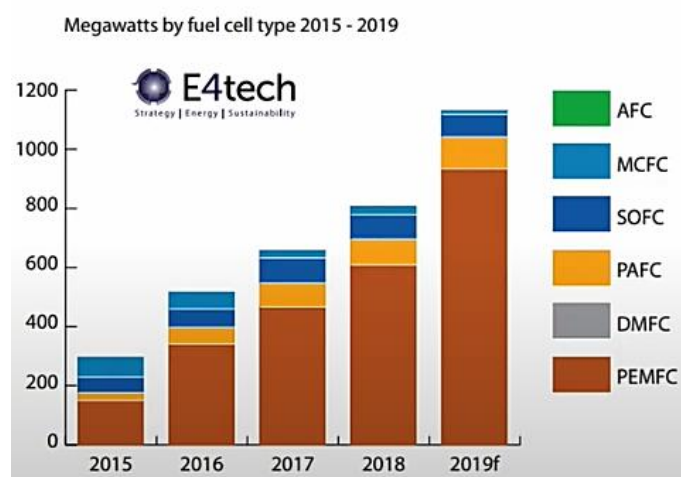


Figura 22. Evolución de los megavatios por tipo de pila de combustible 2015-2019. Fuente: E4tech

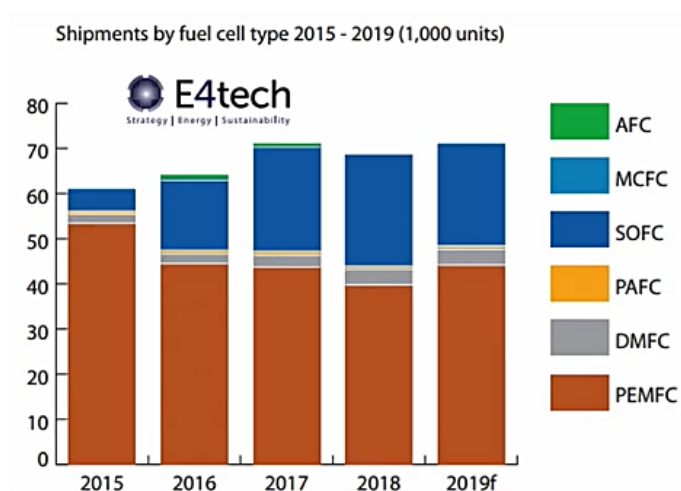


Figura 23. Evolución de las ventas por tipo de pila de combustible 2015-2019. Fuente: E4tech

Como podemos ver, la pila de combustible PEM domina las ventas por tipo de pila de combustible, tanto en número como en potencia. Gran parte de la cuota de las pilas de combustible PEM en número de unidades procede del programa Ene-Farm, y gran parte también del sector del transporte, principalmente los turismos de pila de combustible de Hyundai y Toyota [39]. El aumento previsto de las ventas en el sector del transporte sugiere que podemos esperar un mayor crecimiento de las pilas de combustible PEM en el futuro.

En cuanto a las pilas de combustible de óxido sólido, podemos ver que esta tecnología es la segunda en cuanto a número de unidades, principalmente para energía estacionaria y, en particular, para sistemas domésticos de calor y electricidad combinados.

Por otro lado, las pilas de combustible de ácido fosfórico están por detrás de las de óxido sólido en número, pero por delante en capacidad.

En cuanto a la pila de combustible de carbonato fundido, se estima que en dos mil diecinueve se añadieron diez megavatios. No obstante, las líneas de producción se están volviendo a poner en marcha.

Además, en el caso de la pila de combustible de metanol directo, en dos mil diecinueve se produjo un número de unidades similar al de dos mil dieciocho, alrededor de tres mil setecientas unidades, que suman menos de un megavatio de capacidad. Esta tecnología se utiliza para la recarga portátil, principalmente en campamentos, con algunas aplicaciones en el ámbito de la defensa, y para suministros remotos de pequeña potencia.

Por último, en lo que respecta a las pilas de combustible alcalinas, vemos que su contribución es mínima en la cuota.

Por último, a modo de resumen, en la Tabla 4 se muestra un resumen de cada una de las tecnologías existentes de pilas de combustible. Cada una de ellas tiene sus propias ventajas y desventajas, por lo tanto, a la hora de decidir cuál es mejor, debemos tener en cuenta la compensación entre las ventajas y los inconvenientes, así como cuál es la más adecuada en función del tipo de aplicación para la que se quieren utilizar.

Tabla 4. Comparativa entre las distintas tecnologías de pilas de combustible. Fuente: Instituto Ingeniería Energética, UPV

Tipo	Ion móvil	Electrolito	Temperatura	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
AFC	OH <sup>-</sup>	Solución acuosa de hidróxido de potasio empapada en una matriz	50 - 200°C	Militar, espacial	La reacción en el cátodo en el electrolito alcalino es más rápida, aumentando así la eficiencia.	Se requiere una costosa eliminación de CO <sub>2</sub> de los flujos de combustible y aire.
PEMFC	H <sup>+</sup>	Polímero orgánico sólido ácido poli-perfluorosulfónico	30 - 100°C	Generación de electricidad, transporte, aplicaciones portátiles	El electrolito sólido reduce los problemas de corrosión y gestión. Baja temperatura. Arranque rápido.	La baja temperatura requiere un catalizador más caro. Alta sensibilidad a las impurezas del combustible.
DMFC	H <sup>+</sup>	Polímero orgánico sólido	20 - 90°C	Aplicaciones portátiles	El combustible líquido facilita la gestión del combustible. Catalizador más barato.	La eficiencia es menor que en la PEM de hidrógeno.
PAFC	H <sup>+</sup>	Ácido fosfórico líquido empapado en una matriz	≈220°C	Generación de electricidad, transporte	Hasta un 85% de eficiencia en la cogeneración de electricidad y calor. Puede utilizar H <sub>2</sub> impuro como combustible.	Requiere un catalizador de platino. Baja corriente y potencia. Gran tamaño y peso.

MCFC	$\text{CO}_3^{2-}$	Solución líquida de carbonatos de litio, sodio y/o potasio empapados en una matriz	$\approx 650^\circ\text{C}$	Generación de electricidad	Alta eficiencia. Flexibilidad de combustible. Puede utilizar diferentes catalizadores.	Las altas temperaturas favorecen la corrosión y la rotura de los componentes de las células.
SOFC	$\text{O}^{2-}$	Óxido de circonio sólido al que se añade una pequeña cantidad de itrio	600 - 1000°C	Generación de electricidad	Alta eficiencia. Flexibilidad de combustible. El electrolito sólido reduce los problemas de corrosión y gestión.	Las altas temperaturas favorecen la corrosión y la rotura de los componentes de las células.

## CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO: REMOLCADOR

### 4.1 Ideas básicas sobre remolcadores

Los remolcadores son buques que se utilizan en el apoyo de maniobra de otros barcos u objetos flotantes mediante el arrastre, ya sea tanto empujando como tirando de los mismos [40]. Asimismo, también pueden contribuir en el auxilio y rescate en zonas de bajura y altura, lucha contra incendios y tareas anticontaminación. En la Figura 24 se puede observar un diagrama de un remolcador estándar, con sus diferentes partes.



Figura 24. Esquema de las partes de un remolcador estándar. Fuente: Wikipedia

#### 4.1.1 Funciones del remolcador

Dentro de las funciones de los remolcadores encontramos: asistir y apoyar en maniobras de atraque y desatraque a otros buques; ayudar en el reviro en espacios críticos y limitados a otros buques; garantizar el apoyo necesario a buques que navegan a baja velocidad para contrarrestar la acción del oleaje, las corrientes y el viento; ayuda en la parada de otros barcos; transportar artefactos flotantes; remolcar buques que han perdido los medios de propulsión o gobierno; escoltar buques en zonas de alto riesgo y con cargas peligrosas ante la posible pérdida de gobierno [40].

## 4.1.2 Tipos de remolcador

En función de la clase de operación que realicen, se pueden diferenciar los siguientes tipos de remolcadores [41]:

- **De puerto** (Figura 25). Su labor se limita normalmente al tráfico interior de puerto. La potencia de estos buques suele oscilar entre los 400 y los 3.000 CV, con esloras de entre 20 y 30 m, calado de entre 3 y 4,5 m y una velocidad que se encuentra entre los 5 y los 13 nudos generalmente.
- **De puerto y altura** (Figura 26). Entre los distintos servicios que ofrecen este tipo de buques encontramos auxilio a grandes buques, amarre de superpetroleros, remolques costeros de altura, etc. La potencia de estos se suele encontrar entre los 1.500 y los 6.000 CV, con esloras de entre 25 y 40 m, calados de 4,5 a 6 m y velocidades entre los 5 y los 13 nudos normalmente.
- **De altura y salvamento** (Figura 27). Debido a su gran potencia y tamaño, permite asistir a barcos en peligro en alta mar y efectuar remolcajes oceánicos. Las potencias de este tipo de buques remolcadores suele variar entre los 6.000 y los 20.000 CV, con esloras de entre 40 y 80 m, calados de 5 a 6 m y velocidades que se encuentran entre los 15 y 16 nudos.

Cabe destacar que, a día de hoy, la mayoría de los buques remolcadores disponen, además de equipos de remolque, de equipos de salvamento o contraincendios tanto de agua como agua-espuma, así como de bombas de achique para barcos siniestrados en mar [40].



Figura 25. Remolcador de puerto Boluda Don Blas. Fuente: Baixamar





Figura 26. Remolcador de altura VB Hispania. Fuente: Boluda Corporación Marítima



Figura 27. Remolcador de salvamento Marta Mata (BS-33). Fuente: Wikipedia

### 4.1.3 Sistemas de propulsión y gobierno

Los motores que utilizan la mayoría de buques remolcadores son diésel, impulsando los sistemas de propulsión que accionan las hélices, las cuales pueden ser convencionales o, por otro lado, especiales [40].

#### HÉLICES CONVENCIONALES

Estas, a su vez, pueden ser de paso fijo, de paso variable, de paso fijo con tobera o de paso variable con tobera (Figuras 28, 29, 30 y 31, respectivamente). En las del primer tipo, las hélices



permanecen invariables en su configuración; por su parte, las segundas sí permiten que cada una de sus palas rote sobre su propio eje; en cuanto a las que disponen de tobera, consiguen mejor eficiencia de propulsión gracias a la tobera, puesto que esta ayuda al empuje vectorial.

Cabe destacar que las hélices de paso variable tienen una mayor eficacia que las hélices de paso fijo, debido a que permiten desarrollar la máxima potencia a cualquier velocidad gracias al ajuste de las palas, cosa que no sucede con las de paso fijo puesto que se diseñan para unas condiciones específicas de operación. Sin embargo, las de paso variable no dan tanto empuje en la navegación atrás como sí lo hacen las de paso fijo, limitando así la tarea principal del remolcador. En cuanto a las toberas, estas permiten aumentar la fuerza de empuje, proporcionando rendimientos de entre un 25% a un 40% superiores a los sistemas convencionales que no disponen de tobera.

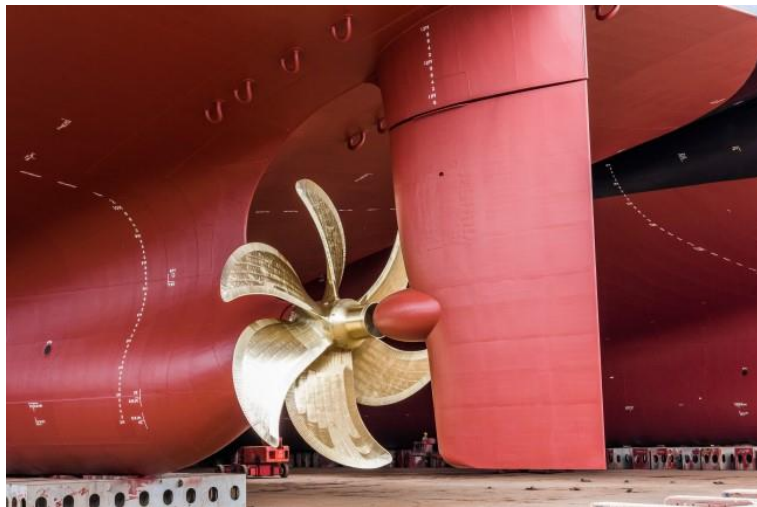


Figura 28. Hélice de paso fijo. Fuente: Centramar



Figura 29. Hélice de paso variable. Fuente: Wikipedia



Figura 30. Hélice de paso fijo con tobera. Fuente: Vicus DT



Figura 31. Hélice de paso variable con tobera. Fuente: Centramar

---

## HÉLICES ESPECIALES

- Sistema Schottel (SRP) (Figuras 32 y 33). La hélice se encuentra a 90° de la vertical y dispone de una capacidad rotacional de 360°, con capacidad de desplazamiento en cualquier sentido y con una reacción al empuje excelente [42]. Este tipo de sistema garantiza una maniobrabilidad sobresaliente debido a que carece de timón (ya que se trata de un sistema azimutal), reduciéndose la resistencia al giro ejercida por este y aumentando así la eficiencia de maniobrabilidad. Por ello, se trata de un sistema óptimo para buques remolcadores teniendo en cuenta las funciones y necesidades de los mismos [43].
- Sistema Voith-Schneider (VSP) (Figuras 34 y 35). Se trata de un propulsor cicloidal altamente maniobrable y que permite el cambio de dirección del empuje de modo casi instantáneo [44]. Por esta razón, se usa altamente en remolcadores. Consiste en una placa giratoria o rotor que rota sobre el eje vertical por debajo del casco del buque, y que a su vez contiene un conjunto de álabes de perfil hidrodinámico verticales que pueden modificar su orientación girando sobre su propio eje vertical individualmente. La orientación de los mismos es gobernada por un mecanismo que los orienta de forma sincronizada, permitiendo así que provean empuje en la dirección deseada [40].

Cabe destacar que ambos sistemas cumplen tanto la función de propulsión como la función de gobierno del buque.



Figura 32. Sistema Schottel (SRP). Fuente: Ancora – Technology Partner



Figura 33. Sistema Schottel (SRP) en embarcación. Fuente: El Universal

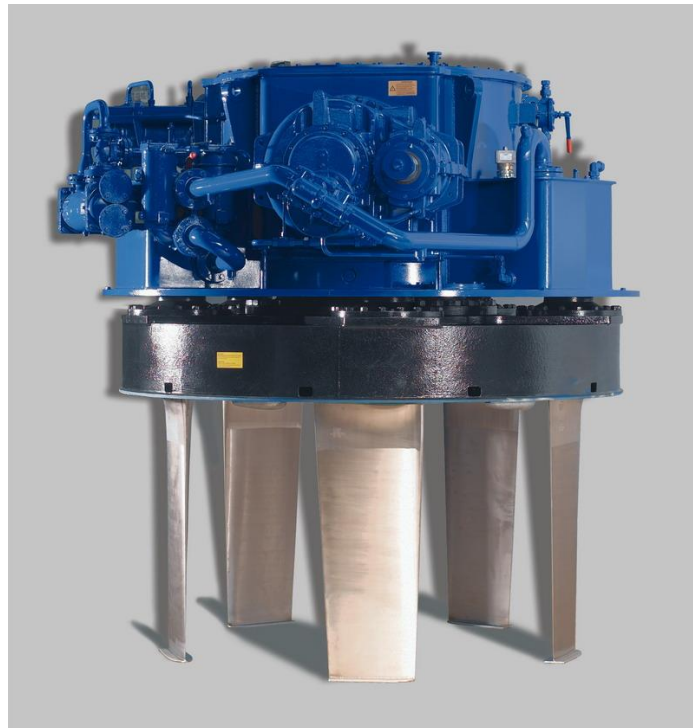


Figura 34. Sistema Voith-Schneider (VSP). Fuente: Wikipedia

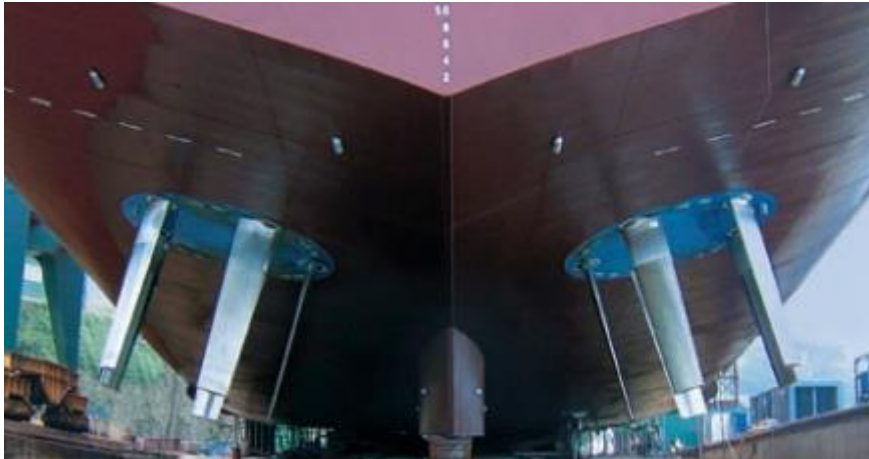


Figura 35. Sistema Voith-Schneider (VSP) en embarcación. Fuente: IngMarítima

#### 4.1.4 Características fundamentales

##### **MANIOBRABILIDAD**

Es fundamental disponer de una gran capacidad y facilidad de maniobra en buques remolcadores, de modo que el movimiento hacia cualquier dirección sea sencillo incluso en espacios reducidos. Dicha maniobrabilidad va a depender de diversos factores, entre los que destacan:

- El casco: con forma hidrodinámica a popa y fondo plano, consiguiendo de este modo que las corrientes de aspiración alcancen las hélices sin turbulencias [40].
- El sistema de propulsión-gobierno: en este tipo de buques conviene que sea de tipo Schottel o Voith-Schneider.
- Posición del gancho o chigre de remolque: conviene que se sitúe cerca del centro de resistencia lateral o un poco hacia popa de este.
- Capacidad de cambio de estado de avance total a parado completamente, no debiendo superar esta variación los 25 segundos.

##### **ESTABILIDAD**

Para un remolcador, su curva de estabilidad estática deberá ser positiva hasta los 60-70°, con una distancia entre metacentro y centro de gravedad (brazo de estabilidad) de unos 60 cm aproximadamente [42]. Esto lleva a la necesidad de diseñar puertas estancas en las salas de máquinas y alojamientos dado que se pueden alcanzar esloras grandes cuando se tira del cable de remolque [40].

### POTENCIA

La potencia que requiera un buque remolcador será la necesaria para realizar los remolcajes más aquella que necesita el propio buque para su movimiento (esta suele corresponderse aproximadamente con el 10% de la total [40]). Además, dentro de este concepto, otro parámetro de interés es el de tracción a punto fijo o bollard pull, que representa la cantidad de fuerza horizontal que aplica el remolcador trabajando avante ante un desplazamiento nulo (velocidad nula). En otras palabras, es la fuerza máxima que puede aplicar en la tarea de remolque.

### 4.1.5 Tipos de actuación

#### EN FLECHA O SOBRE CABO (Figura 36)

El remolcador y el buque a remolcar no contactan, sino que están unidos mediante un cabo, el cual puede situarse en distintos puntos del buque en función de la maniobra a realizar (retenida, arrastre, etc.). Se evita así contacto directo entre las embarcaciones, asegurando que toda la potencia se ejerce en la dirección del cabo. Este tipo de actuación tiene como inconveniente que no puede llevarse a cabo en espacios reducidos debido a la longitud del amarre, por lo que se necesitará un espacio de maniobra relativamente grande [40].

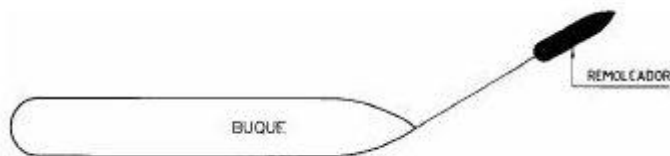


Figura 36. Trabajo en flecha o sobre cabo de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino

#### APOYADO DE PROA (“HACIENDO DE CARNERO”) (Figura 37)

Aquí el remolcador apoya la proa sobre el costado del buque a auxiliar, empujándolo perpendicularmente a la crujía de este. Normalmente el remolcador se amarra al buque mediante varios cabos, quedando fijado y evitando así el desplazamiento relativo entre ambos durante la maniobra [41].

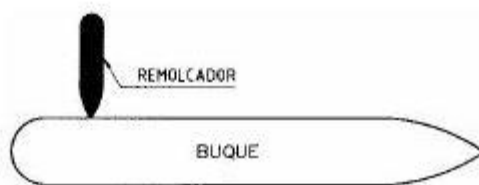


Figura 37. Trabajo apoyado de proa de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino



### ABARLOADO (Figura 38)

El remolcador se coloca paralelo y en contacto con el costado del buque a remolcar, amarrado por varios cabos a este, asegurando así una correcta transmisión de esfuerzos. Se suele utilizar en buques con propulsión insuficiente para maniobrar por sí mismos, en espacios reducidos y en aguas tranquilas.



Figura 38. Trabajo abarloado de un remolcador. Fuente: Ingeniero Marino

#### 4.1.6 Determinación de la asistencia y necesidad de los remolcadores

En función de las necesidades de la maniobra, de las características de la zona donde va a realizarse, de las condiciones climáticas del momento, del tipo de buque y su capacidad de maniobrabilidad, del tipo de maniobra necesaria y de la forma de actuación de los buques remolcadores en condiciones de seguridad, de la flota disponible de remolcadores, de la experiencia que posean los pilotos intervinientes en la operación, de la prestación de servicios complementarios a la maniobra y de las condiciones económicas que regulen la intervención de los remolcadores, será el práctico del puerto quién decida la necesidad de remolcadores.

Se distinguen normalmente tres fases en la asistencia de remolcadores en la llegada de un buque en una instalación portuaria [40]:

1. En esta fase, el buque puede mantener un control adecuado de la navegación por sus propios medios. Es preciso en ocasiones la asistencia de remolcadores, no demandando una potencia o bollard pull excesivo.
2. Esta segunda fase se corresponde a aquella en la que el buque reduce su velocidad ya que se aproxima a una zona de maniobra, realizando parte de su proceso de parada. Al reducir su velocidad, disminuye la eficacia de sus medios propios, quedando descompensado y más a merced de agentes externos (oleajes, vientos, corrientes, etc.), por lo que requiere de la asistencia de los remolcadores frecuentemente y de forma más prolongada.
3. En esta última fase se realizan las maniobras últimas de aproximación, viro y atraque (en caso de partida del buque, el proceso contrario de inicio de la salida). Aquí, al estar el buque casi sin velocidad, la posibilidad de utilizar sus medios propios es nula, por lo que requiere de una ayuda importante por parte de los remolcadores.

La partida de un buque de una instalación portuaria constaría de las mismas tres fases pero en el orden opuesto al expuesto.

### 4.1.7 Elementos para el remolcaje

De modo que el remolcador pueda desarrollar su trabajo con normalidad, tendrá que estar equipado con ciertos elementos necesarios, como: chigre de remolque, gancho de remolque, bitas en H y normales, cable de remolque, pies de gallo, triángulo, cable de seguridad, cabos mensajeros y guías [40].

- Chigre de remolque (Figura 39): máquina hidráulica donde se guarne el cable de remolque. Deberá situarse, de modo que no se pierda estabilidad, lo más bajo posible, en concreto y a ser posible en el punto coincidente con el centro de resistencia lateral. Esto facilitaría la maniobrabilidad del remolcador. Una de las desventajas de este elemento es que no puede pasar de una situación de remolcaje hacia delante a hacia atrás, sobre todo en maniobras en espacios reducidos y estrechos.

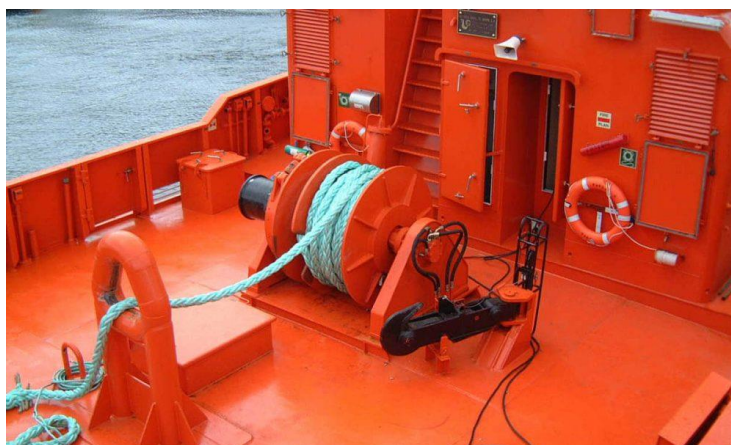


Figura 39. Chigre de remolque. Fuente: Fluidmecánica

- Gancho de remolque (Figura 40): se trata de un gancho especial el cual permite el desenganche automático del cable de remolque desde el puente. Deberá coincidir con el centro de resistencia lateral, al igual que el chigre, o en su defecto algo hacia la popa del buque desde dicho centro, para no sacrificar la maniobrabilidad del remolcador. Se intentará asimismo que su altura sea la mínima posible.
- Bitas (Figura 41): en ellas se hacen firmes los cabos de remolque. Deben existir suficientes y estar situadas a lo largo del buque (proa, popa o abarloado), de modo que se puedan realizar distintos tipos de remolque.
- Cable de remolque (Figura 42): es el cabo o cable utilizado para arrastrar el remolcado y va enrollado en el tambor del chigre de remolque. Suele tener un diámetro de entre 5 y 6 cm y una longitud de más de 600 m. Suele emplearse en remolques largos, costeros y oceánicos, donde se requiera gran longitud y resistencia.





Figura 40. Gancho de remolque. Fuente: Ingeniero Marino

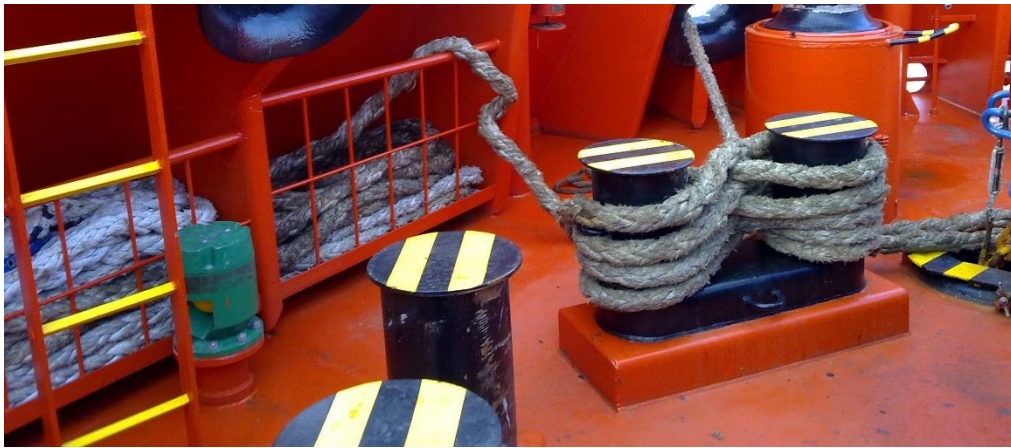


Figura 41. Bitas de amarre. Fuente: Ingeniero Marino



Figura 42. Cable de remolque. Fuente: NauticExpo

## 4.2 Definición del sistema objeto de estudio

Una vez comentadas todas las ideas básicas sobre remolcadores, se procede ahora a seleccionar un buque en concreto para, posteriormente, diseñar sobre este una solución basada en una tecnología de hidrógeno.

En este Trabajo Fin de Máster se ha decidido escoger uno de los remolcadores del Puerto de Valencia como caso de estudio. Dicho puerto dispone en la actualidad de cinco buques remolcadores (Tabla 5).

Tabla 5. Buques remolcadores del Puerto de Valencia. Fuente: Josep Sanz Argent

Nombre del buque	Año	Astillero	Potencia (kW)	Bollard Pull (t)
VB Furia	2005	UN Valencia	4400	55,0
VB Poder	2005	UN Valencia	4400	55,0
VB Soñador	2006	UN Valencia	4400	55,0
VB Xaloc	2016	Zamakona	5593	79,6
VB Xerea	2017	Zamakona	5593	79,7

De los cinco remolcadores, se ha decidido desarrollar el caso de estudio con el VB Xerea (Figuras 43 y 44) al ser este el de mayor potencia junto al VB Xaloc (cabe destacar que ambos buques son el mismo modelo, por lo que el análisis realizado para el primero sería también totalmente válido para el segundo).



Figura 43. VB Xerea (I). Fuente: Boluda Corporación Marítima



Figura 44. VB Xerea (II). Fuente: Manuel Hernández Lafuente

A continuación, se muestra información general sobre el remolcador en cuestión (Tabla 6).

Tabla 6. Datos generales del VB Xerea. Fuentes: Boluda Corporación Marítima, VesselFinder y MarineTraffic

Nombre del buque	VB Xerea	Eslora (m)	31,57
IMO/MMSI	9780524/224208000	Manga (m)	12,80
Tipo de barco	Remolcador	Calado (m)	6,74
Bandera	España	Arqueo bruto (GT)	496
Identificativo de llamada	EAQW	DWT (t)	999
Potencia (kW)	5593	Año de construcción	2017
Bollard Pull (t)	79,7	Puerto base	Valencia

El movimiento del buque se da gracias a un sistema de propulsión Voith-Schneider. Para generar la potencia necesaria, se utilizan motores de combustión interna marinos MANN los cuales utilizan como combustible MGO (Marine Gas Oil). Este combustible se almacena en el buque en tanques estructurales, es decir, en huecos existentes en distintos compartimentos del remolcador para así hacer más uniforme el reparto del peso del mismo. Con el objetivo de reducir las emisiones de  $\text{NO}_x$ , se utilizan catalizadores.

## 4.3 Selección de la solución de H<sub>2</sub>

### 4.3.1 Opciones

Si nos centramos en el comportamiento de carga de un remolcador, observamos claramente que la mayor parte del tiempo no necesita dar la potencia máxima para la que está diseñado. De hecho, se estima que aproximadamente durante el 50% del tiempo de operación, la carga es del 14% de la de diseño [45]. La mayor parte del tiempo de operación de un remolcador es el que necesita para moverse sin arrastrar ninguna carga, es decir, aquel espacio temporal en el que se traslada hasta llegar al buque a auxiliar, tramos intermedios en maniobras de aproximación y atraque, vuelta al muelle, etc. Solo en momentos puntuales se necesitarán porcentajes de carga superiores al 20%, cuando ya sí que se esté empujando o arrastrando carga.

Ante esta situación, y teniendo en cuenta la inclusión del hidrógeno, aparecen tres posibles soluciones de generación de energía para dotar de la potencia necesaria al sistema de propulsión del remolcador:

- **Motores de combustión de H<sub>2</sub>.** El funcionamiento de esta posible solución sería similar al del sistema actual; es decir, utilizaría motores de combustión interna, pero en este caso el combustible sería hidrógeno. Salvo en ciertos matices, el diseño de un motor de combustión de H<sub>2</sub> es similar al de gasolina o diésel, pudiendo utilizar los sistemas de suministro e inyección tradicionales con pequeñas variaciones [46]. También habría que llevar a cabo ciertas adaptaciones para la correcta lubricación de los componentes. Sin embargo, los motores de combustión interna son motores de los cuáles hay mucho conocimiento, por lo que su fiabilidad es muy alta. Esto, sumado a que la base de su arquitectura es la misma que la del motor térmico convencional, hace que la fabricación de los mismos sea barata a corto plazo. Otra de las ventajas de la utilización de H<sub>2</sub> como combustible en motores térmicos es que su combustión es más rápida que la de los hidrocarburos. En cuanto al almacenamiento, lo óptimo sería manejarlo como gas a alta presión en tanques. En cuanto a sus desventajas, este tipo de motores tienen una baja eficiencia, lo que supondrá un gran sobredimensionamiento (sobre todo si estamos hablando de motores para remolcadores) y requieren de un alto mantenimiento para el correcto funcionamiento. Por último, hay que destacar que la combustión del H<sub>2</sub> es completamente limpia, aunque sí se generen algunas emisiones residuales de NO<sub>x</sub> e incluso pequeñas emisiones de CO<sub>2</sub> a causa de los aceites y lubricantes.
- **Fuel Cells de H<sub>2</sub>.** Tal y como ya se ha explicado en el Capítulo 3, las fuel cells son dispositivos en los que flujos continuos de combustible y oxidante sufren una reacción química controlada, de modo que se suministra de forma directa corriente eléctrica a un circuito externo [47]. Esta posible solución consistiría en disponer de una o de un conjunto de fuel cells, de modo que pudiésemos garantizar la potencia máxima que ofrece el sistema actual. Así, y mediante un convertidor DC/AC, se otorgaría la potencia requerida en cada momento a un motor eléctrico, el cual cedería a través del

---

mecanismo oportuno dicha potencia al sistema de propulsión. El hidrógeno, al igual que para el caso anterior, tendría que ser almacenado en tanques a alta presión.

- **Sistema híbrido de Fuel Cells de H<sub>2</sub> + Baterías.** Esta opción consistiría en utilizar tanto fuel cells como baterías, de modo que se entregue la potencia necesaria en cada momento (pasando antes por un convertidor DC/AC) a un motor eléctrico el cual cedería posteriormente la potencia al sistema de propulsión. Esto permite no necesitar cubrir toda la potencia del sistema actual con fuel cells, pudiendo dimensionar un sistema mucho más eficiente. El sistema funcionaría con la pila de combustible hasta cierta potencia; si existen ocasiones en las que se requiera más potencia, entrarían también en juego las baterías, proporcionando la necesaria para cubrir dicha demanda. A su vez, si las baterías han bajado del 100% de carga y la fuel cell no está trabajando al máximo de su potencia, utilizaría dicha diferencia de potencia disponible para recargar las baterías. Al igual que para el caso anterior, el H<sub>2</sub> necesario para alimentar la pila de combustible se almacenaría en tanques a alta presión.

Ante estas tres soluciones, y teniendo en cuenta el modo de operar de este tipo de buques, la tercera opción se muestra como la más inteligente.

La opción de utilización única de fuel cells se descarta ante la tercera por pura lógica: dispondríamos de una pila de combustible de gran potencia la cuál necesita ese máximo menos del 1% del tiempo de operación [45], estando por ende sobredimensionada para la mayor parte del tiempo. Esto implicaría también disponer de un mayor volumen de hidrógeno almacenado que en el caso tercero. Todo ello no supondría únicamente un impacto económico, sino que también podría suponer un problema en términos de espacio, ya que cabe recordar que los remolcadores son buques de muy alta potencia pero de tamaño reducido.

Por su parte, la opción de utilización de motores de H<sub>2</sub> se descarta ante la opción híbrida de FC + baterías por dos razones principalmente. En primer lugar, el mantenimiento requerido por motores de combustión es mucho mayor al que pueden suponer fuel cells y baterías, ya que los primeros constan de numerosas piezas, aceites, lubricantes y más, mientras que el sistema híbrido es mucho más sencillo. En segundo lugar, la eficiencia de un motor de combustión se encuentra aproximadamente entre un 20-30%, que es bastante más baja que la de una fuel cell PEM y que la de baterías eléctricas de tracción (eficiencia del 50-60% y del 98% aproximada y respectivamente).

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el sistema a dimensionar para el caso de estudio consistirá, por ende, en un sistema híbrido de Fuel Cells PEM de H<sub>2</sub> + Baterías eléctricas.

### 4.3.2 Definición del nuevo sistema

El nuevo sistema que proporcionará la potencia requerida a los propulsores del remolcador comprenderá del sistema fuel cell, baterías eléctricas, varios convertidores (tanto DC/DC como DC/AC) y uno o varios motores eléctricos (Figura 45).



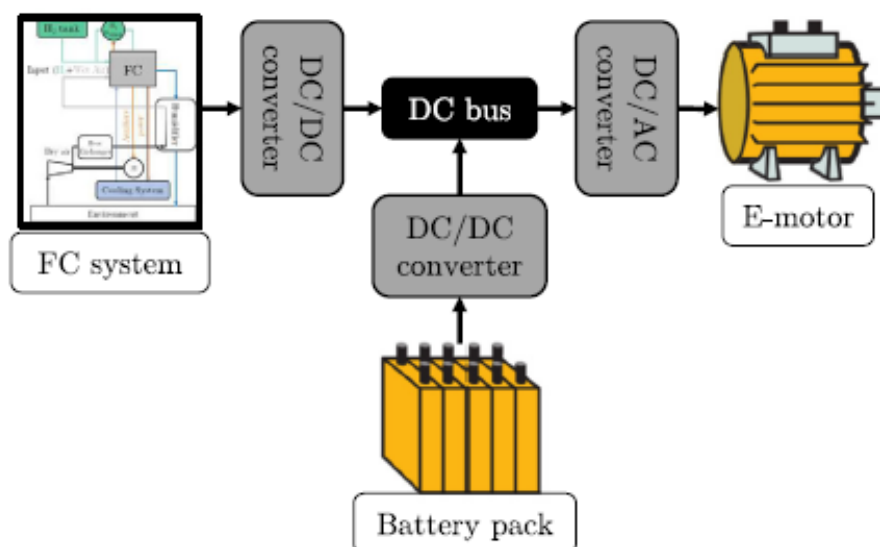


Figura 45. Esquema del powerplant del sistema híbrido FC + Baterías. Fuente: [48]

A continuación, se explica cada subsistema de forma detallada.

### SISTEMA FUEL CELL

El sistema Fuel Cell está formado por las propias pilas de combustible y el balance de planta/balance of plant (BoP) (Figura 46). En cuanto a las primeras, existen en el mercado pilas de combustible PEM homologadas para uso marítimo que cumplen con las exigencias del ambiente salino. Por su parte, la arquitectura del BoP puede dividirse en la zona del cátodo, la zona del ánodo y la zona de refrigeración:

- La zona del cátodo incluye un compresor (activado eléctricamente) para proporcionar aire a alta presión a la FC, un intercambiador de calor que actúa como intercooler y un sistema humidificador para aumentar la humedad relativa (HR) del aire a la entrada de la FC que utiliza el agua de salida de dicha FC.
- La zona del ánodo consiste en uno o varios tanques de hidrógeno tipo IV (por cuestiones de peso) de 350 bar y un bucle de recirculación activo de  $H_2$  (accionado por una bomba).
- La zona de refrigeración estará compuesta por una bomba de refrigeración, accionada por la FC. En este caso, dependiendo del sistema elegido en el mercado, se pueden utilizar distintos tipos de refrigerantes (normalmente agua o 50/50 glicol).

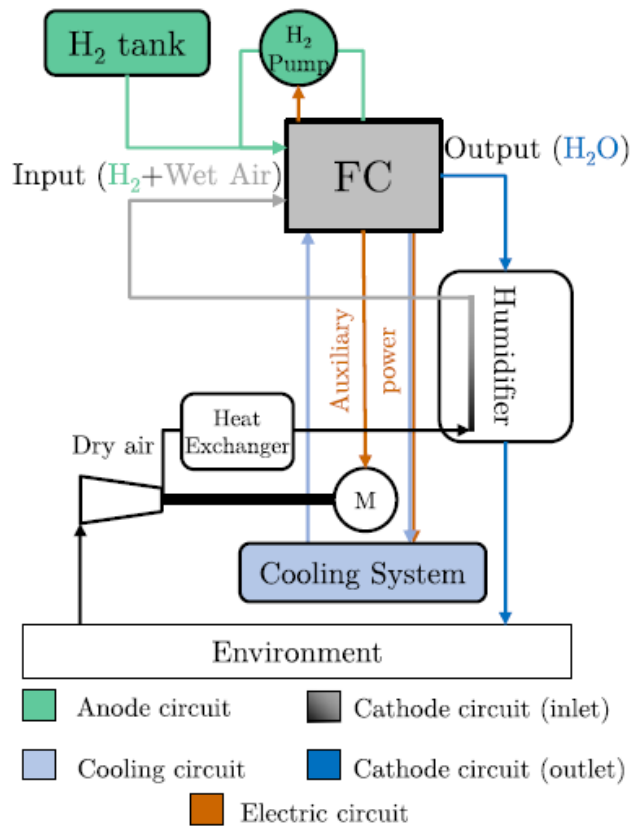


Figura 46. Esquema del sistema Fuel Cell (FC + BoP). Fuente: [48]

### BLOQUE DE BATERÍAS

Se utilizarán baterías de titanato de litio (LTO) ya que son las que mejor se adaptan a la aplicación en cuestión. Lo más destacable de esta tecnología es la rapidez de carga, su alta seguridad y su gran número de ciclos de vida (puede alcanzar más de 10.000 ciclos). Ya que la idea es reducir el peso al máximo de todo el sistema híbrido FC + baterías y poder proporcionar picos ocasionales de potencia, las baterías LTO se presentan como una opción muy ventajosa puesto que poseen un alto ratio de descarga de hasta 10C frente al 3C de baterías de tecnología litio hierro fosfato. Esto es esencial para la aplicación del remolcador, permitiendo así no tener que disponer de demasiadas baterías para conseguir cierta potencia en determinados momentos. Además, este tipo de baterías consiguen una recarga 20 veces más rápida que una batería convencional de plomo ácido y 3 veces más rápida que las baterías de  $\text{LiFePO}_4$ .

### CONVERTIDORES DC/DC

Los convertidores DC/DC desempeñan un papel crucial en el funcionamiento de los sistemas de transmisión de los vehículos eléctricos de pila de combustible. Por tanto, también serán clave en sistemas híbridos de FC y baterías. Básicamente, las pilas de combustible tienen una tensión de salida que puede ser inferior o superior a la del bloque de baterías. Por esta razón, es

totalmente recomendable la utilización de un convertidor DC/DC para compensar estas diferencias, permitiendo controlar el nivel de tensión para la alimentación del enlace de DC (DC bus). El convertidor DC/DC regula por tanto el flujo de energía de la pila de combustible al bus de DC.

Por su parte, para el bloque de baterías también es recomendable la utilización de un convertidor DC/DC para regular las tensiones tanto en su descarga como en su carga, además de en su funcionamiento en función del estado de carga, sirviendo de enlace al bus de DC.

Normalmente, este tipo de convertidores tienen una eficiencia del 95%.

### **CONVERTIDOR DC/AC**

Dado que los motores eléctricos a utilizar serán motores de alterna (AC), será fundamental disponer de un convertidor DC/AC para poder obtener tensión alterna del sistema de distribución de continua. Normalmente, este tipo de convertidores tienen una eficiencia del 90%.

### **MOTOR ELÉCTRICO**

Se utilizarán motores eléctricos de AC, que entregarán la potencia al sistema de propulsión Voith-Schneider del buque remolcador.





## CAPÍTULO 5. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL NUEVO SISTEMA

### 5.1 Metodología

Una vez seleccionado el nuevo sistema que se quiere implementar, hay que definirlo en detalle para el caso específico del remolcador a estudio. En la Figura 47 se muestra un diagrama de la metodología que se ha llevado a cabo.

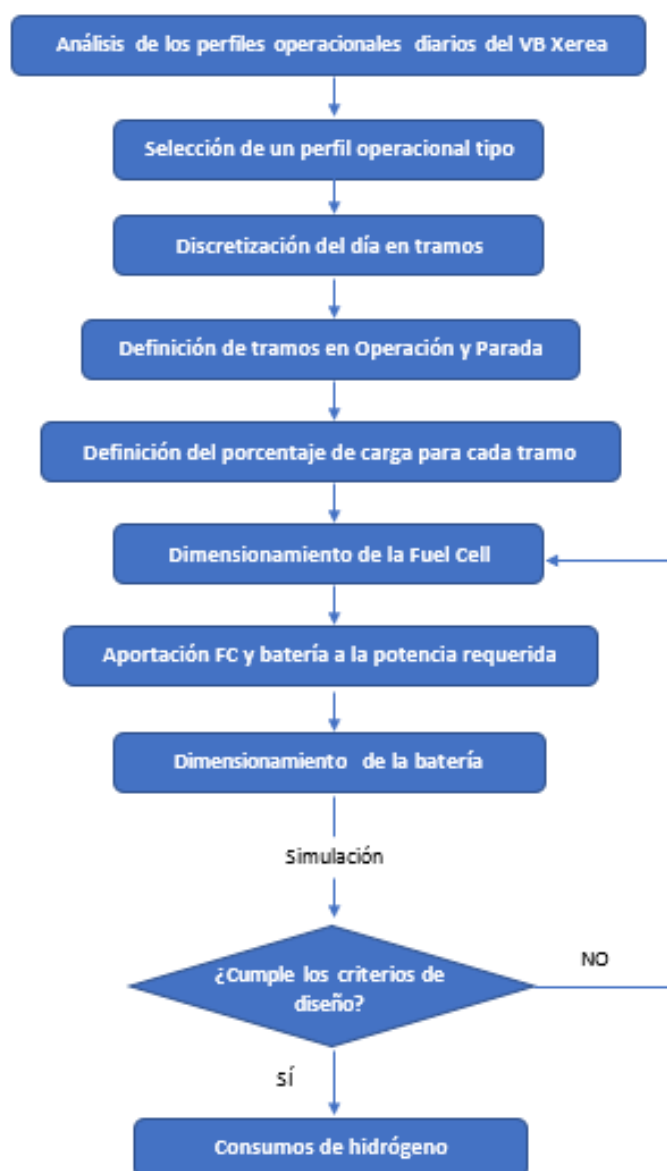


Figura 47. Diagrama de la metodología seguida

---

En primer lugar, se realizará una observación del comportamiento diario del buque objeto de estudio, con el objetivo de seleccionar un perfil operacional tipo. Posteriormente, se discretizará dicho perfil en tramos de modo que se pueda definir para cada tramo su estado (buque en operación o buque parado en muelle) y su estado de carga (un porcentaje de la potencia máxima de diseño del remolcador). Con todo ello, se puede dimensionar la pila de combustible y la batería de manera que cumplan con los criterios de diseño impuestos. Por último, ya con el dimensionamiento de ambos sistemas (FC y batería), se puede calcular el consumo de hidrógeno lo cual permitirá el dimensionamiento de los tanques de H<sub>2</sub>.

## 5.2 Modelización

En este subapartado se explica en detalle cada uno de los pasos que se ha llevado a cabo, siguiendo la estructura definida en el diagrama anterior (Figura 47).

### 5.2.1 Análisis de los perfiles operacionales diarios del VB Xerea

A la hora de comenzar con la modelización del nuevo sistema, será fundamental conocer en primer lugar cómo opera el barco remolcador del caso de estudio. Para ello, se ha utilizado una página web AIS (Automatic Identification System o Sistema de Identificación Automática), que no es más que un sistema que transmite la posición de un buque. En concreto, se ha utilizado MarineTraffic (Figura 48), que es un proyecto abierto que proporciona información en tiempo real sobre la ubicación y el movimiento de los barcos en navegación y en puerto.



Figura 48. MarineTraffic. Fuente: MarineTraffic

A partir de dicho software se ha podido monitorizar el movimiento del VB Xerea para diferentes días. A modo de ejemplo, en la Figura 49 se muestra un gráfico proporcionado por MarineTraffic en el que se muestra la velocidad y el calado (draught) del buque desde las 12:00 del día 29/08/2022 hasta las 12:00 del día 30/08/2022.

Lo realmente crucial en este punto es percatarse de la cantidad de operaciones realizadas por el remolcador, ya que será básico para el siguiente paso.

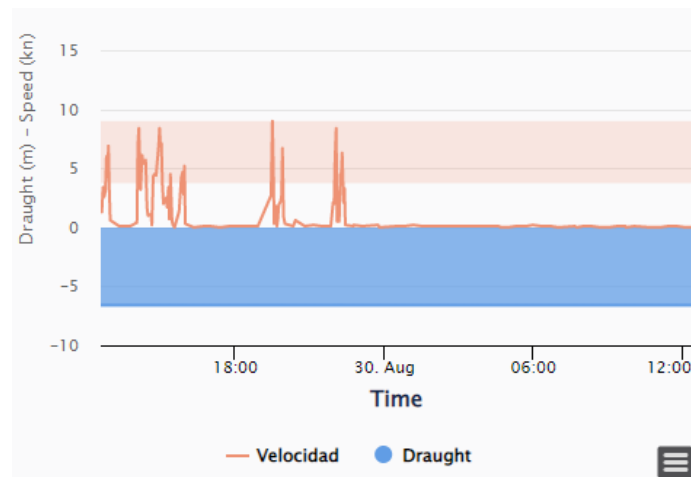


Figura 49. Monitoreo de 24 h del buque VB Xerea días 29 al 30/08/2022. Fuente: MarineTraffic

### 5.2.2 Selección de un perfil operacional tipo

Una vez se ha dispuesto de varios perfiles operacionales de 24 horas, se ha llevado a cabo una comparativa entre ellos de modo que se pudiese observar el comportamiento típico diario del buque VB Xerea.

Tras dicha comparativa, se escoge aquel perfil operacional del día de la semana en el que hay mayor movimiento por parte del remolcador. De esta forma, nos aseguraremos de que el diseño del sistema híbrido sea suficiente.

En la Figura 50 se muestra el perfil operacional seleccionado, que va desde las 16:35 del día 10/07/2022 hasta las 16:35 del día 11/07/2022.

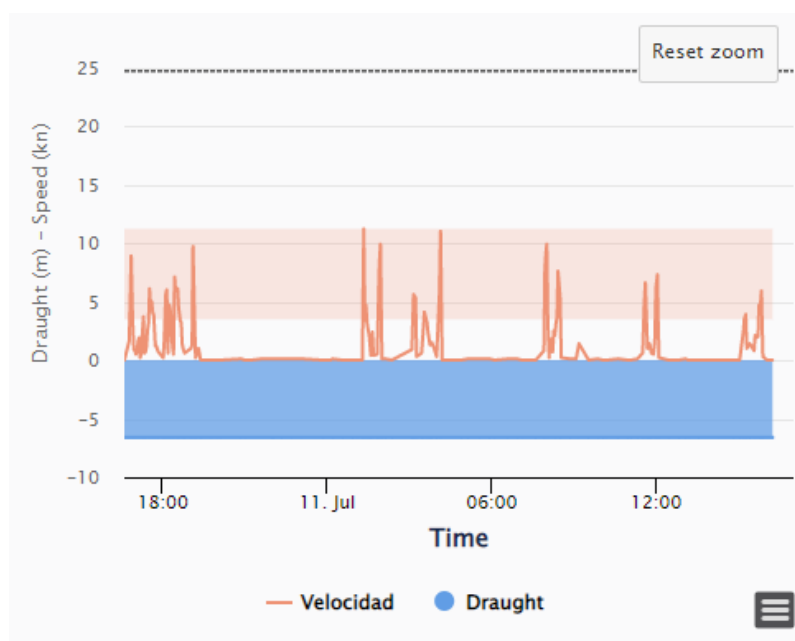


Figura 50. Perfil operacional tipo seleccionado para la modelización del sistema híbrido. Fuente: MarineTraffic

### 5.2.3 Discretización del día en tramos

Para poder definir la potencia que requiere en cada momento el VB Xerea, y dado que la herramienta AIS no nos proporciona dicho dato, conviene discretizar el perfil operacional en varios tramos de modo que en cada uno de ellos se pueda estimar dicho valor.

Se ha optado por discretizar en tramos de 5 minutos, ya que de este modo se pueden definir los valores objetivo con cierta precisión. En total tendremos, por tanto, 289 tramos.

### 5.2.4 Definición de tramos en Operación y en Parada

Tras la discretización, se define cada tramo en función de si se trata de un tramo en operación (O) o si se trata de un tramo en parada (P). Es decir, básicamente se define para cada tramo si el buque se encuentra en movimiento o si está parado y en su muelle.

Para poder discernir entre ambas situaciones, hay que basarse en el perfil operacional tipo seleccionado (Figura 50). Tal y como se puede observar, hay momentos en los que la velocidad del buque es nula durante períodos de tiempo prolongados (Figura 51): todo tramo que se encuentre en esta situación se considerará como tramo en parada.

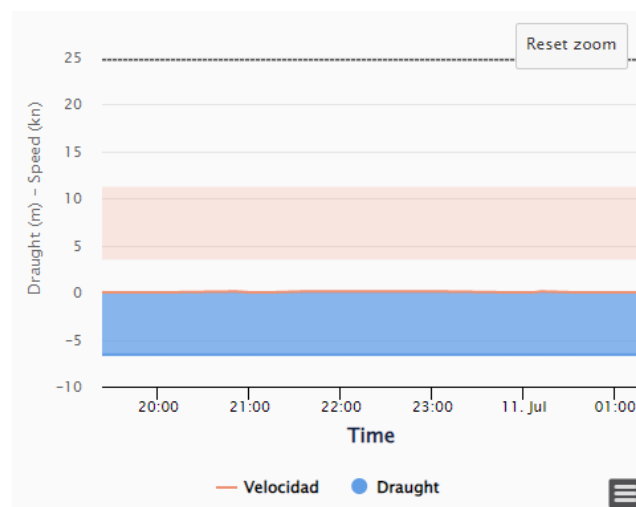


Figura 51. Período de parada (19:22 – 01:17). Fuente: MarineTraffic

Por otro lado, existen ocasiones en las que la velocidad está constantemente variando (Figura 52): todo tramo que se encuentre en esta situación se considerará como tramo en operación.

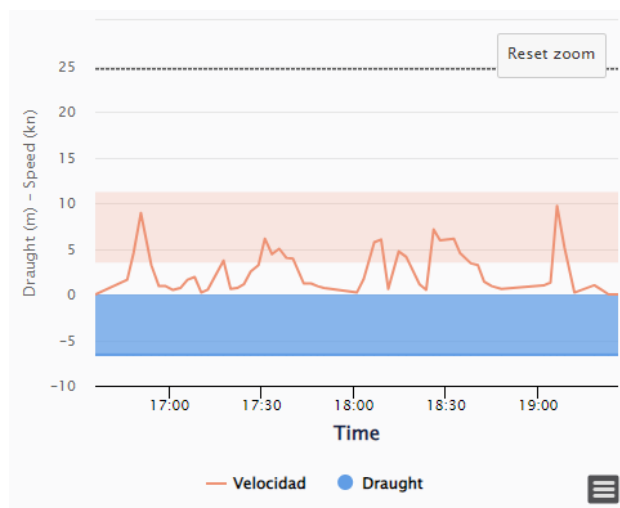


Figura 52. Período en operación (16:35 – 19:22). Fuente: MarineTraffic

Este paso es importante para posteriormente dimensionar la pila de combustible, ya que deberemos tener en cuenta cuánto tiempo está el remolcador en operación. Además, también es fundamental saber el tiempo en parada o en el muelle, puesto que a partir de él se determinarán valores relativos a la carga de hidrógeno y a la recarga de las baterías.

### 5.2.5 Definición del porcentaje de carga para cada tramo

Este paso es de suma importancia ya que de él van a depender el resto de valores posteriores obtenidos para el dimensionamiento del sistema FC + Batería.

Se parte de la base de que la herramienta AIS únicamente proporciona en su perfil operacional de 24 horas la velocidad del buque. Dado que no se dispone de datos de carga ni por parte de la herramienta AIS ni por parte del Puerto de Valencia, se decide estimar para cada tramo su porcentaje de carga a partir de la Figura 53 y de varias premisas.

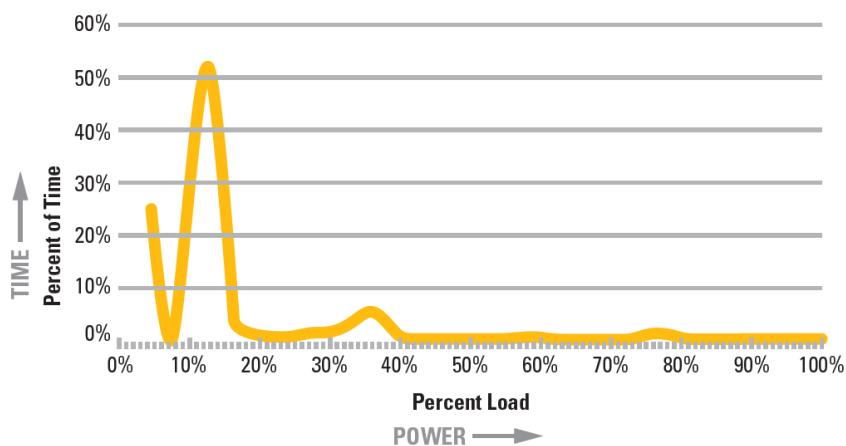


Figura 53. Perfil de operación para remolcadores. Fuente: Caterpillar

---

En el perfil de operación típico de remolcadores proporcionado por Caterpillar (Figura 53) se muestra la cantidad de tiempo que se encuentra un buque remolcador proporcionando cierto porcentaje de su potencia. Tal y como ya se ha mencionado con anterioridad, se puede observar claramente que este tipo de barcos solo necesitan de altos porcentajes de su potencia total durante muy poco tiempo (cuando realmente arrastra y remolca otros buques u objetos), mientras que la mayor parte del tiempo de operación requieren bajos porcentajes de su potencia total (la necesaria para moverse hasta los buques, realizar maniobras entre empuje y empuje, etc.).

Por tanto, a partir de este perfil de operación típico de remolcadores (Figura 53) y del perfil operacional tipo seleccionado para el diseño del sistema (Figura 50), se calcula el porcentaje de carga de cada tramo siguiendo los siguientes puntos o premisas:

- El primer y último pico de cada período en operación indica la llegada del remolcador al buque a arrastrar y la vuelta del remolcador al muelle, respectivamente. Por tanto, durante estos tramos no se está arrastrando ninguna masa y el porcentaje de carga es bajo.
- A partir de la primera “montaña” se está procediendo al arrastre de un buque u objeto. En función de la velocidad, se estimará una carga u otra. Si la velocidad es relativamente elevada, esto significa que en ese preciso momento el remolcador no está empujando la carga y que está realizando maniobras intermedias: para esos casos los porcentajes de carga serán bajos. Si la velocidad es relativamente baja, esto significa que en ese preciso momento el remolcador está empujando la masa de forma total o casi total: se asignarán por tanto porcentajes de carga medios-altos. Si la velocidad se encuentra entre los dos casos interiores, significará que el remolcador está empujando la masa que arrastra sin aplicar todo su potencial: para estos casos los porcentajes de carga serán bajos-medios.

Teniendo en cuenta lo mencionado, se define por tanto para cada tramo su porcentaje de carga.

## 5.2.6 Dimensionamiento de la FC

Dado que el nuevo sistema es híbrido, con una combinación de pila de combustible y batería, hay que determinar un criterio para el diseño de la FC. Dicho criterio se ha definido de la siguiente forma: se calculará la media del porcentaje de carga cuando el remolcador está en operación y, a partir de dicho valor, se calculará la potencia de la pila. De este modo, tendremos la FC funcionando cuando el valor de potencia requerido sea igual o inferior al calculado. Si la potencia requerida en algún tramo supera dicho valor, entrarán en juego también las baterías, proporcionando el diferencial de potencia. Así, garantizamos que el remolcador solo requiera de las baterías en ciertos picos o momentos, lo que nos permite no tener una pila de combustible muy sobredimensionada y un sistema poco eficiente e ilógico.

Para el dimensionamiento de la pila de combustible deberemos tener en cuenta, por tanto, tres parámetros: la potencia actual del VB Xerea, el número de tramos en operación y los porcentajes de potencia de los tramos en operación. La potencia será:

$$Pot_{FC, teórica} = Pot_{VB Xerea} \cdot \frac{\sum PdC(O)}{n(O)} \quad (1)$$

donde  $Pot_{FC, teórica}$  es la potencia teórica de la pila de combustible  
 $Pot_{VB Xerea}$  es la potencia actual de los motores de combustión del VB Xerea  
 $Pdc(O)$  es el porcentaje de carga de cada tramo en operación  
 $n(O)$  es el número de tramos en modo operación

A partir del valor teórico obtenido tendremos que normalizar dicha potencia adaptándonos a las FC comerciales.

### 5.2.7 Aportación de la FC y de la batería a la potencia requerida

Para poder definir cuál es la aportación en términos de potencia de la pila de combustible y de la batería para cada tramo, en primer lugar hay que calcular la potencia requerida en cada tramo. Este valor se obtiene fácilmente teniendo en cuenta la potencia actual del buque y el porcentaje de carga definido para cada tramo. Se calcula por tanto de la siguiente manera:

$$Pot_{req,i} = Pot_{VB Xerea} \cdot PdC_i \quad (2)$$

donde  $Pot_{req,i}$  es la potencia requerida en el tramo  $i$   
 $Pot_{VB Xerea}$  es la potencia actual de los motores de combustión del VB Xerea  
 $PdC_i$  es el porcentaje de carga en el tramo  $i$

A partir de este valor de potencia de cada tramo, ya se puede calcular la que aporta la pila de combustible y la que aporta la batería.

Para la pila:

$$Pot_{FC,i} = \begin{cases} Pot_{req,i} & \text{si } Pot_{req,i} < Pot_{FC,n} \text{ y } SOC_{bat,i-1} = 1 \\ Pot_{FC,n} & \text{si } Pot_{req,i} < Pot_{FC,n} \text{ y } SOC_{bat,i-1} < 1 \\ Pot_{FC,n} & \text{si } Pot_{req,i} \geq Pot_{FC,n} \end{cases} \quad (3)$$



---

donde	$Pot_{req,i}$	es la potencia requerida en el tramo $i$
	$Pot_{FC,n}$	es la potencia nominal de la FC normalizada
	$SOC_{bat,i-1}$	es el estado de carga de la batería al empezar el tramo
	$Pot_{FC,i}$	es la potencia aportada por la pila en el tramo $i$

Esto es:

1. La potencia aportada por la pila en un tramo será igual a la potencia requerida de ese tramo en el caso de que la potencia requerida sea inferior a la nominal de la FC y siempre y cuando la batería se encuentre totalmente cargada.
2. La potencia aportada por la pila en un tramo será igual a la potencia nominal de la FC en el caso de que la potencia requerida en ese tramo sea inferior a la nominal y la batería no se encuentre totalmente cargada.
3. La potencia aportada por la pila en un tramo será igual a la potencia nominal de la FC en el caso de que la potencia requerida en ese tramo sea igual o superior a la potencia nominal de la pila.

Por su parte, para la batería:

$$Pot_{bat,i} = \begin{cases} 0 & \text{si } Pot_{req,i} - Pot_{FC,i} \leq 0 \text{ y } SOC_{bat,i-1} = 1 \\ Pot_{req,i} - Pot_{FC,i} & \text{si } Pot_{req,i} - Pot_{FC,i} \leq 0 \text{ y } SOC_{bat,i-1} < 1 \\ Pot_{req,i} - Pot_{FC,i} & \text{si } Pot_{req,i} - Pot_{FC,i} > 0 \end{cases} \quad (4)$$

donde	$Pot_{req,i}$	es la potencia requerida en el tramo $i$
	$Pot_{FC,i}$	es la potencia aportada por la pila en el tramo $i$
	$SOC_{bat,i-1}$	es el estado de carga de la batería al empezar el tramo
	$Pot_{bat,i}$	es la potencia aportada por la batería en el tramo $i$

Esto es:

1. La potencia aportada por la batería en un tramo será igual a 0 en el caso de que la diferencia entre la potencia requerida y la potencia aportada por la FC en ese tramo sea menor o igual a 0 y la batería se encuentre totalmente cargada.
2. La potencia aportada por la batería en un tramo será igual a la diferencia entre la potencia requerida y la potencia aportada por la FC en ese tramo en el caso de que la diferencia de dichos valores sea inferior o igual a 0 y la batería no esté totalmente cargada. Esto puede darnos valores de potencia aportada por la batería negativos, lo que significaría que la pila de combustible está cargando la batería.

3. La potencia aportada por la batería en un tramo será igual a la diferencia entre la potencia requerida y la potencia aportada por la FC en ese tramo en el caso de que la diferencia entre dichos valores sea mayor que 0.

Independientemente a estas dos potencias, existirá otra potencia relativa a la pila de combustible, intrínsecamente asociada a ella, y que solo afectará al consumo de hidrógeno. Esta potencia es la que hace referencia al funcionamiento del balance de planta o balance of plant (BoP), el cual ha sido explicado en el subapartado 4.3.2 *Definición del nuevo sistema*. Se calcula del siguiente modo:

$$Pot_{BoP,i} = \begin{cases} 0,1 \cdot Pot_{FC,n} & \text{si } 0,2 \cdot Pot_{FC,i} < 0,1 \cdot Pot_{FC,n} \\ 0,2 \cdot Pot_{FC,i} & \text{si } 0,2 \cdot Pot_{FC,i} \geq 0,1 \cdot Pot_{FC,n} \end{cases} \quad (5)$$

donde  $Pot_{BoP,i}$  es la potencia del balance de planta en el tramo  $i$   
 $Pot_{FC,n}$  es la potencia nominal de la FC normalizada  
 $Pot_{FC,i}$  es la potencia aportada por la pila en el tramo  $i$

Esto es:

1. La potencia del BoP en un tramo será igual al 10% de la potencia nominal de la FC en el caso de que el 20% de la potencia aportada por la pila en el tramo sea inferior a dicho 10% de la potencia nominal de la FC. Esto hace que exista una potencia de BoP mínima, que es la necesaria para que el sistema de la FC esté en funcionamiento.
2. La potencia del BoP en un tramo será igual al 20% de la potencia aportada por la FC en ese tramo en el caso de que este último valor sea superior al 10% de la potencia nominal de la FC. Con esto conseguimos distintos valores que van desde el mínimo (definido en el caso anterior) hasta el máximo que consumiría el BoP.

El criterio que se ha llevado a cabo se da porque siempre existe un consumo del BoP que, además, cuando aumenta la potencia de la FC también aumenta ese consumo hasta cierto valor. La función definida es una aproximación, ya que no existe ninguna ficha técnica en la que se defina su cálculo, y los valores del 10% y 20% se han tomado tras la revisión de distintas aproximaciones en estudios.

### 5.2.8 Dimensionamiento de la batería

El dimensionamiento de la batería debe hacerse en solidaridad con el cálculo de las aportaciones en términos de potencia de la pila y la batería a la potencia requerida. Esto se debe a que para calcular dichos valores se requiere conocer el estado de carga de la batería.

Para ello, habrá que jugar con el valor de la capacidad de la batería hasta que se consiga que el estado de carga de la misma nunca sea inferior del 10% (superar dicho límite podría afectar la vida de la batería).

$$C_{bat} \text{ tal que } SOC_{bat,i} \geq 0,1 \quad (6)$$

La capacidad de la batería en cada tramo se calcula de la siguiente forma:

$$C_{bat,i} = C_{bat,i-1} - \left( Pot_{bat,i} \cdot \frac{t_{tramo}[min]}{60} \right) \quad (7)$$

El estado de carga (SOC):

$$SOC_{bat,i} = C_{bat,i} / C_{bat} \quad (8)$$

donde

- $C_{bat}$  es la capacidad nominal de la batería
- $SOC_{bat,i}$  es el estado de carga de la batería en el tramo  $i$
- $C_{bat,i}$  es la capacidad de la batería en el tramo  $i$
- $C_{bat,i-1}$  es la capacidad de la batería en el tramo  $i - 1$
- $Pot_{bat,i}$  es la potencia aportada por la batería en el tramo  $i$
- $t_{tramo}$  es el tiempo que dura un tramo (en este caso 5 minutos)

### 5.2.9 Consumos de hidrógeno

Una vez se conocen para cada tramo las aportaciones de la FC y el consumo del BoP de la pila de combustible, es posible calcular la cantidad de hidrógeno consumido. De forma teórica, se puede calcular el uso de hidrógeno para una FC. A continuación se explica el desarrollo para llegar a la expresión del cálculo de dicho valor.

La potencia eléctrica será el producto de la tensión media de celda, la corriente y el número de celdas:

$$P_e = V_C \cdot I \cdot n \quad (9)$$

donde

- $P_e$  es la potencia eléctrica
- $V_C$  es la tensión media de celda

$I$  es la corriente  
 $n$  es el número de celdas

La reacción que se da lugar es  $2 H_2 + O_2 \rightarrow 2 H_2O$ , en la que se desprenden  $4 H^+$  y  $4 e^-$ .

La carga es  $Carga = 4 \cdot F \cdot n_{H_2}$ , donde  $F$  es la constante de Faraday y  $n_{H_2}$  es el número de moles de hidrógeno.

Por otro lado:

$$\begin{cases} H_2 \text{ utilizado } \left[ \frac{\text{moles}}{s} \right] = \frac{n_{H_2}}{t} \\ Carga = I \cdot t \end{cases}$$

Por tanto, juntando las distintas expresiones:

$$H_2 \text{ utilizado} = \frac{I}{2 \cdot F} = \frac{P_e}{2 \cdot V_C \cdot F} \left[ \frac{\text{moles}}{s} \right] \quad (10)$$

Teniendo en cuenta que cada tramo lo hemos definido en 5 minutos y que buscamos resultados en kilogramos de hidrógeno, finalmente tenemos la expresión del consumo de hidrógeno para cada tramo, que se muestra a continuación:

$$H_2 \text{ utilizado en tramo } i \text{ [kg]} = \frac{0,3 \cdot P_{e,i}}{V_C \cdot F} \quad (11)$$

donde  $P_{e,i}$  es la potencia eléctrica de la FC y el BoP del tramo  $i$   
 $V_C$  es la tensión media de celda cuyo valor para pila PEM es de 0,6 V  
 $F$  es la constante de Faraday de valor 96485 C/mol

Una vez se tengan los consumos para todos los tramos de los períodos en operación, podremos obtener el total de kg de  $H_2$  que se necesita y, así, con el período más desfavorable, dimensionar el tanque de hidrógeno que tendrá que disponer el buque para el correcto funcionamiento del mismo.

## 5.3 Simulación

El programa informático que se ha utilizado para realizar la simulación del modelo es Microsoft Excel. Al final de este documento, en el “Anexo I. Resultados de la simulación”, se muestra la simulación completa del modelo del perfil operacional tipo seleccionado para el diseño.

Para ello, se han definido doscientas ochenta y nueve filas, que se corresponden con cada uno de los tramos, y catorce columnas, que se corresponden con el día del tramo, la hora, el porcentaje de carga, su estado (operación o parada), el número de tramo, el número de tramo en operación, la potencia requerida, la potencia del balance de planta de la pila de combustible, la potencia de la pila de combustible, la potencia de la batería, el consumo de hidrógeno del tramo, el consumo de hidrógeno acumulado durante una mismo estado de operación, la capacidad de la batería, y el estado de carga de la batería en cada tramo.

En las Figuras 54 y 55 se muestra la simulación de los primeros cinco tramos a modo de ejemplo para visualizar la simulación.

Día	Hora	Porcentaje de carga	O/P	n	n (O)	P req (kW)	P BoP (kW)
10/07/2022	16:35:00	0,00%	O	1	1	0,0	200,0
10/07/2022	16:40:00	2,50%	O	2	2	139,8	200,0
10/07/2022	16:45:00	5,00%	O	3	3	279,7	200,0
10/07/2022	16:50:00	20,00%	O	4	4	1118,6	223,7
10/07/2022	16:55:00	80,00%	O	5	5	4474,4	400,0

Figura 54. Ejemplo de la simulación del modelo (I)

P FC (kW)	P bat (kW)	Consumo de H2 (kg)	Consumo acum de H2 (kg)	Capacidad de la batería (kWh)	SOC bat
					1,00
0,0	0,0	1,0	1,0	1750	1,00
139,8	0,0	1,8	2,8	1750	1,00
279,7	0,0	2,5	5,3	1750	1,00
1118,6	0,0	7,0	12,2	1750	1,00
2000,0	2474,4	12,4	24,7	1544	0,88

Figura 55. Ejemplo de la simulación del modelo (II)

## 5.4 Resultados

Tras la simulación del modelo, ya se pueden presentar los valores obtenidos de los parámetros objetivo.

En primer lugar, se muestra en la Figura 56 el perfil operacional con el porcentaje de carga en cada momento, resultado de traducir el perfil operacional de velocidades (Figura 50) con los criterios ya expuestos en el subapartado 5.2.5 *Definición del porcentaje de carga para cada tramo*.

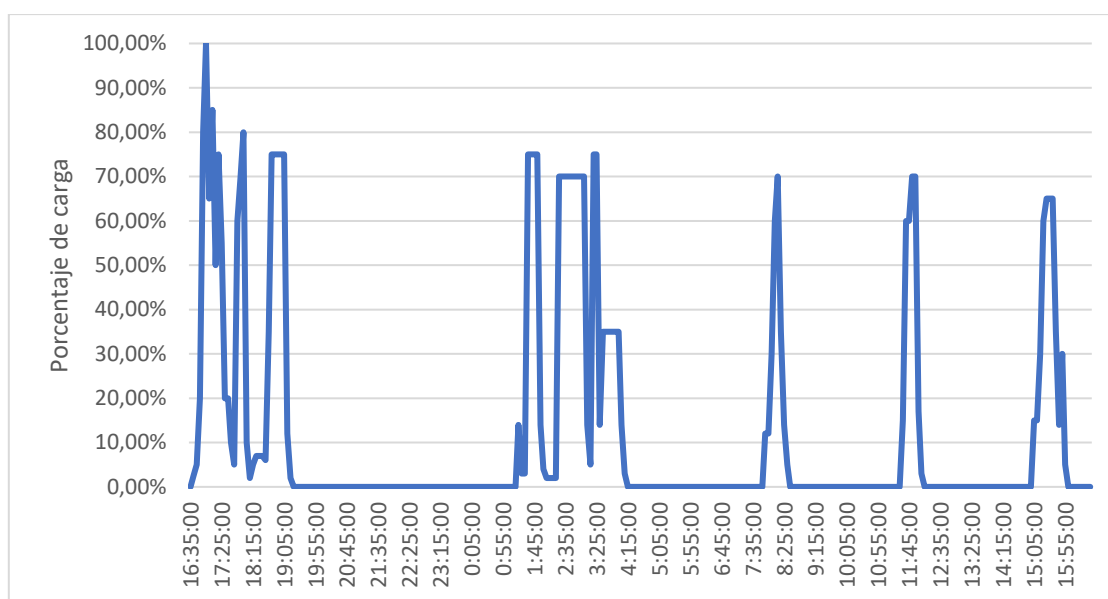


Figura 56. Perfil de carga del perfil operacional tipo

Este perfil de carga muestra en qué momentos el VB Xerea tiene que dar más o menos potencia en función de las operaciones que esté llevando a cabo.

En cuanto al dimensionamiento de la FC, se estima una potencia teórica de pila de combustible de  $2.007 \text{ kW}$ . Normalizando, se fija un valor de **potencia de pila de combustible de 2 MW**. En la actualidad encontramos para el sector marino pilas de combustible PEM de las empresas Ballard y de TECO. La *FCwave* de Ballard (Figura 57) es una pila de combustible de membrana de intercambio de protones de 200 kW que permite configurar el sistema a escalas de MW gracias a su diseño modular.



Figura 57. Pila de combustible FCwave de Ballard. Fuente: Ballard

Por su parte, la *TECO Marine Fuel Cell* (Figura 58), de TECO, es también una pila de combustible PEM, de 400 kW en este caso, y que también permite la configuración de sistemas de MW gracias a su modularidad.

En el caso de utilizar las pilas de Ballard, precisaríamos de diez pilas para poder cubrir la potencia de FC calculada. Por otro lado, en caso de utilizar las de TECO necesitaríamos cinco pilas para llegar a los 2 MW.

En términos globales, el módulo final ensamblado ocuparía aproximadamente lo que ocupa un contenedor ISO de 10 pies (aproximadamente 3 x 2,5 x 2,5 m) tanto si se usan las diez pilas de Ballard como si se usan las cinco de TECO. El peso aproximado del módulo de 2 MW sería de unas 10 toneladas.



Figura 58. Pila de combustible TECO Marine Fuel Cell. Fuente: TECO

Otro de los parámetros objetivo es el dimensionamiento de la batería. Tras la simulación, se estima la necesidad de una **batería con capacidad nominal de 1,75 MWh** para poder satisfacer los picos de potencia que no se pueden suministrar únicamente con la pila de combustible. Existen en el mercado fabricantes de baterías que comercializan módulos del calibre de MWh como Huawei o Tesla.

Haciendo cálculos aproximados en base a fichas técnicas de este tipo de baterías, las medidas del módulo completo de 1,75 MWh serían de aproximadamente 5 x 2,5 x 2 m. El peso estaría en torno a 25 toneladas.

Por último, otro de los parámetros clave a dimensionar es el tanque de hidrógeno del buque. Para su diseño, nos hemos basado en el período más desfavorable de modo que siempre se pueda alimentar la pila de combustible. Con todo ello, se estima la necesidad de una **capacidad de tanques de hidrógeno tipo IV de 400 kg**.

Todo esto implicaría también la construcción de una instalación en el muelle del remolcador que permita tanto recargar las baterías como llenar los depósitos de hidrógeno. Fijándonos en los resultados obtenidos en la simulación, observamos que el tiempo entre paradas es suficiente para realizar ambas tareas. Por un lado, las baterías, gracias a su alta velocidad de carga, no tendrían ningún problema en estar listas para la siguiente operación. Por otro lado, un sistema de recarga de hidrógeno con sistema de refrigeración puede recargar 40 kg en 15 minutos, por lo tanto podríamos tener la recarga completa del tanque para el caso más desfavorable en 150 minutos. Aquí, quizás sería interesante utilizar dos sistemas de recarga, de modo que la carga total del sistema se completaría en 75 minutos. Todo ello dependerá del tiempo estimado de parada en muelle del remolcador. Sin embargo, este tipo de estudios quedan fuera del alcance de este trabajo.

Otro aspecto muy importante que habría que tener en cuenta es el tema del peso, el espacio y la distribución de los sistemas fuel cell, batería y tanques. Los órdenes de magnitud obtenidos tras la simulación pueden parecer muy elevados, sin embargo hay que recordar que un remolcador es un buque de muy alta potencia y tamaño relativamente pequeño. Un motor tipo que puede estar utilizando el VB Xerea en la actualidad sería el C280-16 de Caterpillar (Figura 59), cuyas dimensiones aproximadas son de 6 x 2 x 3,5 m y su peso es de unas 30 toneladas. Por tanto, como podemos observar, no son resultados tan “descabellados”.

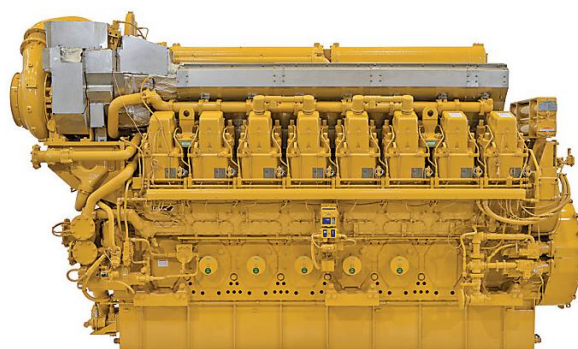


Figura 59. C280-16 de Caterpillar. Fuente: Caterpillar



---

Sin embargo, y al igual que con el tema de las instalaciones del muelle para la recarga del sistema, el estudio de pesos, distribuciones, etc., queda fuera del ámbito de estudio de este trabajo.

## CAPÍTULO 6. COMPARATIVA ENTRE EL NUEVO SISTEMA Y EL ACTUAL

### 6.1 Costes operacionales

Un aspecto importante a comparar entre el nuevo sistema y el sistema actual del buque es el coste operativo. Con coste operativo nos referimos al coste económico que supondría realizar las tareas diarias de remolque del VB Xerea con hidrógeno y electricidad o con MGO (Marine Gas Oil).

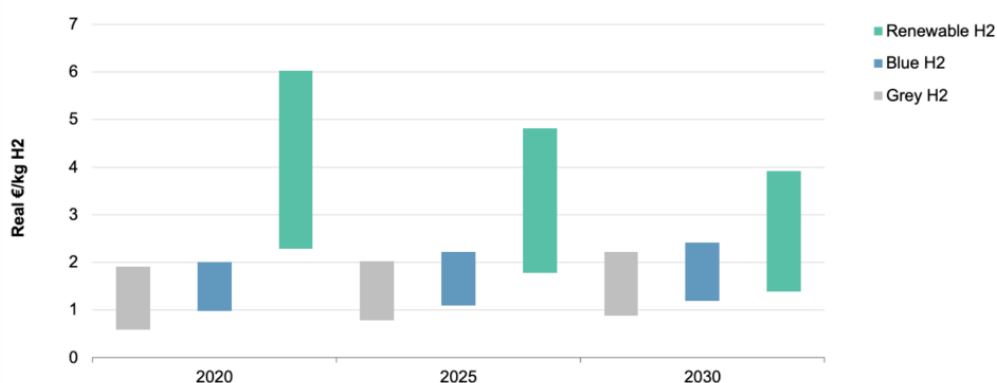
Antes de realizar esta comparativa, conviene observar los precios actuales de hidrógeno, electricidad y MGO.

#### 6.1.1 Precio del H<sub>2</sub>

El precio del hidrógeno varía en función de su “color”, ya que el coste de su obtención es distinto en función de la tecnología que se haya utilizado. La Figura 60 muestra una gráfica con la comparativa entre los precios del hidrógeno verde, azul y gris, y la evolución que se prevé para los años 2025 y 2030.

Chart 3

Hydrogen Cost Development For Different H2 Technologies



H2--Hydrogen. Sources: Hydrogen Council; IHS; IEA.  
Copyright © 2020 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

Figura 60. Comparativa de precios entre hidrógeno verde, azul y gris. Fuente: Hydrogen Council, IHS, IEA

## 6.1.2 Precio de la electricidad

A día de hoy el precio de la electricidad varía fuertemente incluso de un día para otro. Por ello, es complicado estimar un coste exacto ya que estas variaciones son muy agresivas y afectan de forma directa el coste. Además, en función de la potencia contratada y del tipo de contrato con la empresa distribuidora, este precio también puede tomar valores muy distintos. Se puede estimar un coste aproximado actual a día 01/09/2022 de 0,30 €/kWh.

## 6.1.3 Precio del MGO (Marine Gas Oil)

El precio de la tonelada de MGO se encuentra a 1214 \$/t (Figura 61). Teniendo en cuenta la conversión dólar-euro a día 01/09/2022, esto equivale a 1214 €/t.

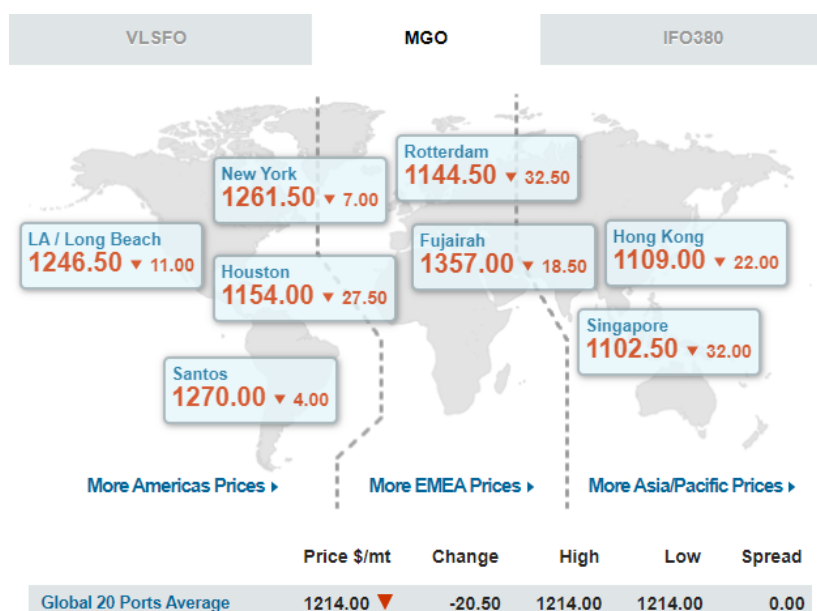


Figura 61. Precios del combustible MGO. Fuente: Ship&Bunker

## 6.1.4 Comparativa de los costes operacionales

Se definen en la comparativa cuatro casos o situaciones:


1. Sistema FC+Batería trabajando con hidrógeno verde (FC+Batería verde).
2. Sistema FC+Batería trabajando con hidrógeno azul (FC+Batería azul).
3. Sistema FC+Batería trabajando con hidrógeno gris (FC+Batería gris).
4. Sistema actual trabajando con MGO (Actual).

## Capítulo 6. Comparativa entre el nuevo sistema y el actual

Para el hidrógeno verde, siendo conservadores, hemos fijado su precio en 5,5 €/kg. Por su parte, para el hidrógeno azul hemos fijado el precio en 2 €/kg y para el gris en 1,7 €/kg. El cálculo del coste de hidrógeno es sencillo ya que en la simulación se ha calculado la cantidad de hidrógeno que se consume en un día de operación tipo.

En cuanto a la recarga de las baterías, también a partir de la simulación se puede estimar un valor de los kWh consumidos, y multiplicando por el precio del kWh podemos calcular el coste total de las cargas.

Por último, para el MGO, calcularemos su consumo de forma similar al hidrógeno, teniendo en cuenta el consumo de combustible de un motor tipo con el que puede estar trabajando el buque (Figura 62).



**RATINGS AND FUEL CONSUMPTION**

	mhp	bhp	bkW	rpm	U.S. g/h	g/bkW-hr	EPA - IMO - EU
CS	6255	6169	4600	900	272	187.9	T2C - II - NC
CS	6690	6598	4920	1000	305	197.0	T2C - II - NC
MC	6879	6785	5060	900	300	188.4	T2C - II - NC
MC	7369	7268	5420	1000	336	197.0	T2C - II - NC
FCVR	7682	7577	5650	1000	365	205.3	T2C - II - NC

Figura 62. Datos técnicos del motor de propulsión C280-16 de Caterpillar. Fuente: Caterpillar

Por tanto, calculando para cada tramo los kWh y multiplicando por el valor señalado en la Figura 62, obtendríamos el consumo de cada tramo. Sumándolos todos, tendríamos el consumo total de un día de operación.

Para el perfil operacional tipo, obtenemos los siguientes valores de hidrógeno consumido, energía consumida de la red para la recarga de las baterías y MGO consumido (Tabla 7).

Tabla 7. Consumo de hidrógeno, de electricidad y de MGO para el perfil operacional tipo

NUEVO	H2 consumido (kg)	1069,0
	Electricidad consumida (kWh)	4310
ACTUAL	MGO consumido (kg)	3433,7

En cuanto a los costes (Tabla 8):

Tabla 8. Costes del hidrógeno (para cada caso), de la electricidad y del MGO para el perfil operacional tipo

<b>NUEVO</b>	<b>H2 verde (€)</b>	5.879,31 €
	<b>H2 azul (€)</b>	2.137,93 €
	<b>H2 gris (€)</b>	1.817,24 €
	<b>Electricidad (€)</b>	1.293,00 €
<b>ACTUAL</b>	<b>MGO (€)</b>	4.168,54 €

Por tanto, para cada situación, definidas al comienzo de este subapartado, tendríamos los siguientes costes operacionales para el perfil operacional tipo de un día (Tabla 9 y Figura 63).

Tabla 9. Costes operacionales para los distintos sistemas

<b>SISTEMA</b>	<b>COSTE OPERACIONAL</b>
FC+Batería (verde)	7.172,31 €
FC+Batería (azul)	3.430,93 €
FC+Batería (gris)	3.110,24 €
Actual	4.168,54 €

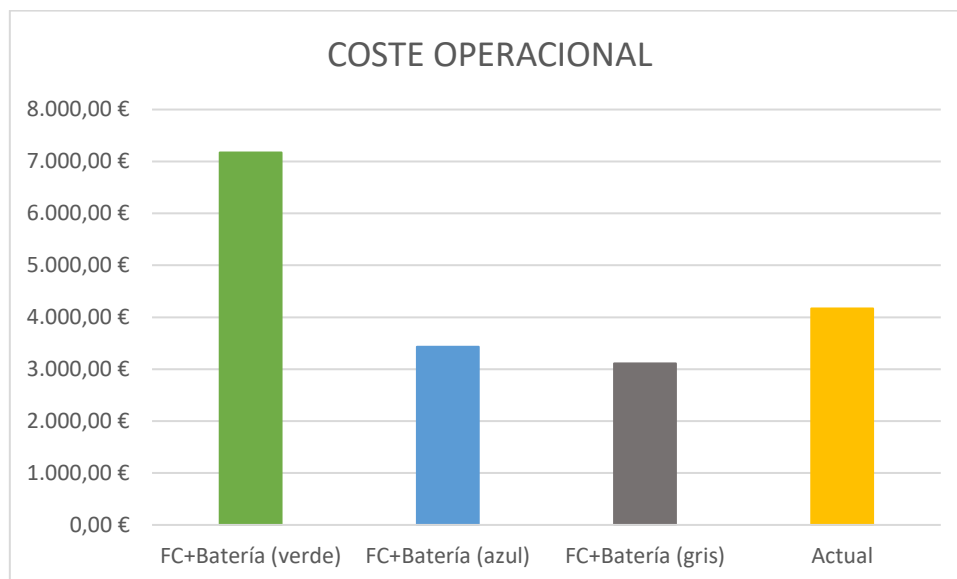


Figura 63. Costes operacionales para los distintos sistemas

Con estos resultados, observamos que con el nuevo sistema podríamos conseguir costes operacionales inferiores a los del sistema actual, siempre y cuando se utilizase como combustible hidrógeno azul o gris. De hecho, ahorraríamos aproximadamente un 18% de costes operacionales utilizando el nuevo sistema con hidrógeno azul y un 25% con hidrógeno gris. En cambio, a día de hoy utilizar hidrógeno verde supondría aumentar en un 72% los costes operacionales del sistema actual.

Estos resultados, sin embargo, pueden cambiar en función de la situación mundial debido a la gran volatilidad actual de los precios en combustibles y en electricidad, por lo que deben entenderse en el contexto adecuado actual.

## 6.2 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Otro aspecto clave a comparar son las emisiones de CO<sub>2</sub> para ambos sistemas. Obviamente, el nuevo sistema de pila de combustible y batería no genera CO<sub>2</sub> de forma directa; sin embargo, para hacer un análisis objetivo de emisiones también hay que contabilizar las relativas a la forma de producción del hidrógeno y a la forma de producción de la electricidad de la red.

### 6.2.1 Emisiones de CO<sub>2</sub> debidas al H<sub>2</sub>

De nuevo, al igual que en el caso anterior, estas emisiones de dióxido de carbono van a depender del “color” del hidrógeno, es decir, del método de producción del mismo. En la Figura 64 se observa un gráfico que muestra las emisiones en kg de CO<sub>2</sub> por kg de hidrógeno producido.

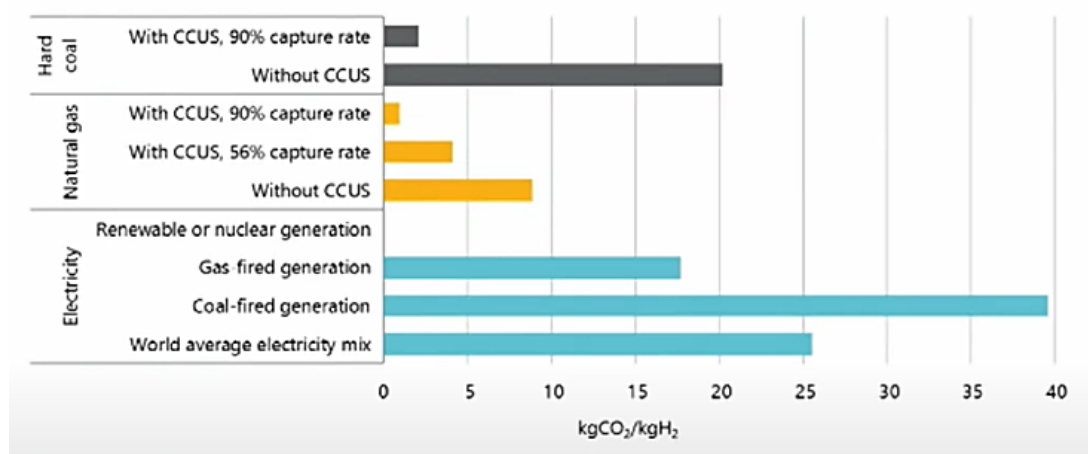


Figura 64. Dióxido de carbono emitido por kg de hidrógeno producido en función de la fuente. Fuente: IEA 2019

### 6.2.2 Emisiones de CO<sub>2</sub> debidas a la red eléctrica

Realmente este dato dependería de la procedencia de la energía que llega al punto de carga del Puerto de Valencia. Como eso es función de numerosos factores, para este caso utilizaremos las emisiones de dióxido de carbono promedio del mix de la red eléctrica española publicada por la CNMC en el 2022, que es de 259 gCO<sub>2</sub>/kWh.

### 6.2.3 Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema actual

Para obtener este dato, dado que no se conoce con exactitud el motor del VB Xerea ni, por tanto, las emisiones que produce, se hace uso de los datos del Informe de Emisiones de Efecto Invernadero del Puerto de Valencia (Tabla 2). En él se indica que las emisiones de operación de los cinco buques remolcadores del puerto de Valencia para el año 2021 fueron de 9.677,23 toneladas de CO<sub>2</sub>. Si suponemos que los cinco buques emiten las mismas emisiones (aunque esto no sea del todo cierto) y dividimos entre los 365 días del año, obtenemos el valor de emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por el VB Xerea en un día.

### 6.2.4 Comparativa de las emisiones de CO<sub>2</sub>

Se presentan cinco escenarios para la comparativa:

1. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema FC+Batería utilizando hidrógeno verde (FC+Batería verde).
2. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema FC+Batería utilizando hidrógeno azul con un 90% de CCUS (FC+Batería azul 90% CCUS).
3. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema FC+Batería utilizando hidrógeno azul con un 56% de CCUS (FC+Batería azul 56% CCUS).
4. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema FC+Batería utilizando hidrógeno gris (FC+Batería gris).
5. Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema actual (Actual).

En la Tabla 10 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el hidrógeno de cada tipo y por la red eléctrica para el perfil operacional tipo.

*Tabla 10. Emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el hidrógeno de cada tipo y por la red eléctrica para el perfil operacional tipo*

<b>Emisiones H2 verde (kg CO2)</b>	0,0
<b>Emisiones H2 azul 90% CCUS (kg CO2)</b>	1282,8
<b>Emisiones H2 azul 56% CCUS (kg CO2)</b>	4596,6
<b>Emisiones H2 gris (kg CO2)</b>	9300,0
<b>Emisiones red eléctrica (kg CO2)</b>	1116,3

Por tanto, para cada uno de los escenarios, tenemos los siguientes valores de emisiones de CO<sub>2</sub> para el perfil operacional tipo de un día (Tabla 11 y Figura 65).

Tabla 11. Emisiones de CO<sub>2</sub> para los distintos sistemas

SISTEMA	Emisiones CO <sub>2</sub> (kg)
FC+Batería (verde)	1116,3
FC+Batería (azul 90% CCUS)	2399,0
FC+Batería (azul 56% CCUS)	5712,8
FC+Batería (gris)	10416,3
Actual	5302,6

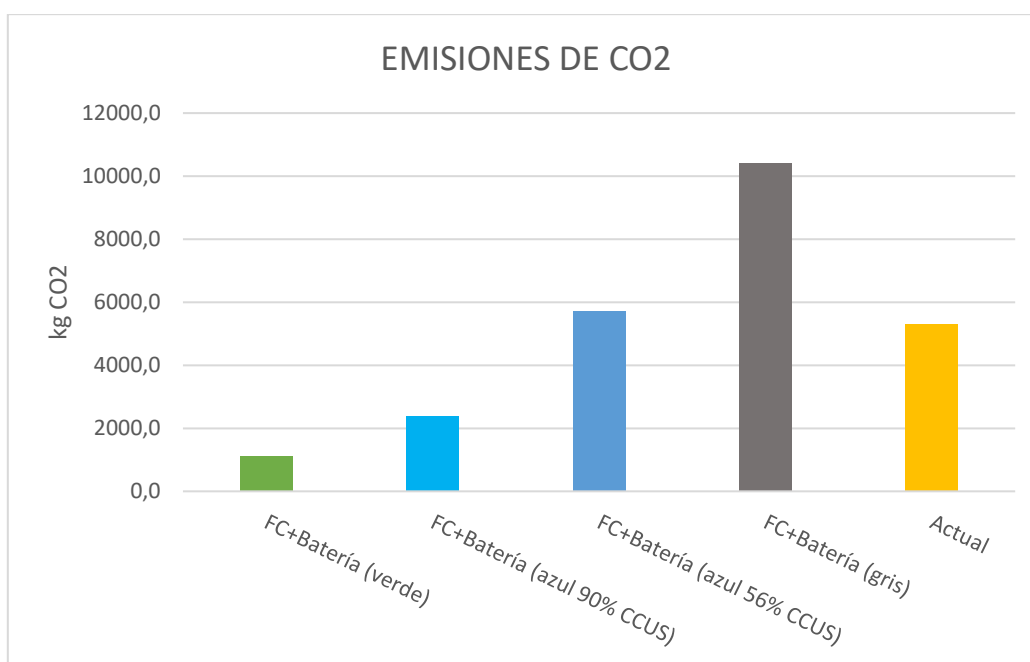


Figura 65. Emisiones de CO<sub>2</sub> para los distintos sistemas

Como se puede observar, el sistema de FC+Batería trabajando con hidrógeno verde es el que menos emisiones de CO<sub>2</sub> produciría, ya que sólo tiene la aportación del dióxido de carbono generado por la electricidad proveniente de la red. La opción de utilizar hidrógeno gris en el nuevo sistema supondría altas emisiones de CO<sub>2</sub>, superando incluso al sistema actual de motor de combustión, ya que para producir el hidrógeno se ha tenido que emitir mucho dióxido de carbono. Por su parte, utilizar hidrógeno azul con alto porcentaje de captura de carbono permite emisiones de CO<sub>2</sub> muy bajas, un 55% inferiores a las del sistema actual.



---

## 6.3 Resumen y conclusión de la comparativa

Tras esta comparativa de factores clave, como son el coste operacional y las emisiones de dióxido de carbono, observamos que desde el punto de vista operativo utilizar un sistema híbrido de pila de combustible y batería puede resultar favorable tanto en términos económicos como en términos medioambientales.

En cuanto al coste operacional, es cierto que a día de hoy depende del hidrógeno que se utilice como combustible. Aunque en la actualidad el hidrógeno verde es muy caro comparado con otros combustibles, se prevé que a lo largo de los próximos años su precio caiga debido a los futuros proyectos de plantas de energías renovables, las cuales abaratarán los precios de este tipo de H<sub>2</sub> de forma directa. Por su parte, el hidrógeno azul es una gran alternativa que, a día de hoy, resultaría en un coste operacional más barato para el buque remolcador comparado con el sistema actual. Aquí, el % de CCUS va a afectar también en el precio del mismo. Por su parte, económicamente hablando, el utilizar hidrógeno gris abarataría aún más (aunque no con tanta diferencia) los costes operacionales.

Teniendo en cuenta tanto el factor medioambiental como el de coste operacional, la opción de utilizar hidrógeno verde en el nuevo sistema no sería la opción más ventajosa: aunque las emisiones sean muy reducidas, el precio actual lo condena. Por su parte, en el hidrógeno gris ocurre justo lo contrario: aunque por coste es ventajoso, las grandes emisiones producidas hacen que no sea la opción más lógica. Por último, la utilización de hidrógeno azul en el nuevo sistema se muestra como la opción más eficiente, ya que reduciría los costes operacionales del sistema actual y, además, reduciría de forma más que significativa las emisiones de CO<sub>2</sub> (55% inferiores a las del sistema actual).

Por tanto, el nuevo sistema definido de pila de combustible más batería se muestra como un sistema válido y eficiente que, además de apostar contra el cambio climático, traería beneficios económicos.

## CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

En este capítulo se muestran las conclusiones que se pueden extraer tras completar el análisis de la implementación de un sistema basado en hidrógeno para uno de los barcos remolcadores del Puerto de Valencia, abordando tanto los objetivos principales, como los objetivos subyacentes que se han cubierto. Los objetivos propuestos en este proyecto se han alcanzado con éxito y en este apartado se evalúa el esfuerzo y los resultados obtenidos.

En primer lugar, este trabajo ha expuesto de forma clara qué es el cambio climático, sus consecuencias más directas y cómo el sector marítimo contribuye a él. Se han puesto de manifiesto las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los distintos puertos marítimos del mundo y, más específicamente, del Puerto de Valencia, en el cual se ha entrado en detalle para observar la procedencia de estas emisiones. Además, por último se han enunciado algunas de las propuestas por parte de organizaciones como la IMO (International Maritime Organization) y la EMSA (European Maritime Safety Organization) para reducir las emisiones de dióxido de carbono y del resto de gases de efecto invernadero en el sector marítimo.

A continuación, se han asentado las bases del hidrógeno y de su función como vector energético. Esto se hizo comenzando con una revisión de las propiedades, aplicaciones y economía del H<sub>2</sub>, para continuar con la explicación de los distintos colores o tipos de hidrógeno y sus tecnologías de producción. También se han expuesto las ideas principales sobre su almacenamiento, transporte y distribución para, por último, detallar qué es una Fuel Cell (FC) o pila de combustible y todos los tipos que existen en la actualidad.

Posteriormente, se han puesto en contexto las bases de los buques remolcadores para, tras ello, explicar el buque del Puerto de Valencia escogido para el caso de estudio. A continuación, se han analizado las distintas posibilidades de sistemas basados en hidrógeno a instalar para el sistema de producción de energía, cuyo objetivo es propulsar el remolcador. Finalmente, se ha escogido la opción híbrida de pila de combustible y batería, dando sus respectivos motivos de por qué resulta la opción más eficiente y lógica. Esto benefició el trabajo posterior, ya que ayudó a seguir con la descripción del sistema implicado y a comprender cómo funciona.

Una vez descrito el sistema, se pasó a la modelización y simulación del mismo, logrando así el objetivo de obtener un modelo válido que dimensionara el sistema híbrido definido y que diese valores clave de potencia de pila de combustible (2 MW), dimensionamiento de la batería (1,75 MWh) y tamaño de tanque de H<sub>2</sub> (400 kg), entre otros. Además, en el modelo se puede hacer un seguimiento de lo que ocurre en cada momento del perfil operacional del buque, completando así un entendimiento total del mismo.

Por último, el proyecto ofreció con éxito resultados sobre la diferencia entre el coste operacional y las emisiones de CO<sub>2</sub> del nuevo sistema comparado con el sistema actual, mostrando la viabilidad y la mejora con el nuevo sistema para ciertos casos, sobre todo con el uso de hidrógeno azul, y situando tanto el uso de hidrógeno como los sistemas híbridos de FC y baterías

---

como alternativas de propulsión en vehículos de la industria marítima, en concreto en remolcadores. Finalmente, con los datos obtenidos y las estimaciones pertinentes por la IEA (International Energy Agency), se prevé que la tecnología madure y que este tipo de sistemas reduzcan costes y se postulen, aún más, como una mejor alternativa a los métodos existentes.

## CAPÍTULO 8. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS

El modelo desarrollado en este proyecto nos ha dotado de resultados válidos, pero que han sido obtenidos teniendo en cuenta varias asunciones. El hecho de no disponer de un perfil de carga complica obtener resultados con detalle. Por ello, si se quisiera realizar un estudio más exhaustivo sobre la viabilidad de implantar un sistema de este tipo en uno de los buques remolcadores del Puerto de Valencia, se recomienda monitorizar dicho buque de modo que se pueda disponer de una cantidad de datos suficientes, entre los cuales el porcentaje de carga y la potencia instantánea serían imprescindibles. Esto facilitaría en gran medida el modelo y permitiría adecuarse más a la realidad de las necesidades del remolcador.

Por otro lado, también sería fundamental realizar un estudio de disposición, pesos y volúmenes de los distintos sistemas que habría que integrar en los compartimentos del barco, así como un análisis de estabilidad. Todo este tipo de estudios son cruciales a la hora de analizar la viabilidad del proyecto.



## CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO

Este capítulo pretende ofrecer un análisis de costes de lo que ha supuesto el proyecto en términos de horas de trabajo y recursos. Este presupuesto evalúa los salarios de alumno y tutor, las licencias de software, los equipos y la electricidad en función de las horas transcurridas durante la realización del trabajo fin de máster.

### 9.1 Distribución de tiempo

La duración del proyecto puede computarse en meses desde el inicio del proyecto hasta su finalización, o en horas efectivas de trabajo. De este modo, el proyecto comenzó a finales de mayo, con una agenda estimada de 6 horas semanales. Esta distribución de trabajo se mantuvo hasta finales de junio. Después, hasta la última semana de julio el tiempo dedicado al proyecto aumentó hasta unas 28 horas semanales, centrando todos los esfuerzos en la modelización del sistema a desarrollar. A partir de la primera semana de agosto, hasta finales de la segunda, el tiempo dedicado al proyecto fue de nuevo de unas 28 horas semanales. Finalmente, la cuarta semana de agosto la carga aumentó hasta 70 horas semanales.

A todo ello habría que sumarle las horas dedicadas a las reuniones con el tutor. En total fueron ocho reuniones de 1 hora cada una.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se completa un total de 248 horas de trabajo efectivo.

La Tabla 12 desglosa la distribución del tiempo en investigación bibliográfica, desarrollo del modelo, simulación, redacción del informe y reuniones.

Tabla 12. Desglose de la distribución del tiempo del proyecto

Asignación	Tiempo
Investigación bibliográfica	15 h
Desarrollo del modelo	50 h
Simulación	35 h
Redacción del informe	140 h
Reuniones	8 h
<b>TOTAL</b>	<b>248 h</b>

## 9.2 Costes de mano de obra

El coste de la mano de obra se basa en las horas trabajadas por todas las personas implicadas en la realización de este proyecto. En este proyecto participó el profesor doctor ingeniero y el ingeniero graduado. El profesor actuó como tutor y prestó asistencia en la realización del proyecto. El ingeniero graduado, por su parte, completó el proyecto. En primer lugar, se muestra el coste por unidad de tiempo (€/h) de cada categoría y, a continuación, se evalúa el coste relacionado con las horas de trabajo que cada individuo aportó a sus tareas específicas.

- Profesor Doctor Ingeniero Titular de Universidad PDI: retribución anual de 35.375,17 € por un total de 1800 horas, lo que resulta en 19,65 €/h.
- Ingeniero Junior: retribución anual de 20.241,73 € por un total de 1888 horas, lo que resulta en 10,72 €/h.

El tutor participó en las reuniones, mientras que el ingeniero graduado participó en el total de las 248 horas de trabajo efectivo.

La Tabla 13 recoge el coste total del trabajo realizado por el personal implicado.

Tabla 13. Costes de mano de obra

Personal	Tiempo dedicado	Coste/hora	Coste total
Profesor Doctor Ingeniero	8 h	19,65 €/h	157,20 €
Ingeniero graduado	248 h	10,72 €/h	2.658,56 €
<b>TOTAL</b>			<b>2.815,76 €</b>

## 9.3 Coste de los equipos

A continuación se estudia el coste por uso de las licencias de los programas informáticos y del material necesario para ejecutarlos. Se cuantifica el coste de los programas utilizados, que suele medirse en coste por año, y se cuantifica en coste por hora (1 año tiene 8760 horas), y el coste total del material empleado dividido por el uso estimado del mismo.

- Microsoft Office: coste de la licencia para uso particular de 69 €, lo que resulta en 0,01 €/h.
- MarineTraffic AIS: licencia gratuita.

- Portátil: Acer Aspire E 15 E5-575G-58HM, con un precio de 699 € con un plazo de amortización de 6 años, lo que resulta en 0,013 €/h.

La Tabla 14 recoge el coste total de los equipos utilizados.

Tabla 14. Coste de los equipos

Licencia	Tiempo dedicado	Coste/hora	Coste total
Microsoft Excel	225 h	0,01 €/h	2,25 €
MarineTraffic AIS	5 h	-	-
Equipo			
Portátil	248 h	0,013 €/h	3,22 €
<b>TOTAL</b>			<b>5,47 €</b>

## 9.4 Costes operativos

Los costes operativos son los asociados a la acción necesaria para completar una tarea. En este caso, puede reducirse al coste de la electricidad, ya que no hay más recursos implicados en el proyecto.

Las facturas de electricidad de los meses en los que se realizó el proyecto establecen el precio medio de la electricidad. Con ello, tenemos un precio medio de 0,30697 €/kWh. Para entender el coste real en euros, en la Tabla 15 se muestra la electricidad consumida con el coste resultante.

Tabla 15. Costes operativos

Aparato	Potencia	Tiempo dedicado	Precio	Coste total
Portátil	150 W	248 h	0,30697 €/kWh	11,42 €
Luz	18 W	248 h	0,30697 €/kWh	1,37 €
Ventilador	200 W	210 h	0,30697 €/kWh	12,89 €
<b>TOTAL</b>				<b>25,68 €</b>



---

## 9.5 Costes totales

Finalmente, tras la segmentación de costes, se obtiene el presupuesto total como suma de cada subtotal. Este debe incluir un incremento del 15% en concepto de gastos generales y un 7% en concepto de beneficio industrial del proyecto.

Los gastos generales son todos los gastos necesarios para incluir el coste del personal que no participa en el proyecto pero gestiona la infraestructura. En este marco, se contabilizarían los gestores de licencias y servidores que hicieron posible las simulaciones, así como el personal implicado en el aspecto administrativo del proyecto. Por otro lado, el beneficio industrial es la ganancia que podría suponer este proyecto si tuviera un interés comercial directo.

Al importe total hay que incluir el impuesto sobre el valor añadido (IVA) del 21%, resultando un total de **CUATRO MIL DOSCIENTOS DOS EUROS Y SESENTA Y UN CÉNTIMOS, 4.202,61 €**.

## ANEXO I. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación, en las Tablas 16, 17 y 18 se muestran los resultados de la simulación del modelo.

Tabla 16. Simulación del modelo (I)

Día	Hora	Porcentaje de carga	O/P	n	n (O)	P req (kW)	P BoP (kW)	P FC (kW)	P bat (kW)	Consumo de H2 (kg)	Consumo acum de H2 (kg)	Capacidad de la batería (kWh)	SOC bat
													1,00
10/07/2022	16:35:00	0,00%	O	1	1	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1750	1,00
10/07/2022	16:40:00	2,50%	O	2	2	139,8	200,0	139,8	0,0	1,8	2,8	1750	1,00
10/07/2022	16:45:00	5,00%	O	3	3	279,7	200,0	279,7	0,0	2,5	5,3	1750	1,00
10/07/2022	16:50:00	20,00%	O	4	4	1118,6	223,7	1118,6	0,0	7,0	12,2	1750	1,00
10/07/2022	16:55:00	80,00%	O	5	5	4474,4	400,0	2000,0	2474,4	12,4	24,7	1544	0,88
10/07/2022	17:00:00	100,00%	O	6	6	5593,0	400,0	2000,0	3593,0	12,4	37,1	1244	0,71
10/07/2022	17:05:00	65,00%	O	7	7	3635,5	400,0	2000,0	1635,5	12,4	49,6	1108	0,63
10/07/2022	17:10:00	85,00%	O	8	8	4754,1	400,0	2000,0	2754,1	12,4	62,0	879	0,50
10/07/2022	17:15:00	50,00%	O	9	9	2796,5	400,0	2000,0	796,5	12,4	74,4	812	0,46
10/07/2022	17:20:00	75,00%	O	10	10	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	86,9	629	0,36
10/07/2022	17:25:00	55,00%	O	11	11	3076,2	400,0	2000,0	1076,2	12,4	99,3	540	0,31
10/07/2022	17:30:00	20,00%	O	12	12	1118,6	400,0	2000,0	-881,4	12,4	111,7	613	0,35
10/07/2022	17:35:00	20,00%	O	13	13	1118,6	400,0	2000,0	-881,4	12,4	124,2	687	0,39
10/07/2022	17:40:00	10,00%	O	14	14	559,3	400,0	2000,0	-1440,7	12,4	136,6	807	0,46
10/07/2022	17:45:00	5,00%	O	15	15	279,7	400,0	2000,0	-1720,4	12,4	149,0	950	0,54
10/07/2022	17:50:00	60,00%	O	16	16	3355,8	400,0	2000,0	1355,8	12,4	161,5	837	0,48
10/07/2022	17:55:00	70,00%	O	17	17	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	173,9	677	0,39
10/07/2022	18:00:00	80,00%	O	18	18	4474,4	400,0	2000,0	2474,4	12,4	186,4	471	0,27
10/07/2022	18:05:00	10,00%	O	19	19	559,3	400,0	2000,0	-1440,7	12,4	198,8	591	0,34
10/07/2022	18:10:00	2,00%	O	20	20	111,9	400,0	2000,0	-1888,1	12,4	211,2	749	0,43
10/07/2022	18:15:00	5,00%	O	21	21	279,7	400,0	2000,0	-1720,4	12,4	223,7	892	0,51
10/07/2022	18:20:00	7,00%	O	22	22	391,5	400,0	2000,0	-1608,5	12,4	236,1	1026	0,59

10/07/2022	18:25:00	7,00%	O	23	23	391,5	400,0	2000,0	-1608,5	12,4	248,5	1160	0,66
10/07/2022	18:30:00	7,00%	O	24	24	391,5	400,0	2000,0	-1608,5	12,4	261,0	1294	0,74
10/07/2022	18:35:00	6,00%	O	25	25	335,6	400,0	2000,0	-1664,4	12,4	273,4	1433	0,82
10/07/2022	18:40:00	35,00%	O	26	26	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	285,9	1436	0,82
10/07/2022	18:45:00	75,00%	O	27	27	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	298,3	1253	0,72
10/07/2022	18:50:00	75,00%	O	28	28	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	310,7	1071	0,61
10/07/2022	18:55:00	75,00%	O	29	29	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	323,2	888	0,51
10/07/2022	19:00:00	75,00%	O	30	30	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	335,6	705	0,40
10/07/2022	19:05:00	75,00%	O	31	31	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	348,0	522	0,30
10/07/2022	19:10:00	12,00%	O	32	32	671,2	400,0	2000,0	-1328,8	12,4	360,5	633	0,36
10/07/2022	19:15:00	2,00%	O	33	33	111,9	400,0	2000,0	-1888,1	12,4	372,9	790	0,45
10/07/2022	19:20:00	0,00%	O	34	34	0,0	400,0	2000,0	-2000,0	12,4	385,4	957	0,55
10/07/2022	19:25:00	0,00%	P	35	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:30:00	0,00%	P	36	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:35:00	0,00%	P	37	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:40:00	0,00%	P	38	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:45:00	0,00%	P	39	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:50:00	0,00%	P	40	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	19:55:00	0,00%	P	41	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:00:00	0,00%	P	42	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:05:00	0,00%	P	43	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:10:00	0,00%	P	44	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:15:00	0,00%	P	45	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:20:00	0,00%	P	46	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:25:00	0,00%	P	47	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:30:00	0,00%	P	48	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:35:00	0,00%	P	49	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

10/07/2022	20:40:00	0,00%	P	50	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:45:00	0,00%	P	51	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:50:00	0,00%	P	52	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	20:55:00	0,00%	P	53	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:00:00	0,00%	P	54	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:05:00	0,00%	P	55	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:10:00	0,00%	P	56	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:15:00	0,00%	P	57	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:20:00	0,00%	P	58	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:25:00	0,00%	P	59	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:30:00	0,00%	P	60	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:35:00	0,00%	P	61	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:40:00	0,00%	P	62	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:45:00	0,00%	P	63	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:50:00	0,00%	P	64	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	21:55:00	0,00%	P	65	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:00:00	0,00%	P	66	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:05:00	0,00%	P	67	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:10:00	0,00%	P	68	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:15:00	0,00%	P	69	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:20:00	0,00%	P	70	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:25:00	0,00%	P	71	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:30:00	0,00%	P	72	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:35:00	0,00%	P	73	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:40:00	0,00%	P	74	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:45:00	0,00%	P	75	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	22:50:00	0,00%	P	76	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

10/07/2022	22:55:00	0,00%	P	77	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:00:00	0,00%	P	78	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:05:00	0,00%	P	79	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:10:00	0,00%	P	80	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:15:00	0,00%	P	81	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:20:00	0,00%	P	82	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:25:00	0,00%	P	83	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:30:00	0,00%	P	84	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:35:00	0,00%	P	85	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:40:00	0,00%	P	86	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:45:00	0,00%	P	87	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:50:00	0,00%	P	88	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
10/07/2022	23:55:00	0,00%	P	89	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:00:00	0,00%	P	90	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:05:00	0,00%	P	91	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:10:00	0,00%	P	92	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:15:00	0,00%	P	93	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:20:00	0,00%	P	94	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:25:00	0,00%	P	95	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:30:00	0,00%	P	96	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:35:00	0,00%	P	97	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:40:00	0,00%	P	98	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:45:00	0,00%	P	99	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:50:00	0,00%	P	100	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	0:55:00	0,00%	P	101	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	1:00:00	0,00%	P	102	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	1:05:00	0,00%	P	103	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

11/07/2022	1:10:00	0,00%	P	104	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	1:15:00	0,00%	P	105	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	1,00
11/07/2022	1:20:00	14,00%	O	106	35	783,0	200,0	783,0	0,0	5,1	5,1	1750	1,00
11/07/2022	1:25:00	3,00%	O	107	36	167,8	200,0	167,8	0,0	1,9	7,0	1750	1,00
11/07/2022	1:30:00	3,00%	O	108	37	167,8	200,0	167,8	0,0	1,9	8,9	1750	1,00
11/07/2022	1:35:00	75,00%	O	109	38	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	21,3	1567	0,90
11/07/2022	1:40:00	75,00%	O	110	39	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	33,8	1384	0,79
11/07/2022	1:45:00	75,00%	O	111	40	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	46,2	1201	0,69
11/07/2022	1:50:00	75,00%	O	112	41	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	58,7	1018	0,58
11/07/2022	1:55:00	14,00%	O	113	42	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	71,1	1120	0,64
11/07/2022	2:00:00	4,00%	O	114	43	223,7	400,0	2000,0	-1776,3	12,4	83,5	1268	0,72
11/07/2022	2:05:00	2,00%	O	115	44	111,9	400,0	2000,0	-1888,1	12,4	96,0	1425	0,81
11/07/2022	2:10:00	2,00%	O	116	45	111,9	400,0	2000,0	-1888,1	12,4	108,4	1583	0,90
11/07/2022	2:15:00	2,00%	O	117	46	111,9	400,0	2000,0	-1888,1	12,4	120,8	1740	0,99
11/07/2022	2:20:00	2,00%	O	118	47	111,9	200,0	111,9	0,0	1,6	122,5	1740	0,99
11/07/2022	2:25:00	70,00%	O	119	48	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	134,9	1580	0,90
11/07/2022	2:30:00	70,00%	O	120	49	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	147,3	1421	0,81
11/07/2022	2:35:00	70,00%	O	121	50	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	159,8	1261	0,72
11/07/2022	2:40:00	70,00%	O	122	51	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	172,2	1102	0,63
11/07/2022	2:45:00	70,00%	O	123	52	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	184,6	942	0,54
11/07/2022	2:50:00	70,00%	O	124	53	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	197,1	782	0,45
11/07/2022	2:55:00	70,00%	O	125	54	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	209,5	623	0,36
11/07/2022	3:00:00	70,00%	O	126	55	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	222,0	463	0,26
11/07/2022	3:05:00	70,00%	O	127	56	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	234,4	304	0,17
11/07/2022	3:10:00	14,00%	O	128	57	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	246,8	405	0,23
11/07/2022	3:15:00	5,00%	O	129	58	279,7	400,0	2000,0	-1720,4	12,4	259,3	548	0,31
11/07/2022	3:20:00	75,00%	O	130	59	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	271,7	365	0,21

11/07/2022	3:25:00	75,00%	O	131	60	4194,8	400,0	2000,0	2194,8	12,4	284,1	183	0,10
11/07/2022	3:30:00	14,00%	O	132	61	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	296,6	284	0,16
11/07/2022	3:35:00	35,00%	O	133	62	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	309,0	288	0,16
11/07/2022	3:40:00	35,00%	O	134	63	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	321,5	291	0,17
11/07/2022	3:45:00	35,00%	O	135	64	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	333,9	295	0,17
11/07/2022	3:50:00	35,00%	O	136	65	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	346,3	298	0,17
11/07/2022	3:55:00	35,00%	O	137	66	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	358,8	302	0,17
11/07/2022	4:00:00	35,00%	O	138	67	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	371,2	305	0,17
11/07/2022	4:05:00	14,00%	O	139	68	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	383,6	407	0,23
11/07/2022	4:10:00	3,00%	O	140	69	167,8	400,0	2000,0	-1832,2	12,4	396,1	559	0,32
11/07/2022	4:15:00	0,00%	P	141	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:20:00	0,00%	P	142	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:25:00	0,00%	P	143	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:30:00	0,00%	P	144	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:35:00	0,00%	P	145	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:40:00	0,00%	P	146	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:45:00	0,00%	P	147	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:50:00	0,00%	P	148	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	4:55:00	0,00%	P	149	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:00:00	0,00%	P	150	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:05:00	0,00%	P	151	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:10:00	0,00%	P	152	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:15:00	0,00%	P	153	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:20:00	0,00%	P	154	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:25:00	0,00%	P	155	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:30:00	0,00%	P	156	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:35:00	0,00%	P	157	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-



11/07/2022	5:40:00	0,00%	P	158	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:45:00	0,00%	P	159	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:50:00	0,00%	P	160	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	5:55:00	0,00%	P	161	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:00:00	0,00%	P	162	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:05:00	0,00%	P	163	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:10:00	0,00%	P	164	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:15:00	0,00%	P	165	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:20:00	0,00%	P	166	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:25:00	0,00%	P	167	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:30:00	0,00%	P	168	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:35:00	0,00%	P	169	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:40:00	0,00%	P	170	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:45:00	0,00%	P	171	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:50:00	0,00%	P	172	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	6:55:00	0,00%	P	173	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:00:00	0,00%	P	174	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:05:00	0,00%	P	175	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:10:00	0,00%	P	176	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:15:00	0,00%	P	177	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:20:00	0,00%	P	178	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:25:00	0,00%	P	179	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:30:00	0,00%	P	180	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	7:35:00	0,00%	P	181	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	1,00
11/07/2022	7:40:00	0,00%	O	182	70	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1750	1,00
11/07/2022	7:45:00	0,00%	O	183	71	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	2,1	1750	1,00
11/07/2022	7:50:00	0,00%	O	184	72	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	3,1	1750	1,00

11/07/2022	7:55:00	12,00%	O	185	73	671,2	200,0	671,2	0,0	4,5	7,6	1750	1,00
11/07/2022	8:00:00	12,00%	O	186	74	671,2	200,0	671,2	0,0	4,5	12,1	1750	1,00
11/07/2022	8:05:00	30,00%	O	187	75	1677,9	335,6	1677,9	0,0	10,4	22,6	1750	1,00
11/07/2022	8:10:00	60,00%	O	188	76	3355,8	400,0	2000,0	1355,8	12,4	35,0	1637	0,94
11/07/2022	8:15:00	70,00%	O	189	77	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	47,4	1477	0,84
11/07/2022	8:20:00	35,00%	O	190	78	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	59,9	1481	0,85
11/07/2022	8:25:00	14,00%	O	191	79	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	72,3	1582	0,90
11/07/2022	8:30:00	5,00%	O	192	80	279,7	400,0	2000,0	-1720,4	12,4	84,8	1726	0,99
11/07/2022	8:35:00	0,00%	P	193	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	8:40:00	0,00%	P	194	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	8:45:00	0,00%	P	195	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	8:50:00	0,00%	P	196	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	8:55:00	0,00%	P	197	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:00:00	0,00%	P	198	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:05:00	0,00%	P	199	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:10:00	0,00%	P	200	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:15:00	0,00%	P	201	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:20:00	0,00%	P	202	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:25:00	0,00%	P	203	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:30:00	0,00%	P	204	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:35:00	0,00%	P	205	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:40:00	0,00%	P	206	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:45:00	0,00%	P	207	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:50:00	0,00%	P	208	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	9:55:00	0,00%	P	209	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:00:00	0,00%	P	210	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:05:00	0,00%	P	211	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

11/07/2022	10:10:00	0,00%	P	212	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:15:00	0,00%	P	213	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:20:00	0,00%	P	214	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:25:00	0,00%	P	215	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:30:00	0,00%	P	216	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:35:00	0,00%	P	217	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:40:00	0,00%	P	218	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:45:00	0,00%	P	219	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:50:00	0,00%	P	220	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	10:55:00	0,00%	P	221	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	11:00:00	0,00%	P	222	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	11:05:00	0,00%	P	223	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	11:10:00	0,00%	P	224	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	11:15:00	0,00%	P	225	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	11:20:00	0,00%	P	226	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	1,00
11/07/2022	11:25:00	0,00%	O	227	81	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1750	1,00
11/07/2022	11:30:00	0,00%	O	228	82	0,0	200,0	0,0	0,0	1,0	2,1	1750	1,00
11/07/2022	11:35:00	15,00%	O	229	83	839,0	200,0	839,0	0,0	5,4	7,5	1750	1,00
11/07/2022	11:40:00	60,00%	O	230	84	3355,8	400,0	2000,0	1355,8	12,4	19,9	1637	0,94
11/07/2022	11:45:00	60,00%	O	231	85	3355,8	400,0	2000,0	1355,8	12,4	32,3	1524	0,87
11/07/2022	11:50:00	70,00%	O	232	86	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	44,8	1364	0,78
11/07/2022	11:55:00	70,00%	O	233	87	3915,1	400,0	2000,0	1915,1	12,4	57,2	1205	0,69
11/07/2022	12:00:00	17,00%	O	234	88	950,8	400,0	2000,0	-1049,2	12,4	69,6	1292	0,74
11/07/2022	12:05:00	3,00%	O	235	89	167,8	400,0	2000,0	-1832,2	12,4	82,1	1445	0,83
11/07/2022	12:10:00	0,00%	P	236	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:15:00	0,00%	P	237	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:20:00	0,00%	P	238	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

11/07/2022	12:25:00	0,00%	P	239	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:30:00	0,00%	P	240	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:35:00	0,00%	P	241	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:40:00	0,00%	P	242	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:45:00	0,00%	P	243	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:50:00	0,00%	P	244	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	12:55:00	0,00%	P	245	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:00:00	0,00%	P	246	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:05:00	0,00%	P	247	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:10:00	0,00%	P	248	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:15:00	0,00%	P	249	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:20:00	0,00%	P	250	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:25:00	0,00%	P	251	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:30:00	0,00%	P	252	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:35:00	0,00%	P	253	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:40:00	0,00%	P	254	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:45:00	0,00%	P	255	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:50:00	0,00%	P	256	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	13:55:00	0,00%	P	257	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:00:00	0,00%	P	258	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:05:00	0,00%	P	259	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:10:00	0,00%	P	260	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:15:00	0,00%	P	261	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:20:00	0,00%	P	262	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:25:00	0,00%	P	263	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:30:00	0,00%	P	264	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:35:00	0,00%	P	265	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

11/07/2022	14:40:00	0,00%	P	266	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:45:00	0,00%	P	267	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:50:00	0,00%	P	268	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	14:55:00	0,00%	P	269	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	15:00:00	0,00%	P	270	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	1,00
11/07/2022	15:05:00	15,00%	O	271	90	839,0	200,0	839,0	0,0	5,4	5,4	1750	1,00
11/07/2022	15:10:00	15,00%	O	272	91	839,0	200,0	839,0	0,0	5,4	10,8	1750	1,00
11/07/2022	15:15:00	30,00%	O	273	92	1677,9	335,6	1677,9	0,0	10,4	21,2	1750	1,00
11/07/2022	15:20:00	60,00%	O	274	93	3355,8	400,0	2000,0	1355,8	12,4	33,6	1637	0,94
11/07/2022	15:25:00	65,00%	O	275	94	3635,5	400,0	2000,0	1635,5	12,4	46,1	1501	0,86
11/07/2022	15:30:00	65,00%	O	276	95	3635,5	400,0	2000,0	1635,5	12,4	58,5	1364	0,78
11/07/2022	15:35:00	65,00%	O	277	96	3635,5	400,0	2000,0	1635,5	12,4	71,0	1228	0,70
11/07/2022	15:40:00	35,00%	O	278	97	1957,6	400,0	2000,0	-42,5	12,4	83,4	1232	0,70
11/07/2022	15:45:00	14,00%	O	279	98	783,0	400,0	2000,0	-1217,0	12,4	95,8	1333	0,76
11/07/2022	15:50:00	30,00%	O	280	99	1677,9	400,0	2000,0	-322,1	12,4	108,3	1360	0,78
11/07/2022	15:55:00	5,00%	O	281	100	279,7	400,0	2000,0	-1720,4	12,4	120,7	1503	0,86
11/07/2022	16:00:00	0,00%	P	282	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:05:00	0,00%	P	283	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:10:00	0,00%	P	284	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:15:00	0,00%	P	285	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:20:00	0,00%	P	286	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:25:00	0,00%	P	287	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:30:00	0,00%	P	288	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
11/07/2022	16:35:00	0,00%	P	289	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-

Tabla 17. Simulación del modelo (II)

Porcentaje en O	34,60%
Porcentaje en P	65,40%

Tabla 18. Simulación del modelo (III)

		Pot act (kW)	Pot FC teor (kW)	Pot n FC (kW)
Media del porcentaje de carga en O	35,89%	5593	2007	2000



---

## REFERENCIAS

- [1] Naciones Unidas, “¿Qué es el Cambio Climático?” <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>. [Consulta: 17-06-2022]
- [2] Acciona, “¿Qué es el Cambio Climático?” [https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?\\_adin=0896444253](https://www.acciona.com/es/cambio-climatico/?_adin=0896444253). [Consulta: 17-06-2022]
- [3] International Energy Agency, “Data and Statistics: CO2 Emissions by Sector, World 1990-2019.” [https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=CO2 emissions&indicator=CO2BySector](https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector). [Consulta: 20-06-2022]
- [4] International Maritime Organization, “Fourth IMO Greenhouse Gas Study: Executive Summary,” *IMO Greenh. Gas Study*, vol. 4, no. 1, p. 46, 2020.
- [5] Parlamento Europeo, “Emisiones de aviones y barcos: datos y cifras (infografía),” 2022. <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20191129STO67756/emisiones-de-aviones-y-barcos-datos-y-cifras-infografia>. [Consulta: 20-06-2022]
- [6] Comisión Europea, “Reducing emissions from the shipping sector,” 2022. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector\\_es](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector_es). [Consulta: 20-06-2022]
- [7] O. Merk, “Shipping Emissions in Ports,” *Int. Transp. Forum*, 2014.
- [8] International Maritime Organization, “Second IMO Greenhouse Gas Study,” *IMO Greenh. Gas Study*, p. 240, 2009.
- [9] Valencia Plaza, “El puerto de Valencia, séptimo de Europa con más emisiones de CO2 según Transport & Environment,” 2022.
- [10] ValenciaPort, Autoridad Portuaria de Valencia, and Universidad Politécnica de Valencia, “Informe de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Puerto de Valencia,” 2016.
- [11] Parlamento Europeo, “Reducir las emisiones de carbono: objetivos y acciones de la UE,” 2021. <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/priorities/cambio-climatico/20180305STO99003/reducir-las-emisiones-de-carbono-objetivos-y-acciones-de-la-ue>. [Consulta: 27-06-2022]
- [12] Ballard Fuel Cells, “Fuel Cell Applications for Marine Vessels,” pp. 1–16, 2019.
- [13] C. Sánchez and E. Peñalvo, “Hydrogen overview - Hydrogen properties.” .
- [14] E. M. Llera Sastresa and I. Zabalza Bribián, “Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos.” Prensas Universitarias de Zaragoza, Zaragoza, Spain, 2011.
- [15] C. Sánchez and E. Peñalvo, “Hydrogen overview - Hydrogen applications.” .
- [16] K. Sasaki, “Hydrogen Energy Engineering. A Japanese Perspective.” Springer, Japan, 2016.
- [17] International Energy Agency, “The Future of Hydrogen. Seizing today’s opportunities,” Japan, 2019.
- [18] Enagas, “Del gris al verde, los colores del hidrógeno.” 2021, [Online]. Available: [https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/#:~:text=De esta manera%2C nos encontramos,-gris%2C azul y marrón](https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/#:~:text=De%20esta%20manera%20nos%20encontramos,-gris%20azul%20y%20marr%C3%B3n).



- 
- [Consulta: 20-07-2022]
- [19] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen production ways - Hydrogen production from fossil fuels." .
- [20] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen production ways - Hydrogen production from biological methods." .
- [21] J. Wang and Y. Yin, "Fermentative hydrogen production using pretreated microalgal biomass as feedstock," *Microb. Cell Fact.*, vol. 17, no. 1, pp. 1–16, 2018, doi: 10.1186/s12934-018-0871-5.
- [22] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen production ways - Hydrogen production from water by means of thermolysis." .
- [23] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen production by electrolysis technology - Electrolysis principles." .
- [24] A. Godula-Jopek, *Hydrogen Production: by Electrolysis*. Wiley-VCH, 2015.
- [25] D. Bessarabov and P. Millet, *PEM Water Electrolysis*. Elsevier, 2017.
- [26] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen production ways - Hydrogen productions methods comparison." .
- [27] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Hydrogen storage technology." .
- [28] O. of E. E. and R. E. U.S. DOE, "Energy Efficiency & Renewable Energy - Hydrogen storage ( US DOE)," *Off. Energy Effic. Renew. Energy U.S. Dep. Energy*, 2017, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/fcto-h2-storage-fact-sheet.pdf>. [Consulta: 28-07-2022]
- [29] M. Kunowsky, J. P. Marco-Lózar, and Á. Linares-Solano, "Material Demands for Storage Technologies in a Hydrogen Economy," *J. Renew. Energy*, vol. 2013, pp. 1–16, 2013, doi: 10.1155/2013/878329.
- [30] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Fuel Cell Technology - Introduction to fuel cell technology." .
- [31] J. Larminie and A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*. Wiley, 2003.
- [32] F. J. Barclay, *Fuel Cells, Engines and Hydrogen. An energy approach*. Wiley, 2006.
- [33] V. S. Bagotsky, *Fuel Cells: Problems and Solutions*. Wiley, 2012.
- [34] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Fuel Cell Technology - Low temperature fuel cells." .
- [35] E4tech, "The Fuel Cell Industry Review 2020," pp. 1–46, 2020, [Online]. Available: <https://fuelcellindustryreview.com/archive/TheFuelCellIndustryReview2020.pdf>. [Consulta: 29-07-2022]
- [36] S. McPhail, "International Status of Molten Carbonate Fuel Cell ( MCFC ) Technology," 2015.
- [37] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Fuel Cell Technology - Medium and High temperature fuel cells." .
- [38] A. Lanz, *Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies*. California (USA): College of the Desert and SunLine Transit Agency, 2001.
- [39] C. Sánchez and E. Peñalvo, "Fuel Cell Technology - Fuel Cell comparison." .
- [40] R. García Soutullo, "Remolcadores," *Ing. Mar.*, [Online]. Available: <https://ingenieromarino.com/remolcadores/>. [Consulta: 04-08-2022]

- 
- [41] Fundación Wikimedia, “Remolcador,” *Wikipedia*. 2022, [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Remolcador>. [Consulta: 04-08-2022]
- [42] P. Diez Echave, “TECHNICAL STUDY OF AZIMUTH PROPULSION SYSTEM,” 2014.
- [43] R. García Soutullo, “Sistema de Propulsión Schottel (SRP),” *Ing. Mar.*, [Online]. Available: <https://ingenieromarino.com/sistema-schottel-srp/>. [Consulta: 04-08-2022]
- [44] Fundación Wikimedia, “Propulsor Voith Schneider,” *Wikipedia*. 2021, [Online]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Propulsor\\_Voith\\_Schneider](https://es.wikipedia.org/wiki/Propulsor_Voith_Schneider). [Consulta: 04-08-2022]
- [45] Caterpillar, “Selection Guide for Harbor and Terminal Tugboats,” 2014.
- [46] Brand Services, “Motor de combustión de hidrógeno: sostenibilidad y deportividad al mismo tiempo,” *Motorpasion*, 2022.
- [47] A. Blanco, “Así funcionan las celdas de combustible,” *EADIC*, 2016. <https://eadic.com/blog/entrada/asi-funcionan-las-celdas-de-combustible/>. [Consulta: 13-08-2022]
- [48] S. Molina, R. Novella, B. Pla, and M. Lopez-Juarez, “Optimization and sizing of a fuel cell range extender vehicle for passenger car applications in driving cycle conditions,” *Appl. Energy*, vol. 285, no. January, p. 116469, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116469.





