



**IIT**  
**INSTITUTO DE**  
**INVESTIGACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

# **Informe anual**

## **La descarbonización del transporte pesado en España y Portugal**

Rafael Cossent Arín, Pedro Linares Llamas, Manuel Pérez Bravo, y Santiago Serna Zuluaga

Preparado por el IIT para Gasnam

Junio de 2023

**Titularidad y responsabilidad**

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>14</b>
<b>2. EL TRANSPORTE PESADO CLAVE PARA LA DESCARBONIZACIÓN: SITUACIÓN EN ESPAÑA Y PORTUGAL</b>	<b>16</b>
2.1 EL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y PORTUGAL	16
2.2 ALTERNATIVAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE PESADO	19
2.2.1. <i>Transporte por carretera</i>	20
2.2.2. <i>Marítimo</i>	26
2.2.3. <i>Ferrovionario</i>	30
<b>3. ESTADO ACTUAL DE LOS COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN EL TRANSPORTE PESADO EN ESPAÑA Y PORTUGAL</b>	<b>32</b>
3.1 UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS: FLOTAS Y CONSUMOS ASOCIADOS	32
3.2 INFRAESTRUCTURA SUMINISTRO COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS	45
<b>4. ESTADO DE LOS PROYECTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO Y SU USO EN EL TRANSPORTE PESADO</b>	<b>56</b>
4.1 LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO EN ESPAÑA Y SU USO EN EL TRANSPORTE PESADO	56
4.2 COMPARATIVA INTERNACIONAL	59
<b>5. ESTADO DE LOS PROYECTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y DERIVADOS, Y SU USO EN EL TRANSPORTE PESADO</b>	<b>63</b>
5.1 LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA Y PORTUGAL Y SU USO EN EL TRANSPORTE PESADO Y MARÍTIMO	63
5.2 COMPARATIVA INTERNACIONAL	66
<b>6. AVANCES REGULATORIOS Y DE POLÍTICA ENERGÉTICA RELEVANTES PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE PESADO</b>	<b>68</b>
6.1 HITOS REGULATORIOS RELEVANTES PARA EL TRANSPORTE PESADO Y SU DESCARBONIZACIÓN	68
6.2 HACIA LA DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE PESADO: MOTORES DEL CAMBIO Y ASPECTOS PENDIENTES	74
<b>REFERENCIAS</b>	<b>96</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO I: COMPARATIVA INTERNACIONAL DEL USO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS PARA EL TRANSPORTE PESADO EN EUROPA</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO II: ESQUEMAS DE AYUDA A LA PRODUCCIÓN Y AL CONSUMO DE BIOMETANO EN EUROPA</b>	<b>105</b>



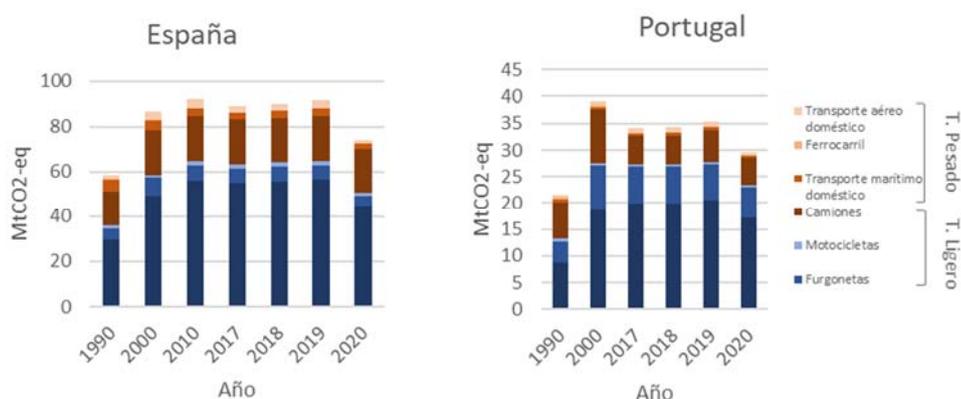
## Resumen ejecutivo

Este informe analiza el estado actual del transporte pesado, terrestre y marítimo, en España y Portugal. Se considera transporte pesado al realizado mediante vehículos para el transporte de mercancías de más de 3.5 toneladas de capacidad de carga y, en el caso del transporte de viajeros, los vehículos de más de 8 plazas. El foco del estudio se sitúa en el uso de combustibles alternativos gaseosos y sus derivados: gas natural, como combustible de transición, el biometano, y el hidrógeno y sus derivados (combustibles sintéticos, amoníaco o metanol). A continuación, se resumen algunas de las principales conclusiones que se pueden extraer de los datos y análisis presentados.

### Los gases renovables clave para la descarbonización del transporte pesado

Las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al transporte doméstico representan en la Unión Europea (UE-27) más del 22% del total; si se añaden las de los sectores aéreo y marítimo internacional reportados en la UE este porcentaje llegaría hasta el 27%. Solo por esta razón ya se puede afirmar que la descarbonización del transporte es esencial para conseguir una economía neutra en carbono a mitad de siglo.

España y Portugal no son una excepción. El transporte ligero por carretera a lo largo de los últimos años ha sido responsable de la mayor parte de las emisiones en el conjunto del sector, permaneciendo la cuota del pesado sobre el total en torno al 30-35% y el 20-25% en España y Portugal respectivamente. Sin embargo, las particularidades del transporte pesado hacen que este segmento sea especialmente difícil de descarbonizar. Un uso más intensivo de energía junto con distancias recorridas más largas hace necesario contar con combustibles de mayor densidad energética que en el transporte ligero. La densidad energética de las baterías eléctricas es notablemente inferior a la de los combustibles fósiles, por lo que es necesario considerar otras vías de descarbonización complementarias a la electrificación para estos vehículos.



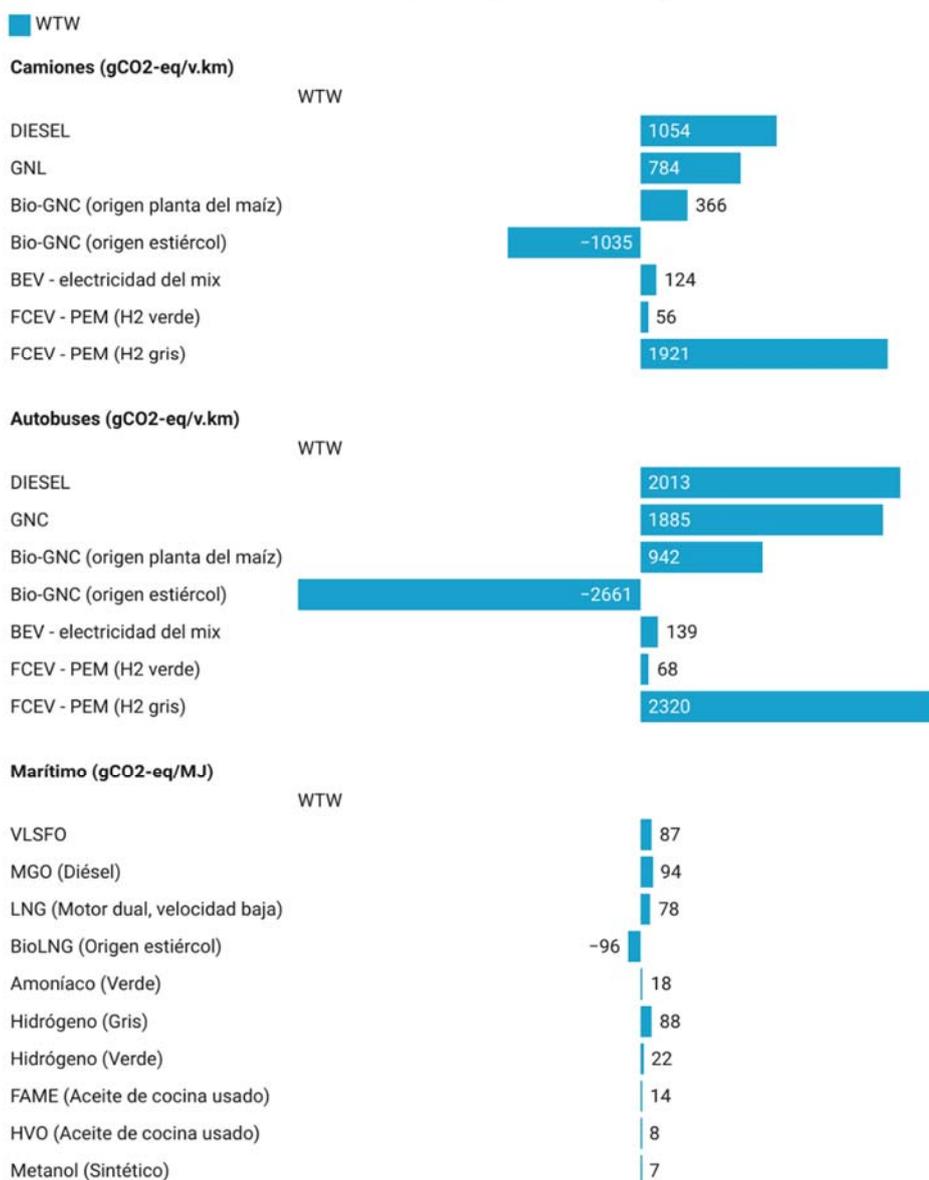
Evolución de las emisiones de GEI asociadas al transporte por modo en España y Portugal.  
Fuente: (EMEP/EEA air pollutant emission inventory, 2022)

Entre estas vías para la descarbonización del transporte pesado se encuentran los gases renovables (biogases e hidrógeno), otros combustibles líquidos o gaseosos derivados del hidrógeno (como metanol o amoníaco), o el gas natural, como combustible de transición. Cabe destacar los gases renovables que, tal y como reconoce la Unión Europea, son esenciales para reducir las emisiones en el transporte, llegando a fijar objetivos específicos de utilización de

biocombustibles avanzados y combustibles renovables de origen no biológico para el año 2030 en su Directiva de Energías Renovables.

Las emisiones totales de utilización (Well-to-Wheel o Well-to-Wake, WTW) de los diferentes combustibles en el transporte pesado puede verse reducidas en gran medida gracias al uso de combustibles alternativos. Entre ellos, los gases renovables como el hidrógeno y el biometano destacan por poder proporcionar entre un 65% y un 200% de reducción, y en concreto el biometano por no necesitar de un cambio tecnológico en el transporte pesado.

### Emisiones WTW del transporte pesado según combustibles



Emisiones WTW de los diferentes modos de transporte pesado en función de algunos de los posibles combustibles. Elaboración propia a partir de las emisiones del biogás recogidas en la RED II (Directiva (UE) 2018/2001), los consumos elaborados por Bieker (2021), las emisiones WTW reportadas por ICCT (2020), Röck et al. (2020), Topsector Logistiek (2020) y Ricardo et al., (2022). El factor de emisiones de la electricidad corresponde con el de la generación española (REE, 2023).

**El transporte pesado por carretera está fuertemente dominado por los combustibles fósiles, pero hay avances relevantes en autobuses urbanos propulsados por gas natural comprimido**

La descarbonización del transporte pesado y la utilización de combustibles alternativos a los derivados del petróleo en España y Portugal aún se encuentra en fase embrionaria, si bien empiezan a observarse ligeros avances.

En el transporte por carretera, los vehículos propulsados con GNC ya son una realidad, aunque con avances desiguales. Los autobuses de GNC alcanzaron un 6% en ES y un 4,6% en PT del parque total. Los datos de matriculaciones para 2022 muestran que un 23% de los autobuses matriculados en España y un 6% en Portugal eran vehículos de GNC. El principal motor de este crecimiento corresponde a vehículos de transporte urbano, con objeto de mejorar la calidad del aire. Los autobuses de pila de combustible de hidrógeno apenas ascienden a 9 unidades en España y 2 en Portugal.

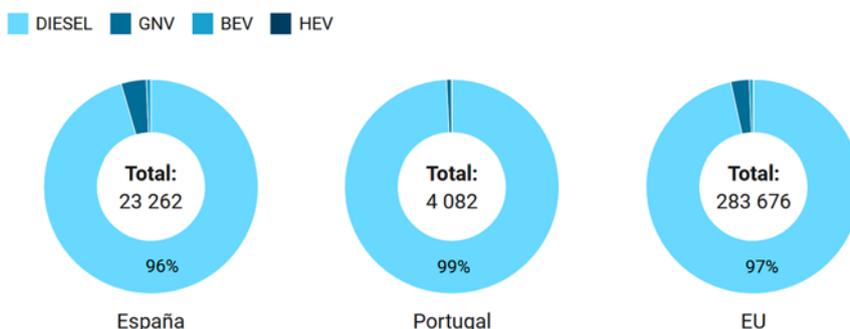
**Matriculaciones de autobuses propulsados por combustibles alternativos (2022)**



Matriculaciones de autobuses propulsados por combustibles alternativos (2022). Fuente: ACEA<sup>1</sup> y GASNAM

En cambio, el parque de camiones es aun mayoritariamente diésel. Los camiones de gas natural representan aún menos del 1% tanto en España como Portugal, siendo la cuota de mercado (matriculaciones) de estos camiones del 4,6% y el 0,7% en España y Portugal respectivamente.

**Matriculaciones de camiones (2022)**



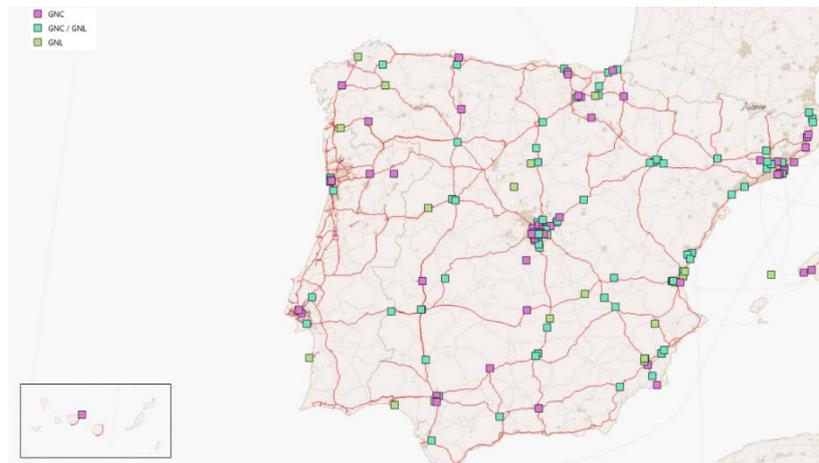
Matriculaciones de camiones propulsados por combustibles alternativos (2022). Fuente: EAFO

<sup>1</sup> [https://www.acea.auto/files/ACEA\\_buses\\_by\\_fuel\\_type\\_full-year-2022.pdf](https://www.acea.auto/files/ACEA_buses_by_fuel_type_full-year-2022.pdf)

Los vehículos de GNC son la puerta de entrada del biometano al sector del transporte pesado. No obstante, en España tan solo un 4% de los 296GWh de biometano producidos en 2022 fue destinado al transporte doméstico. En Portugal esta cifra fue de aproximadamente 1GWh de los 7GWh de biometano producidos en 2022 (14%).

**España y Portugal cuentan con una red de gasineras que permitiría una rápida penetración de biometano en el transporte. Sin embargo, muy lejos de cumplir los ambiciosos objetivos fijados en el nuevo Reglamento Europeo en relación al despliegue de hidrogeneras**

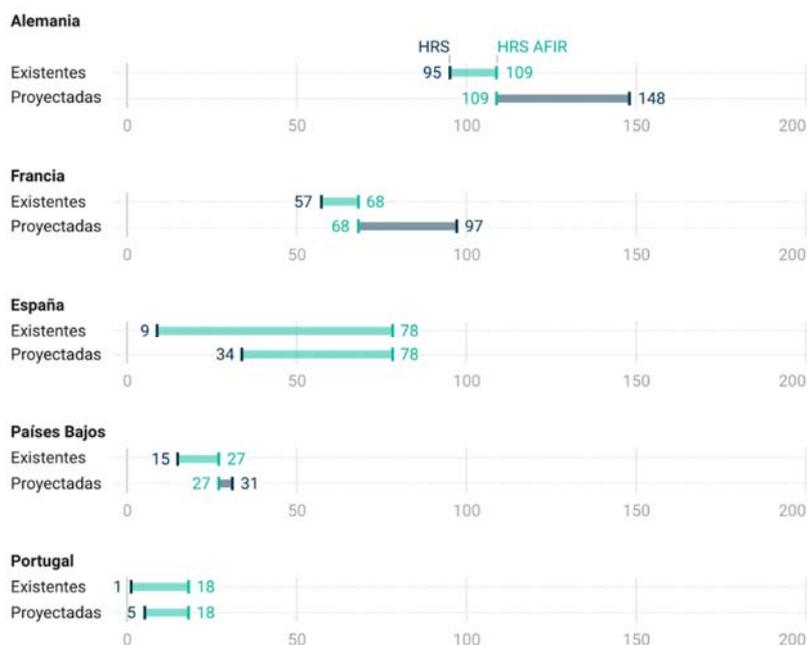
A inicios de 2023, España y Portugal contaban con una red de cerca de 170 gasineras (con un total de unos 250 puntos de repostaje) con amplia cobertura geográfica, de las que el 45% puede proporcionar tanto GNC como GNL, otro 40% únicamente suministra GNC, y el 15% restante GNL. Además, esta red está en continuo crecimiento, estando planificadas 33 estaciones adicionales. Gracias a esta red, España y Portugal estarían en condiciones de cumplir con los requisitos mínimos de despliegue de infraestructura de combustibles alternativos en lo relativo al gas natural.



*Red principal de autovías / autopistas y red de estaciones de suministro de GNC-GNL existentes en la península ibérica. Fuente: GASNAM*

Por el contrario, apenas existen una decena de hidrogeneras operativas en la península ibérica, 9 en España y 1 en Portugal, muy lejos de los objetivos marcados en las hojas de ruta de hidrógeno renovable para el año 2030 (100-150 para España y entre 50-100 para Portugal). Asimismo, pese a existir varios anuncios para el despliegue de una red mayor, la incertidumbre sobre su materialización es elevada. El diagnóstico es aún peor si se tienen en consideración que apenas dos de estas son de acceso público y la mayoría tienen una capacidad de suministro inferior a los 100kg/día y que son una minoría las que permiten la recarga a presiones de 700bar.

Adicionalmente, la última propuesta de reglamento relativo a la implantación de infraestructura de suministro de combustibles alternativos (AFIR) establece nuevos requisitos en materia de despliegue de hidrogeneras para 2030. Los requisitos para hidrogeneras que suministren hidrógeno a presión son: al menos una cada 200km a lo largo de la red TEN-T (la hoja de ruta estipula 250km) con una capacidad de al menos 1 t/día a 700 bar, y al menos hidrogenera de estas características una en cada núcleo urbano. Como se puede observar en la figura inferior, España y Portugal, al contrario que países como Alemania, Países Bajos o Francia, están lejos de poder cumplir el requisito de número de hidrogeneras. El hueco por cubrir aumenta si se incorporan los requisitos en materia de accesibilidad, capacidad o presiones de servicio.

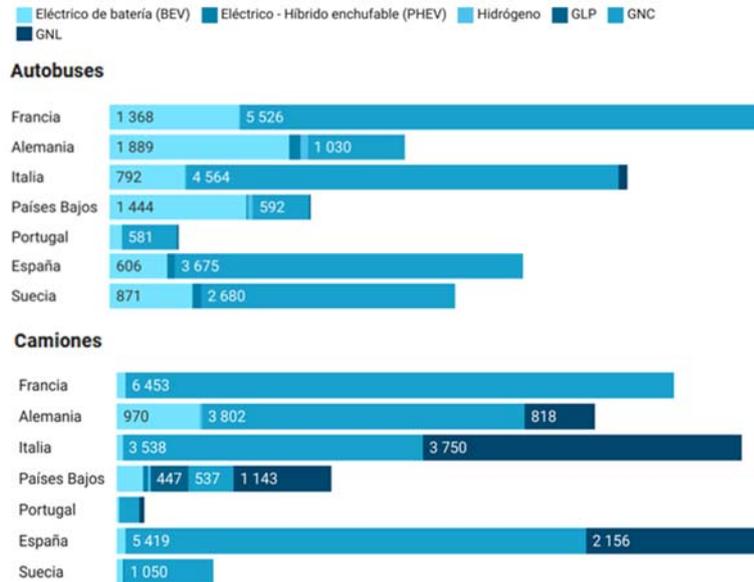


Hidrogeneras existentes y planificadas respecto al número de estaciones necesarias para cumplir con los objetivos de la AFIR (2030). Fuente: Elaboración propia en base a los datos de Hydrogen Europe

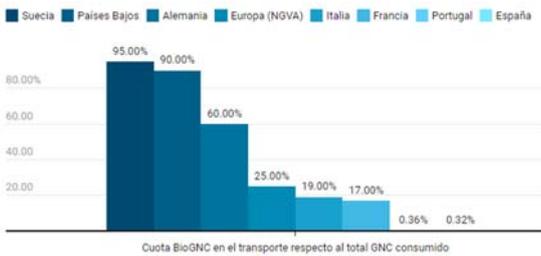
**España líder en vehículos terrestres impulsados por gas natural en Europa, pero con escasa penetración del biometano debido a la falta de incentivos a la producción y uso de biometano**

Comparando la composición del parque de camiones y autobuses con la de otros países europeos, es posible afirmar que España es un país líder en lo referente al parque de autobuses y camiones propulsados por gas natural (GNC + GNL), siendo el tercero en número de autobuses y primero en camiones. Sin embargo, menos del 1% del metano consumido en el transporte es de origen biológico. Otros países, destinan cantidades mucho mayores de biometano al transporte pese a contar con parques de gas natural más reducidas, alcanzando incluso el 95% en el caso de Suecia.

### Parque de vehículos de carretera propulsados por combustibles alternativos (2022)



Parque europeo de autobuses y camiones propulsados por combustibles alternativos. Fuente: EAFO



Cuota BioGNC sobre el total del GNC empleado en el transporte (2020). Fuente NGVA Europa

País	Capacidad producción biometano (GWh/año)	Biometano inyectado en red (GWh/año)	Nº plantas en servicio	Porcentaje de plantas que inyectan en red (%)
Alemania	25174	10800	241	99
Francia	12993	4300	365	100
Suecia	7669	2173	70	23
Países Bajos	4000	2200	61	88
Italia	3970	1200	27	85
España	268	0	19	83
Portugal	7	0	1	100

Capacidad y número de plantas en explotación para la producción de biometano en Europa, 2021. Fuente: European Biomethane Benchmark (Degonfreville, 2022)

Para explicar esto es necesario primero comparar la capacidad de producción de biometano en operación en los diferentes países. España está hoy en día muy lejos en cuanto a número de plantas y capacidad de producción respecto de los países europeos líderes en esta materia, y muy por debajo de las estimaciones de su potencial de producción. Esto se debe en gran medida a la falta de mecanismos para incentivar la producción y el consumo de biometano como sí se ha hecho en otros países.

		Alemania	Francia	España	Italia	Portugal	Países Bajos	Suecia
Apoyo a la producción	Feed in Tarif (FiT)	✓	✓	✗	✓	✓*	✗	✗
	Feed premium (FiP)	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
	Contratos por diferencias	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	Soporte a la inversión	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓
Apoyo al consumo	Sistema de cuotas y certificados	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗
	Incentivos fiscales	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓

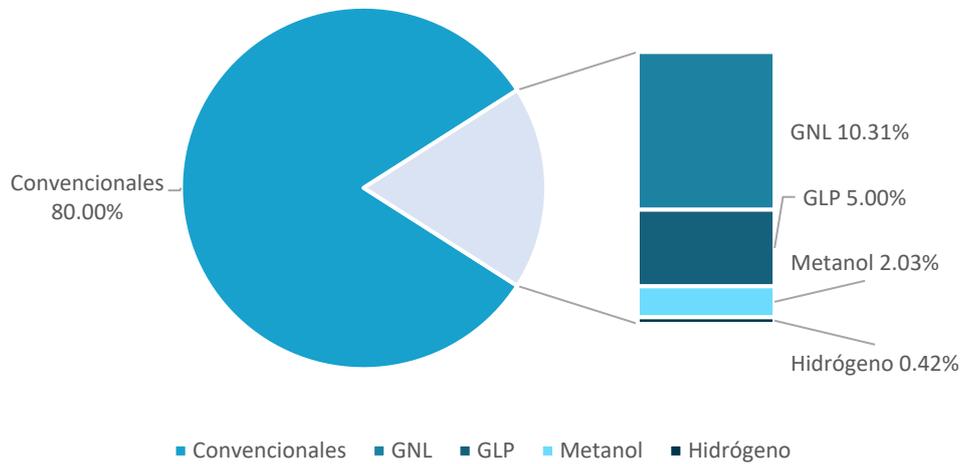
\*En Portugal se aprobó este mecanismo con la ordenanza Nº 15/2023, se espera que las condiciones de la primera subasta competitiva se publiquen en junio de 2023.

*Esquemas de ayuda a la producción y al consumo de biometano en los países europeos comparados. Fuente: Elaboración propia*

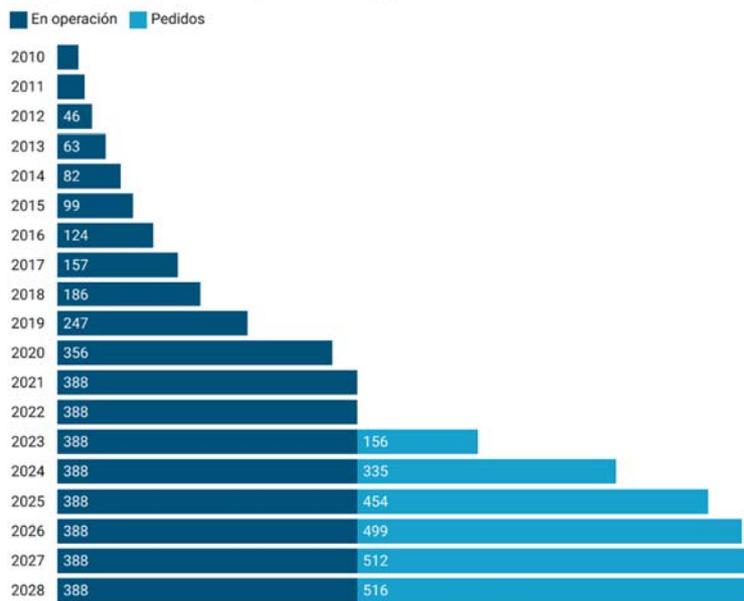
### La península ibérica líder en infraestructura de bunkering, mientras los buques de GNL crecen rápidamente. Comienzan a verse pedidos de buques propulsados con metanol e hidrógeno

Los buques de GNL se proponen como una alternativa inmediata para la descarbonización del sector, ya que pueden ser alimentados no solo con gas natural fósil sino con mezclas de gas fósil con biogás renovable, o incluso a partir de gas renovable únicamente. De hecho, el gas natural licuado se impone como la opción más ampliamente utilizada entre aquellos que utilizan combustibles alternativos en Europa, particularmente para naves de mayor tamaño y largas distancias. Si bien el porcentaje de la flota mundial propulsada por combustibles alternativos es tan solo el 0,54%, los pedidos acumulados en 2023 apuntan a un rápido crecimiento de la flota propulsada por combustibles no convencionales. De entre estos combustibles, el GNL se posiciona como primero en flota existente y en pedidos de buques (0,42% de la flota actual, y 10,31% de los pedidos totales). En los últimos años, los pedidos de buques de GNL han crecido notoriamente pese a la crisis energética y la escalada de precios del gas natural: se prevé que la flota de buques de GNL se multiplique por 2,5 antes de 2030. Además de la reducción de las emisiones de GEI, el GNL permite reducir las emisiones de dióxido de azufre y cumplir así con los límites cada vez más exigentes en esta materia para navegar por determinadas zonas del mundo.

### Pedidos de buques (2023)



### Buques de GNL en operación y pedidos



Created with Datawrapper

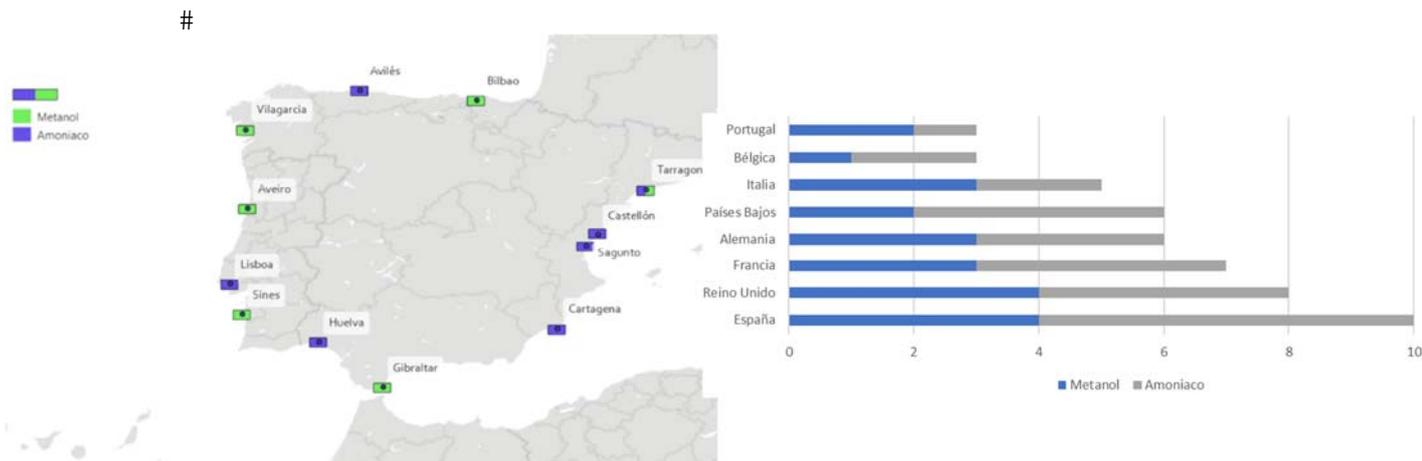
Número de buques de GNL en operación y pedidos. Fuente: DNV AFI

La península ibérica, y España en particular, cuenta con una gran capacidad de bunkering de GNL que, pese a que el bunkering descendió en torno al 57% respecto a 2021 por los elevados precios del gas (previsiblemente reemplazado por diésel en motores duales), puede aprovechar en este nuevo contexto. Como se puede ver en el gráfico, España es líder en infraestructura de bunkering de GNL, disponible en hasta 16 puertos.



Resumen de modos de suministro existentes para GNL en el sistema portuario ibérico y europeo. Fuente: GASNAM y EAFO (EAFO List of LNG Bunkering Facilities, 2023)

Adicionalmente al GNL, los datos empiezan a mostrar pedidos de buques propulsados por metanol (51) e hidrógeno (8). En este sentido nuevamente la península ibérica se sitúa en una posición ventajosa respecto a otros países en cuanto al número de puertos que permiten el suministro de estos combustibles. #



Resumen de puertos con suministro de metanol y amoniaco en el sistema portuario ibérico y europeo. Fuente: DNV (DNV, 2023)

**Pese a los tímidos avances en la descarbonización del transporte pesado, los combustibles alternativos ya han tenido un impacto sobre la reducción de emisiones del sector**

Tomando como hipótesis que todo el consumo de gas natural, biometano e hidrógeno en el transporte terrestre y marítimo ha desplazado un consumo equivalente de combustibles tradicionales, y teniendo en cuenta factores de emisión típicos para estos combustibles, se estima que gracias al uso de combustibles gaseosos alternativos se evitaron en 2022 cerca de 500 000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

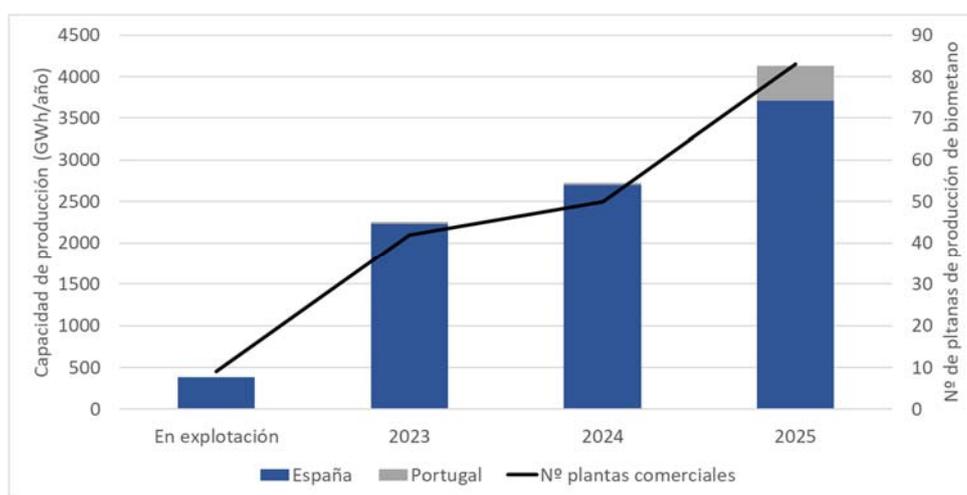
**Se acelera el despliegue de capacidad de producción de biometano entre 2022 y 2025**

En España, actualmente hay ocho plantas comerciales con una capacidad de producción de 349 GWh/año y 13 plantas piloto con una producción de producción de 22.86 GWh/año. Las plantas piloto se enfocan en producir biometano para su uso en vehículos mientras que la mayor parte de las plantas comerciales inyectan el biometano en la red de gas natural, siete de las ocho existentes con excepción de la planta de Vilanant en Girona que proporciona biometano al

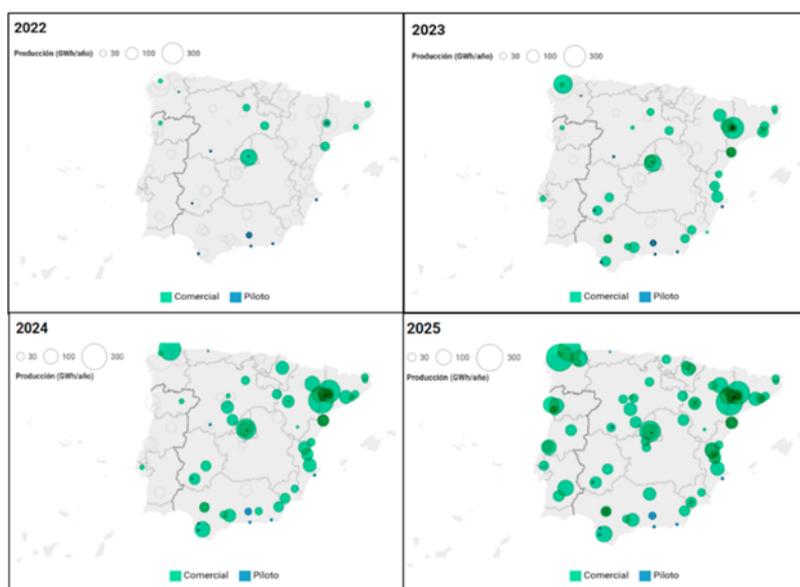
transporte. Por otro lado, Portugal cuenta con una única planta de producción de biometano, con una capacidad de producción de 7 GWh/año.

En 2022 se consumieron 11,85 GWh/año de biometano en el sector de transporte en España, lo que representa el 4 % de la capacidad de producción total en ese año. En Portugal el consumo de biometano en el transporte fue de aproximadamente 1 GWh/año en 2022<sup>2</sup> (14% de la capacidad de producción destinada a transporte).

Se prevé un notable incremento en la capacidad de producción de biometano en España y Portugal en los próximos años, con un aumento aproximado de la capacidad de producción 10 y 60 veces respectivamente entre 2022 y 2025.



Proyectos comerciales y capacidad de producción de biometano proyectada para 2023,2024 y 2025



Evolución prevista de las plantas de biometano en España hasta 2025. Fuente: GASNAM

<sup>2</sup> Fuente: Consumo para España y Portugal estimado en base a las capacidades de producción reportadas a GASNAM

**Existe un gran interés por producir hidrógeno renovable en España y Portugal, y por situar el sector transporte como uno de los principales consumidores de este hidrógeno (o derivados)**

En la península ibérica se han identificado cerca de 100 proyectos de producción de hidrógeno, cerca de una tercera parte han declarado que al menos parte de su producción irá destinada a la movilidad. La potencia de electrólisis acumulada ascendería a 20GW, de los cuales 18,1GW se situarían en España y los 1,9GW restantes en Portugal. En el caso español, se superaría ampliamente el objetivo marcado en la hoja de ruta de 4GW en 2030, mientras que en el portugués estaríamos hablando de una potencia prácticamente igual al objetivo de la hoja de ruta portuguesa que es de 2GW para 2030.

Estas cifras demuestran el gran interés que existe por desarrollar la economía del hidrógeno renovable en España y Portugal. Sin embargo, la mayoría de estos proyectos aún se encuentra en fases preliminares. Dado que la disponibilidad de combustibles sintéticos, metanol o amoniaco para el transporte pesado pasa por disponer de suficiente H<sub>2</sub> verde, gran parte de la descarbonización del transporte pesado pasa por tener éxito desarrollando esta capacidad.



*Estado de los proyectos de producción de hidrógeno en la península ibérica*

Aproximadamente un tercio de los proyectos de producción de hidrógeno renovable identificados tiene como objeto suministrar combustibles al sector del transporte. Los proyectos relacionados con el transporte pesado están principalmente enfocados en abastecer flotas de autobuses, aunque también hay proyectos destinados al suministro a camiones de pila de combustible o al transporte ferroviario, tanto de pasajeros como de mercancías. En el ámbito del transporte marítimo, se han identificado cuatro proyectos relacionados con la producción de combustibles alternativos. El más importante es un proyecto de obtención de metanol, con una capacidad de producir hasta dos millones de toneladas en 2030. No obstante, también hay proyectos que buscan producir amoniaco y combustibles sintéticos para el transporte marítimo.

A partir de este análisis, se deduce que existe una gran incertidumbre tecnológica en cuanto al combustible sintético a utilizar para la descarbonización del transporte marítimo. A día de hoy, en la península ibérica, el e-metanol parece ser la alternativa más atractiva, pero el e-amoniaco también tiene proyectos con capacidades importantes de producción. Los proyectos dedicados a la producción de hidrógeno para el sector marítimo presentan cifras menores y parecen enfocarse en embarcaciones más pequeñas y ferris.

**Lograr que el proceso de descarbonización del transporte pesado coja inercia depende de las reglas de juego que se definan desde la regulación. Es necesario activar lo antes posible palancas a lo largo de toda la cadena de los combustibles alternativos**

La información descrita hasta ahora muestra claramente que todavía queda un largo camino por recorrer para lograr la descarbonización del transporte pesado. Lograr que este proceso arranque definitivamente y contribuya de la manera necesaria a la descarbonización de la economía en general dependerá en gran medida de las reglas de juego que se definan ahora en el marco regulatorio. En este informe, tras una exhaustiva enumeración de todos los cambios o propuestas recientes con potencial afección sobre el transporte pesado, se identifican aquellas que son más inminentes o las que previsiblemente serán las más significativas.

Es importante recalcar que es preciso actuar sobre todos los segmentos de la cadena de los combustibles alternativos, desde la producción al usuario del transporte, pasando por el suministro o el vehículo. Únicamente cuando todos los segmentos se desarrollen en relativa sincronía, se lograrán los avances deseados. La siguiente figura resume las principales palancas regulatorias identificadas, así como el segmento de la cadena y modo/s de transporte sobre el que actúan.

De todas estas, podemos destacar la incorporación de los sectores de transporte en el sistema del ETS así como los requisitos de reducción de intensidad de emisiones (RED II, FueleU Maritime) como una de las palancas clave para estimular la demanda de combustibles alternativos. A este respecto, es relevante señalar que el segmento sobre el que actúan estos mecanismos varía en función del modo de transporte.

En el caso del transporte por carretera, las obligaciones recaen sobre los proveedores de combustibles. Por ejemplo, es a estos agentes a quienes se requiere reducir la intensidad de emisiones promedio de su cartera tanto en la actual directiva de calidad de los combustibles como en la futura actualización de la directiva de energías renovables: al menos un 6% y un 13% de reducción respecto a la referencia en 2020 (incumplido en la mayoría de los EEMM) y 2030 respectivamente. Igualmente, la revisión del ETS prevé la creación de un mercado paralelo de emisiones (ETS II) para los sectores del transporte por carretera y los edificios, en el que la distribución de combustible a estos sectores deberá cumplir con unos objetivos anuales vinculantes de reducción de emisiones a partir de 2027.

Por el contrario, en el caso del transporte marítimo, el sujeto obligado es generalmente el proveedor de servicios de transporte. Por un lado, el régimen de comercio de derechos de emisión se hará extensible al sector marítimo de manera progresiva entre 2024 y 2026, cubriendo el 100% de las emisiones en el caso de trayectos intra-europeos y un 50% en el resto. De esta manera, los operadores marítimos tendrán incentivos a reducir la intensidad de emisiones de los combustibles que emplean. De forma paralela, reglamento FueleU Maritime, pendiente de aprobación, establece que las navieras deberán lograr reducir su intensidad de emisiones Well-to-Wake un determinado porcentaje respecto a 2020 (aplicable a los buques de más de 5000 GT que operen en puertos europeos) que irá creciendo de manera progresiva desde un 2% a partir de 2025 hasta un 75% a partir de 2050.

No obstante, sí existen medidas transversales con afección a todos los modos de transporte, incluyendo la carretera, que introducen estímulos para los proveedores de servicios de transporte y usuarios finales. En este sentido, se espera que la revisión de la directiva de fiscalidad de la energía, que fija los tipos mínimos aplicables en los EEMM, fomente el uso de combustibles bajos en carbono frente a los convencionales y limita significativamente las exenciones que actualmente disfrutaban el transporte terrestre o aéreo. Asimismo, el anteproyecto de la nueva ley de movilidad sostenible establece la obligación de calcular y reportar las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del servicio de transporte para todas las entidades que prestan o comercializan un servicio de transporte.

Por último, se encuentran otros instrumentos facilitadores que permitan que los combustibles necesarios para la descarbonización puedan llegar a los que los demandan, como los incentivos a la compra de vehículos limpios o el reglamento que fomenta el despliegue de infraestructura de suministro ya comentado anteriormente. Finalmente, cabe mencionar el desarrollo un sistema de garantías de origen que permita a los sujetos obligados a demostrar el cumplimiento de sus requerimientos de descarbonización y a los productores viabilizar sus proyectos.

	Producción	Suministrador	Infraestructura de suministro	Vehículo	Usuario/Proveedor de servicios de transporte
Carretera - Pasajeros	Garantías de Origen	Fuel Quality Directive	AFIR	Incentivos a la compra de vehículos.	LEY DE MOVILIDAD SOSTENIBLE
Carretera - Mercancías		ETS Carretera			
Marítimo		Directiva RED II (2018/2001)			
					ETS Maritime Fuel-EU Maritime

Principales palancas para fomentar la descarbonización del transporte pesado. Fuente: Elaboración propia

No cabe duda de todas las medidas en marcha, particularmente las surgidas a raíz del paquete Fit for 55 y el plan REPowerEU, representan un empujón, esperemos definitivo, en la senda de la descarbonización. Sin embargo, muchas de las piezas del puzzle siguen en proceso de negociaciones o pendientes dFige aprobación definitiva. Debido a la profundidad de los cambios necesarios y la rapidez con la que se han de lograr, es preciso culminar pronto estas reformas.

## 1. Introducción

Tal y como indica su título, el objetivo de este informe es analizar el estado actual del transporte pesado en España y Portugal. Sin embargo, es conveniente comenzar realizando una serie de matizaciones o precisiones a este respecto. Por un lado, el foco se pone específicamente sobre el transporte terrestre, tanto por carretera como ferroviario, y marítimo. Asimismo, debe aclararse que, a lo largo de este documento, se considera transporte pesado al realizado mediante vehículos para el transporte de mercancías de más de 3.5 toneladas de capacidad de carga y, en el caso del transporte de viajeros, los vehículos de más de 8 plazas.

Por último, con objeto de acotar el alcance del informe, el análisis se centra en la descarbonización del transporte pesado mediante el uso de combustibles alternativos al petróleo y sus derivados. Más concretamente, los combustibles considerados incluyen el gas natural, como combustible de transición, el biometano, y el hidrógeno y sus derivados, tales como combustibles sintéticos o electrocombustibles, amoníaco o metanol.

Una vez definido adecuadamente el alcance del informe, procede responder a la pregunta de qué es lo que el lector se va a encontrar al leer este informe. A lo largo del documento se proporciona una foto fija para España y Portugal de la situación relativa al uso de estos nuevos combustibles, el parque de vehículos correspondiente, y la infraestructura de suministro de estos. Adicionalmente, este análisis incluye los proyectos existentes para la producción de combustibles alternativos a escala comercial, concretamente los proyectos para la obtención de biometano y de hidrógeno renovable (o bajo en emisiones)<sup>3</sup>. Para cada uno de los aspectos anteriores se realiza una comparativa entre la situación en España y Portugal con la de los países europeos líderes en producción y uso en transporte de gases renovables.

Finalmente, el informe concluye con una revisión de los principales hitos legislativos recientes a nivel europeo y nacional, así como un análisis en profundidad de algunos cambios regulatorios que se considera tendrán mayor impacto de cara a avanzar en la descarbonización del transporte pesado.

Todos los datos recogidos en este informe están tomados de fuentes públicas incluyendo organismos oficiales, asociaciones sectoriales, empresas del sector, o publicaciones académicas. En todos los casos, los datos se corresponden con la información más actualizada posible. La recogida y análisis de datos contenidos en este informe se han realizado entre finales de 2022 y el primer trimestre de 2023, momento en el cual los datos disponibles alcanzaban, en algunos casos, hasta 2022, mientras que en otros casos únicamente están disponibles hasta 2021. En ocasiones fue necesario realizar estimaciones en base a parámetros típicos o promedio (ej. eficiencias, factores de emisiones), con objeto de completar datos faltantes o que mostraban divergencias entre diferentes fuentes.

Tras este capítulo introductorio, el informe está dividido en cinco capítulos:

---

<sup>3</sup> Utilizamos el término hidrógeno renovable o bajo en emisiones en esta introducción por simplicidad, sin entrar aun en el debate sobre qué se puede considerar como tal bajo esas denominaciones.

- 
- Capítulo 2: Caracterización general del sector transporte en España y Portugal en la actualidad, y relevancia del transporte pesado en el conjunto del sistema energético.
  - Capítulo 3: Análisis detallado de la penetración de combustibles alternativos en el transporte pesado en España y Portugal, atendiendo a las diferentes tecnologías disponibles para la descarbonización de cada subsector. Este capítulo incluye datos acerca del parque de vehículos, la infraestructura de suministro de combustible, y el uso de los diferentes combustibles y opciones tecnológicas.
  - Capítulo 4: Estado de los proyectos para la producción de biometano, particularmente los orientados al suministro al sector del transporte terrestre y marítimo.
  - Capítulo 5: Estado de los proyectos para la producción de hidrógeno y derivados, particularmente los orientados al suministro al sector del transporte terrestre y marítimo.
  - Capítulo 6: Identificación de hitos y desarrollos regulatorios recientes relevantes para la descarbonización del transporte pesado, e identificación de aquellos cambios legislativos con mayor potencial transformador del transporte pesado.

## 2. El transporte pesado clave para la descarbonización: situación en España y Portugal

### 2.1 El sector transporte en España y Portugal

Un sistema de transporte eficiente y seguro es una de las piezas clave del desarrollo sostenible, mencionado de manera directa o indirecta en cada uno de los 17 ODS establecidos en la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. El transporte de pasajeros da acceso al empleo, a los mercados, a la atención sanitaria, a la educación y la interacción social, entre otros. De igual manera, el transporte de mercancías es también necesario para poder proveer de materias primas a la economía, exportar los productos, o abastecer de los equipos necesarios para la atención médica.

Sin embargo, el sector del transporte es también uno de los elementos clave para la transición energética, por su importante consumo y contribución a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Las emisiones relacionadas con el transporte doméstico representan en la Unión Europea<sup>4</sup> más del 22% del total (721 MtCO<sub>2</sub>eq), a las que se añaden las de los sectores aéreo y marítimo internacional reportados en la UE (122 y 56 MtCO<sub>2</sub>eq, respectivamente), es decir un 27% del total. Es por esta razón por lo que la descarbonización del sector en su conjunto es esencial para conseguir una economía neutra en carbono a mitad de siglo.

La demanda de transporte tanto de pasajeros como de mercancía ha estado muy estrechamente ligada al desarrollo económico en España y Portugal y, salvo episodios de crisis económica o de restricciones a la movilidad (COVID-19), la demanda se ha mantenido ligada las tendencias del PIB, como muestra la Figura 1. Así como otros sectores han conseguido reducir sus emisiones desde el 1990 en Europa reduciendo la intensidad energética, este no es el caso del transporte (ver Figura 2), debido a un incremento de la demanda y la insuficiente mejora tecnológica y cambios de hábitos de transporte. Nuevamente, los dos únicos períodos en los que las emisiones derivadas del transporte en Europa han experimentado un descenso ha sido durante los años siguientes a la crisis económica de 2009 y la pandemia del COVID-19 (24% de reducción en 2020 respecto a 2019).

---

<sup>4</sup> En este informe se considerarán los miembros de la Unión Europea a fecha de 2023 (UE-27 desde 2020).

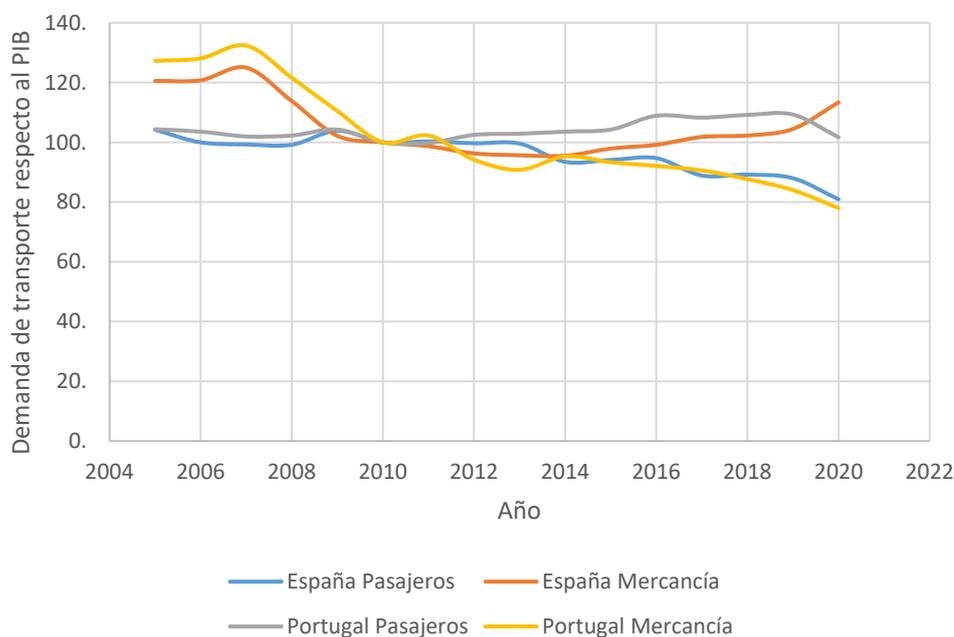


Figura 1. Demandas de transporte en España y Portugal respecto al PIB de cada país. Fuente: (Eurostat, 2022a, 2022a)

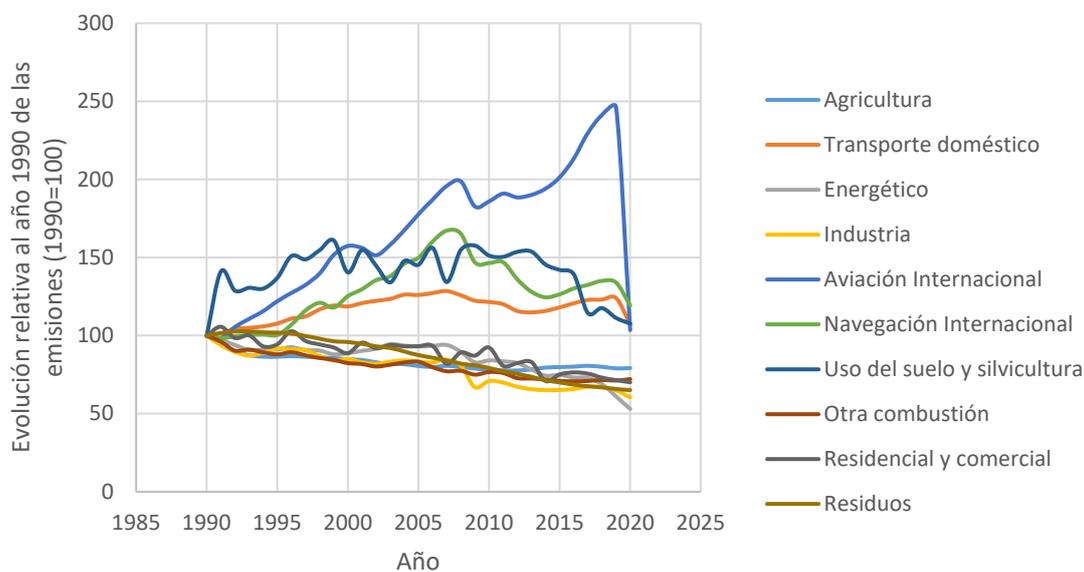


Figura 2: Evolución de las emisiones de GEI en la Unión Europea desde 1990. Fuente: (EMEP/EEA air pollutant emission inventory, 2022)

Como se muestra en la Figura 3, en España y Portugal, el sector del transporte por carretera constituye más del 95% de las emisiones totales del transporte, seguido del aéreo y del marítimo. El sector aéreo representa el 2% en ambos países, mientras en España el transporte marítimo tiene un mayor peso (3%) que en Portugal (1%). Por último, el sector del ferrocarril, siendo el menos intensivo en energía y también el que menor demanda recoge, constituye menos del 1% de las emisiones en ambos países.

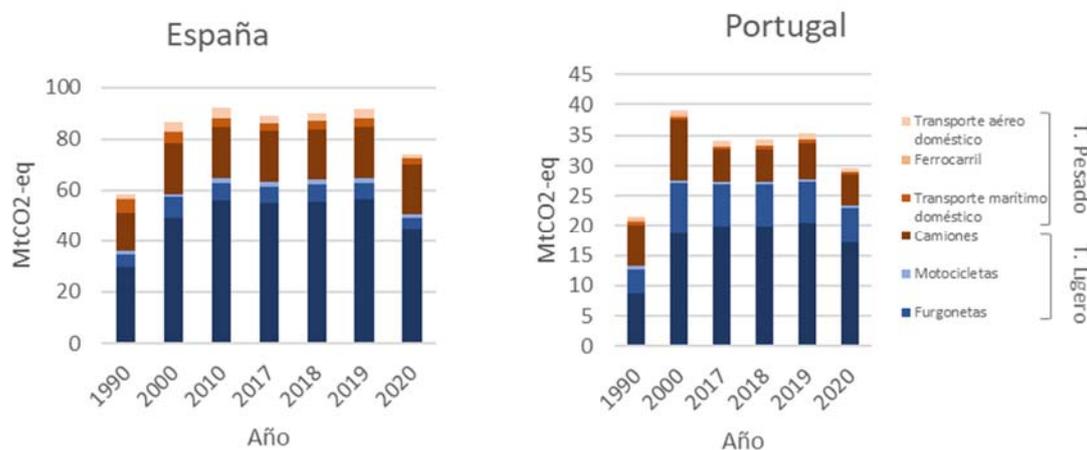


Figura 3: Evolución de las emisiones de GEI asociadas al transporte por modo en España y Portugal. Fuente: (EMEP/EEA air pollutant emission inventory, 2022)

A nivel europeo, el compromiso por descarbonizar la economía se ha materializado en el Pacto Verde Europeo. Este paquete de medidas cuenta con transformar la economía reduciendo las emisiones de GEI en al menos un 55% en 2030 comparado con niveles de 1990, además de convertir a Europa en el primer continente neutro en carbono en 2050. Con este fin, se plantea una reducción del 35% en las emisiones derivadas del transporte en 2030, y del 90% en 2050. Para ello, es necesario contar con diferentes soluciones capaces de descarbonizar las diferentes demandas de transporte que existen actualmente y el incremento de demanda previsto en las siguientes décadas.

Las medidas destinadas a reducir las emisiones derivadas del transporte podrían resumirse a: la adopción de vehículos más eficientes y sin emisiones, el uso de combustibles alternativos bajos en emisiones, y el cambio de demanda hacia modos menos intensivos en energía. Sin embargo, no todas las demandas presentan las mismas características respecto a las posibles sendas de descarbonización: Los vehículos ligeros de combustión son fácilmente sustituibles por vehículos de batería y de pila de combustible. En cambio, el transporte pesado es más intensivo en energía, además de recorrer normalmente distancias más largas, por lo que la densidad energética del combustible empleado es esencial. La densidad energética de las baterías eléctricas es significativamente inferior a la de los combustibles fósiles, por lo que es necesario considerar otras vías de descarbonización diferentes a la electrificación para estos vehículos.

La descarbonización del transporte pesado cobra una especial importancia en la Península Ibérica, uno de los principales puntos de conexión de Europa con el resto de los continentes en términos de transporte de mercancías. En España y Portugal se transportan un 13% del total de mercancías (toneladas) desplazadas por carretera dentro de la UE, solo por detrás de Alemania y Francia. De igual manera, los dos países costeros gestionan más del 16% de la mercancía transportada por vía marítima. Bajo este escenario, el transporte pesado representa alrededor del 30% de las emisiones derivadas del transporte en los dos países (Camiones, autobuses, transporte marítimo, ferrocarril y aéreo. Representados en escala de rojos en la Figura 3). Es por ello por lo que estudiar las alternativas para la descarbonización del transporte pesado es esencial para el sector en su conjunto.

## 2.2 Alternativas para la descarbonización del transporte pesado

Como hemos visto, el transporte pesado generalmente no puede adscribirse a las mismas alternativas de reducción de emisiones que los vehículos ligeros, por lo que es necesario analizar de forma separada las vías más plausibles para su descarbonización. De acuerdo con el escenario neutro en carbono para 2050 elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (*NZE Scenario*), el transporte pesado a nivel mundial podría depender en más del 50% de combustibles renovables diferentes de la electricidad (bioenergía y combustibles basados en el hidrógeno).

**Figure 3.14** ► Final energy consumption in transport by source and mode in the NZE Scenario, 2021-2050

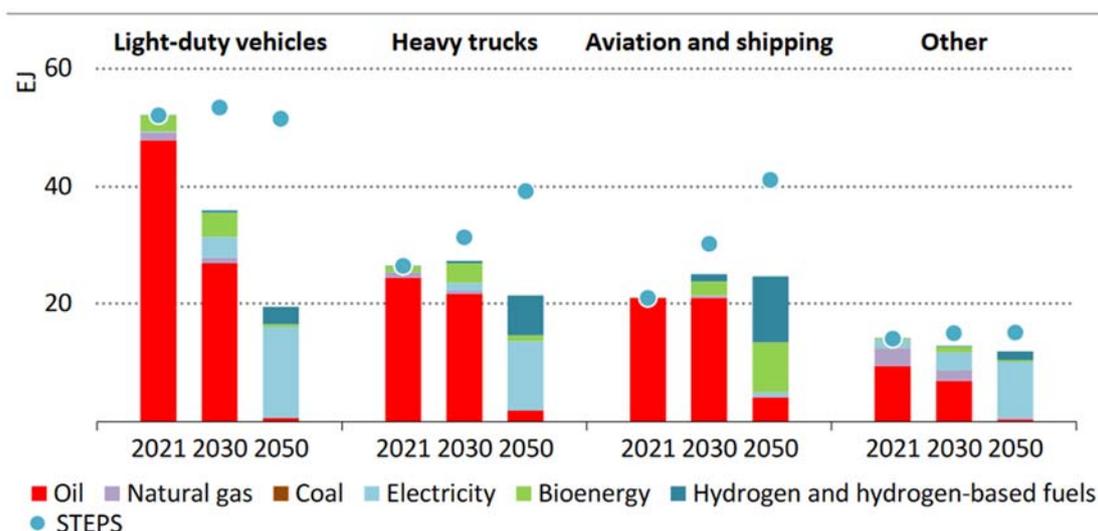


Figura 4: Consumo de energía final en el sector transporte por modo según el escenario de emisiones netas cero 2021-2050 de la AIE. Fuente: (International Energy Agency, 2022)

La Unión Europea recoge explícitamente estos combustibles renovables como necesarios para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones en el transporte para 2030 en su Directiva de Energías Renovables (Directiva 2018/2001, RED II), llegando a fijar subobjetivos específicos para los mismos. Los biocombustibles deberían representar más del 1% en 2025 y del 3,5% en 2030 de la energía utilizada en el transporte. Por lo tanto, los gases renovables (biogás, biometano e hidrógeno renovable) también formarán parte de la energía consumida por el transporte en las próximas décadas según dicho plan.

En el corto y medio plazo, se pretende aprovechar el potencial energético del biogás y el biometano obtenido a partir del *upgrading* del primero, bien para ser inyectado en red o para ser utilizado directamente en el transporte. Más a largo plazo, se plantea la aparición del hidrógeno 100% renovable a una escala de comercialización suficientemente grande como para abastecer la demanda de transporte e industria más difícil de descarbonizar.

La flota existente de vehículos de transporte pesado que utilizan combustibles alternativos capaces de descarbonizar este sector está liderada por los vehículos propulsados por metano, ya sea de origen fósil o biológico, tanto en terrestre como en marítimo. Sin embargo, no todo el

gas metano tiene la misma procedencia, por lo que las emisiones asociadas al uso de los vehículos vienen dadas en gran medida por el origen del combustible y no sólo por la eficiencia energética de los mismos. La RED II establece unos criterios de sostenibilidad objetivos para poder clasificar los combustibles y gases utilizados en el transporte y ser considerados como energía de fuentes renovables a efectos del cumplimiento de los objetivos de descarbonización. Esta Directiva ha sido parcialmente traspuesta en España en el proyecto de Real Decreto Ley (MITECO, 2021) y en Portugal en la RCM 63/2020 (Presidência do Conselho de Ministros, 2020).

Los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa (en los que se incluyen los biogases), han de cumplir ciertos criterios de sostenibilidad según el Artículo 29 de esta Directiva. Para el caso el biogás consumido por el sector transporte, se fija el límite inferior de reducción en el 50% para instalaciones puestas en marcha antes del 5 de octubre de 2015. Para instalaciones puestas en marcha entre esta fecha y el 31 de diciembre de 2020, se fija en el 60%, y para instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2021, en el 65%.

También se especifica la reducción de emisiones que comporta el biogás utilizado en el transporte<sup>5</sup> en el Anexo VI de la misma Directiva, en función del origen del residuo y de la tecnología utilizada. Los orígenes del desecho que se consideran son: estiércol húmedo (72%-202%), la planta completa de maíz (17%-63%), y biorresiduos (20%-80%).

### 2.2.1. Transporte por carretera

El transporte terrestre absorbe la mayoría de demanda de transporte en la Unión Europea (Eurostat, 2022b, 2022a), incluyendo transporte de pasajeros (autobuses) y mercancías (camiones). También es responsable, como se citaba anteriormente, de más del 90 de las emisiones del transporte pesado % (*EMEP/EEA air pollutant emission inventory, 2022*), por lo que merece una especial atención.

La contribución de las diferentes alternativas tecnológicas para la descarbonización del transporte pesado vendrá dada no solo por la eficiencia energética en el uso final sino también por los combustibles empleados. Los vehículos de propulsión eléctrica, por ejemplo, son más eficientes en términos de consumo por las menores pérdidas del motor. Sin embargo, el mix eléctrico a partir del cual ha sido cargada la batería del vehículo determinará las emisiones de producción de la electricidad (emisiones Well-to-Tank) aunque el vehículo no tenga emisiones en tubo de escape (Tank-to-Wheel).

Otro caso que puede ilustrar esta dependencia de ambos factores es el gas natural: los vehículos propulsados por gas pueden ser alimentados con gas de origen fósil o renovable. Al utilizar un combustible renovable como el biometano, como veremos, las emisiones de GEI asociadas a su uso pueden verse reducidas en más de un 65%.

#### 2.2.1.1 Autobuses

---

<sup>5</sup> Cuando el biogás es utilizado para la producción de electricidad, el límite inferior de reducción de emisiones para ser considerado como fuente renovable es diferente, también detallado en el Anexo VI.

---

En el caso de los autobuses, varias tecnologías de combustibles alternativos están ya presentes en el mercado europeo, entre las cuales destacan los autobuses de gas natural comprimido (GNC) y los autobuses eléctricos. También comienzan a tener presencia los autobuses de pila de combustible (hidrógeno) para los cuales ya existe un mercado, aunque de momento forman parte de proyectos piloto en algunas áreas metropolitanas ya que la red de repostaje sigue estando muy limitada.

Tomando como base el autobús convencional diésel, la Agencia Europea de la Energía (EEA) indica un consumo medio para los vehículos posterior al Euro III, de 15,63 MJ/km. En comparación, las tecnologías de combustible alternativo presentan consumos entre 6-26 MJ/km. Sin embargo, las emisiones dependen en gran medida del origen del combustible y no solo del consumo energético de la tecnología. Por ejemplo, las emisiones derivadas del uso de pila de combustible que usa hidrógeno gris (obtenido a partir de gas natural) tiene, aún con la misma eficiencia energética, unas emisiones en ciclo de vida (WTW) mucho mayores a las de la misma tecnología cuando el hidrógeno proviene de la electrólisis a partir de fuentes renovables. También es el caso de la tecnología de gas natural fósil, con unas emisiones inferiores a las del diésel pero más del doble de las emisiones de la misma tecnología alimentada con biometano.

### Emisiones WTW - Autobuses (gCO2/km)

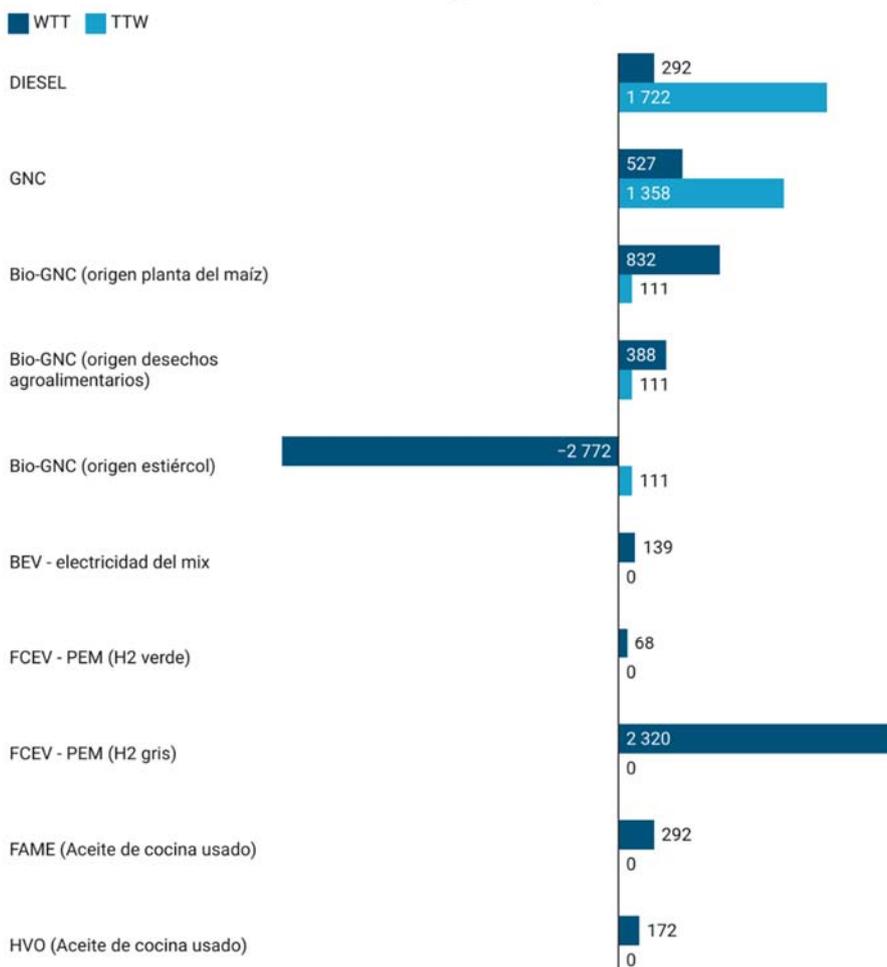


Figura 5. Emisiones WTW asociadas al uso de las tecnologías de autobús con sus respectivos combustibles. Elaboración propia a partir de los valores por defecto de emisiones del biometano para el transporte detallados en la RED II (Directiva (UE) 2018/2001), los consumos elaborados por Bieker (2021), las emisiones WTW reportadas por ICCT (2020), Röck et al. (2020) y Topsector Logistiek (2020). El factor de emisiones de la electricidad corresponde con el de la generación española (REE, 2023).

La tecnología más eficiente en términos de consumo energético es la eléctrica de batería, pero esta tecnología plantea dos barreras para su adopción: el primero es la autonomía del vehículo, inferior a los 300 km en los vehículos que se comercializan actualmente. La segunda y mayor barrera para la adopción de esta tecnología es el coste de compra del vehículo, que puede llegar a ser entre 2 y 4 veces más caro que su equivalente diésel o GNC (EMT Madrid, 2022). Incluso considerando los menores costes de operación en ciclo de vida, el autobús eléctrico puede ser aún entre un 30% y un 50% menos competitivo en costes.

La pila de combustible utilizando hidrógeno verde (proveniente de la electrólisis a partir de electricidad renovable) también tiene unas emisiones muy reducidas, pero esta tecnología es todavía incipiente en el mercado europeo de autobuses, con unos costes de inversión aún muy elevados y, sobre todo, una infraestructura de producción y suministro de hidrógeno que todavía es insuficiente para la recarga del parque. Sin embargo, los proyectos piloto que se han desarrollado en la Península Ibérica y las áreas metropolitanas que actualmente mantienen

pequeñas flotas de autobuses de hidrógeno muestran unos resultados esperanzadores para su adopción en las próximas décadas.

Es por estas razones que, en la actualidad, la mayoría del parque de autobuses propulsados con combustible alternativo son autobuses de gas natural. En este escenario, el biogás (BioGNC) se introduce como alternativa al gas natural de origen fósil, capaz de reducir emisiones en el transporte de pasajeros por carretera en el corto y medio plazo, ya que los costes de inversión y operación son reducidos respecto a las otras tecnologías y es capaz de ahorrar entorno al entre un 50% y un 200%<sup>6</sup> de las emisiones respecto al *benchmark* diésel.

### 2.2.1.2 Camiones

El transporte de mercancías por carretera comparte algunas características con el transporte de pasajeros, especialmente los vehículos de transporte de mercancías en el entorno urbano y suburbano, los cuales necesitan menores rangos de autonomía y tienen unos consumos menores por ser vehículos más ligeros. Sin embargo, los camiones de transporte de mercancías en interurbano e internacional, son vehículos significativamente más intensivos en energía que los anteriores, que recorren distancias mayores en las que necesitan una infraestructura de repostaje más densa que la que actualmente existe para los combustibles alternativos.

En términos de eficiencia energética, destacan de nuevo las tecnologías eléctricas la de pila de combustible, seguidas por las tecnologías de gases comprimidos y licuados. Sin embargo, de nuevo, las emisiones no están solo asociadas a la eficiencia energética del vehículo sino al combustible utilizado también.

Al igual que para los autobuses, la tecnología de combustible alternativo que predomina actualmente es el gas natural entre los vehículos pesados de transporte rodado de mercancías, y aunque el gas fósil ya es capaz de reducir las emisiones respecto al diésel, si el origen del gas es renovable, esta tecnología puede reducir las emisiones entre el 52%-235% en función del origen del desecho con el que se produce el biometano.

---

<sup>6</sup> El biogás puede reducir las emisiones de GEI por encima del 100% debido a los créditos por gestión del estiércol (RED II, Directiva (UE) 2018/2001).

### Emisiones WTW - Camiones (gCO<sub>2</sub>/km)

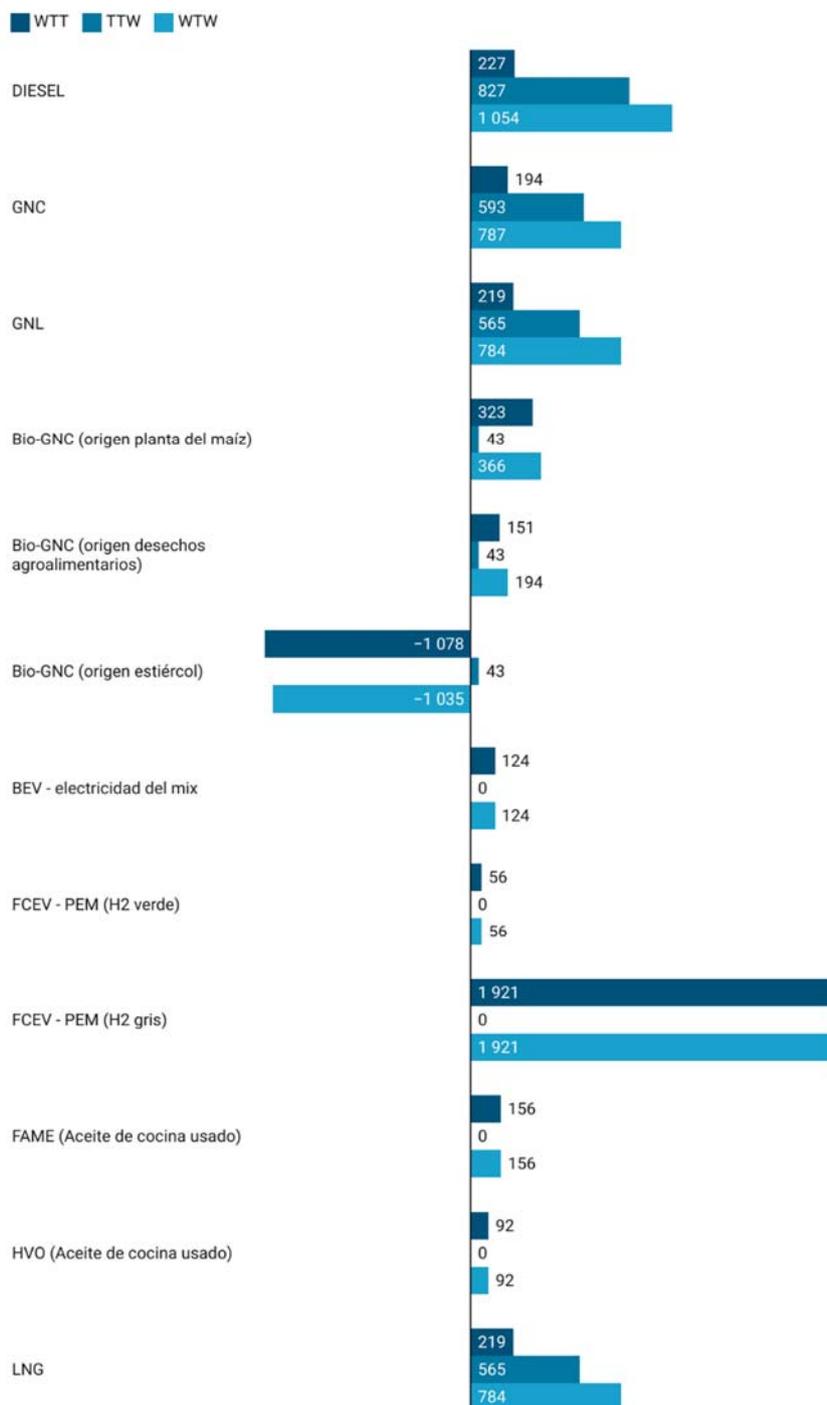


Figura 6. Emisiones WTW asociadas al uso de las tecnologías de autobús con sus respectivos combustibles. Elaboración propia a partir de los valores por defecto de emisiones del biometano para el transporte detallados en la RED II (Directiva (UE) 2018/2001), los consumos elaborados por Bieker (2021), las emisiones WTW reportadas por ICCT (2020), Röck et al. (2020) y Topsector Logistiek (2020). El factor de emisiones de la electricidad corresponde con el de la generación española (REE, 2023)

La tecnología eléctrica de batería tiene de momento un uso limitado a los camiones de menor tonelaje (de hasta 3 500 kg) que cubren normalmente la demanda de mercancías en entornos

metropolitanos, por su limitada autonomía. Entre los vehículos pesados actualmente en la carretera, el rango de autonomía oscila entre los 150 y 400 km, excepto el Tesla Semi, aún no disponible, con una autonomía de 800 km.

El caso de los vehículos de pila de combustible es similar en tanto a que la autonomía es también limitada (de los vehículos disponibles, la autonomía no supera los 400 km), aunque se prevén mejoras que puedan permitir hasta 1 200 km. Sin embargo, los vehículos pesados de pila de combustible son, al igual que los autobuses, una tecnología reciente de la que solo se dispone aún de algunas decenas de vehículos como proyectos aislados. El coste medio de compra de un camión de pila de combustible es actualmente el doble (360 000 €) de un camión diésel (180 000 €), pero este precio de compra (CAPEX) podría bajar hasta los 200.000€ a finales de década (un 33% más caro que la alternativa diésel)(ICCT, 2022). El coste medio de compra de un camión de pila de combustible es actualmente el doble (360 000 €) de un camión diésel (180.000 €), pero este precio de compra (CAPEX) podría bajar hasta los 200 000€ a finales de década (un 33% más caro que la alternativa diésel)(ICCT, 2022).

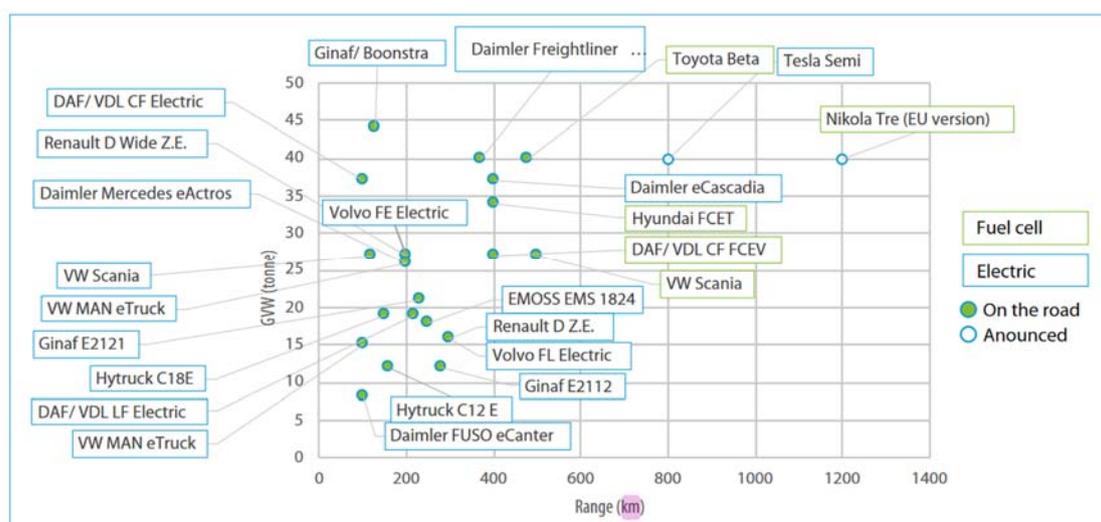


Figura 7. Autonomía - tonelaje para diferentes modelos de camiones eléctricos (BEV y FCEV). Fuente: (Topsector Logistiek, 2020)

Sin embargo, se prevé que el precio del hidrógeno verde pueda bajar considerablemente antes de finales de década (en torno a 6-10 €/kg en la hidrogenera), por lo que los costes totales de tenencia de un vehículo de hidrógeno respecto a un vehículo diésel convergerían. En 2030, el coste total en ciclo de vida de un camión de hidrógeno, determinado no solo por el coste de compra del vehículo sino también por el coste del hidrógeno y del combustible tradicional<sup>7</sup>, podría estar entre un 6% (Países Bajos) y un 30% (Alemania) más caro que su homólogo diésel. En la España, la diferencia podría mantenerse en torno al 21%.

<sup>7</sup> Siendo uno de los parámetros fundamentales la carga impositiva actual de los combustibles.

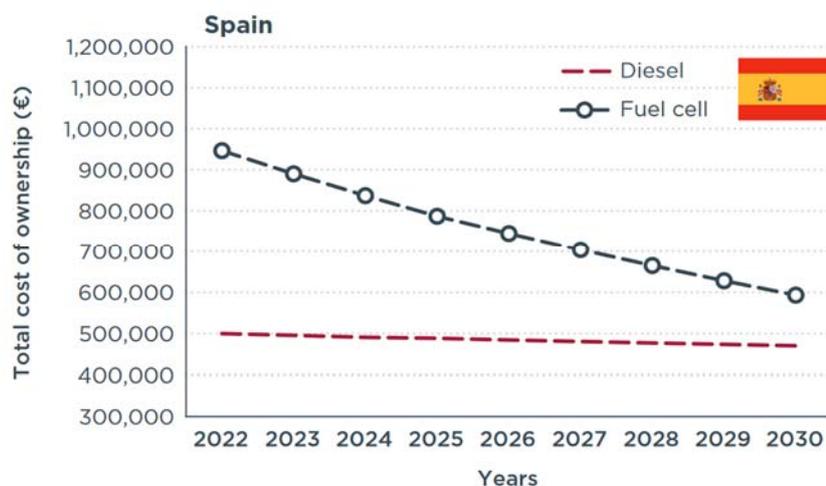


Figura 8. Coste en ciclo de vida de un camión de pila de combustible frente al diésel en España. Fuente: (ICCT, 2022)

Otros estudios como el elaborado por Frontiers (2022) sobre los costes de abatimiento de las emisiones GEI en el sector transporte señalan un TCO (en €/t.km) un 10% superior para la tecnología de GNL sobre su homólogo diésel. El TCO del biometano se situaría al menos un 100% por encima del diésel, y el hidrógeno entre un 65-100%. Sin embargo, en coste de abatimiento (€/tCO<sub>2</sub>-eq), el biometano presenta los costes más bajos (192€/tCO<sub>2</sub>-eq), seguido del GNL (314 €/tCO<sub>2</sub>-eq) y del hidrógeno (265-484 €/tCO<sub>2</sub>-eq).

### 2.2.2. Marítimo

En el sector marítimo se plantean también varias tecnologías que podrían ayudar a descarbonizar el sector. Entre las más prometedoras en términos de ahorro de emisiones (Figura 9) se encuentra la propulsión con hidrógeno renovable y derivados, el metanol sintético y el biogás.

Las tecnologías basadas en el hidrógeno, aún muy limitadas en el sector, podrían ser varias: pilas de combustible, turbinas de gas y motores de combustión interna. Los motores de combustión interna para buques aún no están disponibles, y presentan una desventaja de eficiencia energética respecto a los motores diésel, por lo que las alternativas más plausibles resultan la pila de combustible para pequeñas embarcaciones y la turbina de gas. En cuanto a los costes de la tecnología, se estima que los costes del sistema (motor, ventilación, intercambiadores, etc.) pueden ser similares a los de un buque basado en GNL si se utiliza hidrógeno comprimido. Sin embargo, el tanque para hidrógeno liquidificado se espera que sea considerablemente más caro que el depósito de gas, debido a la baja temperatura a la que habría que transportar el hidrógeno. Cabe destacar que actualmente, la opción más inmediata para introducir hidrógeno en los buques es mediante *blending* (de hasta el 25%), una opción ya disponible.

En segundo lugar, el metanol puede ser usado en motores diésel de dos tiempos o en motores de ciclo Otto (de mezcla pobre). Actualmente solo existe un motor diésel de dos tiempos en el mercado (MAN ME-LGI), el cual opera actualmente en tanqueros de metanol. También se está usando metanol en los motores de combustible flexible Wärtsilä de 4 tiempos en el buque *Stena Germanica* y, a modo de prueba, como combustible de pila en el *MS Mariella* de Viking Line. El

### Emisiones WTW - Marítimo (gCO<sub>2</sub>/MJ)

■ WTT ■ TTW ■ WTW

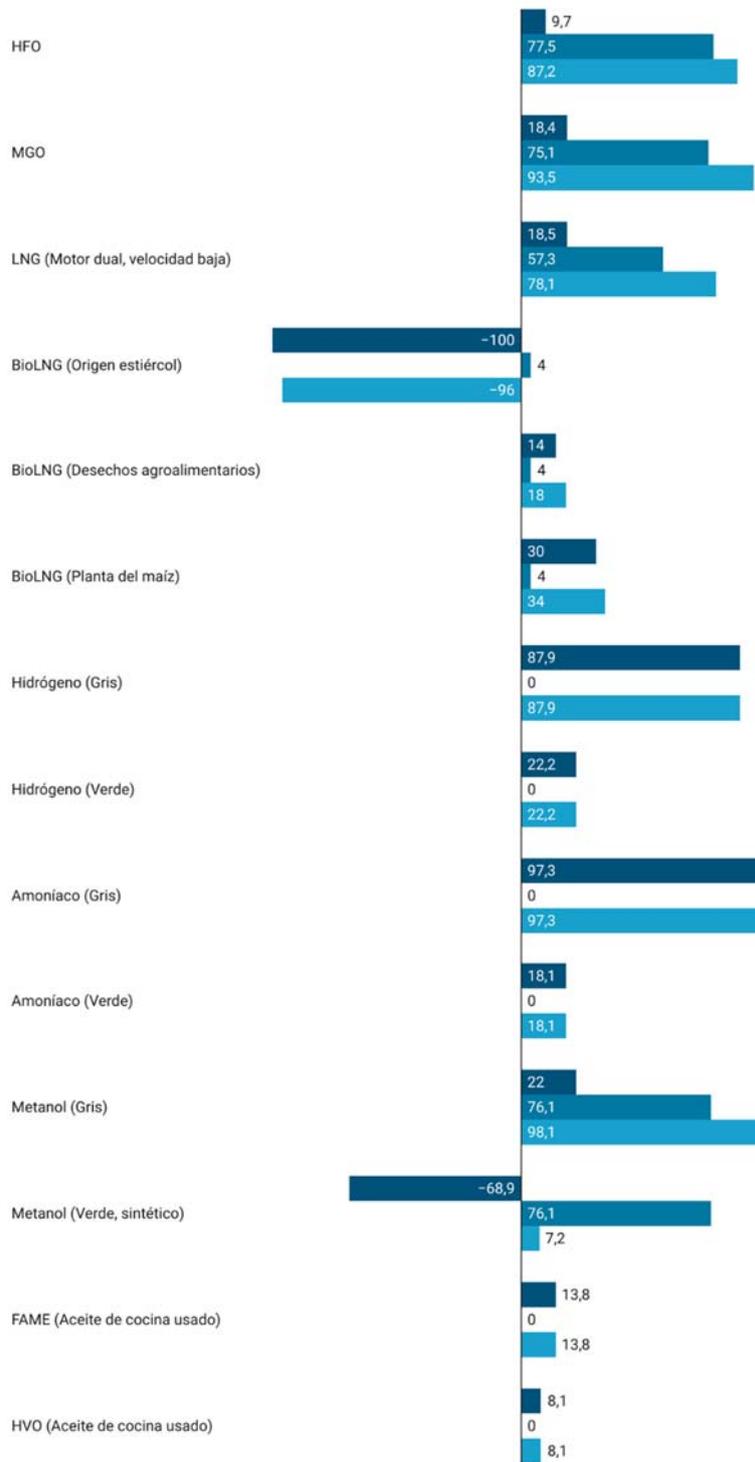


Figura 9. Emisiones WTW de las tecnologías disponibles para el transporte marítimo (g/MJ). Elaboración propia a partir de Ricardo et al., (2022).

sobrecoste del sistema de propulsión basado en metanol supone unos costes tecnológicos de aproximadamente un tercio de un sistema GNL, ya que no necesita temperaturas criogénicas ni tanques presurizados. Sin embargo, las emisiones evitadas dependen en gran parte del origen del metanol, ya que si es fósil no supone ningún ahorro.

Los buques de LNG se proponen como una alternativa inmediata para la descarbonización del sector, ya que pueden ser alimentados no solo con gas natural fósil sino con mezclas de gas fósil con biogás renovable, o incluso a partir de gas renovable únicamente. Si bien el propio gas natural fósil puede reducir las emisiones en más de un 10% respecto a la referencia VLSFO, los buques de LNG pueden reducir sus emisiones aún más utilizando biogás sin necesidad de invertir en tecnología. En función del origen del residuo, el biogás (BioLNG) puede reducir las emisiones entre un 50%-170%.

El anteriormente citado informe elaborado por Frontiers (2022) sitúa el TCO de la tecnología GNL para marítimo un 4% por debajo de la tecnología diésel, sin embargo tanto el biometano como el hidrógeno tienen unos costes totales sensiblemente superiores a los del diésel (un 28% y un 80-170% más caro, respectivamente). En el caso del transporte marítimo, el GNL presenta los costes de abatimiento de emisiones de GEI más bajos (152 €/tCO<sub>2</sub>-eq), seguido del biometano (181 €/tCO<sub>2</sub>-eq), del hidrógeno (296-317 €/tCO<sub>2</sub>-eq), del amoníaco (307€/tCO<sub>2</sub>-eq) y por último el metanol (333 €/tCO<sub>2</sub>-eq).

Analizando la flota marítima de buques en operación y encargados, es posible ver cómo los buques propulsados por combustibles convencionales siguen representando la mayoría de la flota (99,46%). De entre los buques propulsados por combustibles alternativos, el parque de GNL es el más numeroso (0,42% del 0,54%).

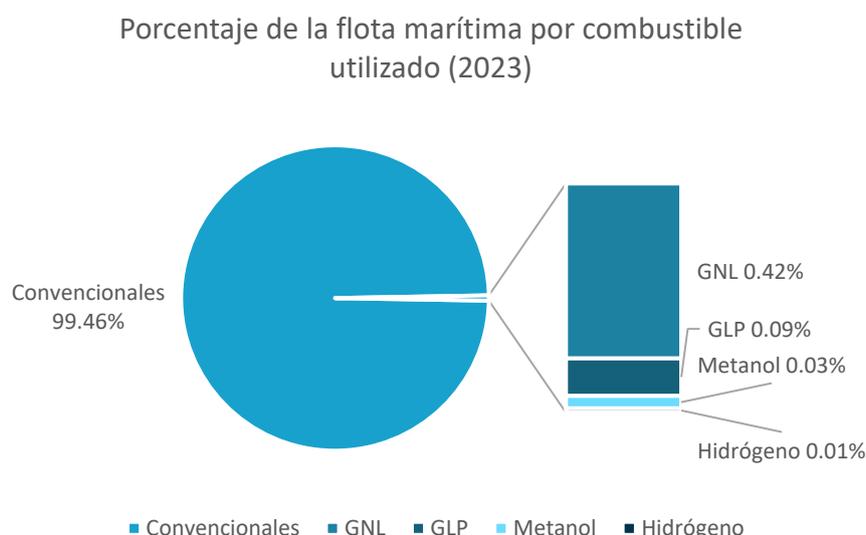


Figura 10. Porcentaje de la flota marítima por combustible utilizado (2023). Fuente:(DNV, 2023)

Si bien la flota actual de buques propulsados por combustibles alternativos tiene un tamaño limitado, los pedidos han incrementado en los últimos años, de forma que representan el 14,69% de los pedidos acumulados. Entre estos pedidos, sigue liderando el GNL (10,31%), sin embargo aumentan en cuota los pedidos de metanol (2,03%) e hidrógeno (0,42%).

### Pedidos de buques (2023)

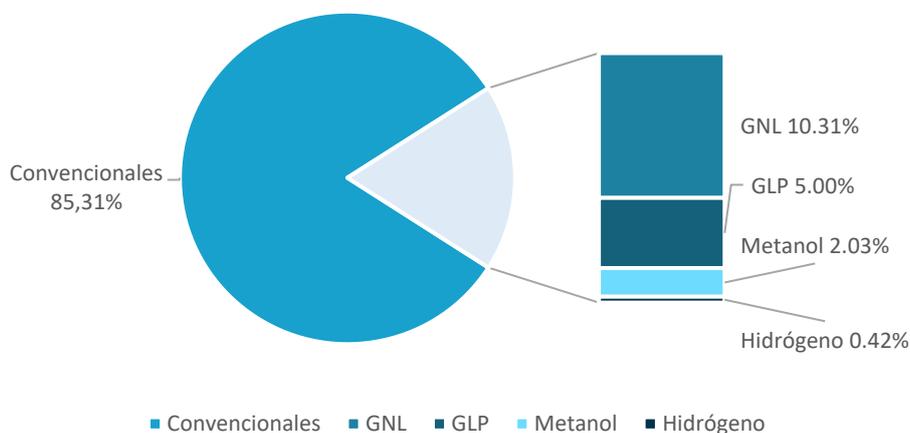


Figura 11. Pedidos de buques (2023). Fuente: (DNV, 2023)

Analizando el detalle de la flota en operación y planificada a nivel mundial, es posible ver cómo los buques propulsados por batería predominan en el transporte de pasajeros y buques de servicio, mientras el LNG se utiliza para propulsar buques más grandes y con recorridos más largos (tanqueros, portacontenedores, petroleros, RoPax, etc.).

### Número de buques propulsados por combustibles alternativos, en funcionamiento y pedidos (hasta 2028)

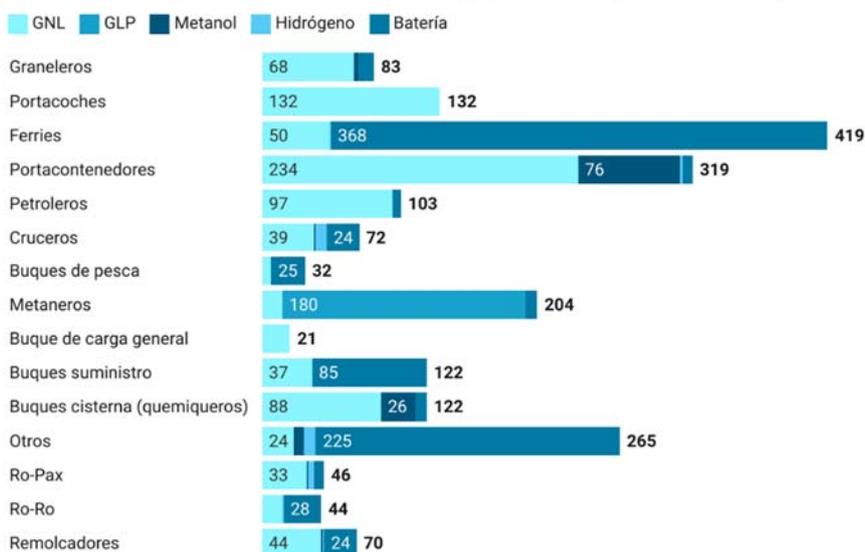


Figura 12. Buques propulsados por combustibles alternativos en uso y proyectados en el mundo. Fuente: DNV

Cabe remarcar que la mayoría de los pedidos de buques han sido buques de GNL en los últimos años, los cuales han experimentado un crecimiento exponencial en 2021 y 2022 (240 y 222 pedidos, respectivamente), haciendo que la flota proyectada para 2026 sea de un total de 904, un 230% mayor que la actual.

### Buques de GNL en operación y pedidos

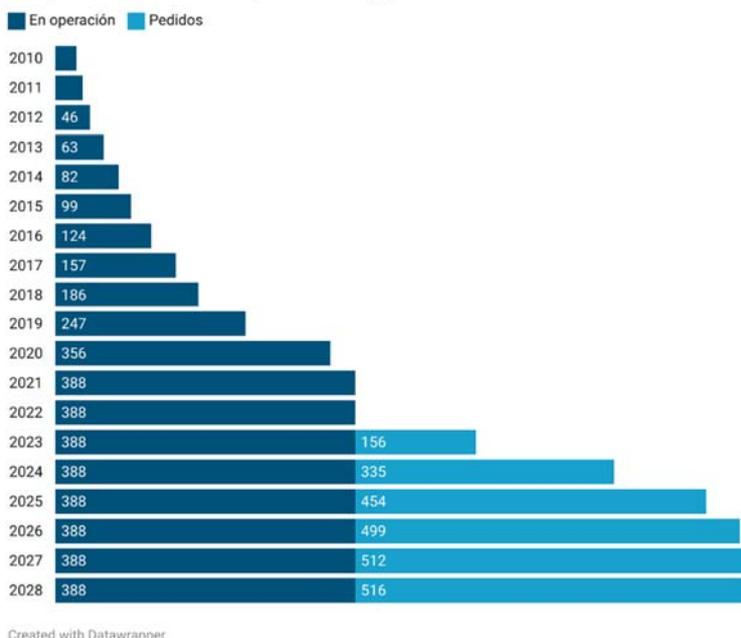


Figura 13. Número de buques de GNL en operación y pedidos. Fuente: DNV AFI

Los buques propulsados por GNL no solo son una alternativa inmediata para reducir las emisiones de GEI por su mayor eficiencia y por el uso de gases renovables, sino que también reducen significativamente las emisiones de contaminantes como el  $SO_x$  (óxido de azufre) y la materia particulada, especialmente dañinas para los ecosistemas marinos. De hecho, algunas de las principales zonas de tráfico marítimo ya tienen vigente regulación respecto a las emisiones permitidas de los combustibles en los buques que las atraviesan, las conocidas como zonas ECA<sup>8</sup> (Norteamérica, mar del Norte, Báltico y mar Caribe). En estas zonas, el uso de GNL tiene una especial relevancia en los buques para permitir su circulación respetando los límites de contaminantes atmosféricos.

En diciembre de 2022, la IMO adoptó en su 79ª sesión (MEPC 79<sup>9</sup>) la zona ECA del Mediterráneo (Med SOx ECA), la cual estará activa desde 2025. La implementación de esta nueva zona ECA significará un 78,7% de reducción de las emisiones de óxidos de azufre. Además evitaría la emisión a la atmósfera de 8,5 millones de toneladas de SOx anuales, y una reducción del 23,7% de materia particulada PM2.5. La activación de la zona ECA en el Mediterráneo podrá fomentar el uso de los combustibles alternativos en el sector marítimo como actualmente lo hace en las zonas ya activas.

### 2.2.3. Ferroviario

Casi la mitad de los kilómetros de vía ferroviaria en la Unión Europea están electrificadas, aunque esta proporción varía ampliamente dependiendo del país (32% en Bulgaria hasta 85%

<sup>8</sup> Zonas especiales en virtud del convenio MARPOL, tipo VI. [https://www.imo.org/es/OurWork/Environment/Paginas/Default%20\(9\).aspx](https://www.imo.org/es/OurWork/Environment/Paginas/Default%20(9).aspx)

<sup>9</sup> <https://www.imo.org/es/MediaCentre/PressBriefings/pages/MEPC-79.aspx>

en Bélgica). Para la descarbonización del sector ferroviario se considera mantener y ampliar las vías electrificadas, y poder sustituir el diésel en la operación en vías no electrificadas por otros combustibles alternativos. Los combustibles alternativos más ampliamente considerados para propulsar los trenes cuando no hay catenaria en la vía son la electricidad (en vehículos de batería) y el hidrógeno. Algunos ejemplos de trenes propulsados por batería se encuentran en la flota local de trenes FLIRT Akku en Schleswig-Holstein (Alemania) o los trenes Coradia Continental BEMU los destinados a la ruta Chemnitz-Leipzig (que entrarán en circulación en este año 2023)<sup>10</sup>. Estos trenes de batería tienen una autonomía y capacidad de plazas muy limitadas, pudiendo operar únicamente en trayectos inferiores a 100 km y transportando como máximo 190 pasajeros.

Sin embargo, los trenes propulsados por hidrógeno permiten una mayor operabilidad de las rutas regionales en Europa, con autonomías de entre 600 y 800 km<sup>11</sup>. Trenes como el Coradia iLint están en uso en Alemania desde el año 2018, cubriendo servicios regulares de pasajeros tanto en Alemania como en Austria. Las unidades de tren que funcionan exclusivamente con hidrógeno tienen más sentido en zonas donde las vías están poco electrificadas y usan actualmente el diésel, como era el caso de Alemania. Sin embargo, en zonas como la Península Ibérica con una alta tasa de electrificación de sus vías, puede resultar más conveniente el uso de trenes híbridos eléctrico-combustible. Actualmente, circula en España el Alvia S-730 (Madrid-Galicia), un tren híbrido capaz de utilizar la catenaria electrificada en los tramos en los que está disponible, y de propulsarse con diésel en las vías aún sin catenaria.

Una vez analizado el peso del sector transporte pesado en el contexto energético general y las alternativas de descarbonización más relevantes para cada modo, esta sección describe cuál es el estado actual de utilización de estos combustibles alternativos. Para ello, es necesario analizar el parque disponible para consumir cada tipo de combustible, y la parte de la demanda de movilidad que cubren. De nuevo, se separa este análisis por modos de transporte. Nótese que actualmente no existen trenes propulsados por combustibles alternativos (aparte de la electricidad) en España o Portugal, por lo que esta sección está dividida únicamente entre transporte por carretera y marítimo.

<sup>10</sup> EAFO. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/rail>

<sup>11</sup> <https://www.railvolution.net/news/fuel-cell-coradia-ilint-on-test>

## 3. Estado actual de los combustibles alternativos en el transporte pesado en España y Portugal

Una vez analizado el potencial de reducción de emisiones de los gases renovables como alternativa para la descarbonización del transporte pesado, podemos ver cuál es el estado actual de utilización de este combustible en el transporte y el estado de su contribución a la transición energética. Para ello, es necesario analizar el parque disponible para consumir estos gases renovables y la parte de la demanda de movilidad que cubren. De nuevo, se separa este análisis por modos de transporte. Nótese que actualmente no existen trenes propulsados por combustibles alternativos (aparte de la electricidad) en España o Portugal, por lo que esta sección está dividida únicamente entre transporte por carretera y marítimo.

### 3.1 Utilización de combustibles alternativos: flotas y consumos asociados

#### 3.1.1. Transporte por carretera

El transporte pesado terrestre hace alusión al transporte de pasajeros (autobuses) y mercancías (camiones). Dado que el parque tiene una distribución desigual en el territorio de la Península Ibérica, es relevante estudiar dónde se encuentra registrado para estimar la demanda que cubre.

##### 3.1.1.1 Autobuses

En España existía un parque de autobuses de 65 523 vehículos en 2022. De ellos, la amplia mayoría (92%) eran autobuses diésel y gasolina, el 6% vehículos de GNC (3 799), y el resto se distribuye entre autobuses eléctricos (692), de GLP (339), biodiésel (92), hidrógeno (9) y otros. En Portugal, de un parque total de 15 477 autobuses, 707 eran propulsados por GNC y 12 por LNG en 2022, además de 122 vehículos eléctricos de batería y 2 de hidrógeno.

En Europa, Francia e Italia son los países con mayores parques de autobuses propulsados por CNG (5500 y 4400 autobuses, respectivamente), y le siguen España y Suecia. En cuanto a autobuses propulsados por batería, es Alemania quien se sitúa a la cabeza, seguida de Países Bajos y Francia. El marco fiscal e incentivos que promueven la adopción de vehículos propulsados por combustibles alternativos en estos países está detallado en el Anexo I.

En autobuses de hidrógeno, Alemania es el país con más vehículos (68), seguido de Países Bajos (55), Italia (13) y España (9).

## Número de autobuses propulsados por combustibles alternativos (2022)

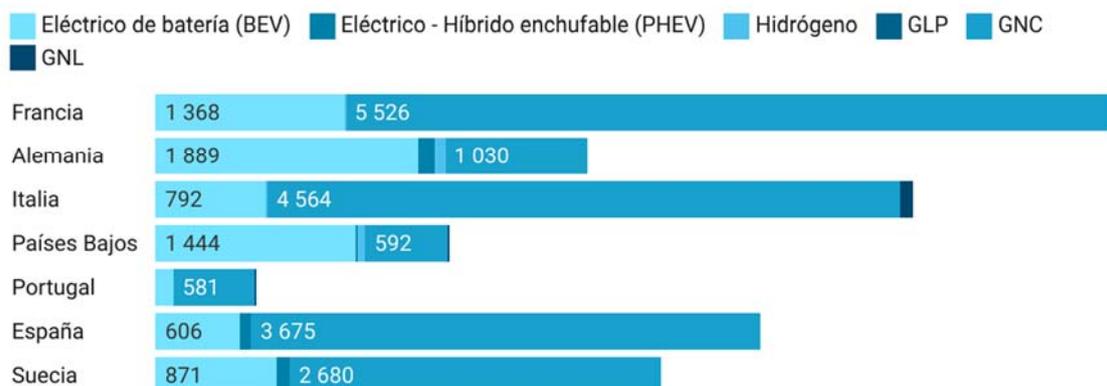


Figura 14. Parque europeo de autobuses propulsados por combustibles alternativos. Fuente: EAFO

### Gas Natural

En España, la mayoría de los autobuses de GNC se concentran en la provincia de Madrid (2 195 autobuses), donde un buen número de ellos forma parte del parque de transporte público de la EMT (1805). Le siguen las provincias de Barcelona (521) y Sevilla (333), donde también se han puesto estos autobuses al servicio de las autoridades de transporte público (ATP). Otras ciudades que también cuentan con autobuses GNC en su parque de transporte público son Mallorca, Valladolid, Valencia y Málaga (OMM, 2022).

En Portugal, los autobuses de GNC se concentran en las áreas metropolitanas de Lisboa y Porto, en las que sus autoridades de transporte público (Carris y SCTP) cuentan con un parque de 220 y 333 (Castilho, 2022) autobuses de GNC, respectivamente.

La Figura 15 muestra la distribución de autobuses de GNC por provincias<sup>12</sup> (en número de autobuses GNC por millón de habitantes) y el número de autobuses de GNC utilizados para el transporte metropolitano por las ATP.

<sup>12</sup> En España la división está hecha por provincias, pero en Portugal todo el territorio nacional se considera único al no disponer de datos más detallados.



Figura 15. Distribución provincial del parque de autobuses (en número por millón de habitantes) y por parque metropolitano, propulsados por gas natural en España y Portugal. Elaboración propia.

En 2022 se matricularon 543 autobuses de GNV en España y 48 en Portugal, lo que supone un 23,2% y 3,4% de cuota de mercado, respectivamente. Estos datos muestran una creciente preferencia por los vehículos GNV en el segmento de los autobuses con un crecimiento de la tasa de mercado desde el 15,1% hasta el 23,2%.

### Matriculaciones de autobuses propulsados por combustibles alternativos (2022)

■ DIESEL ■ GNV ■ HEV ■ BEV



Figura 16. Matriculaciones de autobuses propulsados por combustibles alternativos (2022). Fuente: ACEA<sup>13</sup> y Gasnam

<sup>13</sup> [https://www.acea.auto/files/ACEA\\_buses\\_by\\_fuel\\_type\\_full-year-2022.pdf](https://www.acea.auto/files/ACEA_buses_by_fuel_type_full-year-2022.pdf)

Con estos parques de autobuses GNC en los sistemas de transporte público, se ha elaborado una estimación del consumo anual de este combustible para el transporte de viajeros en el ámbito metropolitano. Partimos del consumo medio reportado por las ATP de Madrid, Barcelona y Sevilla en el año 2021. Estas tres áreas metropolitanas ya muestran un rango amplio de consumos medios reportados para sus parques de GNC, en función de la eficiencia en su operación y la tecnología de la que disponen. La media (752 kWh/100 km) es además considerablemente superior al dato de referencia proporcionado por los factores de emisiones de la EEA.

Tabla 1. Consumo medio de los autobuses propulsados a gas natural a partir de los informes de las ATP.

Área Metropolitana – ATP	Consumo anual de GNC (2021) GWh	Consumo medio del parque GNC kWh/100 km (Informes anuales 2021)	Parque de autobuses GNC en 2021	Media de consumo anual por autobus de GNC (GWh)
Madrid (EMT)	541	663	1805	0,3
Sevilla (Tussam)	154	873	297	0,52
Barcelona (TMB)	186	1015	376	0,5
<b>Media ponderada en función del consumo total de cada área metropolitana</b>		<b>752</b>		<b>0,38</b>

A partir de este dato de consumo medio por autobús de GNC en el parque de transporte público, es posible estimar el consumo total de GNC del parque de transporte público: para aquellas que han reportado datos de consumo energético años anteriores, se toma el valor más reciente de consumo/vehículo, y para las que no lo hacen, se toma la media.

Tabla 2. Consumo total del parque de autobuses de GNC en España.

Área Metropolitana	Parque autobuses GNC	Consumo medio GNC (GWh/bus)	Consumo anual (2022) de GNC, en GWh
Madrid	1 910	0,3	573
Barcelona	380	0,52	197
Sevilla	302	0,5	151
Valencia	54	0,38	20
Málaga	1	0,38	0,38
Palma de Mallorca	12	0,38	4,56
Valladolid	7	0,38	2,66
<b>TOTAL</b>	<b>2 666</b>		<b>949,72</b>

En el año 2022, se estima un consumo de unos 950 GWh (60 300 toneladas) de GNC por parte de las flotas de autobuses de transporte público en las áreas metropolitanas españolas que cuentan con esta tecnología.

Este combustible de GNC se ha distribuido a los vehículos a partir de la red gasística que proporciona gas natural, a excepción de algunos proyectos piloto y flotas para los que se ha destinado biometano directamente desde las plantas de producción:

Tabla 3. Consumo directo de biometano en el transporte. Proyectos piloto.

Proyecto	Localización	Vehículos	Consumo anual de biometano (2022)
Línea C1 – Biometano de Valdemingómez <sup>14</sup>	Madrid	20 autobuses	2 GWh
Transporte urbano Pamplona <sup>15</sup>	Pamplona	13 autobuses	3,25 GWh
Línea 410 <sup>16</sup>	Zaragoza-Curta de Huerva	2 autobuses	1,35 GWh
<b>TOTAL</b>			<b>6,60 GWh</b>

## Hidrógeno

Actualmente, el parque de vehículos de autobuses propulsados por hidrógeno se puede contabilizar en 3 proyectos en las áreas metropolitanas de Barcelona (8 autobuses), Madrid (1 autobús metropolitano) y Cascais (2 autobuses). El consumo medio de un autobús propulsado por hidrógeno, según la EEA (EEA/EMEP, 2022), es de 12,61 MJ/km (en torno a 10 kg/100 km). Según el fabricante de este modelo H2 City Gold LHD<sup>17</sup>, el rango de consumo puede oscilar entre 6 y 9 kg/100 km. Para los autobuses en áreas metropolitanas, se estima un consumo diario de unos 20 kg de hidrógeno, o lo que es equivalente, unos 7 000 kg de hidrógeno al año por autobús.

<sup>14</sup> <https://diario.madrid.es/blog/notas-de-prensa/madrid-utilizara-el-biometano-de-valdemingomez-para-mover-los-autobuses-de-emt/>

<sup>15</sup> <https://www.revistaviajeros.com/noticia/15045/tcc-pamplona-adquiere-13-buses-de-biometano-de-scania-y-castrosua>

<sup>16</sup> <https://www.heraldo.es/noticias/aragon/2021/08/31/un-nuevo-modelo-de-autobuses-de-gas-prestara-servicio-entre-zaragoza-y-cuarte-1516305.html>

<sup>17</sup> <https://caetanobus.pt/es/buses/h2-city-gold/>

Tabla 4. Consumo de hidrógeno en los autobuses de España y Portugal.

Área metropolitana	Vehículos	Consumo de hidrógeno en 2022
Barcelona (España)	8	56 000 kg = 1,8 GWh
Madrid (España)	1	7 000 kg = 0,22 GWh
Cascais (Portugal)	2	14 000 kg = 0,44 GWh
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>77 000 kg= 2,46 GWh</b>

### 3.1.1.2 Camiones

España cuenta con un parque total de camiones de 2 474 451 vehículos, de los cuales más del 99% son propulsados por diésel. Portugal presenta una situación muy parecida, con un parque total de 106 382 vehículos y menos del 1% está propulsado por combustibles alternativos. Dado que los vehículos de transporte de mercancías no están asociados a unas determinadas rutas, no es posible determinar con precisión la demanda de movilidad de mercancías que cubren los camiones de combustible alternativo, y en especial los propulsados con gas natural.

Aun así, en Europa, España se sitúa entre los primeros países con mayor parque de camiones propulsados por combustibles alternativos, solo por detrás de Polonia (mayormente camiones de GLP). Le siguen Italia, Francia y Alemania. En cuanto a camiones propulsados por batería, es Alemania la que cuenta con el mayor parque, seguida de Países Bajos, una tecnología aún muy escasa en el resto de los países. El marco fiscal que promueve la adopción de vehículos propulsados por combustibles alternativos en estos países está detallado en el Anexo I.

## Parque de camiones propulsados por combustibles alternativos (2022)

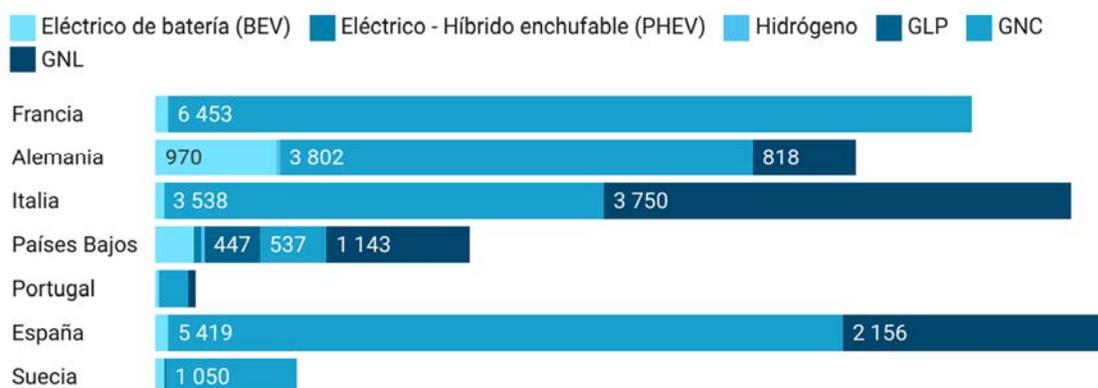


Figura 17. Parque europeo de camiones propulsados por combustibles alternativos. Fuente: EAFO

Sin embargo, en términos relativos (respecto del total del parque), son Países Bajos y Suecia quienes lideran la introducción de camiones propulsados por combustibles alternativos, seguidos de España con un 1,25% del parque en uso.

### Proporción de la flota de camiones propulsada por combustibles alternativos (2022)

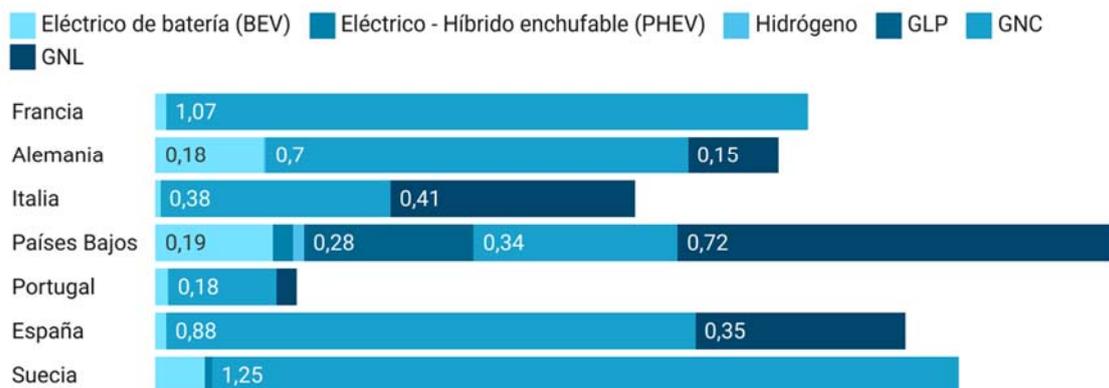


Figura 18. Proporción del parque de camiones propulsada por combustibles alternativos en 2022 (%). Fuente: EAFO

En España, la comunidad autónoma con la mayor proporción de camiones propulsados a gas natural respecto del parque autonómico es la Comunidad de Madrid (0,24%, 581 camiones), seguida de Asturias (0,14%, 57 camiones) y el País Vasco (0,1%, 93 camiones). En Portugal, la porción del parque propulsada a gas natural a nivel nacional tiene un nivel ligeramente superior a la media española (0,34%).

En el 2022 se han matriculado 1 025 camiones de GNV en España y 28 en Portugal. En España, se distribuyen principalmente en las provincias de Madrid, Barcelona, Navarra, Alicante e Islas Baleares. **La cuota de mercado de los camiones de GNV en España es del 4,6%, y en Portugal del 0,7% en Portugal.**

## Matriculaciones de camiones (2022)

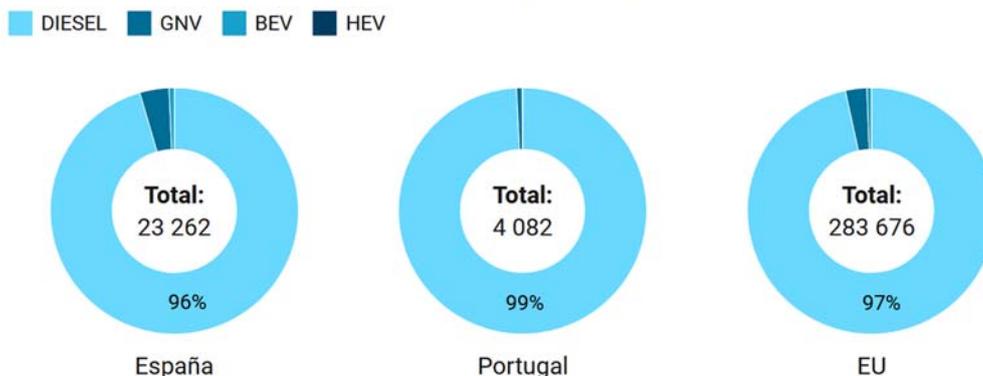


Figura 19. Cuotas de mercado de camiones en 2022. Fuente: ACEA<sup>18</sup>

El consumo anual de los camiones de GNC en España se puede determinar a partir de los kilómetros recorridos típicamente por un camión en un año. Los datos registrados en las ITV recogen los kilómetros recorridos por un camión según su antigüedad se recogen la Tabla 5.

Tabla 5. Kilometraje anual de los camiones en función de la antigüedad. Fuente: (DGT, 2017)

Antigüedad	Kilometraje anual (ITV)
0-4 años	119 559
5-9 años	77 045
10-14 años	46 439
15-19 años	29 509
Más de 20 años	16 923

Dado que los camiones de GNC registrados en la Península Ibérica son en su mayoría posteriores al 2015, la edad media de los vehículos ha de ser inferior a los 7 años. En este caso, el kilometraje anual de un camión de GNC en España o Portugal será de unos 90 000 km al año. Teniendo en cuenta que el consumo medio de un camión de GNC es de 10,5 MJ/km, cada camión tendrá un consumo anual de en torno a 945 000 MJ = 0,945 TJ.

Esta estimación se puede corroborar a través de los datos del Inventario Español de Emisiones de GEI (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022) en el que se recoge el consumo de combustibles gaseosos en transporte pesado por carretera (autobuses y camiones). En la Tabla 6 se hace, sobre este consumo total de gas de los últimos 5 años, la sustracción del consumo del parque de autobuses propulsado por gas, utilizando la media

<sup>18</sup> <https://www.acea.auto/cv-registrations/commercial-vehicle-registrations-14-6-in-2022-5-1-in-december/>

obtenida en el apartado anterior (0,38 GWh al año por autobús). Posteriormente, se divide el consumo resultante (asignado a camiones) entre el parque de camiones propulsado por gas natural. El resultado es, de nuevo, en torno a 0,9 TJ/año.

Tabla 6. Cálculo del consumo unitario de los camiones propulsados por GNV. Fuente: (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022)

	Consumo total (TJ)	Parque bus GNV	Consumo bus (GWh)	Consumo bus (TJ)	Parque camiones GNV	Consumo camiones GNV	Consumo unitario camiones GNV (TJ/año)
<b>2016</b>	4 101	1 727	604	2 176	1 840	1 925	1
<b>2017</b>	4 668	2 029	710	2 557	2 200	2 111	1
<b>2018</b>	5 663	2 395	838	3 018	2 747	2 645	1
<b>2019</b>	7 432	3 029	1 060	3 817	5 652	3 616	0,6
<b>2020</b>	10 645	3 557	1 245	4 482	6 993	6 163	0,9
<b>Media</b>							0,9

En 2022, a partir del parque registrado de camiones propulsados por GNV en España y Portugal, se puede estimar el consumo total en 1100 TJ.

Tabla 7. Parque de camiones GNV en España y Portugal

País	Parque de camiones GNV	Estimación del consumo anual de GNV (2022). TJ
<b>España</b>	982	786
<b>Portugal</b>	362	326

Al igual que en el caso de los autobuses, la mayoría de este consumo energético de GNV ha sido suministrado a través de la red gasística, a excepción de dos proyectos piloto que utilizan biometano directamente desde la planta de producción.

Tabla 8. Proyectos piloto de producción de biometanol

Proyecto	Localización	Consumo de biometano para el transporte en 2022
<b>HAM</b>  Producción de biometano a partir en la Granja Mas Jonquer de Vilanant. Consumo en flotas y gasineras.	Girona	5 GWh
<b>TOTAL</b>		5 GWh

### 3.1.1.1 Estimación de las emisiones evitadas en el transporte terrestre gracias a los combustibles alternativos

Se ha analizado el consumo de combustibles alternativos en el parque existente de transporte pesado en España y Portugal. Sin embargo, es necesario estimar el consumo total de gases renovables para poder dar una estimación del impacto que tienen sobre la descarbonización de este sector.

El consumo de gas natural en movilidad total durante el año 2022 fueron 3 595 GWh, un 5,6% inferior al del año 2021.

Sector	Consumo de gas natural para la movilidad (GWh)
<b>Carretera (GNC)</b>	2 152 GWh
<b>Carretera (GNL)</b>	1 028 GWh
<b>Marítimo (GNL)</b>	415 GWh
<b>Total</b>	3 595 GWh

Dado que el gas natural tiene un factor de emisiones considerablemente menor (56 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ) al de la referencia diésel (94 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ), el consumo de 3 595 GWh supone una reducción de emisiones por uso de este vector energético de **491 796 toneladas de CO<sub>2</sub>-eq.**

Además, se han nombrado algunos proyectos aislados en los que el biometano producido en una planta es directamente inyectado para su uso en el transporte.

Tabla 9. Consumo de gas natural en el transporte, según el origen del combustible.

	Consumo total (2022)	Consumo de biometano (2022), proyectos piloto
<b>Transporte de pasajeros (autobús)</b>	950 GWh	6,85 GWh
<b>Transporte de mercancías</b>	1 112 GWh	5 GWh
<b>TOTAL</b>	<b>2 062 GWh</b>	<b>11,85 GWh</b>

La reducción de emisiones derivada del uso de biometano en los vehículos de gas natural depende del origen del residuo, pero es posible afirmar que, si los gases cumplen con la Directiva 2018/2001 para ser clasificados como renovables, reducirán al menos un 65% las emisiones de GEI respecto al caso base ( $94 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ). **En este caso, sobre 11,85 GWh, reduciendo un 65% de las emisiones (límite inferior), se estarían ahorrando 2 141 toneladas de  $\text{CO}_2\text{eq}$ .**

También han de sumarse los proyectos de hidrógeno. De los proyectos de utilización del hidrógeno en autobuses se ha calculado un consumo anual de 2,7 GWh en 2022. Teniendo en cuenta que el hidrógeno de origen renovable evita el 100% de las emisiones de GEI, estos 2,7 GWh estarían evitando otras **914 toneladas de  $\text{CO}_2\text{eq}$  respecto al caso base de  $94 \text{ gCO}_2\text{eq}/\text{MJ}$ .**

Tabla 10. Emisiones totales evitadas por el uso de combustibles alternativos en movilidad (2022).

	Consumo energético en movilidad	Ahorro de emisiones (toneladas de $\text{CO}_2\text{-eq}$ )
<b>Gas natural</b>	3 595 GWh	<b>491 796</b>
<b>Biometano</b>	11,85 GWh	2 141
<b>Hidrógeno</b>	2,7 GWh	914
<b>Total</b>		<b>494 851 toneladas <math>\text{CO}_2\text{-eq}</math></b>

**En total, los gases renovables han evitado en España y Portugal un total de 3 055 toneladas de  $\text{CO}_2\text{eq}$  en 2022.**

### 3.1.2. Marítimo

España lidera la Unión Europea en número de puertos habilitados para el bunkering de GNL (19 puertos), seguida por Alemania e Italia. En España operan una serie de buques de GNL de forma regular, los cuales constituyen la mayoría de la demanda de GNL en puertos, aunque también se producen servicios de suministro discrecionales. En Portugal no operan buques de GNL de

forma regular, aunque sí se producen algunos servicios discretos en el Puerto de Viana do Castelo.

Los buques propulsados por GNL que operan regularmente en España están recogidos en la Tabla 11. Algunos de ellos (los de más de 5 000 GT) reportan sus datos de actividad en la plataforma europea THETIS-MRV (*THETIS-MRV*, 2021), en la que se especifica su número de embarcación IMO, consumo anual de combustible, emisiones anuales de GEI, y consumo medio por distancia, entre otros.

Las embarcaciones para las cuales no hay registro en la base THETIS-MRV, han sido asignadas un consumo medio y anual igual a la media de las embarcaciones registradas de su mismo tipo (por ejemplo, las demás embarcaciones Ro-Pax). Cabe destacar que los últimos datos disponibles de esta base, a fecha de publicación del informe, pertenecen a año 2021, por lo que algunos para buques que han entrado en operación posteriormente (2022-2023) no se dispone aún de datos. Entre ellos están los ferries Rusadir (Balearia) y Salamanca (Brittany Ferries), y los cruceros Costa Toscana, Arvia y Aida Cosma.

Tabla 11. Índice de los buques propulsados por GNL operando regularmente en España. Fuente: (THETIS-MRV, 2021)

Nombre	Número IMO	Tipo de embarcación	Eficiencia técnica	Consumo anual de combustible (2021) – Toneladas	Consumo medio (kg/km)
<b>NAPOLES</b>	9243423	Ro-pax	EIV (19 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	9 830	78
<b>SICILIA</b>	9261542	Ro-pax	EIV (18,5 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	13 799	77
<b>MARTIN SOLER</b>	9390367	Ro-pax	EIV (18 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	8 038	90
<b>ABEL MATUTES</b>	9441130	Ro-pax	EIV (15,1 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	13 073	79
<b>BAHAMA MAMA</b>	9441142	Ro-pax	EIV (20,7 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	11 315	72
<b>HYPATIA DE ALEJANDRIA</b>	9498755	Ro-pax	EIV (19,26 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	15 707	86
<b>MARIE CURIE</b>	9498767	Ro-pax	EIV (19,26 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	20 116	91

<b>AIDANOVA</b>	9781865	Crucero	EEDI (7,07 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	12 504	1 282
<b>COSTA SMERALDA</b>	9781889	Crucero	EEDI (6,63 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	23 276	249
<b>ELEANOR ROOSEVELT</b>	9863637	Ro-pax	EEDI (4,1 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	11 237	93
<b>HEDY LAMARR</b>	9498743	Ro-pax	EIV (19,5 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	<b>12 008</b>	<b>95</b>
<b>IONA</b>	9826548	<b>Crucero</b>	EEDI (5,88 gCO <sub>2</sub> /t·nm)	<b>10 117</b>	<b>1 400</b>
Media		<b>Ro-pax</b>		<b>12 889</b>	<b>83</b>
Media		<b>Crucero</b>		<b>17 890</b>	<b>1 417</b>

El consumo total de combustible al año por las embarcaciones que regularmente operan en puertos españoles es de unas 140 000 toneladas (7,9 TJ, 322 330 m<sup>3</sup> equivalentes de GNL). Sin embargo, en 2021 en España se reportaron 142 709 m<sup>3</sup> de bunkering, por lo que estas embarcaciones pudieron utilizar otros combustibles, o hicieron parte del repostaje en otros países.

Tabla 12. Consumo anual de combustible por tipo de embarcación

Tipo de embarcación	Consumo anual de combustible (toneladas)	Consumo anual equivalente de GNL (m <sup>3</sup> )
<b>Ro-Pax</b>	103 127	239 274
<b>Cruceros</b>	35 797	83 056
<b>Total</b>	138 925	322 330

En 2022, el bunkering de GNL ha descendido considerablemente, por los elevados precios del gas en el mercado a partir de la guerra de Ucrania. En 2022, se redujo el bunkering en un 57%, suministrando no más de 60 974 m<sup>3</sup>, respecto a los 142 709 m<sup>3</sup> del año anterior. El GNL ha sido

destinado mayoritariamente a cruceros, a diferencia de años anteriores en los que los Ro-Pax encabezaban la demanda de gas natural licuado para el sector marítimo.

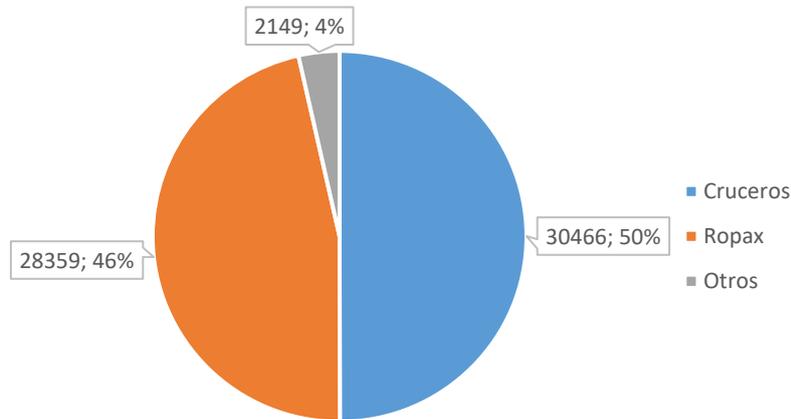


Figura 20. Bunkering de GNL en 2022. Fuente: Gasnam

El mapa de la Figura 21 muestra cómo unos pocos puertos distribuyen la mayoría del GNL a las embarcaciones (Barcelona, Bilbao, Valencia, Denia, Tenerife y Cartagena). En Barcelona, la mayoría del GNL va destinado a cruceros, mientras el resto de los puertos lo destina a embarcaciones RoPax.

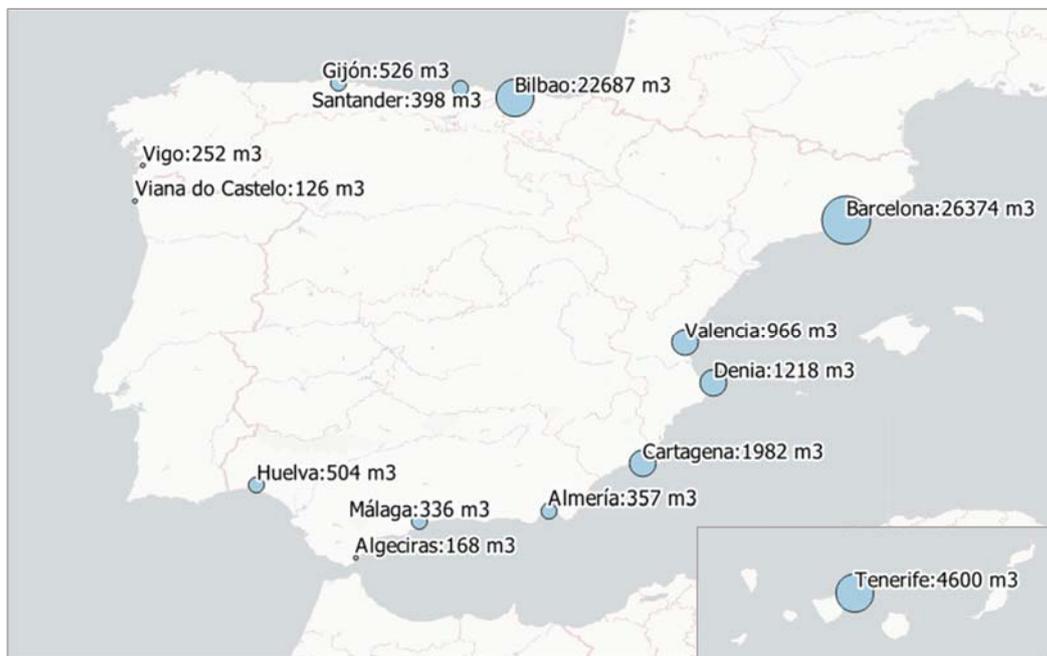


Figura 21. Bunkering de GNL en los puertos de España y Portugal. Fuente: Gasnam

### 3.2 Infraestructura suministro combustibles alternativos

### 3.2.1. Transporte por carretera

En esta sección se analiza la infraestructura para el suministro de gas natural e hidrógeno en el transporte por carretera en España y Portugal, con especial interés en la accesibilidad de esta infraestructura para vehículos pesados. Además, se hace una comparativa internacional con los países líderes de la región.

#### 3.2.1.1 Gas natural

##### 3.2.1.1.1 España y Portugal

En España, hay un total de 131 estaciones preparadas para suministrar GNC y 91 estaciones preparadas para suministrar GNL. En Portugal, hay 14 estaciones de GNC y 10 de GNL. La mayoría de las estaciones disponibles tienen la capacidad de proveer tanto GNC como GNL, de las restantes, la mayoría proporciona únicamente GNC y sólo unas pocas estaciones proporcionan únicamente GNL.

En ambos países, se están planificando nuevas estaciones de servicio. En España, hay 33 nuevas estaciones planificadas, mientras que en Portugal hay solo 3 estaciones planificadas en la actualidad

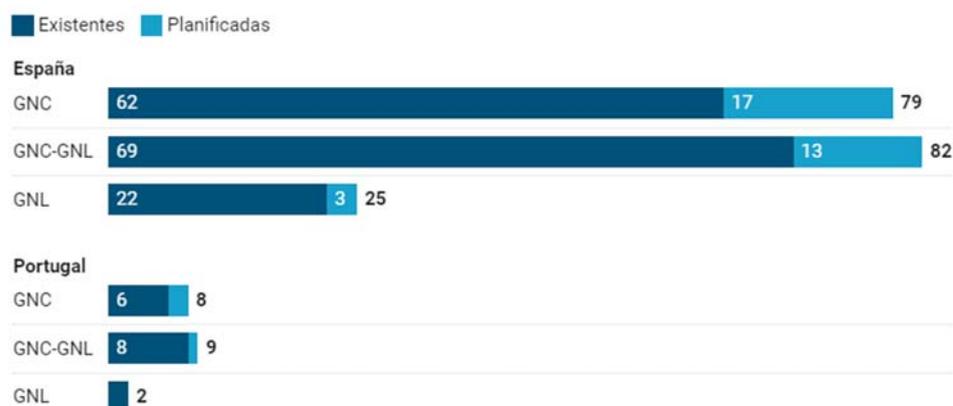


Figura 22. Gasineras existentes y planificadas en la península ibérica. Fuente: (GASNAM, 2023)

Por otra parte, en ambos países más del 90 % de estas estaciones de suministro son accesibles para el suministro de vehículos pesados<sup>19</sup>. No es de extrañar, por lo tanto, que cubra principalmente la red de autovías y autopistas de la península permitiendo que los vehículos pesados que utilicen gas natural como combustible puedan repostar en todo el territorio ibérico (ver Figura 23).

<sup>19</sup> Fuente: Base de datos de GASNAM

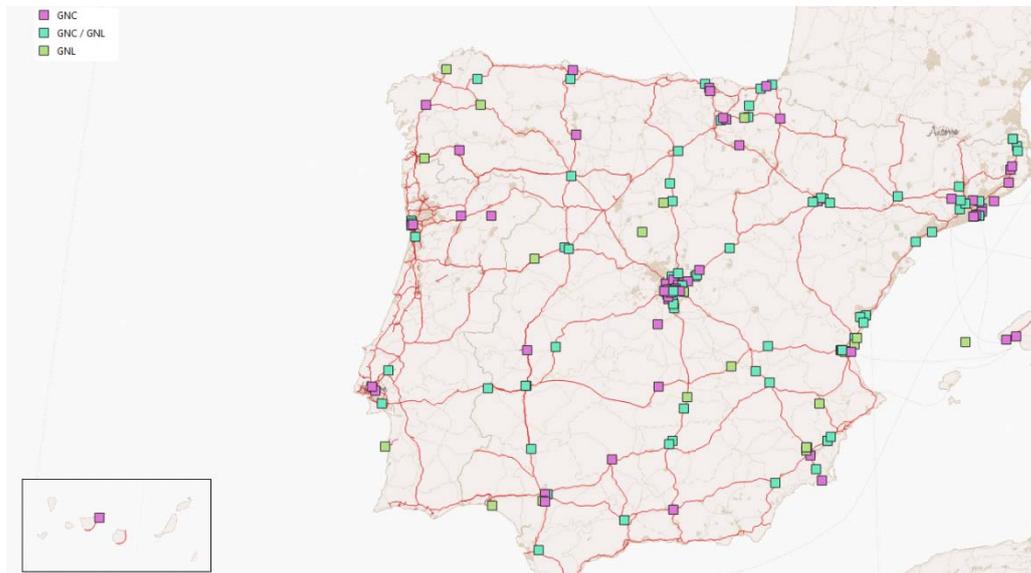


Figura 23. Red principal de autovías / autopistas y red de estaciones de suministro de GNC-GNL existentes en la península ibérica

### 3.2.1.1.2 Comparativa internacional

Como muestra la Figura 24 Europa dispone de una extensa red de estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL). Italia y Alemania lideran el uso de GNC para el transporte con 1502 y 810 estaciones respectivamente. Francia, Suecia y Países Bajos se encuentran cerca de las 200 estaciones mientras que España y Portugal tienen 131 y 14 estaciones respectivamente.

En Italia, Francia y Alemania, las estaciones de GNL representan menos del 10% del total de estaciones de gas natural, mientras que en España y Portugal este porcentaje se sitúa en torno al 40%. Esta diferencia podría deberse a que el transporte que se hace desde España es de larga distancia y requiere más autonomía.

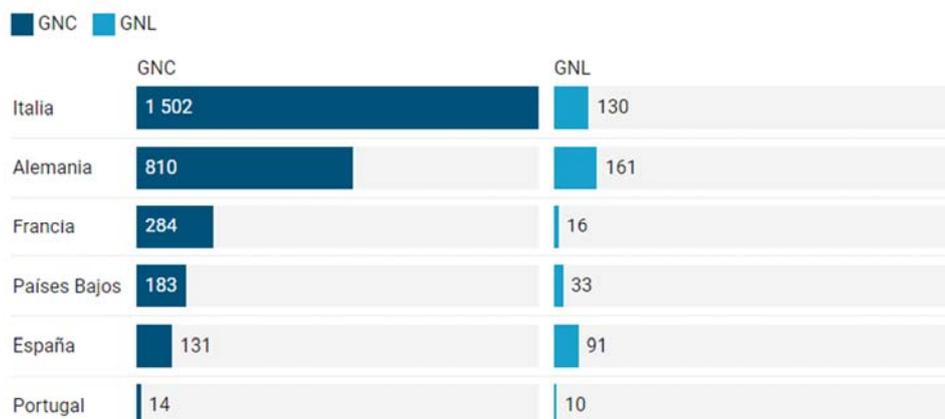


Figura 24. Número de estaciones de GNC y GNL en los países comparados. Fuente: NGVA

Para poner estas cifras en contexto, en la sección 6.2.6 se analiza si con la infraestructura existente se consiguen alcanzar los objetivos mínimos fijados por la Directiva de Infraestructura

---

de Combustibles Alternativos (AFID), en vigor desde 2014. En esta Directiva, se fijan objetivos respecto a la distancia media necesaria entre puntos de suministro para el GNC (150 km) y para el GNL (400 km). Es importante destacar que la AFID está siendo revisada como parte de las medidas propuestas por Fit for 55 y renovada como reglamento (AFIR).

### **3.2.1.1 Hidrógeno**

#### **3.2.1.1.1 España y Portugal**

Actualmente, hay diez estaciones de suministro de hidrógeno en España, de las cuales ocho están dedicadas a uso vehicular y otras dos tienen usos relacionados con logística ya sea en puertos o en entornos industriales. A excepción de las hidrogeneras de SHIE en Zaragoza y de TMB en Barcelona, el resto hidrogeneras son de acceso privado. En cuanto a la capacidad de producción, muchas no especifican su capacidad de producción o tienen capacidades bajas (menores a 100 kg/día) a excepción de la estación de Barcelona con una capacidad de producción estimada de 822 kg/día<sup>20</sup>. En Portugal, existe una única hidrogenera situada en Cascais.

---

<sup>20</sup> Cálculo basado en la capacidad de producción anual anunciada del electrolizador PEM, que puede producir hasta 300 ton H<sub>2</sub> al año.

Tabla 13. Lista de hidrogeneras existentes en España. Fuente: (GASNAM, 2022)

Operador	País	Ubicación	Presión	Tipo de acceso	Capacidad	Aplicaciones
<b>Centro nacional del hidrógeno</b>	España	Puertollano	350 bar	Privada	10 kg/día	Uso vehicular
<b>Fundación hidrógeno Aragón</b>	España	Huesca	350 bar	Privada	S/E	Uso vehicular
<b>Ajusa</b>	España	Torrecica (Albacete)	350 bar	Privada	S/E	Uso vehicular
<b>Scale gas</b>	España	Manoteras (Madrid)	700 bar	Privada	10 kg/día	Uso vehicular
<b>TMB</b>	España	Puerto Barcelona	350 bar	Pública	822 kg/día*	Uso vehicular
<b>Alsa</b>	España	Torrejón Ardoz	350 bar	Privada	50 kg/día	Uso vehicular
<b>FM Logistics</b>	España	Illescas, Toledo	350 bar	Privada	6 kg/día	Uso vehicular y maquinaria logística
<b>SHIE (móvil)</b>	España	Zaragoza	350 bar	Pública	60 kg/día	Uso vehicular
<b>Carbuos metálicos, puerto de Valencia (móvil)</b>	España	Valencia	350 bar	Privada	S/E	Maquinaria logística del puerto
<b>Cascais</b>	Portugal	Cascais	350 bar	Privada	S/E	Uso vehicular

Aunque el número actual de hidrogeneras existentes es reducido, se espera que este número aumente para 2024 (ver Figura 25). De cumplirse esta previsión, durante el periodo de 2022 a 2024, el número de hidrogeneras en España aumentará de 9 a 16. Para más allá de 2024 se han anunciado otras 18 hidrogeneras aumentando el número total de hidrogeneras en España hasta 34<sup>21</sup>. En Portugal, la cifra aumentaría desde una a cinco hidrogeneras proyectadas, todas estas situadas cerca del área metropolitana de Lisboa.

<sup>21</sup> Fuente: Mapa estaciones de hidrógeno, GASNAM. A partir de 2024 se han añadido 8 hidrogeneras financiadas por los fondos CEF (Connecting Europe Facility for Transport) en España, seis de ellas construidas por Repsol (HY2MOVE) y dos por Molgas.

Fuente: [https://cinea.ec.europa.eu/system/files/2023-03/CEF-T-2021-AFIF\\_Cut-off%203\\_Evaluation%20outcome\\_Communication%20item\\_List%20of%20projects\\_FINAL\\_0.pdf](https://cinea.ec.europa.eu/system/files/2023-03/CEF-T-2021-AFIF_Cut-off%203_Evaluation%20outcome_Communication%20item_List%20of%20projects_FINAL_0.pdf)

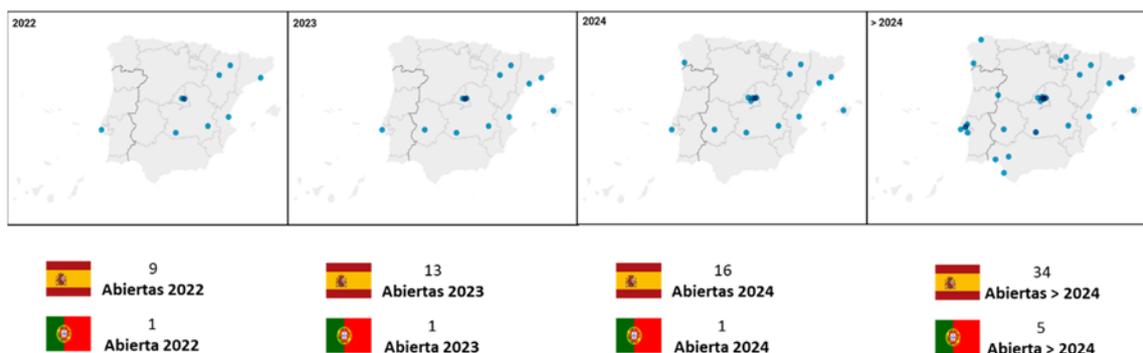


Figura 25. Hidrogeneras existente y planificadas en España y Portugal. Fuente: GASNAM

Existen dos proyectos destacados en relación al desarrollo de una red de hidrogeneras de acceso público en España, estos son, Desire H2 y Win4H2. Air Liquide y Redexis, en el marco de Desire H2, tienen como objetivo establecer 100 hidrogeneras antes de 2030. Por otro lado, Naturgy busca construir una red inicial de 38 hidrogeneras en Win4H2 para 2025.

La información pública detallada sobre Desire H2 es limitada a pesar de haberse anunciado en 2021<sup>22</sup>. Por otra parte, de las 38 hidrogeneras anunciadas en Win4H2 hay sólo cuatro se encuentran en una fase avanzada, aunque sin especificar cuando entraran en funcionamiento. Se trata de hidrogeneras de Madrid, Valencia, Cartagena y Cuenca, de forma que se completaría la primera ruta planteada en el proyecto (ver Figura 26). En definitiva, de las 138 hidrogeneras anunciadas por ambos proyectos sólo cuatro se encuentran en desarrollo y se desconoce cuántas llegarán a materializarse.



Figura 26. Mapa de la red de hidrogeneras proyecto Win4H2. Fuente: Naturgy

Para 2030, la Hoja de Ruta del Hidrógeno establece el objetivo de desplegar una red de 100-150 hidrogeneras de acceso público en España. Como se puede ver en la Figura 27, de las 34 hidrogeneras proyectadas para más allá de 2024 catorce serían de acceso público (40 %). Al sumar estas hidrogeneras a las propuestas por los proyectos Desiré H2 y Win4H2 se alcanzaría un total aproximado de 152 estaciones cumpliendo el objetivo establecido en la Hoja de Ruta. Sin embargo, como ya se mencionó anteriormente, existen una gran incertidumbre respecto a la materialización de ambos proyectos dado que, en base a la información disponible, sólo 4 de

<sup>22</sup> El proyecto Desire solicitó financiación de los fondos de Interés Común Europeo (IPCEI). Sin embargo, este mecanismo dejó fuera la red de hidrogeneras.

las 138 hidrogeneras anunciadas por los mismos están en desarrollo. En Portugal, el objetivo es contar con 50 a 100 hidrogeneras para 2030.

La Hoja de Ruta española, además establece que deberá existir una distancia máxima de 250 km entre hidrogeneras, sin embargo, no se especifica respecto a que red de carreteras se deben evaluar estas distancias, si la red TEN-T troncal, Ten-T integral <sup>23</sup>, la de autovías y autopistas, o toda la red de carreteras nacionales. La nueva propuesta de reglamento de Infraestructura de Combustibles Alternativos (AFIR) establece un objetivo más restrictivo, fijando la distancia máxima entre hidrogeneras dentro de la red TEN-T troncal en un máximo de 200 km.

También es importante destacar que, según lo establecido en la AFIR, las hidrogeneras deben contar con una presión de descarga de 700 bar. Según la información disponible, en España menos de un 10% de las hidrogeneras proyectadas cumplirían con este requisito (ver Figura 27), aunque muchas de ellas serían ampliables para suministrar hidrógeno a esta presión. Por otra parte, en Portugal aproximadamente un 60 % de las hidrogeneras proyectadas cumplirían con este requisito.

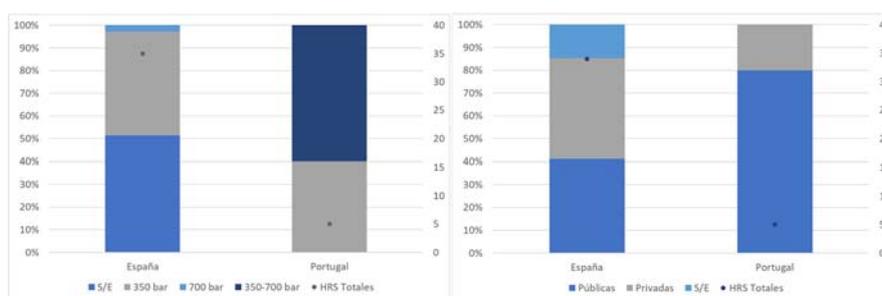


Figura 27. Número de hidrogeneras en España y Portugal por presión de descarga y modo de acceso para 2024

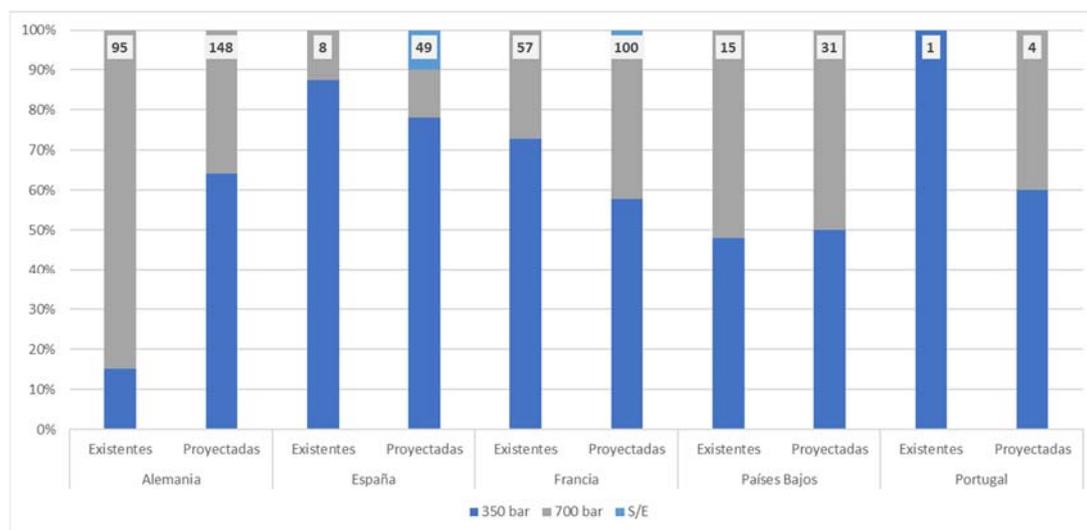
### 3.2.1.1.2 Comparativa internacional

Alemania encabeza el ranking de países con el mayor número de hidrogeneras, contando con un total de 95. Le sigue Francia con 57 y los Países Bajos con 15. En lo que se refiere a futuras estaciones, tanto ya existentes como en planificación, se prevé que Alemania y Francia sean los países con mayor incremento, llegando a 141 y 100 respectivamente. Por su parte, España superaría a los Países Bajos en términos de crecimiento, llegando a un total de 34 hidrogeneras, frente a las 31 proyectadas en el país neerlandés.

En países como España, Portugal y Francia, las hidrogeneras que predominan son las que proporcionan hidrógeno a una presión de 350 bar mientras que en los Países Bajos y en Alemania, la mayoría de las estaciones están capacitadas para suministrar hidrógeno a una presión de 700 bar.

Para determinar si la infraestructura actual y proyectada es suficiente para alcanzar los objetivos mínimos establecidos por la AFIR, se realiza un análisis más exhaustivo en la sección 6.2.6.

<sup>23</sup> La Red TEN-T troncal se centra en las conexiones principales entre los países de la UE, y está formada por las principales autopistas, carreteras y vías ferroviarias más importantes. Por otro lado, la Red TEN-T integral es una red más amplia que incluye las regiones periféricas y las zonas con menor densidad de población.



\*En el caso de España para esta comparativa internacional sólo se han incluido las hidrogeneras de la Figura 25 excluyendo las 100 hidrogeneras del proyecto Desire y las 50 hidrogeneras de Win4H2 de las cuales no se tiene más información.

Figura 28. Hidrogeneras existentes según presión de descarga en los países comparados <sup>24</sup>

### 3.2.2. Transporte marítimo

En esta sección se expondrá la infraestructura existente para suministrar gas natural licuado y combustibles alternativos (hidrógeno, amoníaco y metanol) para el transporte marítimo.

#### 3.2.1.2 3.3.2.1 España y Portugal

##### 3.3.2.1.1 Gas natural licuado

Existen tres tecnologías de bunkering<sup>25</sup> para suministrar gas natural licuado a un buque:

- **Pipe-to-ship (PTS):** este proceso se basa en el suministro de GNL al barco desde una terminal ubicada en el muelle que suele estar compuesta por una instalación de almacenamiento de GNL, un muelle dedicado a la carga de GNL y una tubería desde los depósitos hasta el muelle.
- **Ship-to-ship (STS):** consiste en un suministro de un buque a otro, ambos diseñados para tal propósito. Esta transferencia se puede hacer desde una gabarra de combustible tradicional con tanques de GNL sobre cubierta y todos los sistemas necesarios para poder hacer la transferencia de GNL (bombas, mangueras...) o con buques específicos diseñados para dar GNL.

<sup>24</sup> Fuentes: Alemania y Países Bajos (*H2.LIVE: Hydrogen Stations in Germany & Europe*, 2023) y («Stations Map», 2023) ; Francia (*Cartographie des projets et stations*, 2023)

<sup>25</sup> El bunkering es un término en inglés que hace referencia al suministro de combustible a un buque.

- **Truck-to-ship (TTS):** este proceso se basa en el suministro de GNL al barco desde uno o varios camiones cisterna que se sitúan en el muelle donde está el buque atracado.

A continuación, se resumen los medios de suministro disponibles en el sistema portuario ibérico, según cada tecnología. En España existen 17 puertos con suministro de GNL, y dos en Portugal. Además, hay otros tres puertos con suministro de GNL planeado en Gibraltar, Gran Canaria y San Cibrao.



Figura 29. Resumen de modos de suministro existentes para GNL en el sistema portuario ibérico. Fuente: GASNAM y EAFO (EAFO List of LNG Bunkering Facilities, 2023)

Según lo indicado en la Figura 29, el método de abastecimiento por camión al barco (TTS) es el más común, con 15 puertos en la península que ofrecen esta modalidad de suministro. En segundo lugar, está el abastecimiento por tubería al barco (PTS). Este tipo de bunkering se ha vuelto accesible en todas las plantas de regasificación de la península (un total de siete: seis en España y una en Portugal), gracias al proyecto europeo Hive LNG. Finalmente, en seis de los 16 puertos de la península operan barcos diseñados para realizar operaciones de abastecimiento de barco a barco (STS).

### 3.3.2.1.2 Hidrógeno y derivados del hidrógeno

En la actualidad, no hay puertos en España con la capacidad de proporcionar hidrógeno a barcos, ya sea como para su transporte o combustible. Por otro lado, en la península ibérica hay 6 y 7 puertos que pueden suministrar metanol y amoníaco, respectivamente. Estas estaciones están equipadas para proporcionar estos derivados del hidrógeno para su transporte en barcos, y se espera que todas las terminales de amoníaco y metanol se puedan utilizar como terminales de recarga de combustible sin necesidad de grandes modificaciones o con mínimos ajustes en la terminal. (FUENTE: DNV).



Figura 30. Resumen de puertos con suministro de metanol y amoniaco en el sistema portuario ibérico. EAFO (EAFO List of LNG Bunkering Facilities, 2023)

### 3.2.1.3 3.3.2.2 Comparativa internacional

En la Figura 31 se observa como España es el país con mayor número de estaciones de bunkering, existentes para cada tecnología.

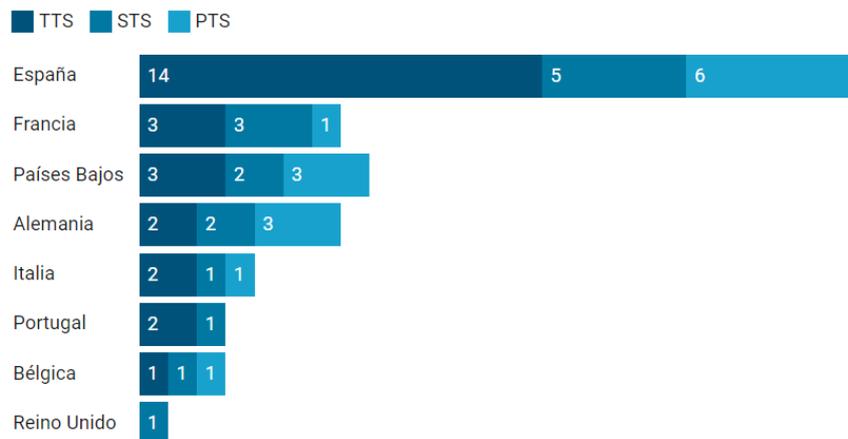


Figura 31. Número de puertos preparados para suministrar GNL por tipo de bunkering en los países comparados. Fuente: (DNV, 2023)

El abastecimiento de gas natural licuado (GNL) por medio de camiones cisterna (TTS) es actualmente el procedimiento más empleado en Europa. Esto se explica por la demanda todavía moderada de GNL, unido a la carencia de infraestructuras apropiadas y los costes de inversión relativamente bajos. El principal inconveniente del bunkering de GNL mediante TTS es la capacidad limitada de los camiones, que oscila entre aproximadamente 40 y 80 metros cúbicos. Por ende, este método de suministro solo es idóneo para requerimientos de GNL de pequeña escala.

Se prevé que el consumo de GNL en el sector marítimo experimente un significativo incremento en los próximos años, por lo que el abastecimiento TTS podría no ser suficiente para satisfacer la demanda futura. En este escenario, la península ibérica ya cuenta con una infraestructura sólida de abastecimiento mediante terminales de suministro PTS, lo que le proporciona una ventaja para afrontar esta demanda creciente. El crecimiento esperado en la demanda de GNL puede corroborarse al observar la cantidad de órdenes de buques para abastecimiento STS, que suma 21 pedidos frente a los 43 buques existentes<sup>26</sup>.

En relación a los combustibles derivados del hidrógeno, España también se sitúa como uno de los líderes en puertos existentes para la exportación o importación de amoniaco y metanol. Se anticipa que estas terminales puedan utilizarse como terminal de recarga de combustibles sin necesidad de modificaciones importantes en la terminal, o con cambios mínimos (DNV, 2023). La infraestructura ya existente, sumada a una ubicación geográfica privilegiada, convierte a la península ibérica en uno de los principales centros de transporte marítimo en Europa.

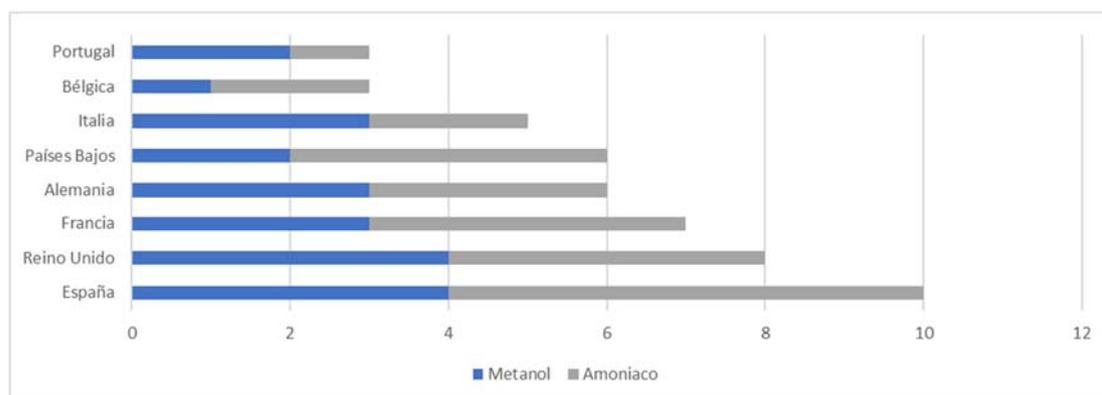


Figura 32. Número de puertos preparados para suministrar amoniaco y metanol en los países comparados. Fuente: DNV (DNV, 2023)

En la sección 6.2.6 se analiza la infraestructura de combustibles alternativos en el sector transporte en base a la nueva propuesta AFIR.

<sup>26</sup> Fuente: (DNV, 2023)

## 4. Estado de los proyectos para la producción de biometano y su uso en el transporte pesado

En esta sección se analizará el estado actual de la producción de biometano en la península ibérica, así como sus previsiones en cuanto a número de plantas y capacidad. Por último, se analizará cuál es el uso actual del biometano en el sector transporte y cuál es su potencial.

### 4.1 La producción de biometano en España y su uso en el transporte pesado

En España, actualmente hay 8 plantas comerciales con una capacidad de producción de 349 GWh/año y 13 plantas piloto con una producción de producción de 22.86 GWh/año. Las plantas piloto se enfocan en producir biometano para su uso en vehículos mientras que la mayor parte de las plantas comerciales inyectan el biometano en la red de gas natural, siete de las ocho existentes con excepción de la planta de Vilanant en Girona que proporciona biometano al transporte. La planta más grande de España, y una de las más grandes de Europa, es la de Valdemingómez en Madrid, con una producción anual de 180 GWh/año. En 2023, esta planta proporcionará 6 GWh/año de Bio-GNC a 20 autobuses municipales en Madrid.

Portugal cuenta con una única planta de producción de biometano, la planta Biogasmove en Mirandela, con una capacidad de producción de 7 GWh/año. Parte de su producción se inyecta en la red de gas natural, mientras que otra parte se destina a vehículos pesados de la empresa Havi en la estación de servicio de Santo António dos Cavaleiros en Loures.

En las Figuras Figura 33Figura 34se puede observar el crecimiento y la distribución de los proyectos de producción de biometano en la península ibérica hasta 2025.

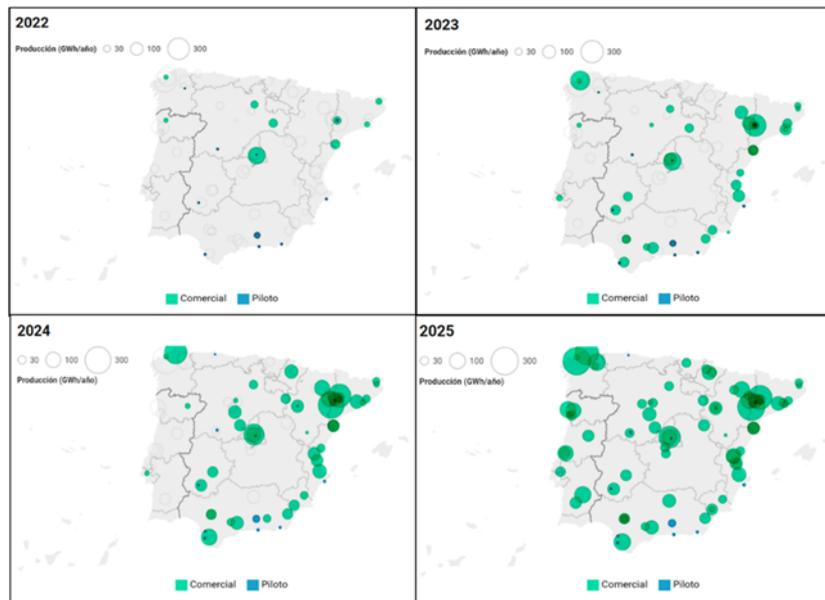


Figura 33. Evolución de las plantas de biometano en España hasta 2025. Fuente: GASNAM («Mapa de plantas de producción de biometano», 2023)

Hasta la fecha de publicación de este informe, se han anunciado doce proyectos de producción de biometano a nivel comercial en Portugal y 70 proyectos en España para 2025. De estos proyectos, 13 han sido seleccionados en el programa de incentivos a proyectos singulares de instalaciones de biogás. A continuación, se muestra la distribución de estos proyectos:

- Dos proyectos en Navarra.
- Tres proyectos en Aragón.
- Dos proyectos en Castilla La Mancha.
- Un proyecto en País Vasco, Andalucía, Cataluña y Comunidad Valenciana.

Según la cartera de proyectos existente, se prevé un notable aumento en la producción de biometano en la península ibérica. Desde de los 356 GWh/años actuales hasta superar los 4000 GWh/año en 2025 (aproximadamente 3700 en España y 400 GWh/año en Portugal).

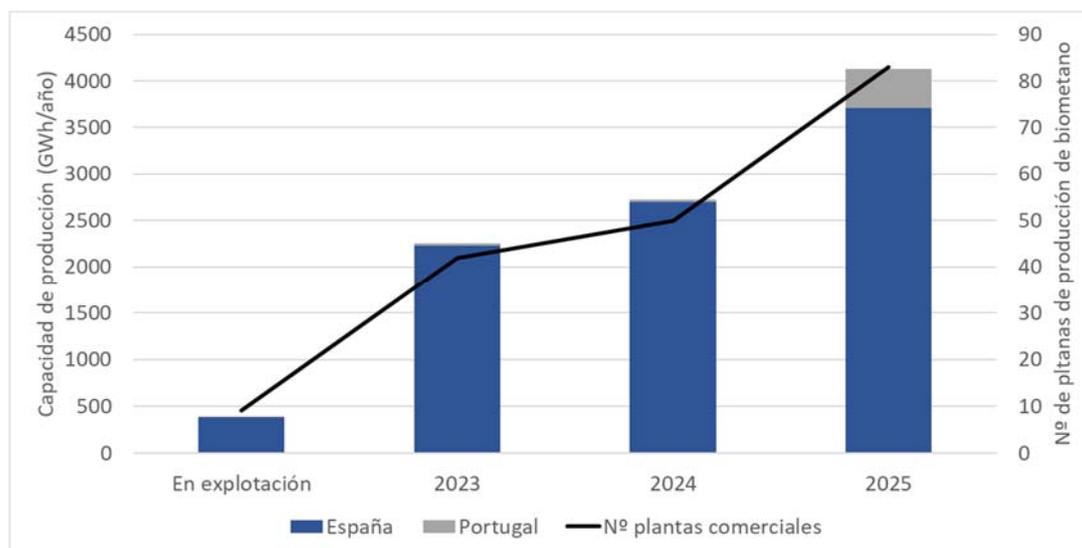


Figura 34. Proyectos comerciales y capacidad de producción de biometano proyectada para 2023,2024 y 2025.  
 Fuente: («Mapa de plantas de producción de biometano», 2023)

Para analizar el origen del biometano en relación a su capacidad de producción, tanto en proyectos existentes como en los planificados y en construcción, se pueden clasificar los residuos en cinco categorías <sup>27</sup>:

- **Residuos agrícolas/ganaderos:** Esta categoría incluye residuos de cosecha como maíz o arroz, residuos agrícolas y efluentes animales (purines), así como cultivos intermedios utilizados para mejorar la fertilidad del suelo y proteger el mismo.
- **Residuos orgánicos domésticos e industriales:** Incluye los residuos orgánicos generados tanto en hogares como en la industria alimentaria, previamente separados antes de ser enviados a vertederos.
- **Cultivos energéticos:** Cultivos específicamente cultivados para su uso en la generación de biometano.
- **Estación depuradora de aguas residuales (EDAR):** Incluye los lodos residuales generados en las estaciones de tratamiento de aguas.
- **Vertedero:** Incluye los residuos orgánicos y gases recogidos en vertederos.

<sup>27</sup> Se eligen estas cinco categorías en base al informe European Biomethane Benchmark (Degonfreville, 2022a), que se utilizará posteriormente para la comparativa internacional

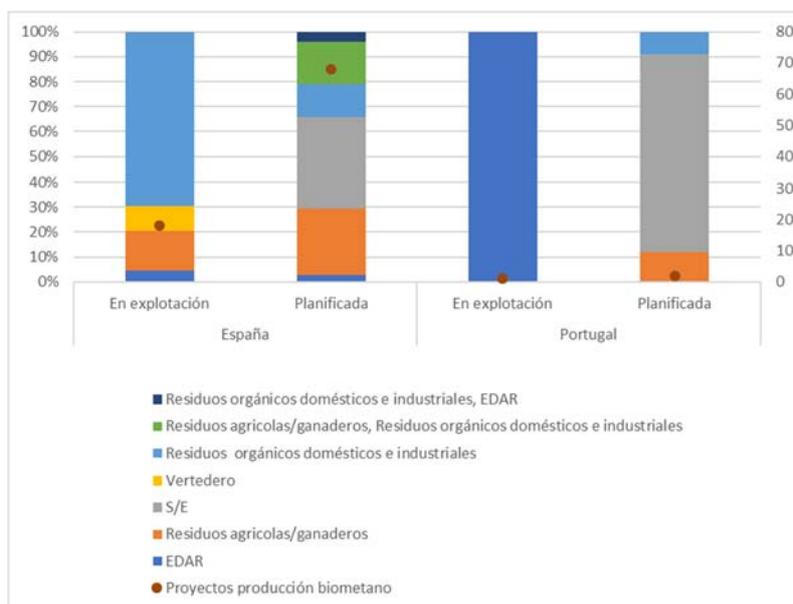


Figura 35. Origen del biometano en relación a la capacidad de producción en proyectos existentes y planificados.  
Fuente: («Mapa de plantas de producción de biometano», 2023)

Se observa que actualmente la principal fuente de biometano en España son los residuos domésticos urbanos y/o industriales, principalmente por la planta de Valdemingómez que utiliza residuos urbanos para la producción de biometano. En Portugal la única planta operativa utiliza aguas residuales para la producción de biometano. Por otra parte, en ambos países los proyectos planificados optan principalmente por la producción de biometano a partir de residuos agrícolas o ganaderos, seguidos de domésticos urbanos o industriales. Hay que destacar que, aunque un gran número de proyectos no especifica cual será el origen del residuo, ninguno de los que lo hacen utilizan o pretenden utilizar cultivos agrícolas para la producción de biometano.

## 4.2 Comparativa internacional

Como se muestra en la figura inferior, Alemania era en 2021 el país europeo con mayor capacidad de biometano en operación. No obstante, es relevante señalar el gran aumento en el número de instalaciones sufrido por Francia en 2022, con 140 nuevas plantas de producción y biometano frente a únicamente 12 nuevas plantas en Alemania para este mismo periodo<sup>28</sup>.

<sup>28</sup> Fuente: European Biomethane Map 2023 (Datos para octubre de 2022).



\* Incluyendo sólo plantas comerciales en España y Portugal

\* Para España y Portugal se tomaron datos de capacidades de producción en 2022

Figura 36. Capacidad de producción de biometano y número de plantas en explotación en Europa en 2021.

La Figura 36 muestra que España y Portugal están hoy en día muy lejos en cuanto a número de plantas y capacidad de producción de los demás países europeos. De acuerdo con la estimación de SEDIGAS, España tiene un potencial de producción de biometano de hasta 163 TWh/año (Sedigas, 2023), del cual sólo se estaría aprovechando alrededor de un 0.16 %. Incluso si el potencial real fuera significativamente menor que esta estimación, España seguiría contando con un potencial altamente infra aprovechado.

Esto se debe en gran medida a que hasta ahora no se han adoptado mecanismos para la promoción del biometano como si se ha hecho en otros países. La Tabla 14 muestra los esquemas de ayuda a la producción y el consumo llevadas a cabo en los distintos países comparados.

Tabla 14. Esquemas de ayuda a la producción y al consumo de biometano en los países europeos comparados<sup>29, 30</sup>.

		Alemania	Francia	España	Italia	Portugal	Países Bajos	Suecia
Apoyo a la producción	Feed in Tarif (FiT)	✓	✓	⊗	✓	✓*	⊗	⊗
	Feed premium (FiP)	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	✓	✓
	Contratos por diferencias	⊗	⊗	⊗	✓	⊗	⊗	⊗
	Soporte a la inversión	⊗	⊗	✓	✓	✓	⊗	✓
Apoyo al consumo	Sistema de cuotas y certificados	✓	✓	⊗	✓	✓	✓	⊗
	Incentivos fiscales	✓	✓	⊗	⊗	✓	⊗	✓

\*En Portugal se aprobó este mecanismo con la ordenanza Nº 15/2023, se espera que las condiciones de la primera subasta competitiva se publiquen en junio de 2023.

<sup>29</sup> Fuentes: (Degonfreville, 2022a), (Regatrace, 2020), (Autoridad neerlandesa de emisiones (NEA), 2022), (Dentons, 2022), (Klackenberg y Association - Biomethane in Sweden – market overview and policie.pdf, s. f.).

<sup>30</sup> Una descripción más detallada acerca de la aplicación de estos mecanismos de apoyo en cada país se puede encontrar en el Anexo II.

En comparación con otros países europeos, el apoyo por parte de las administraciones españolas a la producción y consumo de biometano ha sido prácticamente inexistente. En contraste, Portugal sí cuenta con varios mecanismos de apoyo al biometano, algunos de ellos destinados a su adopción en el transporte. Según las estimaciones de consumo de biometano, en 2022 se utilizaron 11,85 GWh/año de biometano en el transporte en España, lo que representa aproximadamente el 4% de la capacidad de producción total. En Portugal, el consumo de biometano en el transporte fue de alrededor de 1 GWh/año en 2022, aproximadamente un 14% de la capacidad de producción. La Figura 37 muestra la proporción de biometano destinada al transporte en comparación con el total producido, destacando Suecia con un porcentaje de 73%, ampliamente superior al promedio en Europa (15%).

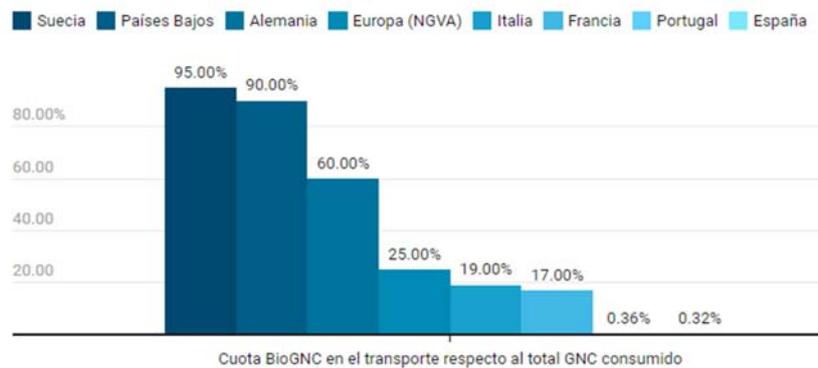


\* No se tienen datos de biometano producido destinado al transporte para Países Bajos e Italia.

Figura 37. Biometano destinado al transporte respecto al biometano total producido<sup>31</sup>

Para poner estas cifras en contexto, es importante analizar cuánto del gas natural que se utiliza en el transporte es de origen biológico. Según los datos presentados en la Figura 38, en el año 2020 en Europa la cuota media de biometano respecto al total de gas natural consumido en transporte fue de 25 %. Dentro de este contexto, Suecia se destacó como el país líder, con una proporción del 95%, seguido por Países Bajos con un 90%, Alemania con un 60%, Italia con un 19% y Francia con un 17%. Si tomamos en cuenta los datos correspondientes al año 2022, España y Portugal se encuentran considerablemente lejos de estas cifras, con una proporción inferior al 1%.

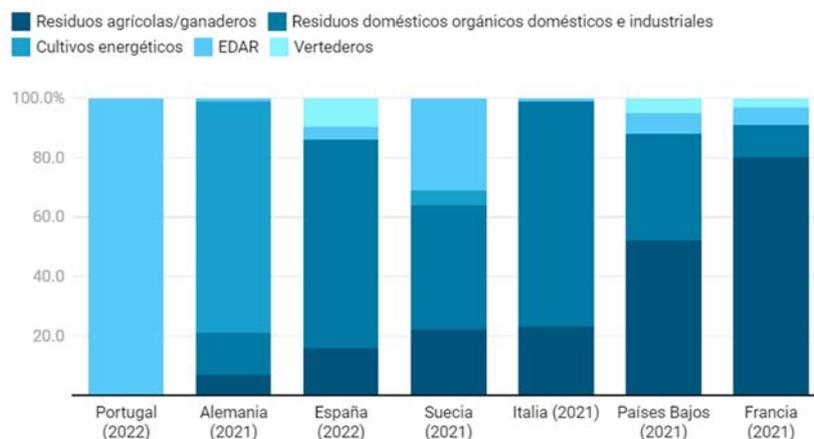
<sup>31</sup> Fuentes: Alemania (Bonse, 2021). Francia *GO valorisées en Bio-GNC depuis 2014 — Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ)*, s. f.). Suecia (Klackenberg y Association - *Biomethane in Sweden – market overview and policie.pdf*, s. f.). Europa, European Biogas Association ((«NGVA Europe | BioCNG», s. f.)



\* Para España y Portugal se han tomado datos de 2022.

Figura 38. Consumo de BioGNC respecto al total de GNC consumido en el transporte en 2020. Fuente: («NGVA Europe | BioCNG», 2022)

Por último, muchos de estos incentivos incluyen distintas categorías en base al origen del biometano para promover la reutilización de residuos y penalizar los cultivos energéticos. Como se puede ver en la Figura 39, este, varía significativamente entre los países europeos. Mientras que en Alemania los cultivos energéticos son la principal fuente de producción<sup>32</sup>, en el resto de países su cuota es prácticamente nula. En el caso de Francia, la fuente mayoritaria son los residuos agrícolas y ganaderos mientras que en el caso de Italia y de la península ibérica, la principal fuente son los residuos orgánicos domésticos e industriales. Sin embargo, en el caso de la península ibérica, esta situación cambiará en los próximos años donde los residuos agrícolas/ganaderos serán la principal fuente de biometano (ver sección 4.1).



\*Para España y Portugal se han tomado datos de 2022.

Figura 39. Origen del biometano en los países comparados en el año 2021. Fuente: (Degonfreville, 2022b) y («Mapa de plantas de producción de biometano», 2023).<sup>33</sup>

<sup>33</sup> En particular, el maíz y los cereales son cultivos comunes utilizados para la producción de biometano en Alemania (Degonfreville, 2022a).

## 5. Estado de los proyectos para la producción de hidrógeno y derivados, y su uso en el transporte pesado

En esta sección se hace un repaso de los proyectos de producción de hidrógeno destinados al transporte. En esta categoría se incluyen proyectos de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrogeneras, hidrogeneras con producción de hidrógeno in situ y proyectos de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda del sector marítimo. Por último, se hace un análisis del estado europeo en comparación con los países líderes en producción de hidrógeno de la región.

### 5.1 La producción de hidrógeno en España y Portugal y su uso en el transporte pesado y marítimo

La base de datos de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de Comillas indica que, actualmente, existen 96 proyectos relacionados con la producción de hidrógeno en la península ibérica. De estos, al menos 37 están vinculados a aplicaciones industriales (amoníaco, acero, metanol, refinado o calor industrial), 31 a la movilidad, 16 a la inyección de hidrógeno a la red de gas natural (blending) y 22 no especifican su uso<sup>34</sup>.

La cartera de proyectos prevé una capacidad de al menos 20 GW de electrólisis para 2030, de los cuales 18,1 GW se encuentran en España, superando así el objetivo establecido por la hoja de ruta del hidrógeno en 2020, que fijaba una capacidad instalada de electrolizadores de 4 GW. Los 1,9 GW restantes en Portugal se acercan al objetivo fijado por la Hoja de Ruta portuguesa para 2030, que es de 2 GW. La Figura 40 presenta la capacidad instalada por tipo de sector; sin embargo, es importante destacar que algunos proyectos no especifican su capacidad instalada y otros producen hidrógeno para múltiples aplicaciones, lo que dificulta determinar la cantidad de capacidad dedicada a cada sector.

---

<sup>34</sup> Un proyecto puede tener varias aplicaciones finales, lo que significa que la suma de los proyectos de cada sector puede ser mayor a 93.

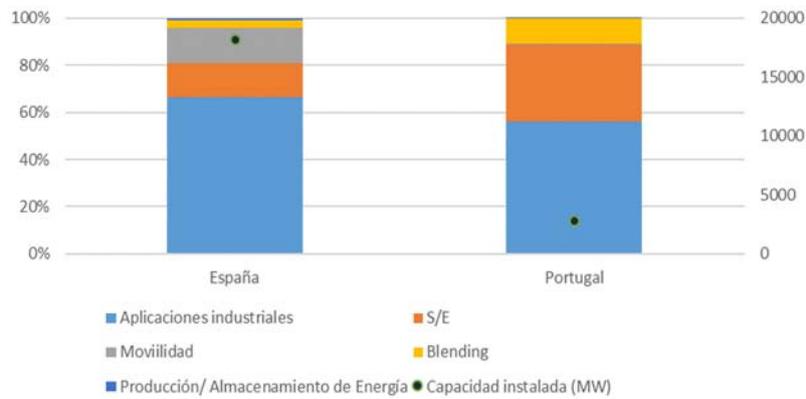


Figura 40. Capacidad instalada de electrólisis por sectores. Fuente: (Comillas, 2023)

Según la información disponible, en España más de un 60% de la capacidad de electrólisis anunciada se utilizará en la industria, con un 13% destinado a la movilidad y un 18% que aún no ha especificado su uso final. En Portugal la cifra de hidrógeno destinada a la movilidad es muy baja respecto a las aplicaciones industriales, sin embargo, hay aproximadamente un 20% de capacidad proyectada que no especifica su uso final.

Estas cifras demuestran el gran interés que existe por desarrollar la economía del hidrógeno renovable en España, además de poner a la movilidad como uno de los principales ejes de la misma. Sin embargo, como indica la Figura 41, la mayoría de estos proyectos, un 78 %, aún se encuentra en fases preliminares y cabe preguntarse cuántos de ellos llegarán a entrar en operación en las condiciones y plazos declarados. Del 22% restante, un 17% se encuentra en construcción o realizando los trámites administrativos para iniciar la misma y el otro 5% (4 proyectos), corresponde a proyectos de hidrógeno que ya se encuentran operativos en España, siendo uno de los países pioneros a nivel mundial en relación al uso del hidrógeno renovable. Se trata de la planta de producción de hidrógeno verde de Fertiberia-Iberdrola en Puerto Llano (20 MW), el proyecto Power To Green en Mallorca (10 MW), la hidrogenera para autobuses públicos de Barcelona (300 toneladas de H<sub>2</sub> al año) y el proyecto de logística H<sub>2</sub>-Login en Toledo. En Portugal el primer proyecto de producción de hidrógeno verde se inauguró en noviembre, se trata del proyecto piloto H<sub>2</sub> Évora con una capacidad de producción de 15 ton H<sub>2</sub>/año, el proyecto utilizará una pila de combustible para hidrógeno e inyectar electricidad a la red.

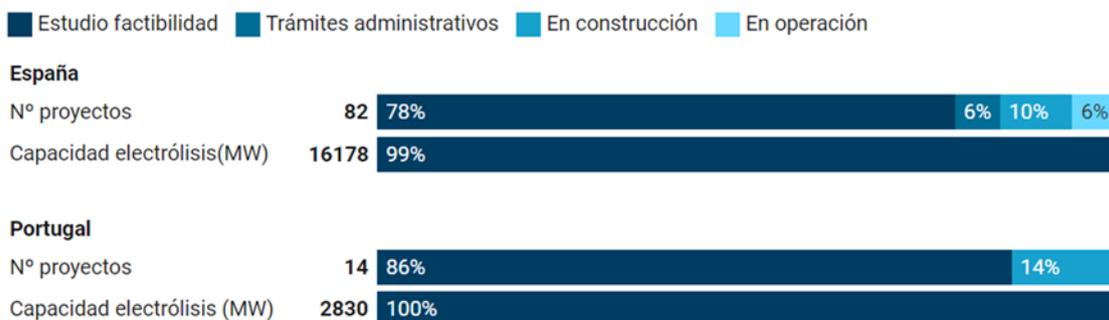


Figura 41. Estado de los proyectos de producción de hidrógeno en la península ibérica. Fuente: (Comillas, 2023)

En relación a los proyectos destinados a la movilidad un 42 % (14) están destinados al transporte por carretera (principalmente, transporte pesado), un 21 % (7) no especifican su aplicación final,

un 12 % (4) al transporte marítimo y un 6 % (2) al transporte ferroviario. Hay que destacar también la existencia de 6 (18 %) proyectos relacionados con maquinaria/logística, estos proyectos tienen lugar principalmente en puertos y aeropuertos. En Portugal el 100 % de los proyectos anunciados en movilidad tienen como objetivo el transporte por carretera tanto para vehículos pesados como para vehículos ligeros.



Figura 42. Número de proyectos por modos de transporte en España y Portugal. Fuente: (Comillas, 2023)

Los proyectos relacionados con el transporte por carretera en la península ibérica están principalmente enfocados en la producción de hidrógeno para abastecer flotas de autobuses, con dos proyectos en explotación<sup>35</sup> y otros en desarrollo<sup>36</sup>. El proyecto más importante relacionado con el transporte de mercancías es "Hydrogenizing Barcelona", que planea desplegar 20 MW de potencia de electrólisis y la infraestructura necesaria para abastecer a 300 camiones de hidrógeno.

En cuanto al transporte ferroviario, se han identificado varios proyectos relacionados con el desarrollo de prototipos de trenes de hidrógeno. Estos proyectos están enfocados tanto en el transporte de pasajeros como en el transporte de mercancías. Los dos más avanzados son FCH2Rail (promovido por CAF, Iberdrola y el centro nacional del hidrógeno) y Vital One (promovido por Talgo y Repsol en el marco del corredor vasco del hidrógeno). Otros proyectos, en un estado menos avanzado son, HYmpulso en la comunidad de Madrid, H2BIMODO en Castilla y León o LOC2H2 en Andalucía. Los dos primeros están relacionados con el desarrollo de trenes de hidrógeno para el transporte de pasajeros, mientras que el último plantea usar una locomotora de hidrógeno para el transporte de mercancías desde/hacia el puerto de Málaga.<sup>37</sup>

<sup>35</sup> Power to Green Mallorca, proporciona hidrógeno a los autobuses de la EMT de Palma, furgonetas y vehículos ligeros de alquiler. Por otro lado, la hidrogenera de Barcelona produce hidrógeno para 8 autobuses de la EMT y colabora con la empresa Evarm, que se dedica a la transformación de vehículos con motor de combustión en vehículos sostenibles.

<sup>36</sup> Destacan los proyectos de la EMT en Madrid, que pretende crear una hidrogenera en el centro operativo de entrevías para proporcionar hidrógeno a 10 autobuses, y el proyecto HyVus en Alicante que permitirá producir en torno a 345 kg/día para la descarbonización de la flota de autobuses de Vectalia.

<sup>37</sup> Todos estos proyectos han sido propuestos para concesión de ayudas bajo los programas de ayuda a la cadena de valor innovadora del hidrógeno renovable.

En el ámbito del transporte marítimo, se han identificado cuatro proyectos relacionados con la producción de combustibles alternativos. El más importante es el proyecto de producción de metanol de Maersk, que busca producir 200 000 toneladas de metanol para 2025 y dos millones de toneladas para 2030 <sup>38</sup>. Otros proyectos en Andalucía buscan producir amoníaco y combustibles sintéticos para el transporte marítimo. Se trata del Valle de Hidrógeno de Andalucía promovido por Cepsa (2 GW) y un proyecto situado en la bahía de Algeciras (237 MW). Por último, el proyecto Julio Verne en el puerto de Vigo (300 kW ampliables hasta 1,4 MW) se centra en la producción de hidrógeno para vehículos terrestres y embarcaciones, como ferris, astilleros y barcos.

A partir de este análisis, se deduce que existe una gran incertidumbre tecnológica en cuanto al combustible a utilizar para la descarbonización del transporte marítimo. A día de hoy, en la península ibérica, el metanol parece ser la alternativa más atractiva, pero el amoníaco también tiene proyectos con capacidades importantes de producción. Los proyectos dedicados a la producción de hidrógeno tienen cifras menores y parecen enfocarse en embarcaciones más pequeñas y ferris.

## 5.2 Comparativa internacional

Para la comparativa internacional se han utilizado datos de la agencia internacional de la energía y se han incluido Alemania, Francia y Países Bajos. En primer lugar, se analizó el número de proyectos que incluyen la movilidad como una de las aplicaciones finales del hidrógeno. Como se puede ver, en Francia, Alemania y España, entre el 20-25% de los proyectos de producción incluyen la movilidad entre sus aplicaciones finales. Países Bajos es el país con el menor número de proyectos dedicados a este sector, con un 15-20%.

---

<sup>38</sup> La compañía estima que para alcanzar estos objetivos harán falta 4 GW de energía renovable instalada en dos comunidades autónomas: Galicia y Andalucía.

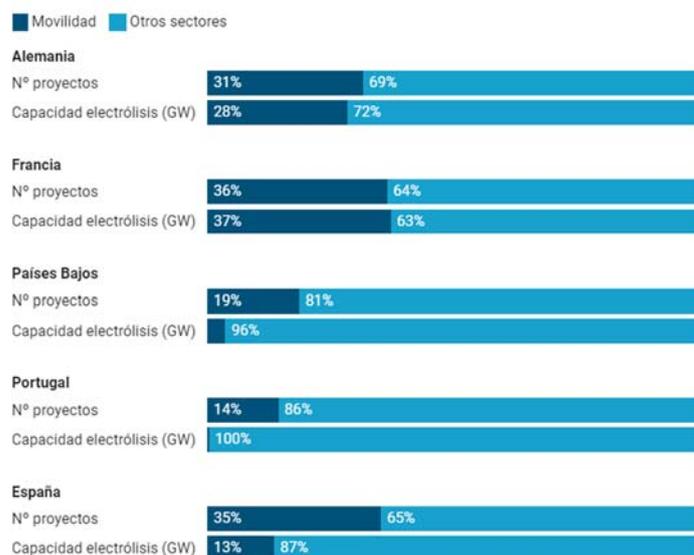


Figura 43. Peso de la movilidad en el número de proyectos y la capacidad de electrólisis. Fuente: (Hydrogen Projects Database - Data Product, 2023)

Atendiendo al número de proyectos, no parece haber grandes diferencias entre los distintos países, pero al analizar la potencia de electrólisis dedicada (al menos parcialmente) a la movilidad, se observa que Francia y Alemania superan a España en el peso que otorgan a la misma. Teniendo en cuenta el análisis previo en cuanto al número de hidrogeneras, Alemania y Francia son los países con mayor número de hidrogeneras existentes y planificadas.

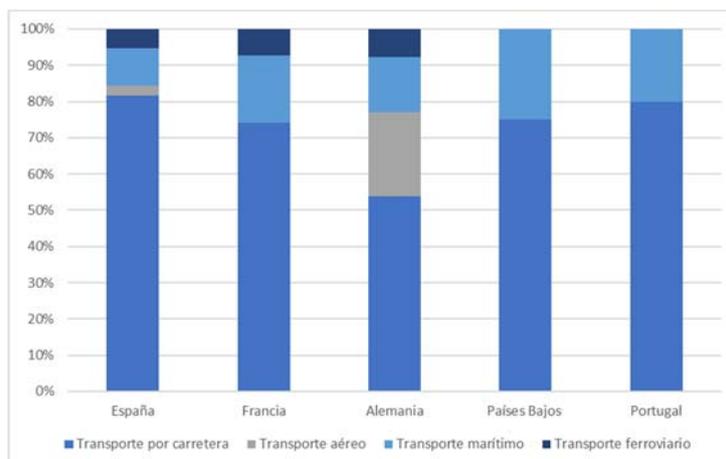


Figura 44. Número de proyectos relacionados con el despliegue de vehículos de hidrógeno. Fuente: (Project Pipeline, 2023)

Estos datos muestran que la mayoría de los proyectos en la demanda de hidrógeno se centran en el despliegue de vehículos para el transporte por carretera, sin especificar si son vehículos ligeros o pesados. Además, se observa que el despliegue de vehículos para el transporte marítimo tiene un peso importante en todos los países comparados. En cuanto al transporte ferroviario, este tiene un peso similar en todos los países, a excepción de Países Bajos. Por último, Alemania destaca en relación a los proyectos destinados al transporte aéreo, que tienen un peso marginal en los demás países.

## 6. Avances regulatorios y de política energética relevantes para la descarbonización del transporte pesado

El proceso de transformación del transporte pesado ha de ir necesariamente acompañado de los convenientes desarrollos legislativos que faciliten y fomenten la progresiva descarbonización. Esta sección del informe aborda esta dimensión, en primer lugar, enumerando los principales hitos acontecidos en los últimos años tanto a nivel europeo como nacional para, posteriormente, profundizar en aquellos aspectos que se ha considerado tienen un mayor potencial para impulsar la descarbonización del transporte pesado.

### 6.1 Hitos regulatorios relevantes para el transporte pesado y su descarbonización

A continuación, se identifican y describen brevemente los principales hitos en materia de política energética y regulación relevantes de cara a la descarbonización del transporte pesado en los contextos europeo, español y portugués.

#### 6.1.1. Contexto europeo

En 2022, Europa se encuentra inmersa en su compromiso de reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> y descarbonizar su economía. Desde 2018, con el establecimiento del Pacto Verde Europeo, la UE ha publicado numerosos documentos y planes estratégicos para impulsar la producción y uso de energías más sostenibles como la Estrategia Europea del Hidrógeno (julio, 2020), la Estrategia de Movilidad Sostenible (julio, 2021) o REPowerEU (mayo de 2022). Este último documento establece medidas para reducir la dependencia energética de Rusia, con la revisión al alza de los objetivos para la producción/consumo de hidrógeno y la promoción del biometano como herramienta clave para la transición energética. Como consecuencia de este plan, se creó en septiembre de 2022 la asociación industrial del biogás y el biometano (BIP, de sus siglas en inglés).

Para materializar estos planes, se han planteado varias medidas regulatorias comenzando como la Directiva sobre la calidad de los combustibles (diciembre, 2018) o la Directiva Europea de Vehículos Limpios (julio de 2019). El mayor impulso para la descarbonización del transporte proviene del paquete de medidas fit for 55, objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990 y que contiene numerosas propuestas legislativas relacionadas con el transporte. Muchas de estas propuestas se han comenzado a tramitar en 2022, tal y como se puede observar en la Figura 45

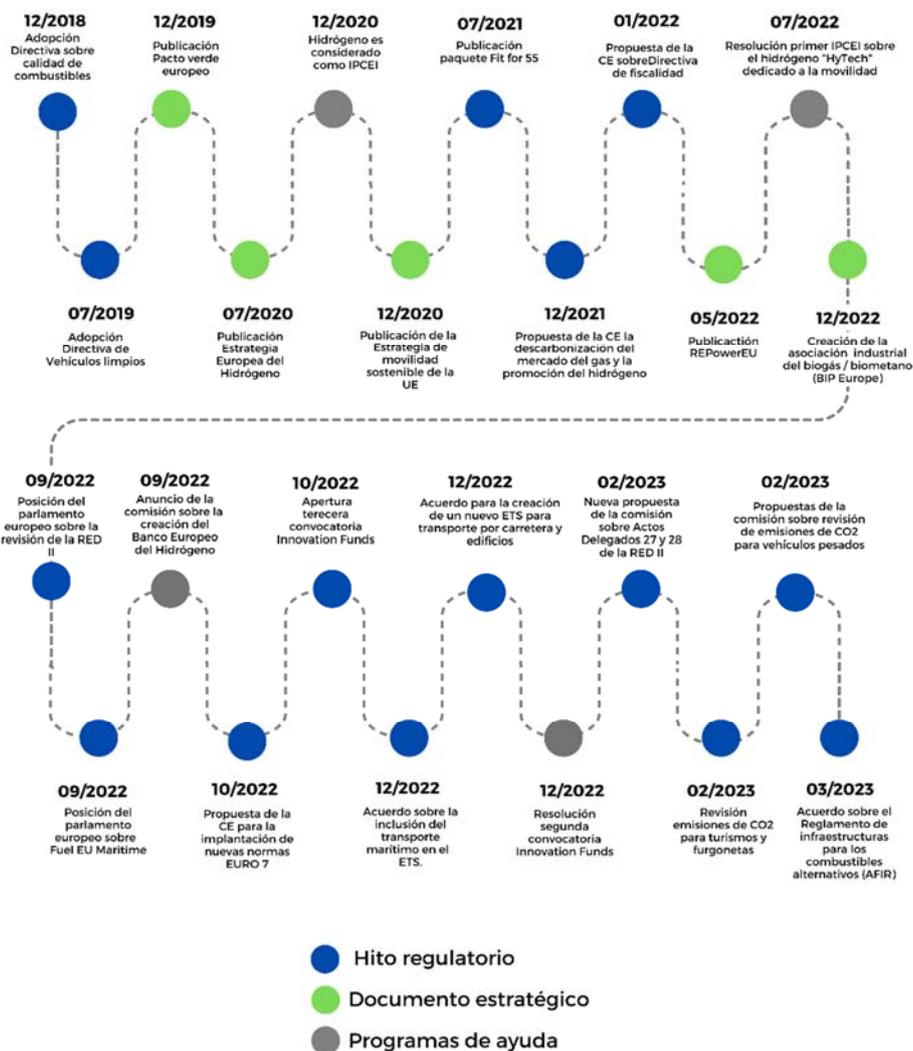


Figura 45. Hitos relacionados con la descarbonización del transporte en Europa

Entre las medidas del paquete fit for 55 se encuentran:

- **Revisión de directiva de fiscalidad de la energía.** El Parlamento asignó en enero de 2022 el análisis de la propuesta a la Comisión de Asuntos Económicos y Monetarios (ECON). El aspecto de la fiscalidad energética que requiere una revisión más urgente es la sustitución de la fiscalidad de la energía basada en el volumen por otra basada en el contenido energético y el comportamiento medioambiental.
- **Revisión de la Directiva de Energía Renovable (RED II).** El 15 de septiembre de 2022, el Parlamento Europeo se pronunció acerca de la propuesta de revisión de la RED II de la Comisión Europea, respaldando un aumento del porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía hasta el 45% para 2030, en comparación con el 32% originalmente propuesto. También se estableció un nuevo objetivo de reducción del 13% en la intensidad de gases de efecto invernadero para 2030, junto con un aumento

en el subobjetivo para los biocarburantes avanzados (del 0,2% en 2022 a 0,5% en 2025 y 2,2% en 2030), así como la introducción de un nuevo subobjetivo del 2,6% para las RFNBO.

Asimismo, en febrero de 2023 la CE presentó una nueva propuesta para los Actos Delegados relativos a sus artículos 27 y 28 de la RED II. Estos Actos Delegados establecen los criterios técnicos y de cómputo de emisiones que deben cumplir los RFNBOs para ser considerados como tales y contabilizados dentro de las contribuciones a los objetivos de energía renovable.

- **Reforma EU- ETS.** En febrero de 2023 se alcanzó un acuerdo entre la CE, el Parlamento y el Consejo Europeo respecto a la reforma de sistema de comercio de emisiones (ETS, por sus siglas en inglés). En esta reforma se acordó **la inclusión del transporte por carretera y marítimo y la creación de un nuevo ETS para el transporte por carretera y los edificios.**
- **Fuel EU Maritime – Combustibles Marítimos Sostenibles.** La comisión TRAN del Parlamento Europeo aprobó su informe sobre la propuesta el 3 de octubre de 2022. Para apoyar la utilización de combustibles marítimos sostenibles, la propuesta introduce límites a la intensidad de carbono de la energía utilizada a bordo de los buques y exige el uso de suministro eléctrico en tierra (OPS) en los puertos de la UE.
- Las instituciones de la UE alcanzan un acuerdo sobre el **Reglamento de Infraestructuras para los Combustibles Alternativos (AFIR)** el 27 de marzo de 2023. La propuesta incluye la revisión de la directiva de 2014 sobre infraestructura de combustibles alternativos (AFID) y su conversión en reglamento. De este modo, se garantiza la aplicación de objetivos jurídicamente vinculantes en todos los Estados miembros en relación a la infraestructura de recarga de combustibles alternativos como la electricidad, el hidrógeno y los biocombustibles avanzados.

Asimismo, durante el 2022, se han hecho otras propuestas legislativas importantes para el sector transporte al margen del paquete fit for 55, entre las que se encuentran:

- Propuesta de la CE **para nuevas normas EURO 7.** En **octubre 2022** se presentó. La normativa Euro 7 pretende establecer límites máximos más restrictivos que los de la EURO 6 respecto a las emisiones de óxidos de nitrógeno y partículas ultrafinas. Además, se ha añadido un nuevo contaminante, el óxido nitroso, a los límites permitidos.
- Propuesta de la CE para la **revisión de las normas sobre emisiones de CO2 en vehículos pesados.** En **febrero 2023** se presentó la. La normativa sobre emisiones de CO2 en vehículos pesados fue adoptada en 2019, sin embargo, la CE propone revisarla con objetivos más ambiciosos.

Con el fin de ayudar y minimizar el impacto de estas medidas y fomentar el uso de combustibles alternativos en el transporte, existen varios programas de ayuda. Por ejemplo:

- **Proyectos de Interés Común Europeo (IPCEI):** El hidrógeno fue incluido como IPCEI en diciembre de 2020 y en julio de 2022 se aprobó la primera convocatoria bajo el marco

IPCEI sobre el hidrógeno: “Hy2Tech”. Se aprobaron 41 IPCEIs con la participación de 4 de empresas y un valor de 5.400 M€. Esta primera línea de IPCEI abarca toda la cadena de valor del hidrógeno para la movilidad incluyendo cuatro campos: generación de hidrógeno / tecnología de pilas de combustible / distribución, almacenamiento y transporte / aplicaciones finales. Dentro de las beneficiarias se encuentran cuatro empresas españolas (H2B2, Nordex, Sener e Iveco) y una portuguesa (1 s 1 energy).

- **Fondos de Innovación Europeos (Innovation Funds):** Hasta la fecha se han resuelto dos convocatorias de los fondos de innovación (la última de ellas en diciembre de 2022). Entre los proyectos financiados se encuentra el proyecto Waga para la producción de biometano a partir de gas de vertedero en Granada o los proyectos HyValue, Sun2Hy para la producción de hidrógeno en España. En octubre 2022 se abrió la tercera convocatoria de proyectos a gran escala para los Fondos de Innovación de la UE.
- **Banco Europeo del hidrógeno:** En septiembre de 2022 se anunció la creación del Banco Europeo del Hidrógeno con hasta 3000 M€ dirigidos a crear un mercado para el hidrógeno y favorecer la inversión en tecnología e infraestructuras. La propuesta de la CE incluye un pilar doméstico destinado a fomentar producción de hidrógeno renovable en Europa, y otro pilar exterior, para facilitar las importaciones del exterior.

### 6.1.2. Contexto nacional – España

En línea con la UE, España se ha comprometido con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la transición hacia un sistema de transporte más sostenible. En este sentido, se han establecido medidas y objetivos específicos a través del Plan Nacional de Energía y Clima, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo y la Hoja de Ruta del Hidrógeno. Entre sus objetivos para el año 2030 se encuentran: entre 100 y 105 estaciones de repostaje de hidrógeno de acceso público, 150-200 autobuses FCEV, 5000-7000 vehículos de hidrógeno para el transporte de mercancías y 2 trenes comerciales propulsados por hidrógeno.

Para facilitar la implementación de estas políticas se han destinado fondos a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, con iniciativas como el programa de transformación de flotas de vehículos pesados de transporte profesional por carretera (400 M€) y la inversión en proyectos de hidrógeno renovable (1500 M€). A continuación, se resumen los hitos más importantes para la descarbonización del transporte en España en el año 2022-2023.

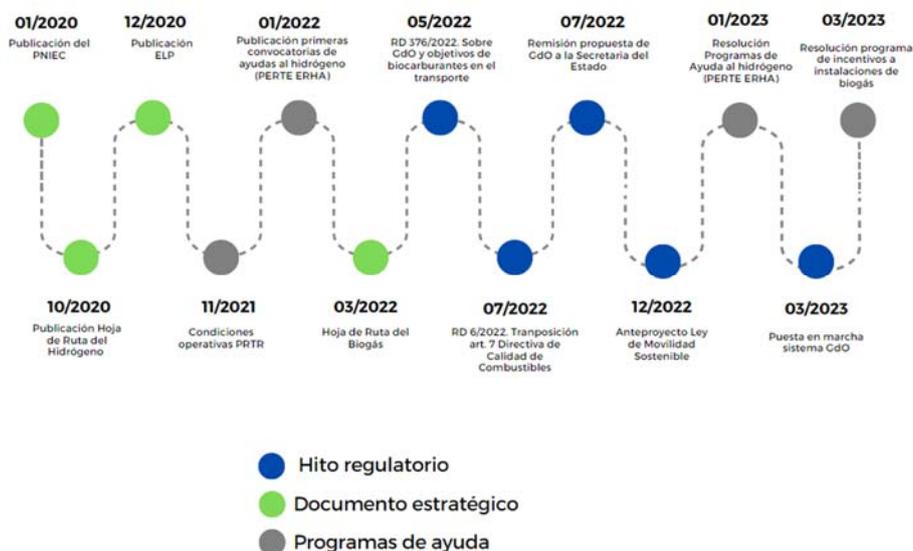


Figura 46. Hitos relacionados con la descarbonización del transporte en España

- **Marzo 2022** – Publicación la Hoja de Ruta del Biogás, que establece las medidas necesarias para fomentar el uso del biogás y el biometano como fuente de energía renovable en España.
- **Mayo 2022** – Se publicó el Real Decreto 376/2022, que regula los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa. Este real decreto establece la creación de un sistema de garantías de origen aplicable a los gases renovables y establece en un objetivo de 3.5 % de combustibles renovables en el transporte.
- **Julio 2022** – Transposición del artículo 7 bis de la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo de 13 de octubre de 1998 (la conocida como “FQD” -Fuel Quality Directive-). Este artículo de la Directiva FQD obliga a los suministradores de combustibles a una reducción anual de un 6% en la intensidad de las emisiones de GEI, durante el ciclo de vida de los combustibles.
- **Julio 2022** – El 29 de julio de 2022 se remitió la Propuesta de Procedimiento de Gestión del sistema de garantías de origen de los gases renovables a la Secretaría de Estado. La plataforma para la gestión del sistema de garantías de origen se puso en marcha a finales de enero de 2023, permitiendo el registro de los tenedores de GdO en el sistema. Se espera que esté completamente operativa para marzo de 2023.
- **Diciembre 2022** – El texto del Anteproyecto de Ley de Movilidad Sostenible es aprobado por el consejo de ministros y se está debatiendo actualmente en el Parlamento español.

### 6.1.3. Contexto nacional – Portugal

Al igual que en el caso español, Portugal ha puesto en marcha diversos actos de política y regulación respecto a la descarbonización al transporte. En 2019 publicó el "Plano Nacional de Energía e Clima 2021-2030" y en octubre de 2020 se presentó la Hoja de Ruta del Hidrógeno

fijando entre sus objetivos para 2030 el alcanzar un 5% de la demanda final de transporte satisfecha mediante hidrógeno, así como entre 50100 hidrogeneras. A continuación, se resumen los hitos más importantes para la descarbonización del transporte en Portugal.

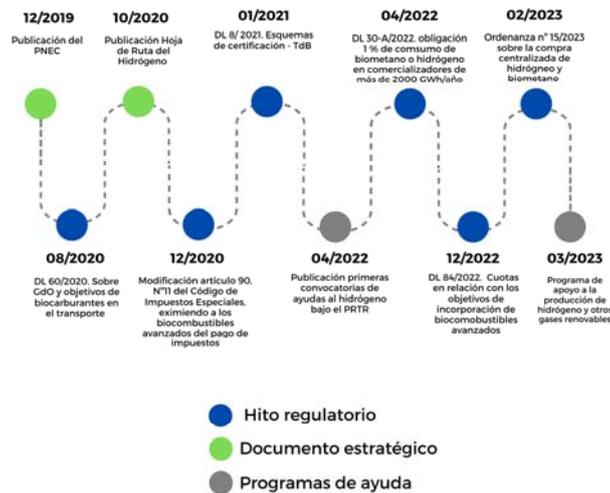


Figura 47. Hitos relacionados con la descarbonización del transporte en Portugal

- **Agosto 2020** – Decreto Ley 60/2020. Establece el mecanismo de emisión de garantías de origen para gases bajos en carbono y para gases de origen renovable, actualizando los objetivos de energía procedente de fuentes renovables. EEGO- REN es el encargado de emitir las garantías de origen. El Real Decreto también establece un objetivo de 3.5 % de combustibles renovables en el transporte.
- **Diciembre 2020** – Dentro de los Presupuestos Generales del Estado para 2021, se estableció la modificación artículo 90, Nº11 del Código de Impuestos Especiales, eximiendo a los biocombustibles avanzados y a los gases renovables del pago de impuestos siempre que estuvieran respaldados si están respaldados por TdB (Títulos de Biocarburante), así como los gases renovables si están respaldados por Garantías de Origen.
- **Enero 2021** – El Decreto Ley 8/2021 introduce la cuarta modificación del Decreto-Ley Nº 117/2010, el cual establece los criterios para calificar a los biocombustibles como sostenibles y define los TdB para verificar el cumplimiento de los objetivos de incorporación. Esta modificación tiene como objetivo revisar las condiciones que deben cumplir los biocombustibles avanzados en relación a aspectos como su origen o el uso del suelo.
- **Abril 2022** - Decreto Ley 30A/2022 - Los comercializadores de gas cuyo suministro a clientes finales supere los 2.000 GWh anuales están obligados a incorporar en su suministro un porcentaje no inferior al 1% de biometano o hidrógeno durante el período de vigencia de este decreto (2 años desde su entrada en vigor).
- **Diciembre 2022** - El Decreto Ley 84/2022 establece un requisito mínimo anual de contribución de biocombustibles avanzados para los proveedores de combustible. Esta contribución se determina como un porcentaje sobre las cantidades de combustibles introducidos para consumo y varía a lo largo del tiempo. A partir de 2023, el porcentaje mínimo es del 0,7% y se prevé un aumento gradual hasta alcanzar el 10% en 2030. La

verificación del cumplimiento se realiza trimestralmente, debiendo los proveedores de combustible presentar TdB o TdC (títulos de bajo carbono) como prueba del cumplimiento de sus obligaciones.

- **Enero 2023** - Consulta pública sobre la inclusión de los gases renovables y bajos en carbono en el sistema de gestión de GdO.
- **Febrero 2023** – Resolución de programas de ayuda al hidrógeno y los gases renovables en el marco del PRTR. Este plan está dotado con 62 M€ y a diferencia de los programas de ayuda en España, consideran también otros gases renovables como el biometano.
- **Febrero 2023** - Ordenanza nº 15/2023 que establece el sistema de compra centralizado de biometano e hidrógeno. La norma establece que se inyectarán 150 GWh/año de biometano (Poder Calorífico Superior, PCF) y 120 GWh/año de hidrógeno (PCS) a la red nacional de gas. El precio base máximo que se pagará por estos gases será de 62 euros/MWh para el biometano y 127 euros/MWh para el hidrógeno. Los contratos tendrán una vigencia de 10 años y se espera que se entreguen 3.000 toneladas de hidrógeno verde y 10.000 toneladas de metano renovable. Los productores deberán entregar las garantías de origen y permitir la conexión a las redes de gas. Las pautas del procedimiento serán establecidas por la Dirección General de Energía y Geología en coordinación con el CURg (Comercio Mayorista de Último Recurso), y serán aprobadas por el Gobierno antes del 30 de mayo de 2023. Se publicará un anuncio relativo al procedimiento de adquisición competitiva antes del 30 de junio de 2023.
- **Marzo 2023** - Apertura de convocatoria para programas de apoyo a la producción de hidrógeno renovable y otros gases renovables dotado de 83 M€.

## 6.2 Hacia la descarbonización del transporte pesado: motores del cambio y aspectos pendientes

Esta sección profundiza en el análisis de aquellos aspectos pendientes de desarrollo que tienen mayor potencial de servir como palanca para la descarbonización del transporte pesado. La Tabla 15 recopila información detallada sobre diversas regulaciones y medidas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte. En ella se presentan, entre otros, los objetivos, el estado y los sectores afectados por cada regulación, así como el sujeto sobre el que recae la obligación de la misma.

A través de la tabla, se puede observar que la descarbonización del transporte no es un proceso sencillo, sino que requiere una amplia gama de medidas que abarcan a productores, suministradores y proveedores de servicios, lo que indica que la transición hacia un transporte más sostenible y limpio implica una colaboración estrecha y coordinada de todos los actores involucrados en la cadena de suministro.

Tabla 15. Principales palancas para fomentar la descarbonización del transporte pesado

	Tipo <sup>39</sup>	Sector	Segmento	Sujeto obligado	Receptor beneficios	Objetivo	Año de aplicación	Estado <sup>40</sup>
<b>Directiva de calidad de combustibles</b>	Directiva / europeo	Transporte por carretera	Suministro	Suministradores combustibles	N/A	Reducción 6 % emisiones respecto a 2010	Hasta 2020	En vigor <sup>41</sup>
<b>Inclusión del ETS en el transporte por carretera</b>	Reglamento / europeo	Transporte por carretera	Suministro	Suministradores combustibles	N/A	N/A	2027-2028	Acuerdo <sup>42</sup>
<b>Revisión de Directiva Energía Renovable (RED II)</b>	Directiva/ europeo	Todos	Suministro	Suministradores combustibles	N/A	Reducción 14,5% de intensidad de emisiones respecto a 2010. Fija cuotas de 5,5 % para biocombustibles avanzados y RFNBOs (>1%)	2030	Acuerdo
<b>Ley de Movilidad Sostenible</b>	Ley / nacional (España)	Todos	Proveedor servicio transporte	Proveedor servicio transporte	N/A	Obligación de reportar la huella de carbono derivada de sus servicios.	S/E	En discusión
<b>Fuel-EU Maritime</b>	Reglamento / europeo	Marítimo	Proveedor servicio transporte	Proveedor servicio transporte (navieras)	N/A	Reducción de emisiones respecto a 2020 desde un 2% (2025-2030) hasta un 75% (2045-2050)	2025	Acuerdo

<sup>41</sup> Esta Directiva fue traspuesta con retraso en España mediante el RD 376/2022, y en Portugal mediante el Decreto-Lei nº 142/2010, del 31 de diciembre.

<sup>42</sup> Acuerdo existente entre la Comisión, el Parlamento y el Consejo.

<b>Inclusión en el ETS del transporte marítimo</b>	Directiva + Reglamento (MRV) / europeo	Marítimo	Proveedor servicio transporte	Proveedor servicio transporte (embarcaciones)	N/A	N/A	2024	Acuerdo
<b>Infraestructura de Combustibles Alternativos</b>	Reglamento / europeo	Todos	Infraestructura	Estados miembros	N/A	Estaciones de GNL cada 450 km para 2025. HRS cada 200km en red TEN-T + núcleo urbano, con capacidad $\geq$ 1t/día a 700 bar	2030	En discusión
<b>Garantías de origen para gases renovables</b>	Certificados / nacional	Todos	Producción	N/A	Productores biometano	N/A	N/A	En vigor en España. En desarrollo Portugal
<b>Incentivos a la compra y venta de vehículos</b>	Cuota/obligación	Transporte por carretera	Vehículos	N/A	Concesionarios	Reducción de las emisiones del parque nuevo registrado del 45% (2030), 65% (2035) y 90% (2040).	2030	En discusión
	Ayuda / nacional	Transporte por carretera	Vehículos	N/A	Empresas dedicadas al transporte profesional	Hasta 7.000 € y 25.000 € para la compra de vehículos pesados de gas natural en Portugal y España respectivamente	N/A	En vigor
<b>Nueva Directiva sobre fiscalidad de la energía</b>	Directiva / europeo	Todos	Proveedor servicio transporte	N/A	Proveedor servicio transporte	Tipo fiscal diferenciado para 5 categorías de combustible: fósiles, fósiles apoyo a la transición, biocombustibles de cultivos alimentarios, combustibles bajo en carbono, biocombustibles avanzados/RFNBOs/electricidad	S/E	En discusión

### 6.2.1 Reducción de la intensidad en emisiones GEI de los combustibles en el transporte (Directiva de calidad de combustibles)

La Directiva Europea 2009/30<sup>43</sup> (*Fuel Quality Directive*) modifica la Directiva 98/70/EC y establece el *Artículo 7 bis* la obligación por parte de los Estados de designar suministradores encargados de controlar y notificar las emisiones de GEI durante el ciclo de vida de los combustibles por unidad de energía suministrada. Los Estados debían exigir (*Artículo 7 bis*) a los proveedores de combustibles reducir de la forma más gradual posible las emisiones hasta un 10% antes del 31 de diciembre 2020, en comparación con las normas mínimas establecidas en el apartado 5 de esta Directiva, correspondientes a 2010 (94,1 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ). De este 10%, el 6% debería haberse conseguido de manera obligatoria, al que se le sumaba un 4% voluntario dividido en dos bloques de 2% adicionales. Esta obligación aplica a los suministradores de combustibles para el transporte por carretera, ferrocarril, y embarcaciones mientras no se encuentren en el mar (transporte fluvial).

Si bien los EEMM disponían de hasta el 31 de diciembre de 2010 para trasponer esta Directiva al régimen jurídico nacional, para poder aplicarla era necesario establecer a nivel comunitario los métodos de cálculo y requisitos de notificación<sup>44</sup> recogidos en la Directiva 2015/652, cuya fecha límite de implementación era el 21 de abril de 2017. La trasposición del *Artículo 5* de esta segunda Directiva se hizo en el *Real Decreto 235/2018 del 27 de abril, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte*<sup>45</sup>. Sin embargo, la trasposición de la Directiva 2009/30 se trasladó únicamente a Anteproyecto de Ley<sup>46</sup>, cuya consulta pública terminó en septiembre de 2017. En Portugal, ambas Directivas fueron traspuestas con anterioridad: la Directiva 2015/652 de método de cálculo se trasladó al Decreto-Lei nº91/2017 del 28 de julio<sup>47</sup>, y la Directiva 2009/30 de reducción de intensidad de emisiones de GEI de los combustibles también se trasladó al Decreto-Lei nº 142/2010<sup>48</sup>, del 31 de diciembre.

La aplicación de esta Directiva 2009/30 de reducción de la intensidad de emisiones GEI de los combustibles para el transporte no resultó ser tan fructífera como debería en la Unión Europea. Según la Comunicación COM/2021/961<sup>49</sup> (*Informe de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo Calidad de la gasolina y el gasóleo utilizados en el transporte por carretera en la Unión Europea*), la intensidad media de GEI de los combustibles y energía suministrados en los veintiocho Estados en 2019 era de 90 gCO<sub>2</sub>eq/MJ, tan solo un 4,3% por debajo del dato de

---

<sup>43</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009L0030>

<sup>44</sup> [https://www.cnmc.es/sites/default/files/1490558\\_8.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1490558_8.pdf)

<sup>45</sup> <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-5890>

<sup>46</sup> <https://energia.gob.es/en-us/Participacion/Paginas/Cerradas/anteproyecto-gases-efecto-invernadero.aspx>

<sup>47</sup> <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/91-2017-107773652>

<sup>48</sup> <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/142-2010-306625>

<sup>49</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=COM:2021:961:FIN>

referencia de 2010 (94,1 gCO<sub>2</sub>eq/MJ). Además, los avances eran desiguales entre los países, ya que tan solo Suecia y Finlandia habrían podido alcanzar el objetivo del 6% y algunos otros el objetivo intermedio del 4%.

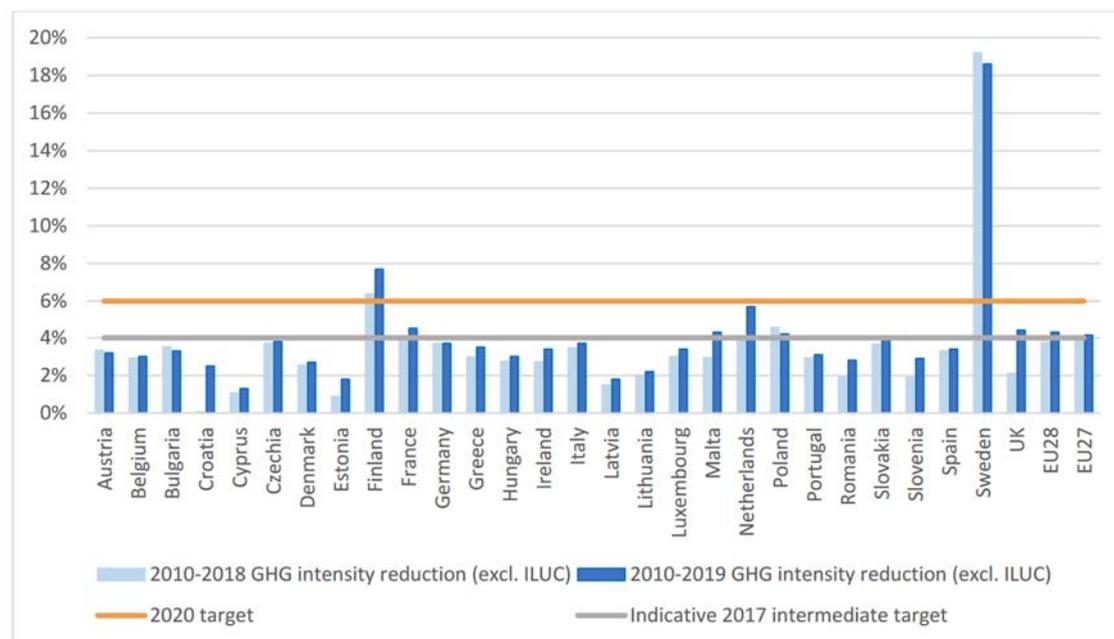


Figura 48. Cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones por parte de los combustibles para el transporte en la Unión Europea y Reino Unido. Fuente: COM/2021/961

En esta misma Comunicación se concluye que prácticamente todos los Estados miembros deben adoptar rápidamente nuevas medidas para garantizar el cumplimiento del objetivo establecido para 2020, ya que siguen obligados a garantizar esta reducción del 6%. Sin embargo, como con la aprobación de la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo (COM/2021/557) que modifica la 2018/2001 (RED II), el Reglamento 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE, se introducen un nuevo objetivo de reducción de intensidad de emisiones de los combustibles para el transporte del 13% de aquí a 2030 con respecto a 2010. Esta propuesta derogaría el objetivo del 6% de la Directiva 2009/30 evitando la duplicidad de requisitos reglamentarios.

Con el fin de asegurar el cumplimiento de la Directiva 2009/30 en España, incluso después de haber superado el límite temporal inicial (diciembre de 2020), se recoge en el Real Decreto 6/2022 una reducción del 6% de la intensidad de emisiones GEI del combustible para transporte (Capítulo V). Sin embargo, aun trasladando los requisitos de aplicación de la Directiva, no se impone un límite temporal para su cumplimiento y podría ser derogado para ampliar el objetivo al 13% antes de 2030 con la aprobación de la directiva que modifica la RED II.

Cabe remarcar que los suministradores cuyo portfolio esté totalmente basado en el gas ya estarían cumpliendo con el 6% de reducción de la intensidad de emisiones GEI del combustible, ya que el dato de referencia (*benchmark*) de esta Directiva 2009/30 y del RD 6/2022 es de 94,1 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ, y el gas natural fósil tiene un factor de emisión de 2.73 kgCO<sub>2</sub>-eq/kg (Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico, 2022), lo que se traduce en unos 56 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ (una reducción del 40,5% por unidad de energía).

## 6.2.2 Inclusión en el ETS del transporte por carretera

Dentro del texto acordado para la revisión del ETS (en fase de trílogo)<sup>50</sup>, se prevé también la creación de un mercado paralelo de emisiones (ETS II) para los sectores del transporte por carretera y los edificios, a partir de 2027 (se puede posponer hasta 2028 si los precios de energía siguen muy altos). Dado que las emisiones de GEI provienen de pequeñas entidades como hogares o conductores, la actividad regulada será la de la distribución de combustible. Actualmente existe un sistema de monitorización y reporte de las emisiones para los distribuidores de combustible, bajo la Directiva del Consejo EU 2020/262.

Gracias a este mercado, los distribuidores tendrán que disponer desde 2024 de una asignación de GEI (permiso de emisiones) y reportar la cantidad de combustible distribuido en el mercado. Desde 2026, existirá en cambio un límite a la cantidad de emisiones permitidas, basado en los datos que pueda recolectar la regulación de Reparto de Esfuerzo<sup>51</sup>. Esta regulación establece la obligación de los Estados Miembros de alcanzar objetivos anuales vinculantes en materia de reducción de emisiones en los sectores no comprendidos por el ETS (transporte, construcción, agricultura, etc.).

Para asegurar una puesta en marcha suave, el mecanismo prevé la introducción de un exceso del 30% de asignaciones durante el primer año. También, si el precio de las asignaciones supera los 45€ durante dos meses consecutivos o más, y con el objetivo de proteger a los consumidores más vulnerables, se inyectarían 20 millones de asignaciones adicionales (reserva de estabilidad) para reducir el precio de mercado. Cabe remarcar que, si los Estados Miembros tienen un impuesto al carbono con un precio al menos igual que el de las asignaciones del ETS II, pueden estar exentos de implementar este mecanismo hasta 2030.

## 6.2.3 El sector del transporte en la Directiva (UE) 2018/2001: objetivos sectoriales y nuevos combustibles

Con objeto de impulsar el uso de energías renovables en el sector del transporte, la actual Directiva Europea de Energías Renovables establece en su artículo 25 que los EEMM, mediante la fijación de obligaciones sobre los suministradores de combustible, han de alcanzar una cuota de al menos 14% de energías renovables en el consumo final de energía en el sector transporte en el año 2030. Dentro de este porcentaje, los biocombustibles avanzados y sostenibles ha de ser al menos un 0,2% en 2022, un 1% en 2025 y un 3,5% en 2030<sup>52</sup>.

Estos objetivos tienen su correspondiente reflejo en la regulación tanto de España como de Portugal. Respecto a España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2023 fija una cuota mínima de energía renovable en el transporte del 28% en 2030, mientras que la disposición final segunda del RD 376/2022 modifica el RD 1085/2015 imponiendo a nivel nacional los mismos objetivos de biocombustibles, de acuerdo al contenido energético, para los

<sup>50</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-6210-2023-INIT/en/pdf>

<sup>51</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities\\_es](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_es)

<sup>52</sup> La Directiva actualmente en vigor limita el peso que los biocombustibles producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros.

años 2022, 2025 y 2030 que recoge actualmente la Directiva, y trasladando la obligación de alcanzar dichos porcentajes a los sujetos obligados en relación a la venta o consumo de combustibles. En el caso de Portugal, el Decreto Ley 60/2020 establece como objetivo alcanzar en 2030 un 20% y un 3,5% de penetración de energías renovables y biocombustibles respectivamente sobre el consumo final total del sector transporte. Adicionalmente, el Decreto Lei 30A/2022 establece que los comercializadores de gas cuyo suministro a clientes finales supere los 2 000 GWh anuales están obligados a incorporar en su suministro un porcentaje no inferior al 1% de biometano o hidrógeno.

No obstante, está pendiente de aprobación la modificación de la Directiva propuesta por la CE dentro del paquete Fit for 55 que actualiza estos objetivos. La propuesta original fijaría un objetivo nacional de reducción del 13% de la intensidad de emisiones en el sector del transporte para el año 2030, mientras que los biocombustibles avanzados y sostenibles han de alcanzar un 0,2% en 2022, un 0,5% en 2025 y un 2,2% en 2030. Adicionalmente, se introducía un nuevo objetivo para los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs en su acrónimo en inglés) del 2,6% para 2030.

No obstante, el último acuerdo entre el Consejo y el Parlamento alcanzado el 19 de junio de 2023<sup>53</sup> fija como objetivos vinculantes una reducción del 14,5% de la intensidad de emisiones y un peso de al menos el 29% de renovables en el consumo de energía final en el sector del transporte para el año 2030. Adicionalmente, marca un objetivo vinculante del 5,5% para el conjunto de los biocarburantes avanzados y los RFNBOs en la cuota de renovables del sector transporte, del cual al menos un 1% corresponderá a los RFNBOs.

En todo caso, se estipula que los estados miembros, a efectos de cumplimiento del objetivo agregado anterior, deberán considerar los RNFBOS, inclusive cuando se usen como producto intermedio para la obtención de combustibles convencionales (e-fuels), y podrán también tener en cuenta los combustibles de carbono reciclado (RCFs en su acrónimo en inglés).

Por este motivo, es importante comprender correctamente cómo se definen estos combustibles en la Directiva:

- Los combustibles de carbono reciclado, o RCFs, se definen como *combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales con arreglo al artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE, o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.*
- Los combustibles renovables de origen no biológico o RNFBOS se definen como *combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa.*

<sup>53</sup> <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>

Atendiendo a estas definiciones, los RCFs se obtendrían a partir de residuos, como por ejemplo plásticos no reciclables que actualmente se incineran o almacenan en vertederos, o gases residuales de actividades industriales como el acero o el refino, que actualmente se queman en antorchas o para la producción de electricidad y/o calor. Por el contrario, dentro de los RNFBOs nos encontraríamos fundamentalmente con el hidrógeno y sus derivados: amoníaco, metanol, o e-combustibles.

Es importante señalar que, para poder computar estos combustibles de cara al cumplimiento de los objetivos sectoriales mencionados anteriormente, han de cumplirse una serie de criterios de sostenibilidad que aún se encuentran pendientes de terminar de concretarse mediante dos actos delegados de la Directiva de Renovables<sup>54</sup>. En el caso de los RCFs, en caso de aprobarse finalmente los actos delegados en su actual redacción, deberían alcanzar una reducción de sus emisiones en su ciclo de vida de al menos un 70% del benchmark fósil fijado en 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJ. Las emisiones que se han de tener en cuenta para verificar el cumplimiento de dicho requisito serían las siguientes: las asociadas a los inputs, las derivadas del procesado, transporte y distribución, las producidas en la combustión del RCF en su uso final, y las evitadas en caso de captura y secuestro de emisiones (con signo negativo).

Este es el mismo umbral de emisiones que marca el Artículo 25 de la Directiva de Renovables para los RNFBOs; en este caso, las emisiones asociadas a los input incluirán las de la electricidad utilizada y al consumo energético y de materiales necesario para la captura del CO<sub>2</sub> en su caso. Igualmente, la metodología a seguir para el cálculo de las emisiones asociadas es la misma. No obstante, en el caso de los RNFBOs es necesario realizar algunas consideraciones adicionales. En este caso, para poder ser calificado como RNFBOs y computar como tal de cara al cumplimiento de los objetivos fijados por la directiva es necesario atender al origen de la electricidad empleada para producir el hidrógeno y al del CO<sub>2</sub> utilizado para obtener el e-combustible correspondiente, si este fuera el caso:

- Las emisiones asociadas a la electricidad consumida para la producción de RNFBOs será catalogada como totalmente renovable, y por tanto computada como de cero emisiones, siempre que se cumplan los criterios de adicionalidad, y correlación temporal y geográfica que se indican en el Acto Delegado referido en el Art. 28 de la RED II. En el caso de la electricidad tomada de la red eléctrica que no cumpla los criterios anteriores, las emisiones a atribuirle se pueden calcular para cada año calendario según una de las siguientes alternativas:
  - a) De acuerdo con la intensidad de emisiones promedio en el año calendario anterior para el país o zona de oferta correspondiente, calculado según unos factores de emisión y eficiencias promedio. Este valor comprenderá las emisiones equivalentes para los principales gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, metano y óxido nitroso), incluyendo tanto las correspondientes a la combustión como las producidas aguas arriba.
  - b) En función de las horas equivalentes de funcionamiento del electrolizador a lo largo de un año calendario. Si este número de horas es igual o inferior al número

---

<sup>54</sup> La CE publicó en febrero de 2023 una nueva propuesta para ambos actos delegados que aún está pendiente de respuesta por parte del Parlamento y Consejo europeos.

de horas en el que la tecnología marginal era renovable o nuclear en el año calendario anterior, las emisiones asociadas serán de 0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ. Cuando el número de horas de funcionamiento exceda este valor, las emisiones asociadas serán de 183 gCO<sub>2</sub>eq/MJ (valor a asignar a la totalidad de la electricidad empleada, incluida la considerada como totalmente renovable).

- c) Las emisiones correspondientes a la unidad marginal para el momento y zona de oferta en que se produjo el RNFBO, en caso de que el TSO nacional publique esta información.
- En relación con el origen del CO<sub>2</sub> para la producción de e-combustibles, éste podrá provenir de cualquier fuente. Más concretamente, se mencionan los siguientes posibles orígenes para este gas: captura de emisiones de combustión o proceso derivadas de actividades de producción de energía eléctrica (sólo hasta finales de 2035) o actividades industriales incluidas en el ETS (sólo hasta finales de 2040), captura directa del aire, CO<sub>2</sub> biogénico obtenido en la producción o combustión de biocombustibles o biomasa, o CO<sub>2</sub> capturado de un almacenamiento geológico que de otra manera se hubiera fugado a la atmósfera.

#### 6.2.4 Obligación de reportar emisiones por los transportistas según la nueva Ley de movilidad sostenible

La primera de estas palancas es la Ley de Movilidad Sostenible, la cual se encuentra actualmente en anteproyecto de ley (cierre de las aportaciones el 13 de abril de 2023), y tiene por objetivo constituir el marco normativo que permitan a las políticas públicas de transporte responder mejor a las necesidades reales de los ciudadanos y los retos que el sector afronta actualmente: la sostenibilidad, la digitalización, la cohesión social y la cohesión territorial.

En cuanto a la sostenibilidad del sector transporte, la Ley establece en el Artículo 37 (Sección 4), la obligación de realizar el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del servicio de transporte y de informar sobre esta huella a los usuarios (transporte de pasajeros) o clientes (transporte de mercancías) antes de prestar el servicio. Esta obligación aplica a todas las entidades públicas o privadas que prestan o comercializan un servicio de transporte.

Bajo la aplicación de este artículo (1 año después de la aprobación de la Ley), el transporte pesado tendrá por lo tanto la obligación de informar a sus clientes y pasajeros de la huella de carbono derivada de sus servicios, pudiendo así condicionar la elección de los usuarios entre los proveedores disponibles.

Además, el total de la huella de las entidades será inscrito en el Registro de Huella de Carbono del MITERD u otros registros similares gestionados por las administraciones territoriales, lo que permitirá a los potenciales clientes evaluar la trayectoria de emisiones de un proveedor en concreto y no solo la del servicio que le ofrece. Este Registro del MITERD está vigente desde 2014<sup>55</sup>, y en él se anota la huella de todos los sectores con emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien era un acto voluntario hasta ahora, desde la aprobación de la Ley de Cambio

<sup>55</sup> Real Decreto 163/2014, del 14 de marzo.

Climático (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética., 2021), las empresas están obligadas a reportar sus emisiones desde 2023, y el transporte en concreto con la Ley de Movilidad Sostenible desde un año después de su aprobación.

En 2021 se reportaron 43 MtCO<sub>2</sub>eq (alcance 1+2), de las cuales el 91% derivaban del suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado. Sin embargo, el sector transporte solo representa el 2% de estas emisiones reportadas, aun siendo el sector que más emisiones aporta en España. Por lo tanto, con la introducción de la Ley de Movilidad Sostenible, el impacto de los diferentes sectores del transporte podrá ser mucho más visible, y sobre todo poder condicionar las elecciones de usuarios y clientes del transporte de pasajeros y mercancías.

### Emisiones registradas en 2021 (Huella alcance 1+2)

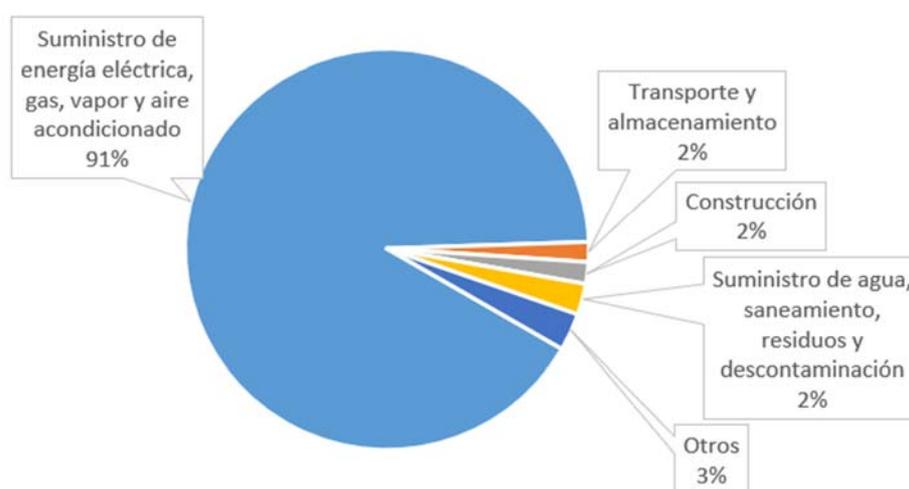


Figura 49: Emisiones registradas en 2021 en el registro de huella de carbono (alcance 1 y 2)

La metodología para determinar la huella de carbono de una entidad no está aún definida según la Ley de Movilidad Sostenible, en la que se especifica que se desarrollará de manera conjunta por el MITMA y el MITERD. El Registro de Huella de Carbono, en funcionamiento desde 2014, tampoco especifica una metodología de cálculo en concreto. Sin embargo, el Registro sí especifica la necesidad de utilizar los factores de emisión publicados por el MITERD anualmente, y se calculará la huella como la multiplicación de estos factores de emisiones por los factores de actividad (expresados en función del consumo energético). También propone varias calculadoras para ayudar al cálculo de huella de una organización, un ayuntamiento, una explotación agrícola, y calculadoras para proyectos de reducción y absorción de carbono<sup>56</sup>.

Cabe remarcar que la hoja de factores de emisión publicados por el MITERD en los que se basa esta metodología de cálculo no incluye el biogás como combustible para el transporte, sino que únicamente se considera un factor de emisiones del gas natural comprimido CNG (2,798

<sup>56</sup> <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/calculadoras.aspx>

kgCO<sub>2</sub>eq/kg). Sin embargo, sí se considera el biogás como combustible para las instalaciones fijas entre estos factores (0,001 kgCO<sub>2</sub>eq/kg). El documento de metodología de cálculo de la huella de carbono<sup>57</sup> especifica que la biomasa pura, a efectos de la guía, tiene unas emisiones consideradas neutras debido a que el CO<sub>2</sub> emitido en la combustión ha sido previamente absorbido en la atmósfera. En aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y el Consejo Europeo, se recogen en el Anexo I de esta metodología una lista no exhaustiva de los materiales considerados biomasa con factor de emisión neutro. Entre ellos, se encuentra el biogás producido por digestión, fermentación o gasificación de la biomasa, lo cual comprendería el biometano a efectos de cálculo de la huella de carbono.

Otra hoja metodológica específica del biogás es la *Guía para la justificación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero*<sup>58</sup> publicada en el marco de la primera convocatoria del programa de inventivos a proyectos singulares de instalaciones de biogás en el marco del PRTR (Orden TED/706/2022). En esta guía se detalla cómo justificar la reducción de emisiones por utilización del biogás como combustible, siguiendo la directiva RED II (2018/2001) en la que se recogen las emisiones asociadas al biogás en función del origen del residuo, y una metodología de cálculo con valores típicos para cada etapa del proceso (Anexos I y II).

Como vemos, las metodologías no coinciden (la primera asigna emisiones neutras y la segunda asocia unas emisiones en función de la procedencia del residuo), por lo que sería necesario establecer a efectos de la Ley de Movilidad Sostenible unos factores de emisión para el uso de biogás en transporte, actualizando la última Guía de acuerdo con la Directiva RED II.

### 6.2.5 Cambios recientes en la normativa europea sobre el transporte marítimo: ETS, MRV y paquete EU Maritime Fuel

Desde 2018, las navieras que operen dentro del Espacio Económico Europeo (EEE) tienen la obligación de monitorizar y reportar las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada embarcación superior a 5000 GT de forma desagregada, según lo establecido en la Regulación 2015/757. Los resultados de esta monitorización se recogen en la plataforma THETIS-MRV (*Monitoring, Reporting, Verifying*), en la que en el año 2021 se reportaron 125 MtCO<sub>2</sub>eq, en las cuales están recogidos todos los viajes entre puertos del EEE y el 50% de las emisiones derivadas de viajes que operan entre puertos europeos y extraeuropeos. Además, y con el fin de evitar fugas de emisiones, se ha propuesto un sistema de control de llamadas de puertos.

Con el fin de asegurar que el sector del transporte contribuye con la ambición climática europea, las instituciones han alcanzado recientemente un acuerdo para extender el régimen de comercio de derechos de emisión ETS (*Emission Trading Scheme*) al sector marítimo para las embarcaciones de más de 5 000 GT que ya estaban reportando al MRV a partir del 2024. Sin embargo, podrán incluirse las embarcaciones de entre 400-5 000 GT a partir de 2025, según la decisión que deberá tomarse en este mismo año. Este régimen de límite a las emisiones del sector marítimo aplicará desde 2024 al dióxido de carbono, y desde 2026 al metano y al óxido nitroso. Sin embargo, estos dos últimos deberán empezar a reportarse al MRV desde 2024.

<sup>57</sup> [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia\\_huella\\_carbono\\_tcm30-479093.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf)

<sup>58</sup> [https://sede.idae.gob.es/lang/extras/tramites-servicios/2022/BIOGAS/8\\_Guia\\_calculo\\_de\\_reduccion\\_de\\_GEI\\_\(Actualizado\\_a\\_fecha\\_05.09.2022\).pdf](https://sede.idae.gob.es/lang/extras/tramites-servicios/2022/BIOGAS/8_Guia_calculo_de_reduccion_de_GEI_(Actualizado_a_fecha_05.09.2022).pdf)

Para facilitar la entrada de este régimen de comercio, no todas las emisiones reportadas estarán sujetas desde 2024, sino que este mecanismo empezará por el 40% (2024), incrementando hasta el 50% en 2025 y el 100% en 2026. Las emisiones reportadas sobre las que una parte estará sujeta al régimen de comercio son aquellas dentro de los criterios para embarcaciones (mayores a 5 000 GT desde 2024), los gases de efecto invernadero considerados ( $CO_2$  desde 2024, metano y óxido nitroso a partir del 2026), y un porcentaje del viaje según origen y destino (100% si es entre puertos europeos, 50% si solo tiene origen o destino dentro del EEE).

Con la introducción de este régimen, tendrá aún mayor sentido económico la utilización de combustibles alternativos como el GNL y en especial el Bio-GNL (biometano). De acuerdo con los cálculos de SEA-LNG<sup>59</sup>, el GNL fósil puede reducir entre un 20 y un 30% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a una embarcación similar utilizando fueloil. La utilización de Bio-GNL puede reducir aún mucho más las emisiones como veíamos en la Sección 2, incluso resultando en un balance negativo dependiendo del origen del residuo para la obtención del GNL.

Según estas mismas estimaciones, un operador marítimo tendría que pagar en 2024 una media de 250€ por cada tonelada de fueloil utilizada (con un precio del carbono de 80€/ton), mientras por utilizar GNL fósil pagaría 220€ por cada tonelada de combustible. Sin embargo, dado que el GNL tiene una mayor densidad energética, los costes de operación se reducen en más de un 25%. Con tan solo un 20% de proporción de biometano en la mezcla de combustible (*blending*), podría conseguir reducir sus costes de derechos de emisión en un 40%, y utilizando exclusivamente el biometano podría ahorrar más de un 65%.

De forma paralela, se propuso en julio de 2021 un paquete de medidas para las emisiones derivadas del transporte marítimo dentro del *Fit For 55*. El Reglamento FuelEU Maritime<sup>60</sup> que se encuentra en fase de negociaciones establece unos mínimos de reducción de emisiones por parte de los buques de más de 5 000 GT, sin importar el país donde estén registrados que operen entre puertos europeos o tengan como origen o destino un puerto europeo. Las navieras son las responsables de reportar a nivel de cada buque la cantidad anual de energía utilizada WtW (Well-to-Wake) tanto en navegación como en atraque, incluyendo la que ya reportan a MRV. Existe una cierta flexibilidad para las navieras, pudiendo transferir el exceso de cumplimiento de un año a otro, o agrupando el cumplimiento entre varios buques. También existe un mecanismo de penalización (Artículo 20 de la propuesta) a través del cual las compañías pueden pagar si no cumplen con el objetivo de reducción. Este incentivo ha de ser lo suficiente alto para no incentivar el incumplimiento, teniendo en cuenta el precio relativo de los combustibles más sostenibles respecto de los tradicionales.

Las reducciones de emisiones son calculadas a partir de las reportadas en 2020 (monitorizadas según el Reglamento 2015/757), y deberán cumplir con estos mínimos que se mantienen por períodos de 5 años a partir de 2025. El dato de referencia (2020) no está recogido en la propuesta del Reglamento, pero una estimación elaborada por T&E<sup>61</sup> (2022) lo sitúa en 91.7

<sup>59</sup> [https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2023/02/2023\\_A-view-from-the-bridge\\_WEB\\_SINGLE-PAGES\\_feb\\_23.pdf](https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2023/02/2023_A-view-from-the-bridge_WEB_SINGLE-PAGES_feb_23.pdf)

<sup>60</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0562&qid=1632150729354>

<sup>61</sup> [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/02/20220324\\_TE-Report-FuelEU-Maritime.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/02/20220324_TE-Report-FuelEU-Maritime.pdf)

gCO<sub>2</sub>eq/MJ según las ventas de bunkering en Rotterdam en 2020, uno de los mayores puertos europeos. Las reducciones de intensidad en emisiones GEI deberán ser, respecto a 2020:

- 2% entre 2025-2030,
- 6% entre 2030-2035,
- 13% entre 2035-2040,
- 26% entre 2040-2045,
- 59% entre 2045-2050,
- 75% a partir de 2050

Según estas reducciones, la intensidad en emisiones de GEI del combustible marítimo debería situarse en torno a 89,9 gCO<sub>2</sub>eq/MJ entre 2025-2029, 86,2 entre 2030-2034, etc. Según el Anexo I de esta propuesta de Directiva, las emisiones WtT asociadas al uso de combustibles renovables como el biometano serán calculadas a partir de los criterios establecidos en la RED II (2018/2001). Sin embargo, los factores de emisión TtW del proceso de combustión del vehículo quedan recogidos en la Tabla 1 de la propuesta FuelEU Maritime (Anexo II).

Tabla 16: Estimación de emisiones en transporte marítimo según tipo de combustible y propulsión

	Emisiones Well-to-Tank (WtT)	Emisiones Tank-to-Wake (TtW)				
	$C_{fCO_2\ WtT} \left[ \frac{gCO_2}{gFuel} \right]$	Tipo convertidor de energía	$C_{fCO_2} \left[ \frac{gCO_2}{gFuel} \right]$	$C_{fCH_4} \left[ \frac{gCH_4}{gFuel} \right]$	$C_{fN_2O} \left[ \frac{gN_2O}{gFuel} \right]$	$C_{stip}$ (En % masa del combustible utilizado)
GNL fósil	18,5	GNL Otto (velocidad media de combustible dual)	2,755	0	0,00011	3,1
		GNL Otto (combustible dual de baja velocidad)				1,7
		GNL diésel (combustibles duales)				0,2
		Motores de gas LBSI				N/D
Bio-GNL	Según Directiva RED II (2018/2001)	GNL Otto (velocidad media de combustible dual)	2,755	0,00005	0,00018	3,1
		GNL Otto (combustible dual de baja velocidad)				1,7
		GNL diésel (combustibles duales)				0,2
		Motores de gas LBSI				N/D

### 6.2.6 Reglamento relativo a la implantación de una infraestructura de combustibles alternativos (AFIR)

La Directiva de la UE sobre el Despliegue de Infraestructura de Combustibles Alternativos (AFID) fue adoptada en 2014 y establece objetivos mínimos para el desarrollo de una red de infraestructuras de combustibles alternativos en toda la Unión Europea.

Como parte del paquete Fit for 55 se propuso su revisión y el cambio de Directiva a un Reglamento, lo que implica que los Estados miembros tienen menos flexibilidad en su aplicación nacional, pero garantiza un desarrollo rápido. Las instituciones de la UE alcanzaron un acuerdo sobre este Reglamento el 27 de marzo de 2023 que modifica ligeramente la propuesta de la Comisión de julio de 2021<sup>62</sup>.

En relación al gas natural, la nueva AFIR establece que debe haber estaciones de GNL como mínimo cada 400 km a lo largo de la red TEN-T troncal<sup>63</sup>, este objetivo debería alcanzarse para 2025. Respecto a la infraestructura de GNC la nueva AFIR no establece objetivos ya que se considera que existe una red sólida en toda Europa. La anterior AFID planteaba un objetivo de estaciones GNC cada 150 km a lo largo de la red troncal de la red TEN-T.

En este contexto, se ha realizado una comparación entre el número de estaciones de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado (GNL) existentes y las necesarias para cumplir con los objetivos planteados por la AFIR. Como se muestra en la Figura 50, todos los países considerados cumplirían con la infraestructura mínima para GNC y únicamente Francia no cumpliría con la infraestructura mínima para el GNL (Figura 51)<sup>64</sup>.

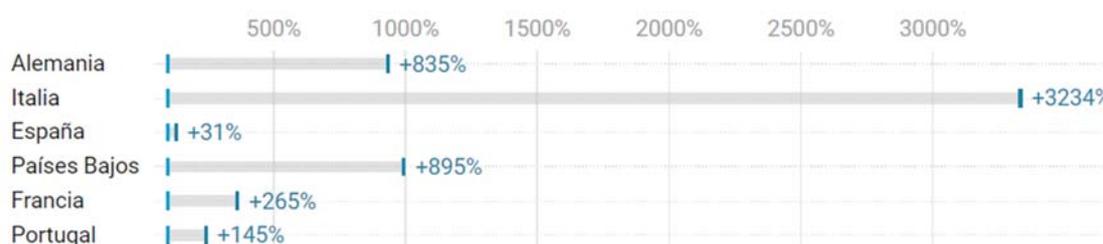


Figura 50. Estaciones de GNC existentes respecto al número de estaciones necesarias para cumplir con los objetivos de la AFID

<sup>62</sup> A la fecha de realización de este informe, no se ha publicado el documento final de este acuerdo.

<sup>63</sup> La Red TEN-T troncal se centra en las conexiones principales entre los países de la UE, y está formada por las principales autopistas, carreteras y vías ferroviarias más importantes. Por otro lado, la Red TEN-T integral es una red más amplia que incluye las regiones periféricas y las zonas con menor densidad de población.

<sup>64</sup> A excepción de Portugal se tomaron datos en relación a la longitud total de autovías y autopistas para los distintos países. La longitud de esta red es mayor que la de la red TEN-T troncal a la que hacen referencia estos objetivos. Para Portugal se tomaron datos de la red Ten-T utilizando el mpa interactivo de la comisión. Disponible en: <https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html>

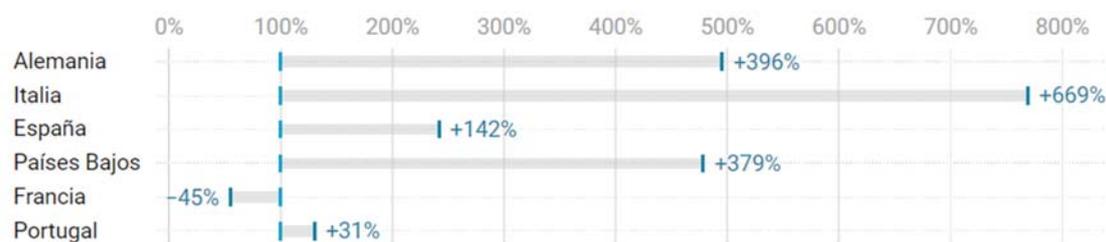


Figura 51. Estaciones de GNL existentes respecto al número de estaciones necesarias para cumplir con los objetivos de la AFIR

En relación al hidrógeno, se fijan los siguientes objetivos:

- Para el 31 de diciembre de 2030, se deben tener estaciones de servicio de hidrógeno de acceso público capaces de suministrar una tonelada de hidrógeno al día, a una presión de 700 bares y con una distancia máxima de 200 km entre cada hidrogenera dentro de la red troncal transeuropea de transporte (TEN-T troncal). También deberá estar disponible hidrógeno líquido al menos cada 450 km<sup>65</sup>.
- A 31 de diciembre de 2030, al menos una hidrogenera de acceso público en cada nudo urbano de la red TEN-T troncal <sup>66</sup>.
- Las hidrogeneras de acceso público deberán ser capaces de suministrar hidrógeno tanto a vehículos ligeros como pesados.

Para verificar el grado de cumplimiento de dichos objetivos, se han comparado el número de hidrogeneras existentes y proyectadas con las necesarias para satisfacer las metas establecidas según Hydrogen Europe.

<sup>65</sup> Este requisito estaba incluido en la propuesta de la CE de julio de 2021, sin embargo, se desconoce si se incluirá en el texto final acordado el 28 de marzo de 2023 y que aún no se ha publicado.

<sup>66</sup> Según la definición de nodo urbano en el Reglamento (UE) nº 1315/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

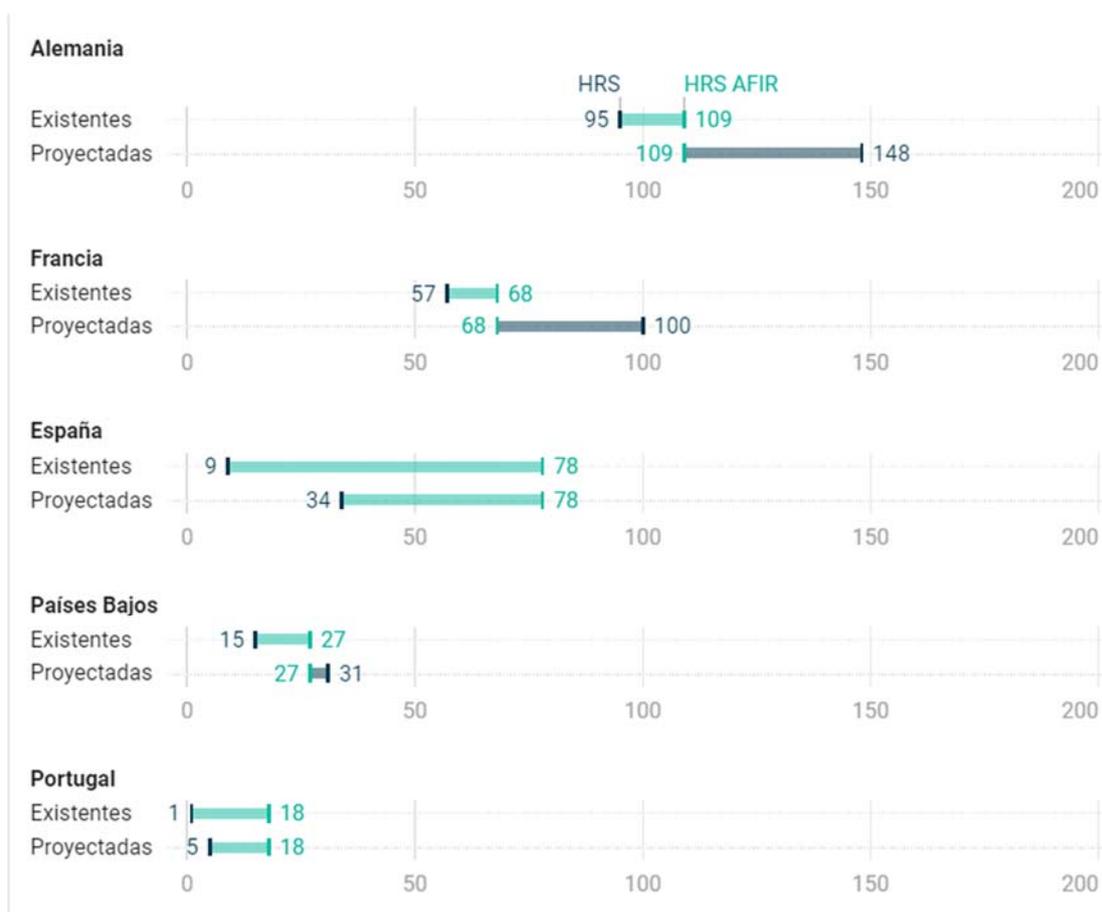


Figura 52. Hidrogeneras existentes y planificadas respecto al número de estaciones necesarias para cumplir con los objetivos de la AFIR

Como se muestra en la Figura 52 en base al número de estaciones existentes ningún país cumpliría con el número de hidrogeneras mínimo establecido en la AFIR. Si se consideran las hidrogeneras proyectadas, Francia, Alemania y Países Bajos presentarían un crecimiento adecuado y llegarían a cumplir estos objetivos para 2030. En el caso de España y Portugal, a pesar de aumentar el número de hidrogeneras, no se cumplirían los objetivos de cara a 2030.

El análisis previo se limita a considerar únicamente el número de estaciones de hidrógeno en función de la distancia máxima entre ellas y su ubicación en áreas urbanas. Sin embargo, la AFIR establece requisitos adicionales para estas estaciones de hidrógeno, como el acceso público, la capacidad de suministrar hidrógeno a una presión de 700 bar o la capacidad de suministrar al menos una tonelada de hidrógeno al día. Según lo expuesto en la sección 3.2.1.4, solo dos de las estaciones de hidrógeno existentes en la península ibérica son de acceso público, la mayoría suministra hidrógeno solo a 350 bar, y todas tienen capacidades inferiores a una tonelada de hidrógeno al día. Por lo anterior, es importante destacar que estos objetivos no serán fáciles de alcanzar.

La AFIR también establece objetivos respecto al suministro de combustibles alternativos para el transporte marítimo destacando la importancia que seguirá teniendo el GNL, ya que actualmente no existe ninguna tecnología de propulsión de emisiones cero económicamente viable. Por este motivo, los EEMM deberán velar por que al inicio de 2025 exista un número

apropiado de instalaciones de bunkering de GNL en los puertos marítimos de la red TEN-T troncal designados por el marco legislativo nacional, para el transporte pesado allí donde haya demanda a menos que los costes sean desproporcionados en relación a los beneficios (incluidos los medioambientales).

En la Tabla 17 se pueden encontrar los puertos de la península ibérica que pertenecen a la red TEN-T troncal y que disponen de infraestructura de bunkering para el suministro de Gas Natural Licuado (GNL). Se observa que, de los once puertos incluidos en la red en España, siete ya cuentan con dicha infraestructura, mientras que en Portugal solo uno de sus tres puertos de la red TEN-T troncal dispone de bunkering de GNL.

Tabla 17. Infraestructura de bunkering de GNL en puertos de la red TEN-T troncal en la península ibérica

Puerto red TEN-T troncal	País	Bunkering
Tarragona	España	✗
Sevilla	España	✗
Palma de Mallorca	España	✗
A Coruña	España	✗
Algeciras	España	✓
Barcelona	España	✓
Bilbao	España	✓
Cartagena	España	✓
Gijón	España	✓
Huelva	España	✓
Valencia	España	✓
Leixoes	Portugal	✗
Lisboa	Portugal	✗
Sines	Portugal	✓

### 6.2.7 Garantías de origen para gases renovables

El Real Decreto 376/2022 establece la creación de un sistema de garantías de origen (GdO) para los gases renovables en España. El responsable de la gestión del sistema será el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Mientras se dota de capacidades, el Gestor Técnico del Sistema gasista será quien gestione el sistema.

El procedimiento para la gestión de las garantías de origen para gases renovables en España fue aprobado mediante la Orden TED/1026/2022 en octubre de 2022. La información sobre la medición, otorgamiento, transferencia, rendición, entre otros aspectos, se encuentra disponible en la página web de Enagás<sup>67</sup>. La plataforma para el registro de usuarios e instalaciones de producción de gases renovables se lanzó a finales de enero de 2023 y se espera que la primera emisión de garantías de origen sea en marzo de 2023. Es importante destacar que las GdO tienen como objetivo demostrar el origen renovable de los gases, en línea con los requisitos marcados en el Art. 19 de la RED II, pero no aseguran el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad

<sup>67</sup> <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/garantias-origen/#accordion-65db66ac38-item-8e4e302277>

para los gases de origen biológico ni los criterios de adicionalidad, emisiones, entre otros, para los RNFBOs.

La plataforma estará conectada con la de las garantías de origen de electricidad renovable gestionada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y el hub europeo para la comercialización electrónica de certificados de garantía de origen (AIB).

En Portugal, el funcionamiento del sistema de garantías de origen (GdO) de gases renovables fue establecido a través del Real Decreto Ley 60/2020, aprobado en julio de 2020. Sin embargo, actualmente el sistema no está en funcionamiento y se encuentra en consulta pública la actualización del manual de GdO para incluir los gases renovables.<sup>68</sup>

Este Real Decreto faculta a REN-EEGO como operador del sistema. EEGO emitirá dos tipos de garantías de origen diferentes: una para gases bajos en carbono y otra para gases renovables. Los gases bajos en carbono son aquellos combustibles producidos a partir de un proceso que utiliza energía procedente de fuentes no renovables, cuyas emisiones de carbono son inferiores a 36,4 gCO<sub>2</sub>-eq/MJ. Los gases de origen renovable son combustibles gaseosos producidos a partir de procesos que utilizan energía procedente de fuentes renovables tal como se definen en la Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

La implementación de un sistema de Garantías de Origen (GdO) es fundamental para fomentar y adoptar los gases renovables, ya que sin este sistema las empresas no pueden demostrar el origen renovable y, si el sistema así lo contempla, el cumplimiento de criterios de sostenibilidad de estos. En algunos países europeos, como **Alemania**, la Agencia de la Energía Alemana (DENA) lleva emitiendo garantías de origen para el biogás y el biometano desde 2011, lo que ha contribuido a promover el uso de estos gases renovables y a obtener incentivos de la ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) para la producción de electricidad.

En relación al hidrógeno, los **Países Bajos** han sido pioneros en la emisión de Garantías de Origen para el hidrógeno, tras una prueba piloto llevada a cabo por la iniciativa de intercambio de hidrógeno HyXchange. Desde octubre de este año, el sistema de emisión de certificados verdes de hidrógeno está en funcionamiento a través de Vertogas, el organismo certificador del biogás y ahora también del hidrógeno verde.

### 6.2.8 Incentivos a la compra y venta de vehículos propulsados por combustibles alternativos

La apuesta por vehículos menos contaminantes se puede encontrar en la mayoría de los planes de descarbonización de la Unión Europea, desde la Estrategia Europea para una Movilidad Baja en Emisiones (COM 2016, 501), hasta el Pacto Verde Europeo y el paquete de medidas Fit For 55. En estos documentos existen mecanismos de impulso de vehículo sin emisiones (ZEV), y del uso de combustibles menos contaminantes (combustibles alternativos).

<sup>68</sup> [https://www.erse.pt/media/2dunpgin/documento\\_enquadramento\\_mp\\_eego.pdf](https://www.erse.pt/media/2dunpgin/documento_enquadramento_mp_eego.pdf)

Los primeros estándares de emisiones para vehículos nuevos registrados en la UE surgieron en 2009 para los vehículos ligeros con la Regulación 443/2009, seguida de la Regulación 510/2011, en las que se establece para el período 2020-2024, un límite de 95 gCO<sub>2</sub>-eq/km para los nuevos coches y 147 gCO<sub>2</sub>-eq/km para nuevas furgonetas. La actual Regulación 2019/631 establece desde el año 2019 unos objetivos más ambiciosos para las siguientes décadas, tomando como referencia las emisiones del parque registrado en 2021:

- Coches: 15% de reducción desde 2025 y un 37,5% desde 2030
- Furgonetas: 15% de reducción desde 2025 y un 31% desde 2030

Además, esta regulación implanta el sistema de super-créditos en el período 2020-2022, por el que un coche que emita menos de 50 gCO<sub>2</sub>-eq/km sería contado como 2 en 2020, como 1,67 en 2021 y como 1,33 en 2022, reduciendo así las emisiones medias registradas por una entidad en concreto. Sin embargo, no existía este sistema para furgonetas. Desde 2025, un sistema de super-créditos diferente entrará en vigor: cada punto porcentual que rebase la proporción de vehículos cero o bajas emisiones (ZLEV) registradas por una entidad respecto de un benchmark, se relajará su objetivo de reducción de emisiones (2025 y 2030 especificados anteriormente) en un 1% (hasta un máximo de 5%). Estos benchmark de matriculación de vehículos ZLEV son del 15% tanto para coches como furgonetas en 2025, y del 35% y 30% respectivamente, en 2030.

Es decir, si el 16% de los vehículos matriculados en un concesionario en 2025 son vehículos ZLEV (0-50 gCO<sub>2</sub>-eq/km), su objetivo de reducción asignado en 2025 (15%) será relajado en un 1%, es decir hasta 16% respecto del parque matriculado en 2021.

Una Regulación similar existe para los vehículos pesados desde 2019 (Regulación UE 2019/1242), en la que se establece una reducción de las emisiones del parque nuevo registrado del 15% en 2025, y del 30% en 2030. Sin embargo, en febrero de 2023 la Comisión Europea ha propuesto una revisión de esta Regulación (COM 2023, 88<sup>69</sup>), por la que se aumentaría la ambición de reducir hasta el 45% (2030), 65% (2035) y 90% (2040).

Al igual que para los vehículos ligeros, se propuso también en la Regulación original 2019/1242 la introducción de un sistema de super-créditos para los vehículos pesados. De aplicación entre 2019 y 2024, los vehículos cero emisiones (< 1 gCO<sub>2</sub>-eq/km) y bajos en emisiones (aquellos con un peso máximo mayor de 16 toneladas y unas emisiones por debajo de la mitad de la media de su grupo de vehículos en 2019), son también contabilizados como 2 (en caso de un vehículo cero emisiones) y entre 1-2 para los vehículos bajos en emisiones. A partir de 2025, el sistema cambia también para los vehículos pesados, y se convierte en un sistema basado en un benchmark del 2%.

También a nivel europeo, la Directiva de Vehículos Limpios (*Clean Vehicles Directive*, UE 2019/1161) tiene por objetivo la promoción del vehículo limpio entre los contratos de la administración pública en todos los países de la Unión, definiendo como *vehículo limpio* aquellos vehículos ligeros sin emisiones o con niveles de emisiones por debajo de 50 g/km, y aquellos vehículos pesados que utilicen algunos de los combustibles alternativos descritos la RED II (Directive (UE) 2018/2001): hidrógeno, batería eléctrica, gas natural (CNG, LNG, biometano),

<sup>69</sup>[https://climate.ec.europa.eu/system/files/2023-02/policy\\_transport\\_hdv\\_20230214\\_proposal\\_en\\_0.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2023-02/policy_transport_hdv_20230214_proposal_en_0.pdf)

biocombustibles líquidos, combustibles sintéticos o GLP. El objetivo de vehículos limpios en los contratos expedidos por la administración pública ha de alcanzar el 36,3% en España y el 29,7% en Portugal entre 2021 y 2030.

Esta Directiva 2019/1161 se ha traspuesto en España en el Real Decreto-Ley 24/2021, de 2 de noviembre (artículos 86-90, Libro Séptimo), y en Portugal en el Decreto-Lei nº 86/2021, del 19 de octubre. Sin embargo, en el caso de España, el Real Decreto añade una restricción sobre el combustible que pueden utilizar los vehículos pesados considerados limpios (M3, N2, N3): “*En el caso de los vehículos que utilicen gases renovables, biocombustibles líquidos o combustibles renovables sintéticos o parafínicos, esos combustibles no se mezclarán con combustibles fósiles convencionales*”. Si bien el RD obligaría a los operadores de estos vehículos pesados limpios a utilizar únicamente combustibles considerados renovables, no se ha establecido aún un mecanismo de control que permita la verificación de este cumplimiento.

A nivel nacional existen ayudas para la adquisición de vehículos privados de bajas emisiones, como pueden ser el Plan Moves III (España) o el *Incentivo pela Introdução no Consumo de Veículos de Emissões Nulas* (VEN 2022) en Portugal. Ambos planes pretenden ofrecer una rebaja sobre el precio de compra para los vehículos sin emisiones, la mayor barrera de adopción de estos vehículos. Las cuantías de las ayudas son parecidas en ambos países: hasta 4 000€ por un vehículo ligero en Portugal, 4 500€ en España. Para los vehículos de transporte de mercancías ligeros, hasta 6 000€ en Portugal y 7 000€ en España. Sin embargo, la gran diferencia reside en la ampliación de las ayudas por el achatarramiento de vehículos antiguos en España, las cuales aumentan hasta 7 000€ para vehículos ligeros de pasajeros y hasta 9 000€ para vehículos de mercancías. Ciertamente, el achatarramiento de vehículos más antiguos es necesario en España para poder renovar una flota considerablemente envejecida y promover el uso de vehículos más limpios como vehículos principales y no accesorios de los hogares y empresas.

Para la adquisición de vehículos pesados más sostenibles en España existe el *Programa de transformación de flotas de vehículos pesados de transporte profesional por carretera*. Este programa, impulsado por el MITMA con fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), ha activado la transferencia de 400 millones de euros para renovar las flotas de estos vehículos. Las bases de este programa se detallan en el Real Decreto 983 de 2021, modificado posteriormente en la Orden TMA/138/2022 y el Real Decreto 188/2022.

Los destinatarios finales son grandes empresas, PYMES y autónomos dedicados al transporte profesional (de pasajeros o mercancías). Las ayudas ascienden a 20 000€ por vehículo cero o bajas emisiones, y hasta 200 000€ en función del tipo de empresa. Los autónomos y pequeñas empresas podrán optar a esta dotación máxima, mientras las medianas y grandes empresas tienen un presupuesto más limitado (175 000€ y 150 000€, respectivamente). De nuevo, el acto de achatarrar vehículos matriculados antes de 2019 conlleva un aumento de la cuantía por vehículo de hasta 25 000€.

En este Programa se consideran vehículos de energías alternativas subvencionables los vehículos eléctricos, de hidrógeno, híbridos y de gas (GNL o GNC). Sin embargo, existe una puntualización particular para los vehículos propulsados por gas. En el Anexo I del RD 983/2021, se especifica que los vehículos propulsados por GNC o GNL podrán ser beneficiarios de las ayudas especificadas en este Anexo, en cumplimiento del principio de “no causar un perjuicio significativo” y promover las soluciones bajas en carbono. Es decir, solo será aplicable para vehículos propulsados a gas de categorías N o M que funcionen exclusivamente con biometano

u otro gas renovable. Sin embargo, con carácter transitorio, se permitirán ayudas a vehículos de categoría M propulsados por GNC o GNL, hasta el 31 de diciembre de 2023 sin necesidad de cumplir con el requisito anterior. Cabe remarcar que el biometano renovable deberá cumplir con los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones de la Directiva 2018/2001 (RED II).

La dotación inicial del programa es de 174 millones de euros, ampliables hasta los 400 millones en función de la demanda de las ayudas. La repartición territorial de estas ayudas ha sido elaborada en función del número de vehículos domiciliados en cada Comunidad Autónoma, dedicados al transporte público de mercancías y viajeros y transporte privado complementario. Las Comunidades con mayor dotación son Andalucía (29,09 millones), Cataluña (22,42), la Comunidad Valenciana (18,65) y la Comunidad de Madrid (16,66).

### 6.2.9 Nueva directiva europea sobre fiscalidad de la energía

Como se mencionó en la sección 6.1, el conjunto de reformas de la normativa europea en materia de energía asociadas al paquete *fit for 55* incluía una revisión de la directiva sobre fiscalidad de la energía. Esta directiva especifica los tipos impositivos mínimos a aplicar a los productos energéticos en los EEMM para cada tipo de combustible y uso final, así como qué exenciones se podrán aplicar en cada caso.

Esta revisión, cuya propuesta inicial data del año 2021, aún se encuentra en fase de aprobación, con cierto retraso respecto a las previsiones originales, y es previsible que sufra modificaciones. No obstante, cabe esperar que algunos de los principales cambios introducidos se mantengan en la versión que finalmente se apruebe. Por un lado, se pasa de una estructura de tipos impositivos basada en el volumen (€/m<sup>3</sup>) para combustibles líquidos, masa (€/t) para gases licuados y poder calorífico para gas natural (€/GJ), a emplear una base unificada basada en el contenido energético (€/GJ). El enfoque actual beneficia de facto a los combustibles fósiles líquidos al tener una densidad energética (volumétrica) mayor que los biocombustibles equivalentes.

Adicionalmente, las nuevas tablas de tipos fiscales mínimos recogen de manera explícita nuevos combustibles, como el hidrógeno, y se introducen criterios de impacto ambiental a la hora de fijar los tipos mínimos, discriminando entre distintos tipos de combustibles y usos<sup>70</sup>: Los tipos mínimos para distintos combustibles y horizontes temporales se exponen en la tabla inferior.

---

<sup>70</sup> Los valores numéricos indicados para los tipos impositivos mínimos están referidos al uso del combustible correspondiente en el sector del transporte. Estos valores variarán en el caso de usos diferentes, como usos estacionarios, agrícolas o calefacción.

Tabla 18. Tipos impositivos mínimos por tipo de combustible y horizonte temporal

Tipo de combustible	Ejemplo	2023	2028	2033
<b>Combustibles fósiles convencionales</b>	Gasolina, Diesel	10.75	11.52	12.28
<b>Combustibles fósiles que pueden servir de apoyo a la transición energética</b>	Gas natural, GLP	5.38	5.77	12.28
<b>Biocombustibles y biogases obtenidos de cultivos alimentarios</b>	Biocarburantes derivados de cultivos de maíz	5.38	5.77	12.28
<b>Combustibles bajos en carbono</b>	Combustibles sintéticos derivado de hidrógeno de bajas emisiones	5.38	5.77	6.15
<b>Biocombustibles avanzados, RFNBOs y electricidad</b>	Biometano, hidrógeno renovable	0.15	0.16	0.17

Esta serie de modificaciones debería servir para establecer unas señales de precios acordes con la necesaria descarbonización del transporte pesado y facilitar la adopción de combustibles alternativos. Sin embargo, quedan algunos aspectos pendientes de actualización y armonización con las últimas revisiones de la directiva europea de renovables, como la definición de las diferentes categorías de biocombustibles y biogases o los requerimientos de reducción de emisiones para los RNFBOs y RCFs y el futuro paquete de gases renovables e hidrógeno que incorpora al acervo comunitario el concepto de hidrógeno bajo en emisiones y combustibles sintéticos derivados del mismo. Asimismo, la posibilidad de producir hidrógeno biogénico, por ejemplo, a partir de la gasificación de la biomasa o del biogás no queda claramente reflejado en la redacción actual de la propuesta de directiva.

Por último, además de las modificaciones anteriores, cabe señalar que las nuevas reglas contenidas en la propuesta de directiva limitarían de manera significativa la capacidad de los EEMM de otorgar exenciones a los combustibles fósiles. En el caso concreto del transporte, se elimina de manera gradual durante un período de 10 años la actual plena exención fiscal a los combustibles utilizados en el transporte aéreo y marítimo para los desplazamientos internos a las UE.

## Referencias

- Autoridad neerlandesa de emisiones (NEA), N. (2022). *Market mechanism and HBEs—General—Renewable Energy for Transport 2022-2030—Dutch Emissions Authority* [Onderwerp]. Nederlandse Emissieautoriteit. <https://www.emissionsauthority.nl/topics/general---renewable-energy-for-transport/market-mechanism-and-hbes>
- Bieker, G. (2021). *A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars*. 86.
- Bonse, D. (2021). *Biomethane in Germany—Current Status and Ways ahead*.
- Cartographie des projets et stations*. (2023). Vig'Hy. <https://vighy.france-hydrogene.org/cartographie-des-projets-et-stations/>
- Castilho, F. (2022, agosto 8). *Cidade do Porto tem sistema de ônibus estatal que funciona e tem frota nova movida a gás natural e eletricidade*. JC. <https://jc.ne10.uol.com.br/colunas/jc-negocios/2022/08/15059019-cidade-do-porto-tem-sistema-de-onibus-estatal-que-funciona-e-tem-frota-nova-movida-a-gas-natural-e-eletricidade.html>
- Comillas, U. P. (2023). *Cátedra de Estudios sobre el Hidrogeno—Mapa de proyectos*. <https://www.comillas.edu/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-proyectos>
- Degonfreville, A. (2022a). *EUROPEAN BIOMETHANE BENCHMARK*.
- Degonfreville, A. (2022b). *EUROPEAN BIOMETHANE BENCHMARK*.
- Dentons. (2022). *New Incentives for the Biomethane Sector*. <https://www.dentons.com/en/insights/guides-reports-and-whitepapers/2022/november/14/new-incentives-for-the-biomethane-sector>
- DGT. (2017). *Análisis sobre los km anotados en las ITV*. <https://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/publicaciones/infografias/analisis-km-itv.shtml>
- DNV. (2023). *Alternative Fuels Insight*. <https://afi.dnv.com/map>
- EAFO list of LNG bunkering facilities*. (2023). [External Data Spec]. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/external/eafo-list-of-lng-bunkering>
- EEA/EMEP. (2022). *Emissions inventory guidebook: Passenger cars, light commercial trucks, heavy-duty vehicles including buses and motor cycles*. <http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019/part-b-sectoral-guidance-chapters/1-energy/1-a-combustion/1-a-3-b-i>
- EMEP/EEA *air pollutant emission inventory*. (2022). [http://efdb.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22query%22%3A%7B%22match\\_all%22%3A%7B%7D%7D%2C%22display\\_type%22%3A%22tabular%22%7D](http://efdb.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22query%22%3A%7B%22match_all%22%3A%7B%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D)
- EMT Madrid. (2022). *EMT Madrid. Empresa Municipal de Transportes de Madrid, S. A. - EMT adquiere 150 autobuses eléctricos estándar por 81 millones de*. <https://www.emtmadrid.es/Noticias/EMT-adquiere-150-autobuses-electricos-estandar-por.aspx>
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética., 32 (2021). [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447)

- Eurostat. (2022a). *Modal split of freight transport*. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TRAN\\_HV\\_FRMOD\\_\\_custom\\_4739919/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TRAN_HV_FRMOD__custom_4739919/default/table?lang=en)
- Eurostat. (2022b). *Modal split of passenger transport*. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TRAN\\_HV\\_PSMOD\\_\\_custom\\_4739909/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TRAN_HV_PSMOD__custom_4739909/default/table?lang=en)
- Frontiers. (2022). *GHG emissions abatement costs in the transport sector*.
- GASNAM. (2022). *Mapa Hidrogeneras* [Mapa hidrogeneras]. <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-hidrogeneras/>
- GASNAM. (2023). *Mapa de estaciones de gas natural*. *Gasnam*. <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-estaciones-de-gas-natural/>
- H2.LIVE: Hydrogen Stations in Germany & Europe*. (2023). <https://h2.live/en/>
- Hydrogen Projects Database—Data product*. (2023). IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>
- ICCT. (2020). *Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective*. <https://theicct.org/publication/decarbonization-of-on-road-freight-transport-and-the-role-of-lng-from-a-german-perspective/>
- ICCT. (2022). *Fuel-cell hydrogen long-haul trucks in Europe: A total cost of ownership analysis—International Council on Clean Transportation*. <https://theicct.org/publication/eu-hvs-fuels-evs-fuel-cell-hdvs-europe-sep22/>
- International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook 2022*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- Klackenberg y Association—Biomethane in Sweden – market overview and policie.pdf*. (s. f.). Recuperado 30 de marzo de 2023, de <https://www.energigas.se/media/wm1osxcb/biomethane-in-sweden-230112.pdf>
- Mapa de plantas de producción de biometano. (2023). *Gasnam*. <https://gasnam.es/terrestre/mapa-de-plantas-de-produccion-de-biometano/>
- Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico. (2022). *Factores de Emisión*. [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision\\_tcm30-479095.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-479095.pdf)
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Sistema Español de Inventario de Emisiones*. <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/>
- MITECO. (2021). *PROYECTO DE REAL DECRETO DE TRANSPOSICIÓN PARCIAL DE LA DIRECTIVA 2018/2001, RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES*. <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=447>
- NGVA Europe | BioCNG. (s. f.). *NGVA Europe — 25,10% BioCNG in 2020: New Data Proves Rapid Growth of Biomethane in Transport*. Recuperado 30 de marzo de 2023, de <https://www.ngva.eu/medias/2510-biocng-in-2020-new-data-proves-rapid-growth-of-biomethane-in-transport/>

- NGVA Europe | BioCNG. (2022). *NGVA Europe — 25,10% BioCNG in 2020: New Data Proves Rapid Growth of Biomethane in Transport*. <https://www.ngva.eu/medias/2510-biocng-in-2020-new-data-proves-rapid-growth-of-biomethane-in-transport/>
- OMM. (2022). *Informe OMM 2020—Avance 2021*. Centro de Publicaciones. <https://cvp.mitma.gob.es/observatorio-de-costes-del-transporte-de-mercanc%C3%ADas-por-carretera-julio-2022-copiar>
- Presidência do Conselho de Ministros. (2020). *Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto | DRE*. <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286>
- Project pipeline. (2023). [https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline_en)
- REE. (2023). *REData—No renovables detalle emisiones CO2 | Red Eléctrica*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- Regatrace. (2020). *Mapping the state of play of renewable gases in Europe*.
- Ricardo, H., Baxter, B., Pons, A., Horton, G., Scarbrough, T., Ash, N., Powell, N., Parrett, M., Rogers, B., Fischer, S., & Sikora, I. (2022). Technological, Operational and Energy Pathways for Maritime Transport to Reduce Emissions Towards 2050. *Final Report, 6*. <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Technological-Operational-and-Energy-Pathways-for-Maritime-Transport-to-Reduce-Emissions-Towards-2050.pdf>
- Röck, M., Martin, R., & Hausberger, S. (2020). *JEC Tank-to-Wheels Report v5: Heavy duty vehicles*. <https://doi.org/10.2760/541016>
- Sedigas. (2023). *Informe de potencial de biometano*.
- Stations Map. (2023). *H2Stations.Org*. <https://www.h2stations.org/stations-map/>
- THETIS-MRV. (2021). <https://mrv.emsa.europa.eu/#public/emission-report>
- Topsector Logistiek. (2020). *Outlook Hinterland and Continental Freight*. <https://topsectorlogistiek.nl/wptop/wp-content/uploads/2020/10/20200929-Outlook-Hinterland-Continental-Freight-2020.pdf>

## Glosario

**Biocarburantes:** los combustibles líquidos destinados al transporte y producidos a partir de biomasa.

**Biogás:** Gas constituido principalmente por metano y dióxido de carbono, obtenido por digestión anaeróbica de biomasa.

**Biometano:** gas constituido principalmente por metano y dióxido de carbono, obtenido de la purificación de biogás o de la metanización de biogás de síntesis (ou bio-syngas).

**Biometano comprimido:** biometano utilizado como combustible para vehículos de motor, típicamente comprimido hasta 20 000 kPa en estado gaseoso.

**Biogás de síntesis o bio-syngas:** gas constituido principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, obtenido por gasificación de biomasa.

**Biomasa:** material biológico de organismos vivos o recientemente vivos, típicamente plantas o materiales de origen vegetal.

**Combustibles alternativos:** combustibles o fuentes de energía que sustituyen, al menos en parte, a los combustibles fósiles clásicos como fuente de energía en el transporte y que pueden contribuir a la descarbonización de estos últimos y a mejorar el comportamiento medioambiental del transporte. Incluyen, entre otros: electricidad, hidrógeno, biocarburantes, combustibles sintéticos y parafínicos, GNC y GNL fósil o bio, GLP.

**Garantía de origen:** documento electrónico cuya única función es acreditar ante un consumidor final que una cuota o cantidad determinada de energía se ha producido a partir de fuentes renovables.

**Gas de efecto invernadero:** todos los gases que figuran en la siguiente lista: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarburos, perfluorocarburos, hexafluoruro de azufre; así como otros componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y vuelven a emitir las radiaciones infrarrojas.

**Gas renovable:** el biogás, incluido el biometano, y la parte correspondiente a los carburantes gaseosos renovables de los carburantes de origen no biológico va

**Hidrógeno hipocarbónico:** hidrógeno cuyo contenido energético proceda de fuentes no renovables y que se ajuste al umbral de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 70 %

**Hidrógeno renovable:** hidrógeno cuyo contenido energético proceda de fuentes renovables

**RCF o combustibles de carbono reciclado:** combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales, o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.

---

**RFNBO o combustible renovable de origen no biológico:** combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa.

**Tonelada de equivalente de CO<sub>2</sub>:** una tonelada métrica de dióxido de carbono o una cantidad de cualquier otro gas de efecto invernadero con un potencial equivalente de calentamiento del planeta.

**Transporte pesado:** se considera transporte pesado el realizado por los vehículos de transporte de mercancías de más de 3.5 toneladas y los vehículos de transporte de pasajeros con más de 8 plazas.

## ANEXO I: Comparativa internacional del uso de combustibles alternativos para el transporte pesado en Europa

Los países con más vehículos de gas natural combinan una serie de políticas orientadas a fomentar la adquisición y el uso de vehículos más sostenibles, las cuales podemos dividir en varias categorías. Los países sometidos a comparación serán Suecia, Italia, Francia y Alemania.

### Impuestos y subvenciones a la compra del vehículo:

- **Italia:**

Italia fue uno de los primeros países en establecer mecanismos para impulsar el gas en el transporte. Desde 2009, un plan ofrecía ayudas entre 1.500€ - 3.000€ para nuevos vehículos de GLP y GNC, bonificación que podría aumentar si se acompañaba del achatarramiento de otro vehículo. Tras un año de despliegue, los vehículos de GNC ya habían alcanzado el 5,42% de la cuota de mercado. Desde entonces, las subvenciones se han reducido y con ello la cuota de mercado, sin embargo, Italia sigue siendo el mayor mercado de vehículos propulsados a gas en la UE.

Después de otros planes intermedios como el establecido en el Decreto 305 (20 junio 2017), el Decreto 18 de noviembre de 2021 <sup>71</sup> establece ayudas durante el período 2021-2026 a la adquisición de nuevos vehículos comerciales propulsados por GNC, GNL e híbridos (diésel/eléctrico). La ayuda es de 9.000 € para vehículos entre 7 y 16 toneladas, y de hasta 24.000 € para vehículos de más de 16 toneladas.

Además, sobre la tasa de matriculación de los vehículos pesados, las provincias pueden imponer un recargo de hasta el 30%, y sobre este recargo pueden beneficiar a los vehículos más sostenibles. Por ejemplo, las provincias de Padova, Pesara Urbino, Potenza, Ravenna y Roma, aplican un recargo del 30% sobre la base de las tasas de matriculación de todos los vehículos, excepto aquellos propulsados por combustibles alternativos a los cuales se les aplica un recargo del 20%. De igual manera, la provincia de Vicenza aplica un recargo general del 20% y un 0% para los vehículos propulsados por combustibles alternativos.

- **Suecia: Climate Premium for trucks** <sup>72</sup>

La Agencia de la Energía de Suecia (Energimyndigheten) fue encargada por el gobierno para distribuir un *premium* climáticos entre los nuevos vehículos pesados matriculados en Suecia (peso superior a 3,5t). Los destinatarios de estas ayudas son los compradores (empresas) de material rodante pesado, bien sean privados (empresas) o administraciones públicas. En 2022, el presupuesto de esta ayuda alcanzaba los 1.440 millones de coronas suecas (SEK), de los cuales 1.100 millones fueron atribuidos a la compra de autobuses. Esta ayuda cubre el 20% del precio de compra del vehículo, y son elegibles los propulsados por:

- Bioetanol

<sup>71</sup> <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2022/01/22/17/sg/pdf>

<sup>72</sup> <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/transporter/transporteffektivt-samhalle/klimatpremie/>

- GNC o GNL
- Pilas de combustible
- Batería
- Una combinación de los anteriores (híbridos)

- **Alemania:**

Desde mayo de 2018, está vigente en Alemania la ayuda a la compra de autobuses pesados más energéticamente eficientes, con un presupuesto total de 1.250 millones de euros. A fecha de 2022, el beneficiario principal de estas ayudas ha sido la autoridad metropolitana de Hamburgo, con la compra 472 vehículos, seguida de Berlín (325). Los autobuses eran en su mayoría eléctricos de batería (1.400 autobuses), pero también de pila de combustible (150) y vehículos de gas (100).

- **Francia:**

La ayuda a la matriculación de vehículos pesados propulsados por combustibles alternativos se canaliza a través de una desgravación fiscal de entre el 20% y el 60% en el año de compra del vehículo sobre el ejercicio de la empresa. Esta ayuda a todos los vehículos de más de 2,4 toneladas propulsados por gas, y ha sido extendida hasta 2030 a través de la Ley de Clima<sup>73</sup>.

	2,6-3,5 toneladas	3,5-16 toneladas	A partir de 16 toneladas
Desgravación	20%	60%	40%

- **España:**

Las subvenciones y exenciones fiscales para vehículos a gas han venido en el pasado de la mano de planes como el MOVALT (ayudas entre 2.500€-18.000€ entre 2017 y 2018), los planes MOVES (MOVES II, lanzado en 2017, con ayudas de hasta 15.000€ para camiones propulsados por combustibles alternativos). ha activado la transferencia de 400 millones de euros para renovar las flotas de estos vehículos. Las bases de este programa se detallan en el Real Decreto 983 de 2021, modificado posteriormente en la Orden TMA/138/2022 y el Real Decreto 188/2022.

Los destinatarios finales son grandes empresas, PYMES y autónomos dedicados al transporte profesional (de pasajeros o mercancías). Las ayudas ascienden a 20.000€ por vehículo cero o bajas emisiones, y hasta 200.000€ en función del tipo de empresa. Los autónomos y pequeñas empresas podrán optar a esta dotación máxima, mientras las medianas y grandes empresas tienen un presupuesto más limitado (175.000€ y 150.000€, respectivamente). De nuevo, el acto de achatarrar vehículos matriculados antes de 2019 conlleva un aumento de la cuantía por vehículo de hasta 25.000€.

En este Programa se consideran vehículos de energías alternativas subvencionables los vehículos eléctricos, de hidrógeno, híbridos y de gas (GNL o GNC). Sin embargo, existe una puntualización particular para los vehículos propulsados por gas. En el Anexo I del RD 983/2021, se especifica que los vehículos propulsados por GNC o GNL podrán ser beneficiarios de las ayudas especificadas en este Anexo, en cumplimiento del principio de “no causar un perjuicio significativo” y promover las soluciones bajas en carbono. Es decir, solo será aplicable para

<sup>73</sup> [https://www.senat.fr/enseignement/2022-2023/114/Amdt\\_I-1211.html](https://www.senat.fr/enseignement/2022-2023/114/Amdt_I-1211.html)

vehículos propulsados a gas de categorías N o M que funcionen exclusivamente con biometano u otro gas renovable. Sin embargo, con carácter transitorio, se permitirán ayudas a vehículos de categoría M propulsados por GNC o GNL, hasta el 31 de diciembre de 2023 sin necesidad de cumplir con el requisito anterior. Cabe remarcar que el biometano renovable deberá cumplir con los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones de la Directiva 2018/2001 (RED II).

### Impuestos a la tenencia del vehículo:

**Italia:** Los incentivos al vehículo pesado en Italia están también canalizados a través de los impuestos a la tenencia (circulación), ya que en muchas regiones los vehículos de gas están exentos del 75% de la tasa durante cinco años después de la compra. Así mismo, los vehículos eléctricos están exentos del 100% durante el mismo periodo<sup>74</sup>.

**Alemania:** Los vehículos pesados tributan en función de su peso en kg, nivel de emisiones, y ruido. Los vehículos propulsados por gas, al tener unas emisiones ligeramente inferiores a sus homólogos de combustible tradicional, disfrutan también de una pequeña reducción de los impuestos de tenencia o circulación.

**España:** El impuesto sobre vehículos de tracción mecánica (IVTM) está sujeto a la bonificación voluntaria (por las administraciones locales) de hasta un 75% en función del carburante del vehículo en razón de su impacto ambiental. Es por ello por lo que en algunas ciudades los vehículos propulsados por gas pueden tener una reducción de este impuesto<sup>75</sup>.

### Impuestos al uso del vehículo (por energía consumida):

**Suecia:** Los vehículos propulsados por gas natural pagan una tasa de CO<sub>2</sub> reducida y no pagan tasa energética. Sin embargo, los vehículos propulsados por biogás no pagan ninguna de las dos. Las tasas por dióxido de carbono y energética (sin incluir el IVA) representan en Suecia entre el 23% - 37% del precio de compra para el diésel y la gasolina, respectivamente.

**Alemania:** Desde 2021, se aplica un precio al carbono a la gasolina, el diésel, gas natural y biomasa no sostenible. En 2021, el precio del carbono se estableció en 25€/tonelada, lo que se traslada a 0,0073€/kWh gasolina, por litro de gasolina, 0,0074€/kWh diésel, y 0,006€/kWh de gas natural. Si bien la diferencia actual no es tan grande, el precio del carbono tiene previsto subir hasta los 55€/tonelada en 2025, lo que significaría una diferencia de 0,003€/kWh entre el diésel y el gas natural.

### Otros impuestos y ayudas:

**Alemania:** Exención de los peajes a los vehículos de gas. El Bundestag está actualmente en proceso de aceptar o rechazar la propuesta de continuar con la exención del peaje en autovías para vehículos pesados propulsados por gas que terminaba en diciembre de 2020, hasta el 2023.

<sup>76</sup>

<sup>74</sup> [https://www.acea.auto/files/ACEA\\_Tax\\_Guide\\_2022.pdf](https://www.acea.auto/files/ACEA_Tax_Guide_2022.pdf)

<sup>75</sup> <https://gasnam.es/terrestre/ayudas-y-subsvenciones/bonificacion-del-ivtm-impuesto-de-circulacion/>

<sup>76</sup>

[https://www.balm.bund.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2020/Mautbefreiung\\_Gasantrieb\\_2020.html;jsessionid=6B65874E77F051F44726947D2766796A.live11292?nn=12502](https://www.balm.bund.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2020/Mautbefreiung_Gasantrieb_2020.html;jsessionid=6B65874E77F051F44726947D2766796A.live11292?nn=12502)



## ANEXO II: Esquemas de ayuda a la producción y al consumo de biometano en Europa

		Alemania	Francia	España	Italia	Portugal	Países Bajos	Suecia
Apoyo a la producción	Feed in Tarif (FiT)	✓	✓	✗	✓	✓*	✗	✗
	Feed premium (FiP)	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
	Contratos por diferencias	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗
	Soporte a la inversión	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓
Apoyo al consumo	Sistema de cuotas y certificados	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗
	Incentivos fiscales	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓

La mayoría de los países han implementado diversos mecanismos de apoyo a la producción de biometano, siendo el Feed-in-Tariff (FiT) el más común en países como Alemania, Francia, Italia y Portugal. A continuación, se explican con más detalle la aplicación de estos mecanismos en cada país:

- **Alemania**

**Feed-in Tariff (FiT):** Se utiliza un sistema FiT por subastas con precios que oscilan entre los 56 y 77 €/MWh únicamente para usos finales de producción de electricidad.

**Incentivos fiscales:** En Alemania, se aplican diferentes beneficios fiscales para el biometano según el mercado en el que se utilice. Por ejemplo, si se emplea para la generación de electricidad, se aplica un impuesto sobre la energía de 5,50 EUR/MWh. En el caso de la producción combinada de electricidad y calor, se puede obtener una desgravación total del impuesto. Sin embargo, para su uso como combustible, se aplica un impuesto de 13,90 EUR/MWh hasta diciembre de 2023, y se prevé un aumento a 31,80 EUR/MWh a partir de esa fecha.

- **Francia**

**Feed-in Tariff (FiT):** Se ofrece un FiT sin limitación para plantas de producción menores a 25 GWh/año, con precios entre 60 y 120 €/MWh. Para proyectos de mayor envergadura, se requiere la participación en subastas.

**Sistema de cuotas y certificados:** Existen dos sistemas de cuotas destinados a impulsar el consumo de biometano y otros combustibles renovables. El primero de ellos se aplica a los proveedores de gas natural, quienes deben cumplir con una cuota mínima de biometano en el gas natural que suministran. El segundo sistema se aplica a los proveedores de combustibles, y se trata del nuevo impuesto de incentivo al uso de energías renovables en el transporte

(TIRUET). Este impuesto establece cuotas obligatorias para la incorporación de energía renovable en el transporte por carretera y aéreo, y exige a los proveedores de combustibles cumplir con estas cuotas mediante la obtención de certificados de diferentes fuentes como electricidad, biometano e hidrógeno. Si no cumplen con estas cuotas, deberán pagar el impuesto estipulado. La cuota varía cada año, y en 2022 fue del 9,5% para la gasolina y del 8,6% para los combustibles diésel. En caso de incumplimiento, ambos tipos de combustible estaban sujetos a un impuesto de 140€/hectolitro.

- **Italia**

**Feed-in Tariff (FIT):** Se aplica un sistema FIT ilimitado para plantas de producción por debajo de 250 Sm<sup>3</sup>/h y un sistema de contratos por diferencias para plantas que superen ese tamaño, utilizando precios de referencia entre 62-115 €/MWh dependiendo del feedstock.

**Sistema de cuotas y certificados:** Se ha implementado un sistema de cuotas que establece una tasa de integración de biocarburantes del 10% para los proveedores de combustible, de los cuales un 2,2% corresponde a biometano.

**Soporte a la inversión:** Un decreto gubernamental de septiembre de 2022 introduce un soporte a la inversión de hasta 40% del capital.

- **Portugal**

**Feed-in Tariff (FIT):** Portugal ha aprobado ayudas FIT para el biometano de 62/MWh y tiene previsto publicar las condiciones para la subasta competitiva en 2023.

**Soporte a la inversión:** En Portugal, existe un programa de apoyo a la producción de hidrógeno y otros gases renovables dotado de hasta 83 M€.

**Sistema de cuotas y certificados:** En el DL 84/2022, para los proveedores de combustibles de realizar una contribución mínima anual de biocombustibles avanzados. Esta contribución se calcula como un porcentaje sobre las cantidades de combustibles introducidos para consumo y varía en el tiempo. A partir del año 2023, el porcentaje mínimo es del 0,7%, y se espera que aumente gradualmente hasta alcanzar el 10% en el año 2030. La verificación del cumplimiento se realiza trimestralmente, debiendo los proveedores de combustible presentar TdB (títulos de biocarburante) o TdC (títulos de bajo carbono) como prueba del cumplimiento de sus obligaciones.

**Incentivos fiscales:** Los biocarburantes avanzados están exentos de impuestos si están respaldados por TdBs (Títulos de Biocarburantes), así como los gases renovables si están respaldados por Garantías de Origen.

- **Suecia**

**Feed-in Premium (FiP):** Se ofrecen bonificaciones de hasta 30 coronas/kWh para BioGNC y 45 coronas/kWh para BioGNL, pero solo si se utilizan para el transporte.

**Incentivos fiscales:** Los proveedores de biometano están exentos del pago de impuestos sobre la energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

---

**Soporte a la inversión:** Bajo el programa de inversión local (klimatklivet) hay un soporte a la inversión de hasta 45% para todas las inversiones que conduzcan a ahorros en los gases de efecto invernadero.

- **Países Bajos**

**Feed-in Tariff (FiP):** El sistema de incentivos consiste en un bonus que varía entre 30 euros/MWh y 79 euros/MWh dependiendo del tipo de planta.

**Sistema de cuotas y certificados:** Se establece un sistema de comercio de Unidades de Combustible Renovable (HBE) para los productores de combustibles, el cual exige que se aumente el porcentaje de combustibles verdes del 17,9% en 2022 al 28% en 2030.

- **España**

**Soporte a la inversión:** En España, existe un programa de incentivos a proyectos singulares de instalaciones de biogás, dotado de 150 M€. La resolución provisional se publicó en abril de 2023 y en ella se incluyen, al menos, trece instalaciones para la producción de biometano.





Santa Cruz de Marcenado, 26  
28015 Madrid  
Tel +34 91 542 28 00  
Fax + 34 91 542 31 76  
[secretaria.tecnica@iit.comillas.edu](mailto:secretaria.tecnica@iit.comillas.edu)  
[www.iit.comillas.edu](http://www.iit.comillas.edu)