

# El Momento de la Electrificación

## ENERGÍA RENOVABLE PARA UNA ECONOMÍA COMPETITIVA



# CONTENIDO

<b>Resumen ejecutivo</b> .....	4
<b>1. Introducción</b> .....	12
1.1. Consumo de energía en España .....	14
1.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero .....	15
1.3. Objetivos de descarbonización .....	17
1.4. La electrificación como solución para la descarbonización .....	18
<b>2. Palancas de electrificación</b> .....	20
2.1. Vehículo eléctrico.....	20
2.1.1. Situación actual .....	20
2.1.2. Comparativa de costes de propiedad .....	24
2.1.3. Infraestructura de recarga eléctrica.....	29
2.1.4. Escenarios futuros de la movilidad eléctrica.....	35
2.2. Calor y frío residencial y comercial.....	38
2.2.1. Situación actual.....	39
2.2.2. Comparativa de costes de propiedad para bombas de calor.....	42
2.2.3. Bombas de calor en redes de calor urbanas .....	45
2.2.4. Escenarios futuros de las bombas de calor .....	48
2.3. Electrificación industrial .....	51
2.3.1. Situación actual.....	53
2.3.2. Comparativa de costes de propiedad para bombas de calor industriales.....	57
2.3.3. Escenarios futuros de las bombas de calor industriales .....	59
2.3.4. Nueva demanda electrointensiva.....	59
2.4. Hidrógeno renovable .....	68

<b>3. La oportunidad de la electrificación</b> .....	73
3.1. Electrificación de un hogar .....	73
3.2. Potencial de los vehículos eléctricos y las bombas de calor en España .....	75
3.3. Demanda eléctrica a 2030.....	76
<b>4. Generación eléctrica renovable en España</b> .....	78
4.1. Capacidad instalada actual .....	79
4.2. Proyección de crecimiento .....	80
<b>5. Recomendaciones</b> .....	81
5.1. Recomendaciones generales .....	82
5.2. Vehículo eléctrico .....	84
5.3. Calor y frío residencial y comercial.....	86
5.4. Electrificación industrial .....	88
5.5. Innovación, capacitación y difusión .....	90
Lista de Figuras.....	92
Lista de Tablas .....	93
Lista de Boxes.....	93

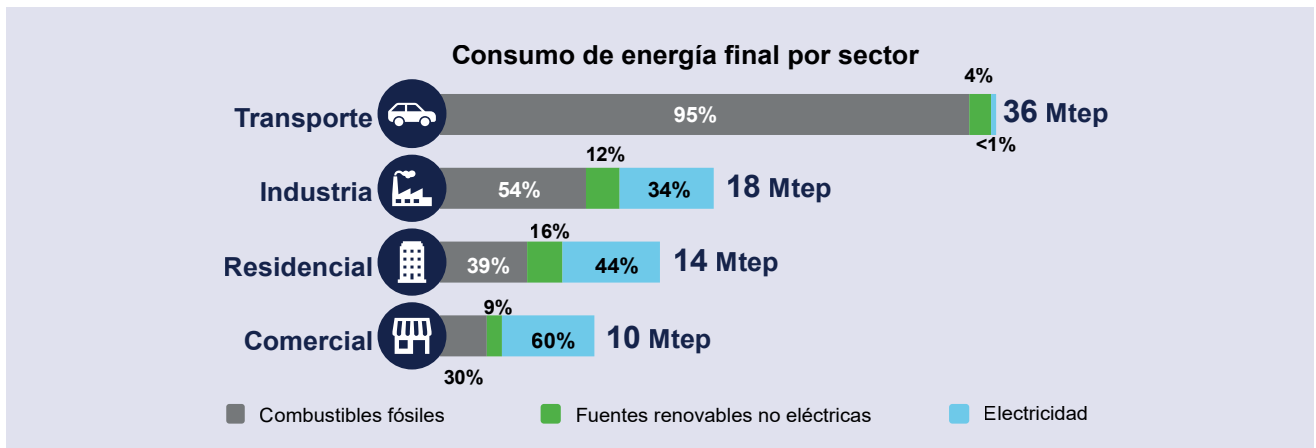
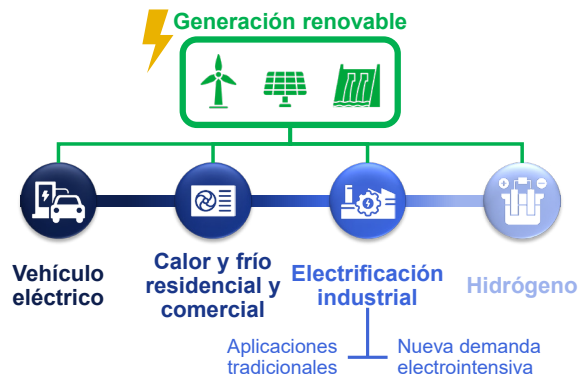
# RESUMEN EJECUTIVO

El crecimiento en la generación eléctrica renovable ha sido clave en la descarbonización del sistema eléctrico. En 2022, el 44% de la electricidad generada en España fue de origen renovable, y para el cierre de 2024 este porcentaje ascendió hasta el 56%. Este avance permitiría acercarse al ambicioso objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que establece un 81% de generación eléctrica renovable para 2030.

Si bien estos datos reflejan el progreso en la descarbonización del sector eléctrico, es imprescindible trasladar estos avances a otros sectores. En 2024, la demanda eléctrica corregida creció un 1,5%, una cifra que contrasta con el incremento promedio del 6,3% anual necesario durante el periodo 2025-2030 para cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC. Actualmente, la electricidad representa tan sólo una cuarta parte del consumo de energía final en España, mientras que el 67% sigue dependiendo de los combustibles fósiles. Urge, por tanto, la creación de un plan nacional de electrificación que favorezca la inversión en nueva demanda eléctrica que, junto a otras renovables no eléctricas como la biomasa, los biocarburantes o los gases renovables, desplacen progresivamente a los combustibles fósiles.

El presente informe analiza el impacto potencial de distintas sendas de electrificación a nivel de reducción de emisiones, así como el impacto económico en el usuario final en sectores que actualmente dependen en su mayor parte del uso de combustibles fósiles, como es el caso del transporte y la generación de calor en los sectores industrial, comercial y residencial. Asimismo, se valora el potencial de atracción de nueva industria electrointensiva gracias a la disponibilidad de electricidad renovable abundante y competitiva en coste.

Como veremos a lo largo del informe, el potencial en ahorros de importaciones fósiles y reducción de emisiones es muy importante, pudiéndose alcanzar en 2030 ahorros anuales de 6.710 millones de euros y una reducción de emisiones equivalente a 24,5 Mt CO<sub>2</sub>.



## EL VEHÍCULO ELÉCTRICO COMO MOTOR DE UNA MOVILIDAD SOSTENIBLE

El sector transporte es el mayor contribuyente a las emisiones de gases de efecto invernadero en España, representando el 43% de las derivadas de usos energéticos. Dentro de este sector, el transporte terrestre aporta el 92% de dichas emisiones, donde tan sólo un 1,3% de los turismos eran eléctricos a cierre de 2023.

El vehículo eléctrico elimina las emisiones directas de escape y, cuando la electricidad proviene de fuentes renovables, permite una descarbonización completa del transporte. La mayor eficiencia energética de los motores eléctricos respecto a los motores de combustión interna se traduce en un menor consumo de energía, generando un ahorro anual de entre 900 y 1.000 €, que, sumado a sus menores costes de mantenimiento, permite compensar su mayor coste inicial.

Cuando se considera el coste total de propiedad del vehículo, un vehículo eléctrico puede ser un 10% más económico que su equivalente de combustión interna, si bien este ahorro podría aumentar hasta un 40% si se incluyen incentivos económicos.

recarga. España ocupa el octavo lugar en la Unión Europea en número de puntos de recarga públicos y el séptimo en densidad por cada 100 vehículos eléctricos. Sin embargo, en términos de puntos de recarga por superficie y por cada mil habitantes, ocupa los puestos 13 y 14 respectivamente. Para desplazamientos más allá de la autonomía del vehículo eléctrico, los puntos de recarga rápida interurbanos son esenciales para garantizar tiempos de recarga competitivos. En este sentido, su disponibilidad ha crecido un 68% respecto a 2023.

Para acelerar la incorporación del vehículo eléctrico, es esencial reactivar el Plan MOVES y desarrollar nuevos incentivos accesibles para personas con ingresos bajos, promoviendo así una movilidad más equitativa. Asimismo, es imprescindible expandir la infraestructura de recarga rápida al ritmo del crecimiento del parque automovilístico eléctrico, garantizando su accesibilidad en todo el territorio.

## BOMBAS DE CALOR: EFICIENCIA Y SOSTENIBILIDAD PARA RESIDENCIAS Y COMERCIOS

La electricidad es la principal fuente de energía en los sectores residencial y comercial debido a su uso en iluminación y electrodomésticos. Sin embargo, mantienen una alta dependencia de los combustibles fósiles, utilizados de forma extendida para calefacción y agua caliente sanitaria. Esta dependencia genera que estos sectores sean responsables de 29,5 MtCO<sub>2</sub> anuales.

Para reducir esta dependencia, las bombas de calor se presentan como una alternativa con menor impacto ambiental y alta eficiencia energética en comparación con las calderas tradicionales. Esta tecnología utiliza electricidad para transferir energía térmica del ambiente al inte-

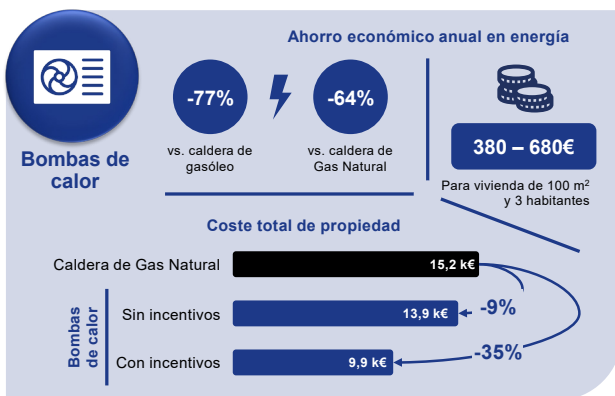


El crecimiento del parque de vehículos eléctricos, por su parte, debe ir acompañado por la expansión de la red de

## El Momento de la Electrificación

rior de los edificios, alcanzando un rendimiento energético hasta cuatro veces superior. Esta eficiencia se traduce en ahorro económico; en el caso de una vivienda de 100 m<sup>2</sup> habitada por tres personas, una bomba de calor puede generar un ahorro anual de entre 380 y 680 € en comparación con una caldera de gas o gasóleo.

Si bien la inversión inicial para adquirir e instalar una bomba de calor es elevada, siendo hasta cuatro veces mayor que la de una caldera de gas, su coste total de propiedad resulta hasta un 9% menor. Con deducciones en el IRPF y Certificados de Ahorro Energético, el ahorro se incrementaría hasta un 35%.



A pesar de estos beneficios, España se encuentra rezagada en la incorporación de bombas de calor. En 2023, el país contaba con 78 bombas de calor por cada mil viviendas, por debajo de la media europea de 115 unidades, ubicándose como el país número 12 de la Unión Europea. No obstante, España ha mantenido un crecimiento constante, siendo el cuarto país con mayor incremento de ventas en 2023 (+13,5%), incluso en un contexto de caída de ventas a nivel europeo (-6,5%).

Es necesario mantener e impulsar este crecimiento. Para lograrlo, resulta clave reducir el coste de adquisición para el usuario final, eliminando esta barrera inicial mediante el

fortalecimiento y ampliación de los incentivos existentes como los Certificados de Ahorro Energético, junto con reducciones fiscales. Además, se debe promover la mejora de la calificación energética de las viviendas para incentivar esta tecnología y simplificar los procedimientos administrativos asociados a su instalación.

### BOMBAS DE CALOR INDUSTRIALES: EL FUTURO DEL CALOR INDUSTRIAL DE BAJA TEMPERATURA

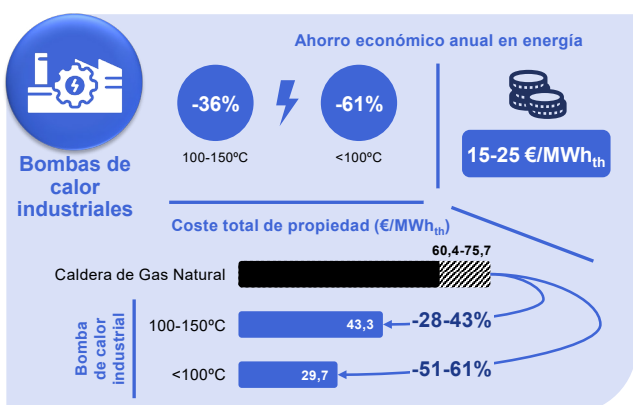
Las emisiones de la industria se concentran principalmente en sectores regulados por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) y en el sector alimentario, que en conjunto generan 32 MtCO<sub>2</sub>, equivalente al 85% de las emisiones industriales.

El 57% de la energía final consumida por la industria se destina a la producción de calor, de la cual el 77% proviene de combustibles fósiles. Reducir esta dependencia tendría un impacto directo en las emisiones industriales.

Históricamente, las calderas han sido la opción por defecto para el suministro de calor industrial. Sin embargo, el incremento de los precios del gas natural, junto con costes asociados a la compra de créditos de carbono, ha elevado considerablemente sus costes operativos a lo largo del tiempo.

Las bombas de calor emergen como una alternativa tecnológica más eficiente que emplea electricidad en lugar de combustibles fósiles. Destacan por tener un coste total de propiedad entre un 51% y un 61% inferior en aplicaciones de hasta 100°C, y ya se están desarrollando soluciones capaces de alcanzar hasta 200°C, ampliando así su espectro de uso en la industria. Con un factor de capacidad superior al 80%, esta solución permite recuperar la inversión en menos de cuatro años, consolidándose como una opción viable a medio y largo plazo.

En sectores como la alimentación, el papel y la química, la mayoría de las aplicaciones requieren temperaturas inferiores a 200°C, lo que permite que las bombas de calor puedan cubrir entre un 51% y un 80% de su demanda aprovechando el calor residual. Este potencial contrasta con el bajo nivel de incorporación de alternativas eléctricas para el suministro de calor en estos sectores, que actualmente se sitúa entre un 8% y un 12%.



Para incrementar la utilización de bombas de calor en la industria española, es imprescindible impulsar proyectos de electrificación industrial mediante los PERTE. Asimismo, resulta fundamental establecer un marco fiscal competitivo que reduzca el impacto de la factura eléctrica en los clientes electrointensivos, fomentando así una transición más accesible.

## ESPAÑA COMO DESTINO PARA NUEVA INDUSTRIA ELECTROINTENSIVA

Los clientes electrointensivos en España enfrentan costes adicionales por servicios de ajuste que superan los 12 €/MWh, mientras que en países como Francia y Alemania estos costes son inexistentes. Además, en estos países las bonificaciones por CO<sub>2</sub> indirecto subsidian significativamente a la industria, ofreciendo descuentos de entre un 47% y un 52% sobre el precio de mercado. Como resulta-

do, el coste final para un cliente electrointensivo en España asciende a 66,84 €/MWh, en contraste con los 28,77 €/MWh de Francia y los 51,70 €/MWh de Alemania.

Fomentar un marco competitivo para clientes electrointensivos permitiría no sólo electrificar aplicaciones tradicionales, sino también atraer nuevas industrias. España tiene potencial para convertirse en un destino atractivo para estas industrias que demandan un suministro estable y competitivo de energía renovable. De hecho, España se sitúa entre los países con el coste nivelado de electricidad en energía solar (43,85 €/MWh) y eólica (31,30 €/MWh) más bajos de la Unión Europea.

En este contexto, los centros de datos, cuya demanda energética crece anualmente entre un 20% y un 40%, representan una oportunidad clave para capitalizar este potencial. España destaca por su ubicación estratégica en el sur de Europa, sus infraestructuras de telecomunicaciones, y su conectividad global a través de cables submarinos. Comunidades como Madrid, Aragón y Cataluña ya lideran el desarrollo de estas infraestructuras, con inversiones multimillonarias y proyectos en expansión que fortalecen su posicionamiento como polos de atracción para este sector.

Además de impulsar el desarrollo tecnológico, la expansión de los centros de datos genera beneficios económicos significativos, como la creación de empleo cualificado y la consolidación de cadenas de valor locales. Se estima que para 2030, la demanda eléctrica de este sector en España alcance entre 10 y 15 TWh, que equivale a entre un 3% y 5% de la generación eléctrica renovable esperada.

## POTENCIAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

El hidrógeno renovable es un vector energético clave para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte marítimo y aéreo. Producido

# El Momento de la Electrificación

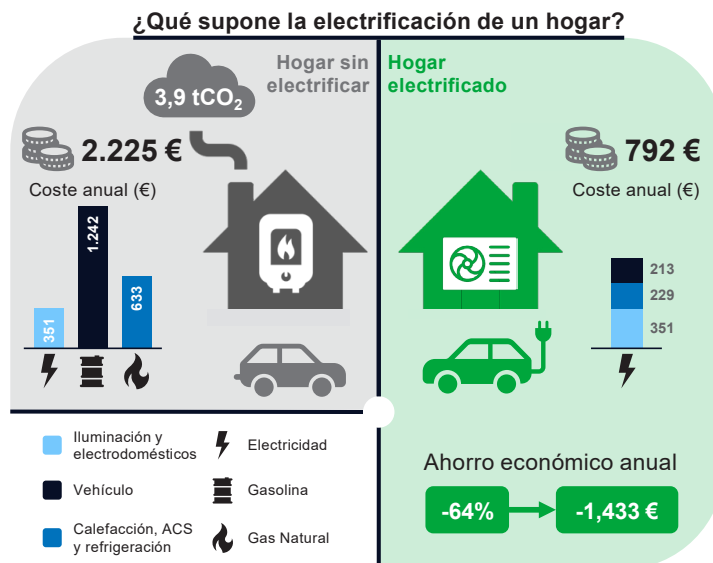
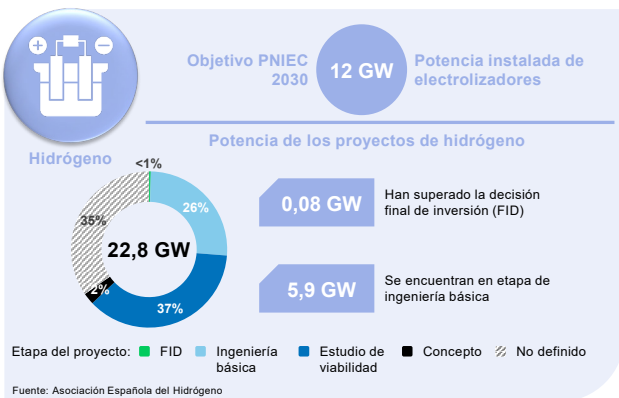
mediante electrólisis con electricidad renovable, puede sustituir combustibles fósiles en aplicaciones industriales como el refinado de hidrocarburos, la producción de amoníaco, metanol y combustibles sintéticos.

España tiene potencial para liderar su desarrollo, gracias a sus competitivos recursos solares y eólicos, y al compromiso definido en el PNIEC, que establece un objetivo de 12 GW de capacidad de electrólisis y un 74% del hidrógeno utilizado en la industria en 2030. Programas como el PERTE ERHA, las ayudas IPCEI y diversas iniciativas empresariales están impulsando proyectos clave en regiones industriales estratégicas integrando la producción y demanda de hidrógeno renovable.

Sin embargo, la mayoría de los proyectos anunciados se encuentra en una etapa temprana de desarrollo, lo que hace necesario no sólo acelerar su implementación, sino también garantizar que se materialicen. Para ello, será fundamental superar barreras como los altos costes de producción y la falta de infraestructura de transporte y almacenamiento. Iniciativas como el European Hydrogen Backbone y un marco regulatorio adecuado serán esenciales para consolidar a España como líder en hidrógeno renovable.

## ELECTRIFICAR EL HOGAR PARA AHORRAR Y REDUCIR EMISIONES

La electrificación completa del hogar, mediante la instalación de una bomba de calor para calefacción y agua caliente sanitaria junto con un vehículo eléctrico, se presenta como una alternativa más eficiente y económica frente a las soluciones tradicionales. En un hogar medio en España, las calderas de gas y los vehículos de combustión interna son responsables de aproximadamente 3,9 toneladas de dióxido de carbono al año.





La transición a un hogar electrificado permitiría reducir significativamente el coste energético de los hogares, con un ahorro estimado del 64%, lo que equivale a 1.433 € anuales. Además, los beneficios ambientales son notables: considerando las emisiones actuales del mix eléctrico, un hogar electrificado emitiría sólo 0,7 tCO<sub>2</sub> al año, una reducción del 83% en comparación con un hogar tradicional. Esta reducción podría alcanzar el 100% si la electricidad utilizada proviniera exclusivamente de fuentes renovables.

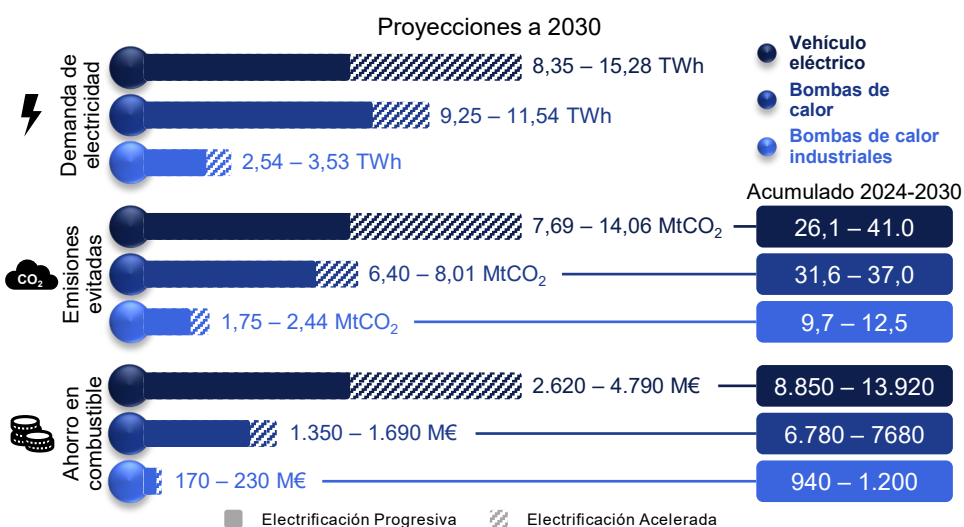
## PROYECCIONES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y BOMBAS DE CALOR

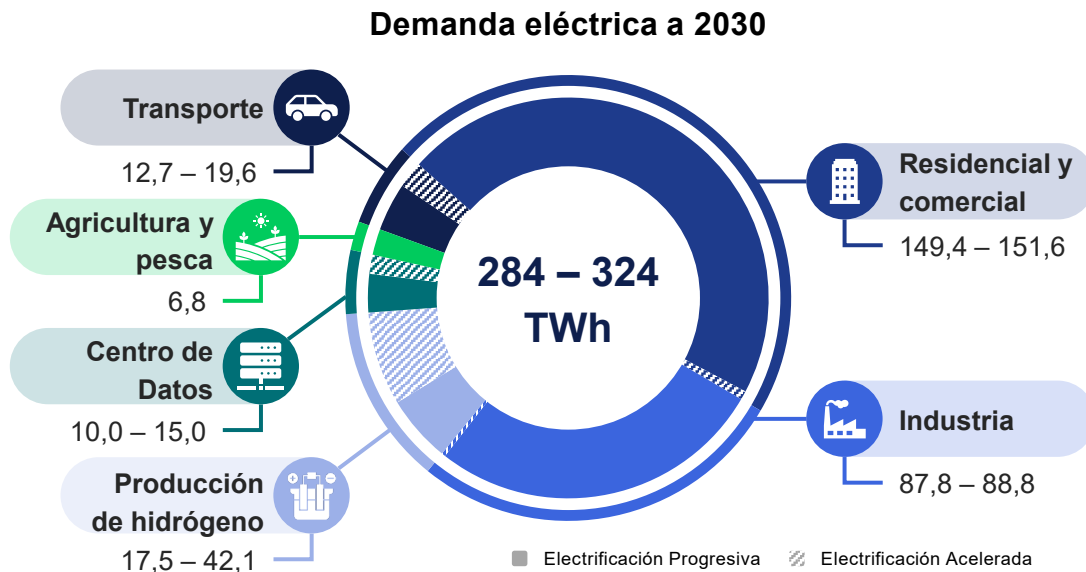
La electrificación mediante bombas de calor y vehículos eléctricos supondrá un incremento en la demanda eléctrica proyectada para 2030. En un escenario de electrificación progresiva, esta demanda adicional podría alcanzar los 20 TWh, mientras que, en un escenario de electrificación acelerada podría situarse en torno a 30 TWh. Esta demanda, representaría entre el 6% y el 9% de la generación renovable estimada en el PNIEC para ese año.

El avance hacia la electrificación tendría un impacto significativo en la reducción del consumo de combustibles fósiles en diversos sectores. En el transporte por carretera, permitiría desplazar entre 2,1 y 3,7 Mtep, equivalente al 7,6%-13,9% del consumo de energía fósil actual en este ámbito. En el sector residencial y comercial, el uso de bombas de calor podría sustituir entre 3,2 y 4,0 Mtep, reduciendo hasta un 45,8% el consumo de combustibles fósiles. Por último, en la industria, aunque su aplicación estaría limitada a procesos con temperaturas inferiores a 200°C, estas tecnologías aún podrían disminuir entre 0,8 y 1,1 Mtep, lo que representa una reducción del 8,2%-11,4% del consumo fósil en este sector.

En términos de emisiones, estas tecnologías podrían evitar más de 24 MtCO<sub>2</sub> en 2030 bajo un escenario de electrificación acelerada, acumulando un total de 89,5 MtCO<sub>2</sub> evitadas entre 2024 y 2030. Además, gracias a su mayor eficiencia, generarían ahorros acumulados en costes de energía estimados entre 16,5 y 22,8 mil millones de euros durante el mismo periodo, consolidándose como un motor clave tanto para la sostenibilidad ambiental como para el desarrollo económico.

### Impacto de vehículos eléctricos y bombas de calor a 2030





## DEMANDA ELÉCTRICA HACIA 2030

Tecnologías como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, junto con la producción de hidrógeno renovable y el crecimiento de los centros de datos, impulsará un incremento significativo en la demanda eléctrica. Según los escenarios futuros de estas tecnologías, se estima que esta demanda oscilará entre 284 y 324 TWh para 2030. Estos escenarios reflejan tanto la recuperación de la demanda base en sectores industriales como la integración de nuevas fuentes de consumo eléctrico.

Estas proyecciones subrayan el papel estratégico de la electrificación en la transición energética al contribuir a reducir la dependencia de combustibles fósiles, impulsar la sostenibilidad y cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC para 2030. Para hacer realidad esta visión, será crucial garantizar inversiones sostenidas, implementar políticas públicas favorables y desarrollar infraestructuras que aceleren la incorporación de estas tecnologías.

## MEDIDAS CLAVE PARA ACELERAR LA ELECTRIFICACIÓN

La transición hacia un sistema energético electrificado requiere, por tanto, de un enfoque integral que abarque movilidad, calefacción, industria e innovación. Para lograr esta transición, es necesario implementar un conjunto de medidas que impulsen las soluciones electrificadas en estos sectores clave.

En movilidad, es fundamental mantener los incentivos económicos para la adquisición de vehículos eléctricos, incluyendo el programa MOVES, simplificando su tramitación para que se refleje directamente en el precio de venta. Además, deben diseñarse planes específicos para rentas bajas, garantizando una transición justa y asequible para todos. También se debe promover una expansión de la infraestructura de recarga alineada con el crecimiento del parque de vehículos eléctricos, asegurando su accesibilidad en todo el territorio y fomentando su despliegue tanto en áreas rurales como urbanas.

En el sector residencial y comercial, fomentar la instalación de bombas de calor mediante programas de incentivos y reducciones fiscales será clave para reducir el coste de inversión inicial. La implementación de los Certificados de Ahorro Energético puede complementar estas medidas, actuando como una herramienta eficaz para incentivar la inversión. Además, la mejora de la calificación energética de las viviendas equipadas con bombas de calor y la simplificación de los procedimientos administrativos para su instalación son esenciales para promover su instalación masiva.

En la industria, la electrificación debe impulsarse mediante programas como los PERTE, apoyando la instalación

de bombas de calor para procesos de baja temperatura y promoviendo un marco fiscal competitivo que reduzca los costes energéticos para los clientes electrointensivos. Estas acciones pueden posicionar a España como un destino atractivo para nuevas industrias que demanden electricidad renovable y competitiva, como los centros de datos.

Finalmente, resultará esencial promover la innovación tecnológica y la formación profesional para desarrollar soluciones avanzadas y capacitar a una fuerza laboral cualificada. Esto permitirá responder a la creciente demanda de especialistas en el sector y garantizar una transición energética inclusiva y sostenible.



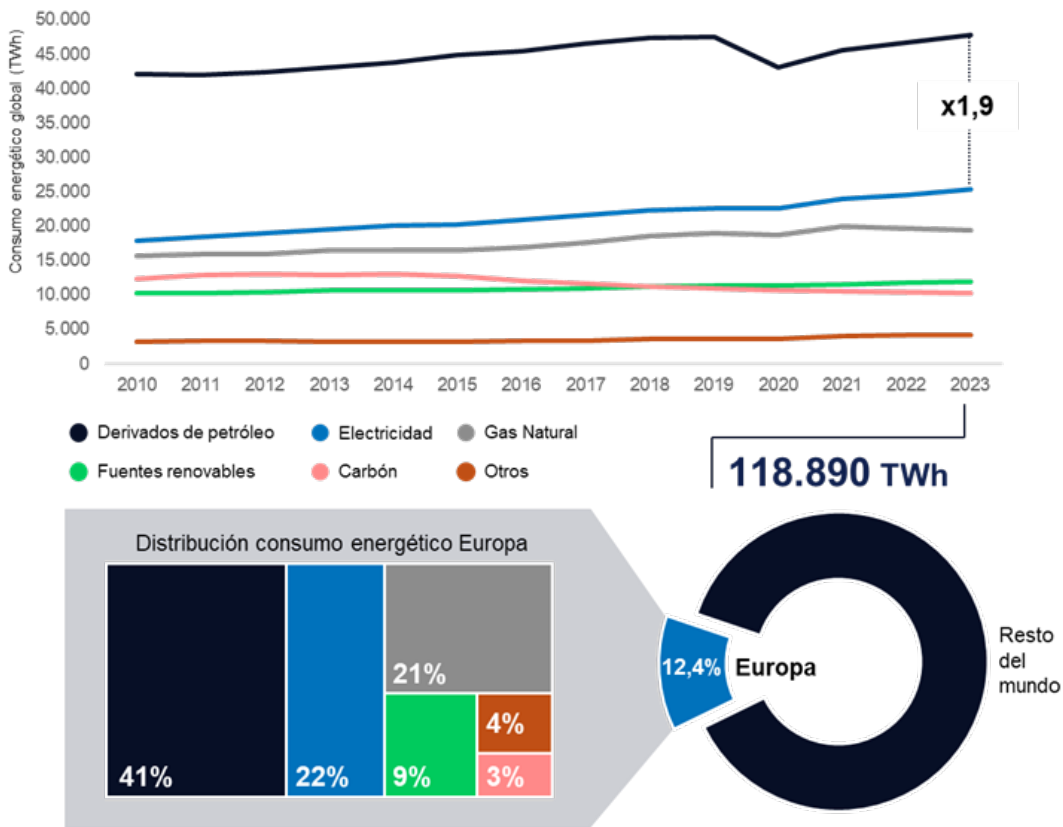
# 1. INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles representaron el 65% de la demanda de energía global en el año 2023. La lucha contra el cambio climático requiere avanzar rápidamente en la transición hacia un suministro de energía 100% renovable. Sin embargo, esta transición no se podrá completar hasta que la forma en la que consumimos la energía cambie. Ahora consumimos mayoritariamente energía fósil de forma directa, y debemos adaptar nuestro consumo a energías libres de emisiones netas, algo que se puede conseguir de forma rápida apostando por una electrificación renovable.

A diferencia de lo que ocurre a nivel mundial, Europa muestra una menor dependencia del carbón (3%) y una mayor dependencia del gas natural (21%). El mayor aporte proviene de los derivados de petróleo con un 41%, principalmente debido a su uso en el sector transporte (Figura 1).

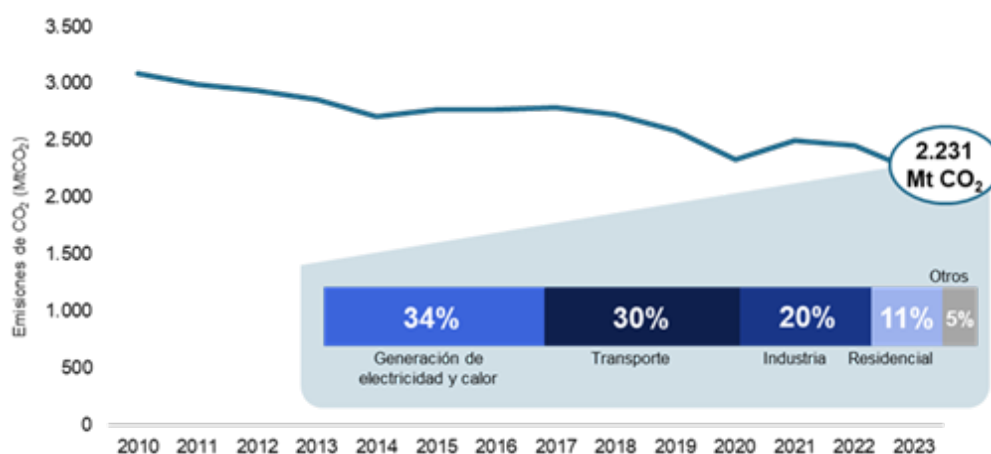
Tal y como se muestra en la Figura 1, a nivel global, la electricidad representó sólo una quinta parte del consumo de energía (25.278 TWh), poco más de la mitad del consumo de derivados de petróleo (47.778 TWh).

Figura 1. Consumo de energía global y desglose europeo



Fuente: Energy Statistics Data Browser, IEA (2024); World Energy Outlook 2024, IEA (2024).

Figura 2. Emisiones de dióxido de carbono en la Unión Europea (MtCO<sub>2</sub>)



Fuente: Energy Statistics Data Browser, IEA (2024); CO<sub>2</sub> Emissions in 2023, IEA (2023).

A pesar de que los combustibles fósiles han sido esenciales para impulsar el desarrollo económico, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros gases de efecto invernadero, en adelante GEI, generadas por su uso han contribuido a la contaminación atmosférica.

Durante 2023, se emitieron casi 35 GtCO<sub>2</sub> a nivel global, de las cuales los países de la Unión Europea fueron responsables del 6%. En este sentido, los sectores de transporte, industria y generación eléctrica contribuyeron con más del 80% a estas emisiones.

El consenso global en la importancia de la lucha contra el cambio climático está permitiendo frenar el consumo de combustibles fósiles e incrementando el uso de fuentes renovables.

El paquete de medidas "Objetivo 55" (Fit for 55) de la Unión Europea, aprobado en 2021, busca reducir las emisiones de GEI en sectores clave como generación de energía, transporte e industria. Este plan establece un objetivo de reducción de emisiones del 55% para 2030 con respecto a los niveles de 1990, y asigna metas específicas a cada Estado

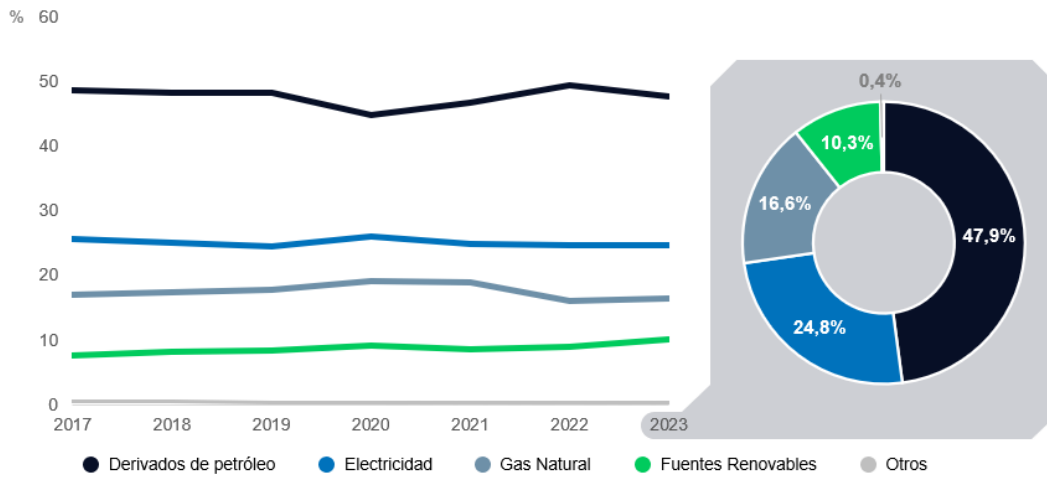
miembro a través de la actualización del Reglamento de Reparto del Esfuerzo (REE).

Estos esfuerzos están alineados con los acuerdos internacionales anteriores, como el Protocolo de Kioto, que en su última fase (2012-2020) tenía como objetivo reducir las emisiones en un 20% respecto a 1990. Posteriormente, el Acuerdo de París firmado en 2016 marcó un nuevo hito al establecer como objetivo limitar las emisiones para que el incremento de la temperatura no supere los 2°C, con un esfuerzo adicional por no superar los 1,5°C.

En el contexto actual, la electrificación se presenta como una de las soluciones más eficaces para reemplazar el uso de combustibles fósiles en sectores clave como la industria, el transporte y los edificios contribuyendo a su descarbonización si el suministro de electricidad procede de fuentes renovables. Dado que en España se generó en 2024 el 56% de electricidad con renovables y el 75% con fuentes no emisoras de CO<sub>2</sub> (renovables y nuclear), la electrificación de usos fósiles permitiría una reducción de emisiones evidente, así como un ahorro de importaciones fósiles.

# El Momento de la Electrificación

Figura 3. Consumo de energía final en España (%)



Fuente: Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España, APPA renovables (2023).

## 1.1. CONSUMO DE ENERGÍA EN ESPAÑA

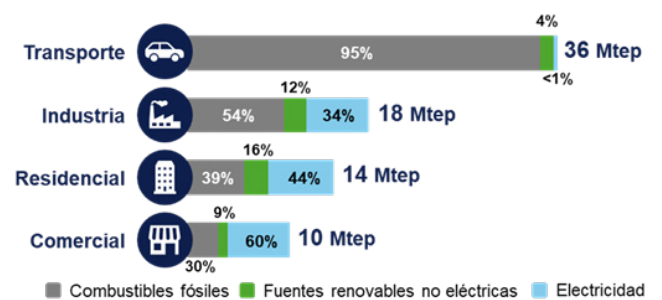
El consumo de energía final en España, al igual que en el resto de los países europeos, se caracteriza por una alta dependencia de los combustibles fósiles, lo que ha generado una dependencia energética de terceros países (68,3% en 2023) y ha contribuido significativamente a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En 2023<sup>1</sup>, el 47,9% del consumo nacional de energía nacional provino de derivados del petróleo y el 16,6% del gas natural. La electricidad, por su parte, representó el 24,8% del consumo total, mientras que las fuentes renovables no eléctricas, como la biomasa o biocombustibles, representaron un 10,3%. El mix energético español se ha mantenido estable durante la última década, con una caída puntual en el consumo de derivados del petróleo durante la pandemia asociada al Covid-19 (2020), pero sin cambios significativos en el consumo de electricidad.

1. Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España, APPA renovables (2023).

Los sectores del transporte, la industria y los edificios son los principales consumidores de energía en España, con una fuerte presencia de los combustibles fósiles en todos ellos, siendo especialmente relevante en el caso del transporte.

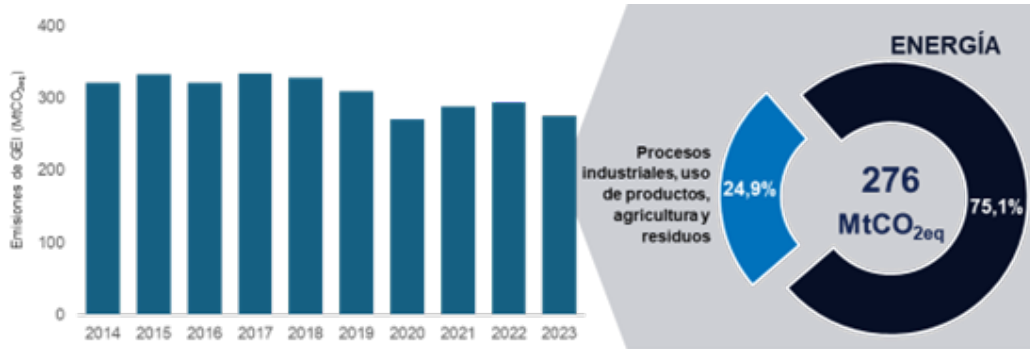
Figura 4. Consumo de energía final por sector



Fuente: Balance Energético Nacional.

Esta dependencia subraya la necesidad de avanzar hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. La electrificación de estos sectores constituye, por tanto, una oportunidad clave para reducir las emisiones y acelerar la descarbonización del sistema energético.

Figura 5. Emisiones de gases de efecto invernadero



Fuente: Inventario Nacional Español de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

## 1.2. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Una de las principales consecuencias de la alta dependencia de los combustibles fósiles en España es el elevado nivel de emisiones de gases de efecto invernadero. En 2023, las emisiones en España alcanzaron las 275,7 MtCO<sub>2</sub>eq, de las cuales, más del 75% provenían de usos energéticos.

Las emisiones asociadas a la energía se distribuyen entre varios sectores, siendo el transporte el que mayor volumen de emisiones de GEI genera debido a su dependencia del petróleo. Además, su contribución al total de emisiones ha ido en aumento, alcanzando un 43% del total en 2023.

Si bien la generación eléctrica ha avanzado en la incorporación de energías renovables, alcanzando un 65,6% de la potencia instalada<sup>2</sup>, continúa siendo una fuente relevante de emisiones, tal y como se desprende de la Figura 6. Esto se debe principalmente al uso de gas natural en los ciclos combinados, que aportaron un 59% de las emisiones de la generación eléctrica. Es importante destacar que este sec-



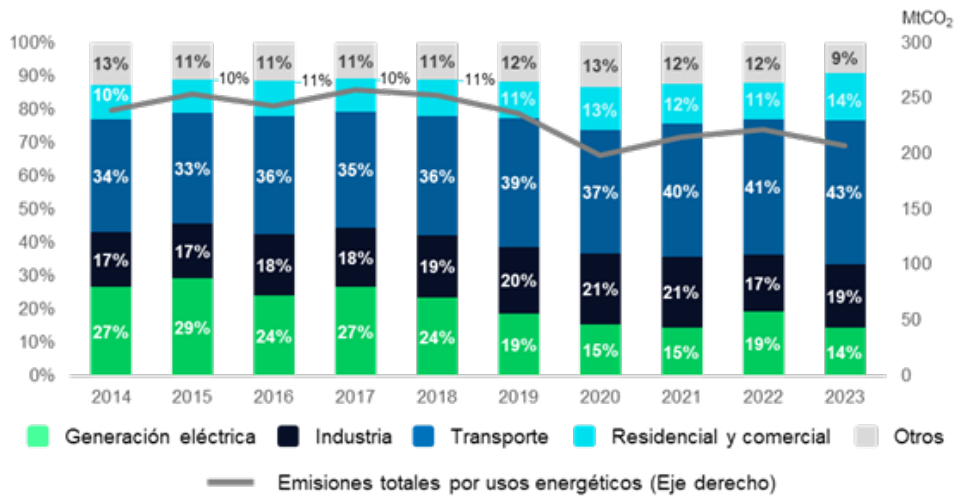
tor ha sido el que más ha reducido su aporte al total de las emisiones en el país, pasando de un máximo del 29% a un 14% en 2023.

Por su parte, el sector industrial continúa mostrando una elevada dependencia de combustibles fósiles, mientras que, en el sector residencial y comercial, las emisiones provienen principalmente del uso de gas natural para calefacción y agua caliente.

2. Red Eléctrica. Dato a diciembre de 2024.

## El Momento de la Electrificación

Figura 6. Emisiones por usos energéticos distribuida por sector (MtCO<sub>2</sub>).

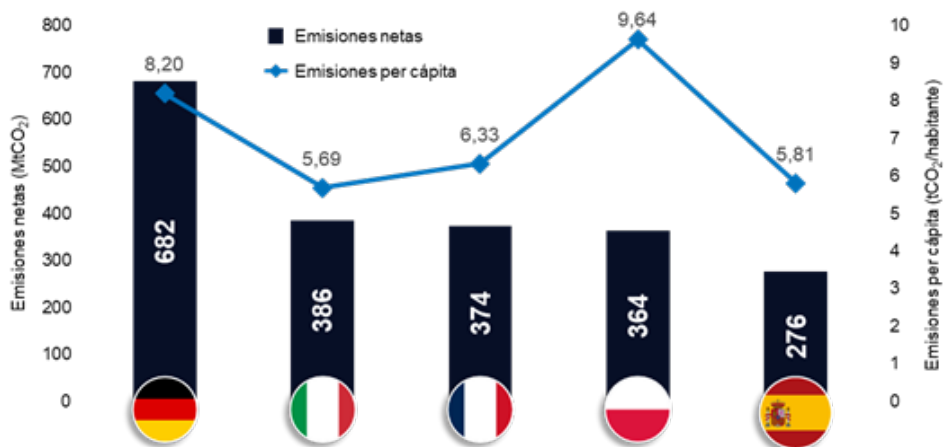


Fuente: Inventario Nacional Español de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

En comparación con otros países de la Unión Europea, España ocupa el quinto lugar en emisiones totales. En términos per cápita, España se sitúa en el puesto 22 de la UE, con un total de 5,81 tCO<sub>2</sub> por habitante. Estos datos refuerzan la necesidad de adoptar tecnologías limpias y

promover la electrificación de los sectores más contaminantes, mejorando la independencia energética de España y posicionando al país a la vanguardia de la lucha contra el cambio climático y en línea con los objetivos europeos de descarbonización.

Figura 7. Países con mayores emisiones en Europa



Fuente: Inventario Nacional Español de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (datos del 2022); GHG emissions of all world countries, European Commission (2024).



### 1.3. OBJETIVOS DE DESCARBONIZACIÓN

España se ha comprometido a cumplir los objetivos de descarbonización europeos a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

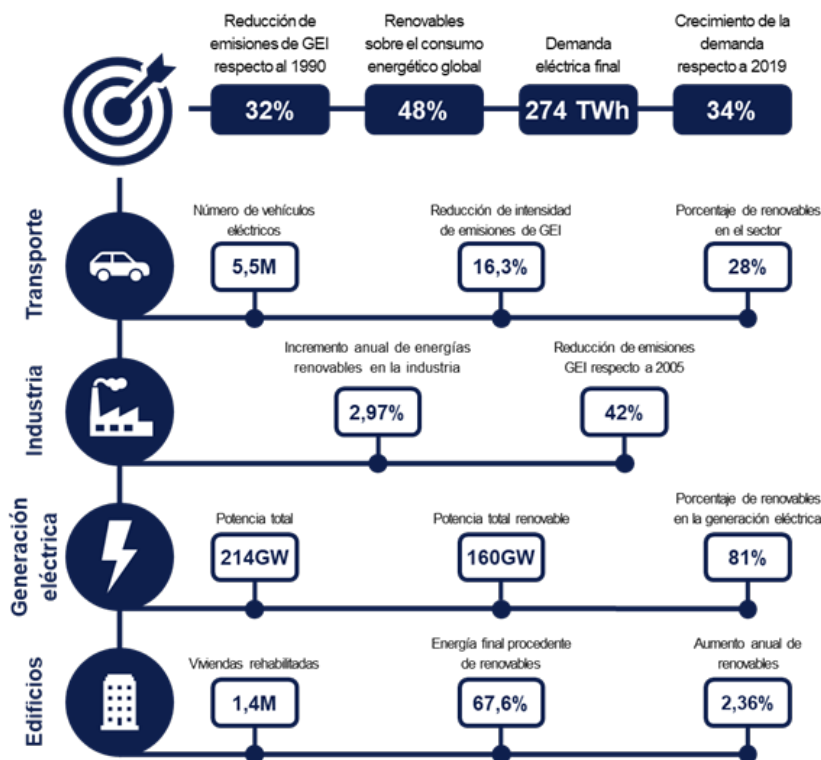
Este Plan, enmarcado en el Reglamento UE 2018/1999 del Parlamento Europeo sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, establece que cada Estado miembro debe comunicar periódicamente un plan nacional de energía y clima, y define objetivos específicos de reducción de emisiones, penetración de energías renovables y mejora de la eficiencia energética.

Publicado originalmente en 2021 con metas a 2030, se ha publicado una actualización en septiembre de 2024, mo-

dificando algunos compromisos, adaptándolos a la realidad del contexto, de acuerdo con su anterior publicación y definiendo unos objetivos aún más ambiciosos que los presentados en el plan inicial.

El nuevo PNIEC aumenta el objetivo de reducción de emisiones para 2030, del 23% al 32% respecto a los niveles de 1990. Para ese año, también se incrementa la proporción de energías renovables en el consumo final de energía, pasando del 42% al 48%, así como el objetivo de demanda eléctrica final, que sube de 249,2 TWh a 274 TWh, implicando un crecimiento del 34% respecto al consumo de 2019. Además de estos objetivos generales, el PNIEC plantea metas específicas para cada sector, y cuyo detalle se resume en la Figura 8.

Figura 8. Objetivos del PNIEC a 2030



Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, Gobierno de España (2024).

## El Momento de la Electrificación

La actualización del PNIEC supone un aumento del objetivo de vehículos eléctricos esperados a 2030: se prevén alcanzar 5,5 millones de unidades y reducir la intensidad de emisiones de GEI en un 16,3%.

En el sector industrial, se prevé un aumento anual en la cuota de energías renovables del 2,14% hasta 2025, y del 2,97% entre 2026 y 2030, con el objetivo de alcanzar una un 42,67% de energías renovables en el consumo final de energía en 2030.

En cuanto a la generación eléctrica, el porcentaje de energías renovables en la matriz energética nacional deberá ascender al 81%, con una capacidad instalada renovable de 160 GW.

Por último, en el sector de edificios, la actualización aumenta el objetivo de viviendas rehabilitadas con la ambición de alcanzar 1.377.000 en 2030, y que el 67,59% de la energía final en este sector provenga de fuentes renovables.

### 1.4. LA ELECTRIFICACIÓN COMO SOLUCIÓN PARA LA DESCARBONIZACIÓN

Las energías renovables se erigen como la solución más directa para descarbonizar sectores como el transporte, la industria y los edificios, así como otros sectores estratégicos mediante palancas de electrificación que pueden impulsar esta transición.

En este sentido, y dado el amplio abanico de potenciales actuaciones que pueden implementarse, este estudio ha considerado aquellas cuyo impacto en reducción de emisiones es más elevado considerando el desarrollo tecnológico actual.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se estima que las principales palancas de electrificación en España son: el Vehículo Eléctrico, por su impacto en el transporte; el Calor Residencial y Comercial, por su impacto en la edificación;

Figura 9. Palancas de electrificación





La Electrificación Industrial; y el Hidrógeno Renovable, por su impacto futuro en sectores difíciles de descarbonizar.

Una de las principales palancas es el vehículo eléctrico, debido a que tiene el potencial de transformar el sector del transporte, que actualmente es el mayor emisor de GEI en España. La sustitución de vehículos impulsados con combustibles fósiles por vehículos eléctricos combinada con mayores cuotas de combustibles renovables en el resto del parque de vehículos podría reducir de forma significativa la dependencia del petróleo y las emisiones asociadas.

En el sector residencial y comercial, la instalación de bombas de calor destaca como otra palanca clave. Las bombas de calor proporcionan calefacción y agua caliente a partir de electricidad con una eficiencia muy superior a las calderas que utilizan gas natural o gasóleo como fuente de energía, lo que podría disminuir significativamente las emisiones en hogares y edificios.

En el ámbito industrial, la electrificación puede contribuir a la descarbonización mediante la transformación de procesos productivos que consumen combustibles fósiles y la

integración de electricidad renovable. Además, la disponibilidad de energía renovable a un coste competitivo podría atraer nuevas industrias electrointensivas, como los centros de datos, que requieren energía limpia y continua, lo que, a su vez, podría posicionar a España como un destino atractivo para inversiones tecnológicas e industriales.

Por último, el hidrógeno renovable se presenta como una forma de electrificación indirecta. La producción de hidrógeno por electrólisis de agua con electricidad renovable permite la sustitución de combustibles fósiles usados para producir hidrógeno en industrias como el refino o la industria química y también descarbonizar otros grandes emisores como la producción de acero sustituyendo al carbón y al coque. Asimismo, los derivados del hidrógeno serán claves para descarbonizar el transporte marítimo o el aéreo.

Estas tecnologías de electrificación no sólo reducen las emisiones de forma significativa, sino que representan una vía para atraer nuevo tejido industrial y contribuir al desarrollo económico de España.

## 2. PALANCAS DE ELECTRIFICACIÓN

### 2.1. VEHÍCULO ELÉCTRICO

El transporte terrestre es responsable del 92% de las emisiones totales del sector transporte en España. Con objeto de avanzar hacia la descarbonización de este sector, se considera esencial sustituir estos combustibles por opciones más sostenibles que contribuyan a reducir las emisiones y mejorar la eficiencia energética.

En este sentido, el vehículo eléctrico surge como una solución clave. A diferencia de los vehículos con motor de combustión interna, que utilizan combustibles líquidos derivados del petróleo mezclados con una fracción renovable (objetivo mínimo obligatorio de 11% en 2024<sup>3</sup>), el vehículo eléctrico utiliza electricidad, por lo que no hay emisiones directas en su uso, lo que reduce la concentración de contaminación ambiental en ciudades y, en caso de ser reno-

3. Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

vable, permite la descarbonización completa de la energía utilizada en transporte.

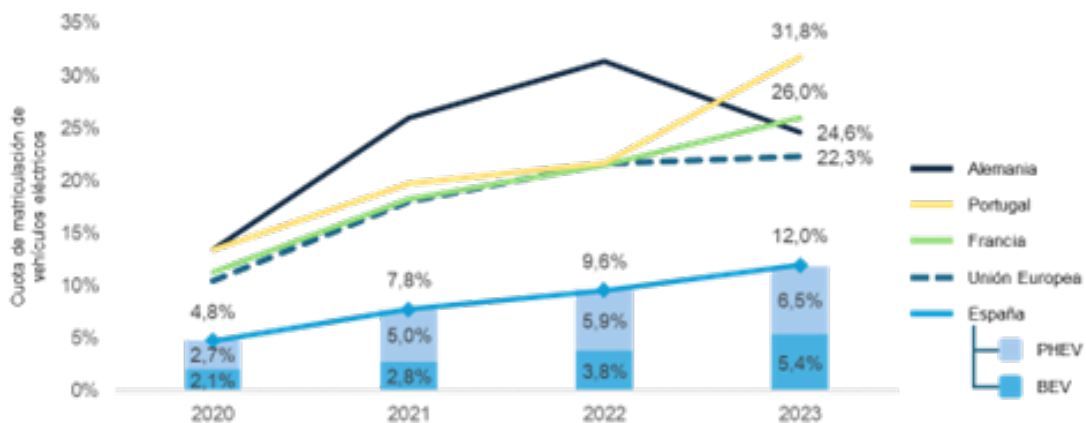
#### 2.1.1. Situación actual

A finales de 2023, el parque de vehículos en España contaba con un total de 339.125 turismos electrificados. De éstos, 195.451 eran híbridos enchufables (PHEV, por sus siglas en inglés – Plug-in Hybrid Electric Vehicle), 143.640 eran vehículos eléctricos puros (BEV, por sus siglas en inglés – Battery Electric Vehicle) y tan sólo 34 se correspondían con vehículos de celda de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés – Fuel Cell Electric Vehicle).

La electrificación del parque automovilístico representó tan sólo el 1,3% del total del parque de turismos en 2023<sup>4</sup>, lo que refleja que esta tecnología aún se encuentra en una fase temprana.

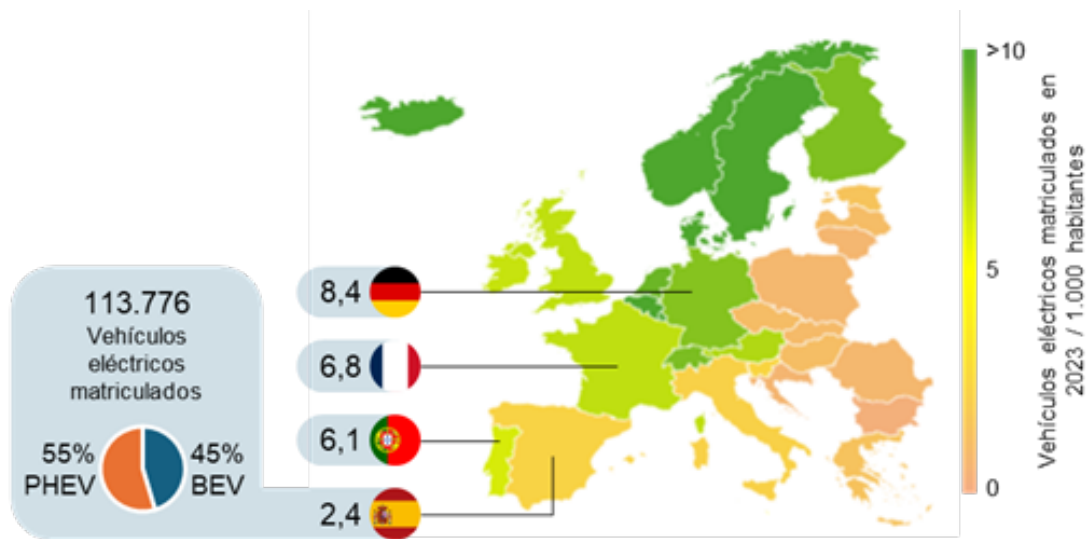
4. Vehículo electrificado – Informe anual 2023, ANFAC.

Figura 10. Cuota de matriculación de vehículos eléctricos



Fuente: New car registrations, ACEA (2024).

Figura 11. Vehículos eléctricos matriculados por cada mil habitantes en países europeos



Fuente: New car registrations, ACEA (2024).

Para cumplir con los objetivos de descarbonización, la penetración de vehículos eléctricos debe aumentar de manera considerable en los próximos años. Aunque su cuota de mercado ha aumentado recientemente, alcanzando un 12% en 2023, este crecimiento ha sido más lento en comparación con otros países europeos, tal y como se puede observar en la figura 10.

La creciente cuota de mercado de los vehículos eléctricos ha permitido a España posicionarse como el noveno país europeo en matriculaciones en 2023. No obstante, si se considera la población, España se encuentra en el puesto 18 entre los 27 países europeos, con sólo 2,4 vehículos eléctricos por cada mil habitantes.

España, por lo tanto, queda detrás de otros países europeos, incluido su vecino Portugal, que ha demostrado un mayor avance en la incorporación de vehículos eléctricos. En 2023, en Portugal se vendieron más del doble de vehículos eléctricos por cada mil habitantes que España.



## BOX 1. FOMENTO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN PORTUGAL

Portugal ha experimentado en los últimos años un notable crecimiento en la incorporación de vehículos eléctricos gracias a una política fiscal favorable que incentiva la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de puntos de recarga.

En 2023, el 32% de los vehículos vendidos en Portugal fueron eléctricos<sup>5</sup>, superando ampliamente el 12% registrado en España a pesar de tener un producto interior bruto (PIB) per cápita un 15% inferior<sup>6</sup>. Las ventas de vehículo eléctricos en 2023 aumentaron un 86% con respecto a 2022, cuando su cuota en el mercado portugués se situaba en torno al 22%.

Figura 12. **Ventas de vehículos eléctricos en Portugal** (unidades)



Fuente: *New car registrations*, ACEA (2024).

Este éxito se debe, en gran medida, a los incentivos que tanto empresas como particulares pueden aprovechar. Es-

tos incentivos incluyen ayudas directas de entre 4.000 y 6.000 €, exenciones del impuesto de matriculación y circulación, y, en el caso de las empresas, la posibilidad de deducir el IVA del vehículo en sus declaraciones fiscales, reduciendo así el coste de adquisición.

El impacto de este incentivo adicional a empresas se ha amplificado por la estructura del mercado portugués: las ventas a empresas y compañías de alquiler representa el 80% de los vehículos vendidos<sup>7</sup>. A modo de comparación, el 60% de los vehículos matriculados en Europa y el 56% en España están vinculados a empresas.

Asimismo, Portugal ha desarrollado una red nacional de estaciones de recarga para vehículos eléctricos, denominada Rede de Mobilidade Eléctrica (Mobi.E), con cobertura en la mayoría de áreas urbanas y rurales, en línea con el reglamento europeo 2023/1804, que establece objetivos mínimos para la infraestructura de vehículos eléctricos, asegurando la interoperabilidad y opciones de pago accesibles.

El Gobierno portugués ha impulsado esta red mediante ayudas financieras para cubrir parte de los costes de instalación de estaciones de recarga. Los edificios con garajes colectivos pueden beneficiarse de un incentivo que cubre hasta el 80% del precio de adquisición de un cargador, con un máximo de 800 €. Además, se ofrece un incentivo adi-

El ejemplo de Portugal evidencia que, para aumentar el número de vehículos eléctricos, no sólo son necesarios los incentivos a la compra y las exenciones fiscales, sino que

la existencia de una red de recarga accesible supone un factor determinante que permite a los usuarios cargar sus vehículos sin preocuparse por la autonomía.

5. *New car registrations*, ACEA (2024).

6. *Economía y datos de los países 2024*, Expansión (2024).

Figura 13. Incentivos fiscales y exenciones para adquirir un vehículo eléctrico en Portugal



Fuente: Incentivos e benefícios fiscais à mobilidade elétrica, Rede Mobi.e (2024).

[1] Cuyo valor no supere los 62.500 € (IVA incluido), hasta un límite de 1.300 vehículos o 5.200.000 €.

[2] Hasta un límite de 150 vehículos o 900.000 €.

[3] Pago único al matricular un vehículo por primera vez en Portugal.

[4] Asociado a los gastos de adquisición, fabricación o importación de vehículos eléctricos.

cional para cubrir hasta el 80% del coste de la instalación eléctrica asociada al cargador, con un tope de 1.000 €<sup>8</sup>.

Esta amplia cobertura ha facilitado la adquisición de los vehículos eléctricos por parte de los consumidores, mini-

mizando los costes de adquisición del vehículo y la pre-ocupación por la disponibilidad de puntos de recarga, así como haciendo accesible la movilidad eléctrica para grandes segmentos de la población.

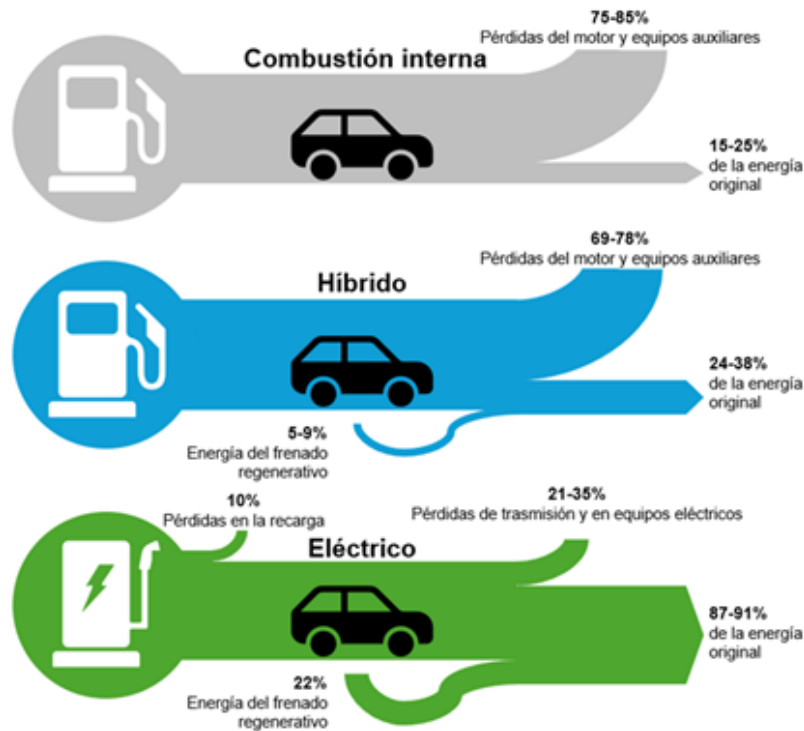
Un despliegue mayor del vehículo eléctrico enfrenta varios obstáculos, como su coste inicial elevado o la infraestructura de recarga, que genera preocupaciones debido a los

tiempos de recarga y la autonomía limitada. La percepción de la red de recarga y de los costes a largo plazo de los vehículos eléctricos puede limitar su aceptación en el mercado.

7. As vendas através do canal frotas ganham cada vez mais peso no país e têm um processo distinto de um cliente particular, Jornal de Negócios (2024).

8. Despacho n.º5126/2023, Diário da República (2023).

Figura 14. Eficiencia energética de un vehículo eléctricos vs. vehículo de combustión interna



Fuente: *Where the Energy Goes, Fuel Economy.*

### 2.1.2. Comparativa de costes de propiedad

Uno de los aspectos que más se mencionan en la actualidad alrededor del vehículo eléctrico es el mayor coste de adquisición respecto a los vehículos con motor de combustión interna.

El coste inicial no debería ser el único aspecto a considerar. El Coste Total de Propiedad (TCO, por sus siglas en inglés – Total Cost of Ownership) es un concepto que permite evaluar todos los costes asociados a un vehículo a lo largo de su vida útil, como los de la energía que habitualmente no se tienen en cuenta en el momento de la compra.

En el caso de los vehículos eléctricos, el coste de la energía es una de las principales ventajas debido a la mayor eficiencia energética en comparación con los vehículos con motor de combustión interna. Mientras que los motores de

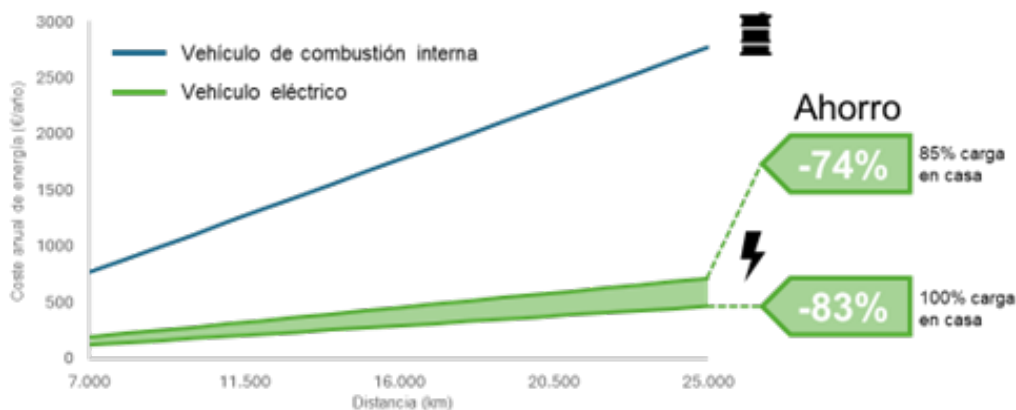
combustión pueden convertir entre un 15% y un 38% de la energía del combustible en energía mecánica, los motores eléctricos aprovechan entre el 87% y el 91% de la energía almacenada en las baterías.

Esta mayor eficiencia, y un coste más competitivo de la energía eléctrica, se traduce en una ventaja para el vehículo eléctrico en términos de coste energético; dependiendo del porcentaje de carga que se realice en el hogar, el coste anual de un vehículo de gasolina puede ser entre 3,8 y 5,8 veces superior al gasto en electricidad de un vehículo eléctrico, lo que supone que un turismo en España<sup>9</sup> ahorre entre 920 y 1.0300 € anuales en costes de energía.

9. La distancia media recorrida de un turismo en España fue de 11.204 km en 2023. Datos DGT.



Figura 15. Coste de la energía de vehículo eléctricos vs. vehículo de combustión interna



Elaboración propia a partir de datos de: Anuario 2023-2024 de la movilidad eléctrica, AEDIVE (2024); Energy consumption of full electric vehicles, Electric Vehicle Database (2024); Evolución de precio de la luz, Organización de Consumidores y Usuarios (2024); Histórico del precio de la gasolina y diésel en España, Diésel o Gasolina (2024).

El coste de la energía es sólo uno de los factores que influyen en el TCO. Además de este coste, se incluyen otros elementos como el mantenimiento, seguros e impuestos. En el caso de los vehículos eléctricos, el coste total de la propiedad también incluye gastos adicionales, como la instalación de un cargador privado. No obstante, este coste puede verse reducido gracias a las ayudas del Plan MOVES, que ofrece incentivos tanto para la compra del vehículo como para la instalación de puntos de recarga.

Además, hasta el 31 de diciembre de 2025, es posible deducir en el IRPF un 15% del valor de adquisición del vehículo, con una base máxima deducible de 20.000 euros<sup>10</sup>. Los vehículos eléctricos están exentos del impuesto de matriculación y disfrutan de una reducción en el impuesto de circulación. En la Figura 16 se muestra el desglose completo del TCO.

Por otra parte, los Certificados de Ahorro Energético (CAE) permiten reducir aún más la inversión inicial. Estos certificados se otorgan por cada kWh ahorrado mediante una actuación de mejora de la eficiencia energética, como

la instalación de bombas de calor.

Las empresas energéticas están obligadas a alcanzar una cantidad anual de ahorro energético. Pueden cumplir con ese objetivo pagando al Fondo Nacional de Eficiencia energética (FNEE), o bien mediante los CAE que generen o adquieran de particulares o empresas que implementan las soluciones de eficiencia energética, lo que se traduce en un menor desembolso neto para un particular.

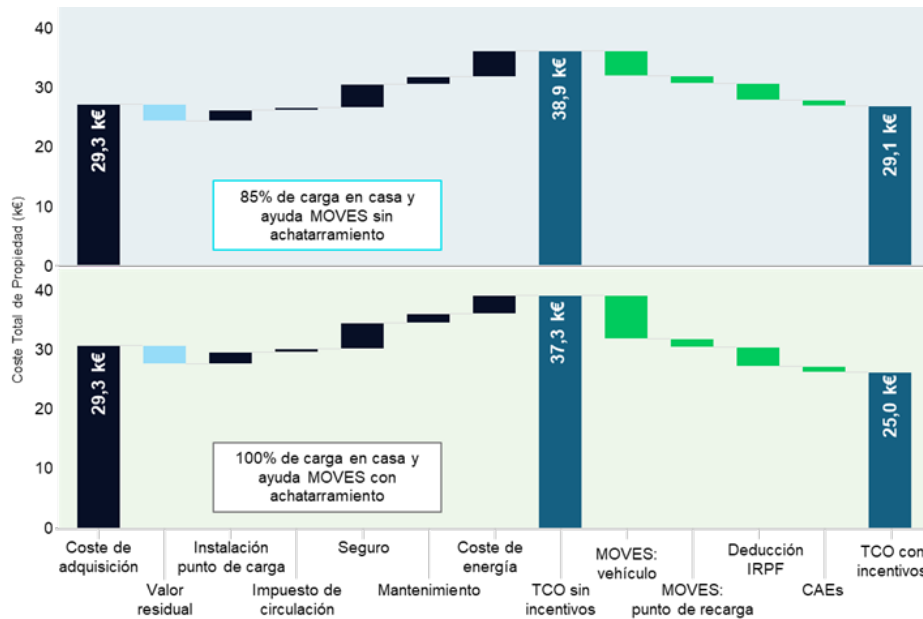
El pasado mes de julio, el MITECO amplió el catálogo de medidas de eficiencia energética susceptibles de obtener un CAE, entre la que destaca la inclusión de 62 nuevas fichas para actuaciones estandarizadas, entre las que destaca la sustitución de vehículo de combustión por un vehículo eléctrico puro<sup>11</sup>.

10. BOE-A-2006-20764

11. Resolución de 3 de julio de 2024, de la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, por la que se actualiza el Anexo I de la Orden TED/845/2023, de 18 de julio, por la que se aprueba el catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética.

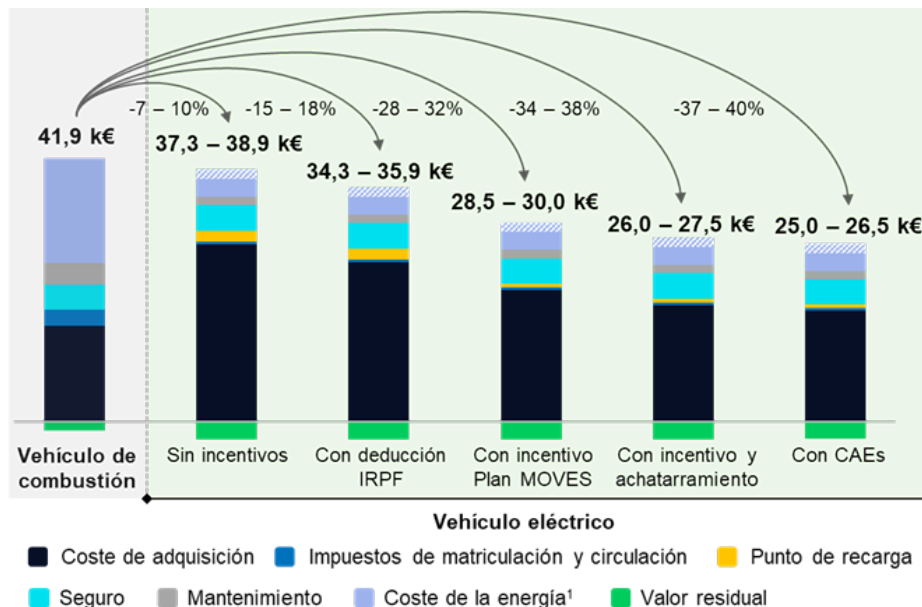
# El Momento de la Electrificación

Figura 16. Desglose del Coste Total de Propiedad de un vehículo eléctrico



Elaboración propia - suponiendo tiempo de vida útil de 14 años - a partir de datos de: Electric Vehicles: Total Cost of Ownership Tool, IEA (2022); Programa MOVES III, IDAE (2024); Orden HFP/1396/2023; Ministerio de Hacienda y Función Pública (2023); Instalación punto de recarga, Iberdrola (2024).

Figura 17. Comparación del Coste Total de Propiedad de un vehículo eléctricos vs. vehículo de combustión interna



Nota: el coste de la energía varía según el porcentaje de carga en casa (entre 85% y 100%).

Elaboración propia - suponiendo tiempo de vida útil de 14 años - a partir de datos de: Electric Vehicles: Total Cost of Ownership Tool, IEA (2022); Programa MOVES III, IDAE (2024); Orden HFP/1396/2023, Ministerio de Hacienda y Función Pública (2023); Instalación punto de recarga, Iberdrola (2024).

	Vehículo de combustión	Vehículo eléctrico				
		Sin incentivos	Con deducción IRPF	Con incentivo: Plan MOVES	Con incentivo:	Con CAEs
<b>Coste de adquisición</b>	15,9	29,3	26,3	21,8	19,3	18,3
<b>Impuestos de matriculación y circulación</b>	2,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Punto de recarga</b>	-	1,9	1,9	0,6	0,6	0,6
<b>Seguro</b>	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
<b>Mantenimiento</b>	3,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>Coste de la energía</b>	17,4	2,9 – 4,5	2,9 – 4,5	2,9 – 4,5	2,9 – 4,5	2,9 – 4,5
<b>Valor residual</b>	-1,6	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9
<b>Coste total de propiedad</b>	41,9	37,3 – 38,9	34,3 – 35,9	28,5 – 30,0	26,0 – 27,5	25,0 – 26,5

Al incluir los incentivos disponibles para los vehículos eléctricos y considerar todos los aspectos del TCO de un vehículo de combustión, donde el gasto en energía es el de mayor peso, el vehículo eléctrico presenta unos costes más atractivos. El coste total de propiedad de un turismo eléctrico puede resultar hasta un 40% menor que su equivalente de combustión interna.

La comparación del TCO entre vehículos eléctricos y de combustión interna resalta que los incentivos y exenciones fiscales hacen que los vehículos eléctricos supongan una opción competitiva. La importancia de estos incentivos en el mercado se refuerza en países como Alemania o Francia, donde su presencia o ausencia ha tenido impacto directo en las ventas.

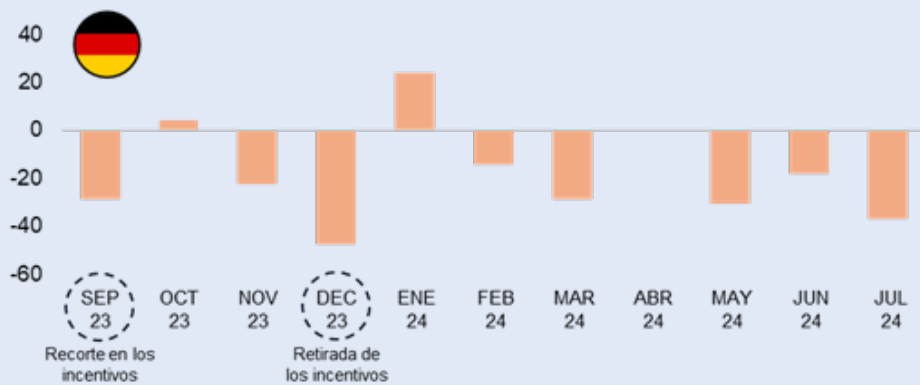


## BOX 2. IMPACTO DE LOS INCENTIVOS EN LAS VENTAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En 2023, las ventas de vehículos eléctricos en Europa superaron los 2 millones de unidades, siendo Alemania el país con mayor número de ventas (524.219), superando en más de 200.000 a Francia. En comparación, en España se vendieron 51.612 vehículos eléctricos<sup>12</sup>.

El éxito en Alemania se debió a su sistema de incentivos combinados de hasta 9.000 €<sup>13</sup>, que fueron reducidos en septiembre y eliminados completamente en diciembre de 2023. Esto provocó una caída significativa en las ventas, con un descenso del 20,4% en el primer semestre de 2024 y del 37% en julio respecto al año anterior, a pesar de un repunte temporal en enero impulsado por la reducción de precios y mejoras en las opciones de financiación ofrecidas por los fabricantes.

Figura 18. Variación mensual de las ventas de vehículos eléctricos en Alemania en comparación con el año anterior (%)



Fuente: New car registrations, ACEA (2024).

12. New car registrations, ACEA (2024).

13. Integration of incentives in policy instruments to stimulate e-mobility by private users, UE (2021).

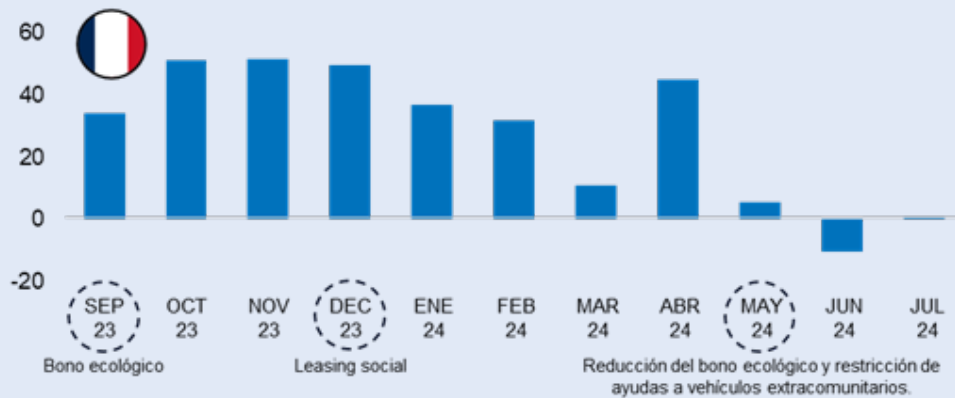
14. Comment fonctionne le bonus sur l'achat d'un véhicule?, Ministère de l'économie et des finances et de la souveraineté industrielle et numérique (2024).

15. Voitures électriques: fin de la location à 100 euros par mois, Ministère de l'économie et des finances et de la souveraineté industrielle et numérique (2024).

Los casos de Alemania y Francia reflejan que, para garantizar un crecimiento en las ventas de vehículos eléctricos, resulta esencial mantener y mejorar los subsidios y exenciones.

Además, se debe considerar el tiempo de adjudicación de las ayudas. En España, la tramitación de las ayudas del Plan MOVES puede demorar su cobro hasta dos años después de la compra de un vehículo eléctrico. Por ello, es fundamental implementar medidas que ofrezcan un apoyo directo en el momento de la compra, como la posibilidad de

Figura 19. Variación mensual de las ventas de vehículos eléctricos en Francia en comparación con el año anterior (%)



En contraste, Francia aumentó sus ventas un 46,5% en 2023 gracias a un bono ecológico del 27% sobre el precio del vehículo<sup>14</sup> y al lanzamiento, en diciembre de 2023, de un plan de leasing social con 50.000 plazas para rentas bajas, permitiendo acceder a vehículos eléctricos por 100 € al mes<sup>15</sup>. Sin embargo, en mayo de 2024, la reducción del bono ecológico a 4.000 € y la restricción de ayudas a vehículos fabricados fuera de Europa desaceleraron las ventas.

A pesar esta desaceleración al final de primer semestre, al cierre de este periodo, las ventas en Francia crecieron un 17,4% respecto al mismo periodo de 2023.

Estos casos ilustran el impacto que tienen los subsidios en el mercado de vehículos eléctricos: mientras que la eliminación de incentivos en Alemania provocó una caída significativa en las ventas, el aumento de ayudas en Francia impulsó su crecimiento hasta la limitación de las mismas.

un IVA reducido o, similar a lo que se ha implementado en Francia, diseñar iniciativas que permitan a las personas de rentas bajas beneficiarse de estas opciones.

### 2.1.3. Infraestructura de recarga eléctrica

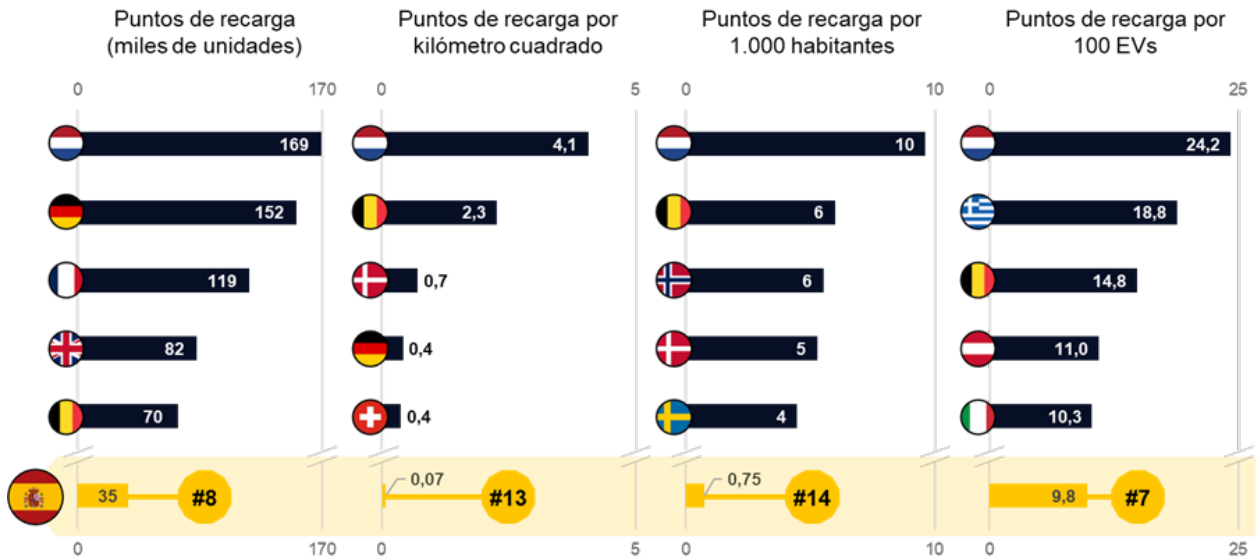
A pesar de que la autonomía de los vehículos eléctricos ha mejorado en los últimos años, continúa siendo inferior a la de los vehículos de combustión interna. Disponer de

una infraestructura que permita la recarga fuera del ámbito doméstico de modo similar a como podría hacerse con un vehículo de combustión interna es necesario para eliminar barreras para la movilidad eléctrica.

España es, a fecha de elaboración del presente Estudio, el octavo país de la Unión Europea con más puntos de recarga públicos. Sin embargo, sale perjudicada en la comparación cuando se ajusta el número de puntos de recarga por superficie y por habitante, ya que cuenta con menos

# El Momento de la Electrificación

Figura 20. Puntos de recarga en países europeos



Fuente: Charge Point Monitor, EV Markets Reports (2024); Global EV Data Explorer, IEA (2024).



de 1 punto de recarga pública por cada 1.000 habitantes, y una densidad de 0,07 por kilómetro cuadrado. A pesar de esto, al considerar el parque electrificado actual, en España hay 9,8 puntos de recarga por cada 100 vehículos eléctricos, ubicándose como el séptimo país en Europa.

Países Bajos lidera la lista como el país con el mayor número de estaciones de recarga de vehículos eléctricos, destacando también por ser el país que cuenta con la mayor densidad de puntos de recarga tanto por superficie como por habitante lo que ha facilitado el despliegue del vehículo eléctrico.

### BOX 3. LA RED DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN PAÍSES BAJOS

Los Países Bajos cuentan actualmente con la red de recarga de vehículos eléctricos más desarrollada de Europa. Con casi 170.000 puntos de recarga públicos o semipúblicos, el país presenta una densidad de 4 puntos de recarga por kilómetro cuadrado, superando a países como Francia, Alemania o Reino Unido y muy por delante de España, que cuenta con 35.326 puntos de recarga públicos.

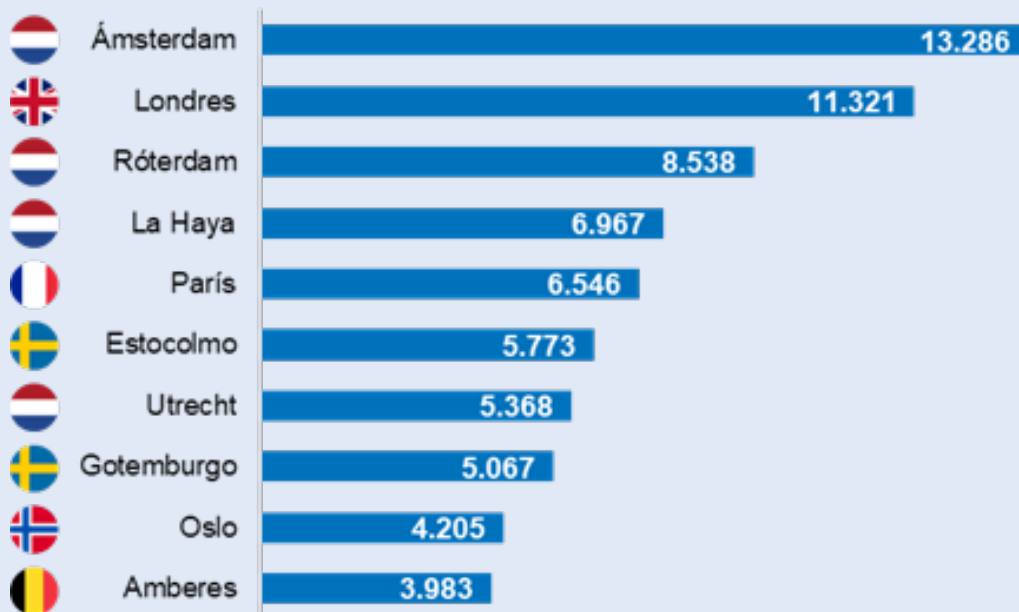
La alta densidad de estaciones de recarga de Países Bajos se refleja en el ranking de ciudades con más puntos de recarga de Europa, donde cuatro ciudades neerlandesas se

ubican entre las diez primeras (Figura 21), con Ámsterdam liderando la lista.

En contraste, Utrecht, la cuarta ciudad neerlandesa en la lista y una población de menos de 400.000 habitantes, cuenta con aproximadamente el mismo número de puntos de recarga (5.368) que Barcelona y Madrid juntas, que disponen de 2.816 y 2.591 puntos respectivamente, a pesar de sumar alrededor de 4,8 millones de habitantes entre ambas.

La red de recarga del país ha experimentado en los últimos años un crecimiento notable (en 2014 sólo existían 12.000 puntos de recarga) y no se prevé una desaceleración ya que se estima que se superarán los 200.000 puntos de recarga para 2025, aumentando 17,6% en un año.

Figura 21. Top 10 de ciudades con mayor cantidad de puntos de recarga (2024)



Fuente: Charge Point Monitor, EV Markets Reports (2024).

Este crecimiento responde a los objetivos del *"The Dutch Climate Agreement"*, que establece que todos los vehículos nuevos vendidos en el país en 2030 deben ser cero emisiones. Para lograrlo, se considera necesaria el despliegue masivo de vehículos eléctricos respaldada por una infraestructura de recarga accesible y amplia.

Con este fin, se definió igualmente *"The National Charging Infrastructure Agenda"*, una agenda multianual que reúne a actores públicos y privados, incluidos empresas, gobiernos, operadores de red y universidades, para apoyar a las regiones y ciudades en el desarrollo de una red de recarga robusta.

Dado que 7 de cada 10 residentes en los Países Bajos dependen del aparcamiento público<sup>16</sup>, los incentivos definidos se centraron en aumentar los cargadores públicos disponibles mediante dos herramientas fiscales clave para las empresas instaladoras: por un lado, la MIA (Environmental Investment Allowance), que permite deducir de los ingresos imposables hasta el 36% de la inversión en proyectos de recarga; y, por otro lado, la VAMIL (Random Depreciation of Environmental Investment), que permite a las empresas depreciar hasta el 75% de la inversión de forma acelerada<sup>17</sup>.

De manera complementaria a los incentivos fiscales, se estableció la Plataforma Nacional de Conocimiento sobre Infraestructura de Recarga, cuyo objetivo es proporcionar información pública sobre la disponibilidad de puntos de recarga y sus precios, además de permitir a los residentes solicitar la instalación de puntos de recarga públicos si no hay alguno cerca de su hogar o lugar de trabajo.

El rápido crecimiento de los puntos de carga ha provocado la sobrecarga de la red eléctrica, especialmente en ciudades como Utrecht y Ámsterdam, donde se han producido apagones.

Para mitigar este problema, el gobierno y operadores de la red han estado trabajando en la ampliación y mejora de la capacidad y eficiencia del sistema eléctrico para afrontar el crecimiento de la electrificación. Enexis, por ejemplo, ha recibido un préstamo de 500 millones del Banco Europeo de Inversiones para este fin, mientras que TenneT incrementará sus inversiones en un 30% en 2024 y Alliander destinará 1.400 millones a renovaciones.

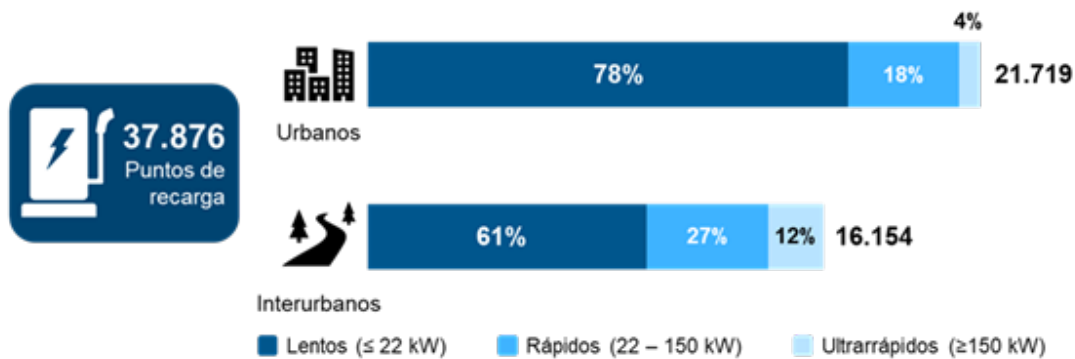
Además de asegurar la accesibilidad y disponibilidad de puntos de recarga, la política fiscal en los Países Bajos ha facilitado la adquisición de vehículos eléctricos al estar exentos del impuesto de matriculación y del impuesto de circulación hasta 2024.

Adicionalmente, el Gobierno neerlandés implementó en 2020 un plan de ayudas para los vehículos eléctricos, donde ofrecían un subsidio de 4.000 € para nuevos vehículos eléctricos y 2.000 € para adquirir vehículos eléctricos usados<sup>18</sup>.

Los Países Bajos, por tanto, han logrado un sólido crecimiento de vehículos eléctricos, impulsado por una política fiscal favorable y su amplia y en constante expansión red de recarga eléctrica, lo que le han permitido alcanzar una cuota de mercado de vehículos eléctricos del 43,4% en 2023<sup>19</sup>.



Figura 22. Distribución de puntos de recarga en España (septiembre 2024)



Fuente: Barómetro de la Electromovilidad – Tercer trimestre 2024, ANFAC (2024).

Por lo tanto, una red de recarga accesible y amplia resulta clave para aumentar la penetración de vehículos eléctricos. El éxito de los Países Bajos evidencia que una infraestructura sólida, apoyada por políticas fiscales e incentivos, es fundamental para impulsar esta transformación. Si otros países del entorno europeo quieren acelerar la transición hacia una movilidad eléctrica, una de las principales prioridades debería consistir en garantizar el acceso a una red de recarga eficiente y granular.

En este sentido, en España, el 57% de los puntos de recarga se concentran en las ciudades lo que convierte al vehículo eléctrico en una opción viable para transportes urbanos y periurbanos.

La mayoría de los puntos de recarga del país (71%) son de baja potencia, lo que se traduce en tiempos de carga superiores a las 3 horas. Sin embargo, en el ámbito interurbano este porcentaje disminuye, ya que es donde se concentran la mayor parte de los cargadores de alta potencia. Esto es crucial, ya que un aspecto clave para fomentar la adquisición del vehículo eléctrico es asegurar que su funcionalidad sea comparable a la de un vehículo de combustión, eliminando la percepción de que los vehículos eléctricos sólo son viables en entornos urbanos.

A modo de ejemplo, la distancia entre Madrid y Barcelona es de 640 km, superior a la autonomía de la mayoría de los vehículos eléctricos, por lo tanto, es necesario recargar en el trayecto.

A finales del tercer trimestre del 2024, estaban disponibles 1.952 puntos de recarga interurbanos con potencia igual o superior a 150 kW, potencia que permite un tiempo de recarga de entre 15 y 27 minutos<sup>20</sup>, habiendo aumentado en un 68% con respecto a finales de 2023, a falta del último

16. The National Charging Infrastructure Agenda, Nationale Agenda Laa-dinfrastructuur (2021).

17. EV and EV Charging incentives in the Netherlands, AMPECO (2021).

18. Netherlands EV incentives, Wallbox.

19. New car registrations, ACEA (2024).

20. Barómetro de la Electromovilidad – Tercer trimestre 2024, ANFAC (2024).

### BOX 4. ELECTRIFICACIÓN DEL TRANSPORTE PÚBLICO EN MADRID

El Ayuntamiento de Madrid y la Empresa Municipal de Transportes (EMT) han impulsado la descarbonización del transporte urbano mediante una sustitución gradual de autobuses convencionales por modelos eléctricos para alcanzar la neutralidad climática en sus operaciones e infraestructuras.

Gracias a este proceso de descarbonización, la empresa ha conseguido un ahorro de 2.193 tCO<sub>2</sub> equivalente en 2023, verificadas por el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible. A esto hay que sumar unos ahorros en costes de operación superiores al 65% y de casi el 20% en mantenimiento en los autobuses eléctricos respecto a los de gas.

Actualmente, la red de autobuses de EMT Madrid es una de las más avanzadas en Europa, con 34 líneas electrificadas, y se ha fijado un objetivo ambicioso de electrificar el 100% de la flota para 2033. El 17% de los autobuses ya son eléctricos (358 autobuses), y se espera que la cifra supere los 430 a finales de año, alcanzando un 25% en 2025 y un 33% en 2027, con una inversión total de más de 1.000 millones de euros.

La modernización de los centros de operaciones ha sido esencial para garantizar una recarga rápida y eficiente.

Como ejemplo destacado, el centro de Carabanchel está equipado con un sistema de carga por pantógrafos invertidos para más de 250 autobuses, minimizando los tiempos de inactividad, y contará con más de 320 puntos de recarga para finales de año. Además, han garantizado un suministro de energía 100% renovable, donde el 10% de la demanda eléctrica es cubierta por una instalación fotovoltaica.

EMT Madrid cuenta con una serie de proyectos adicionales que permitirán alcanzar su objetivo de electrificación completa, como la construcción de dos nuevos centros de operaciones en La Elipa y Las Tablas, así como la electrificación de sus centros de operaciones de Sanchinarro y Entrevías.

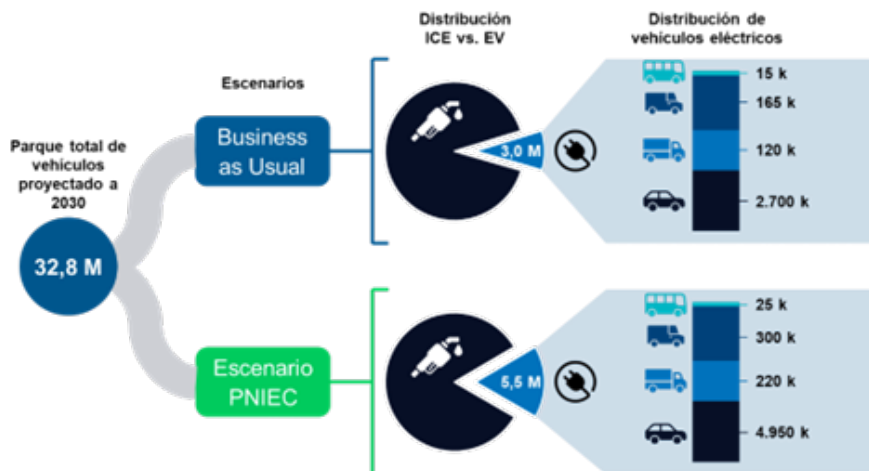
Esta infraestructura ofrece beneficios claros: reducción de los tiempos de carga, automatización del proceso, aumento de recargas diarias y mejora en la seguridad laboral. Estas mejoras operativas permiten optimizar la flota eléctrica y mejorar la eficiencia general del sistema.

La electrificación de la flota de EMT Madrid y la modernización de sus instalaciones representa un avance sólido en la descarbonización y la reducción de emisiones en el transporte urbano. Este enfoque integral en movilidad eléctrica puede ser un referente para otras ciudades en su proceso de transición hacia un sistema de transporte más limpio y eficiente.

Figura 23. Centro de operaciones de Carabanchel



Figura 24. Escenarios penetración de vehículos eléctricos a 2030



Elaboración propia a partir de datos de: Anuario Estadístico General 2023, DGT; Plan Nacional Integrado de Energía y Clima - Actualización 2023-2030, MITECO (2024).

trimestre del año. De estos, 840 presentan potencias de más de 250 kW que ofrecen una experiencia de recarga similares al repostaje de un vehículo de combustión.

La Unión Europea, a través del Reglamento UE 2023/1804 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, establece que a lo largo de la red de carreteras de la Unión Europea deben instalarse grupos de recarga de acceso público en cada sentido de circulación, cada 60 km, a más tardar el 31 de diciembre de 2025. Estos grupos deben contar con una potencia disponible de al menos 400 kW, incluyendo un punto de recarga con una potencia mínima de 150 kW.

En este sentido, España debe mantener un crecimiento de estaciones de recarga que vaya a la par del aumento de mercado de vehículos eléctricos en el país y eliminar las barreras administrativas que puedan generar tiempos de instalación elevados, retrasando o paralizando proyectos.

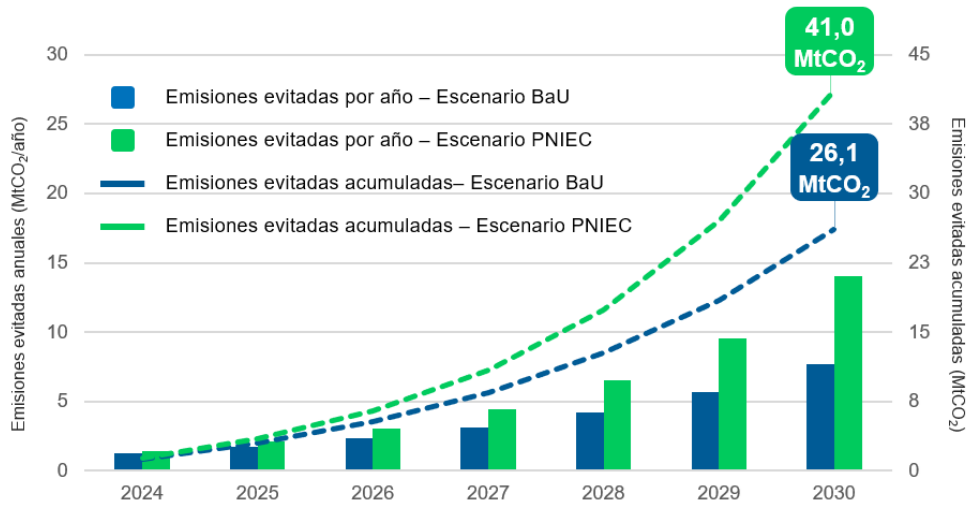
### 2.1.4. Escenarios futuros de la movilidad eléctrica

Tal y como se ha destacado en los apartados anteriores, un mayor nivel de incorporación de vehículos eléctricos es fundamental para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones en el transporte por carretera. Para lograr esto, será esencial la electrificación de turismos, así como de otras modalidades de vehículos, como los autobuses, que ya son una realidad en España con un caso de éxito destacado en el transporte público de Madrid.

Con las tasas de crecimiento de ventas actuales, se estima que los vehículos eléctricos alcanzarán los 3 millones de unidades en 2030, cifra que se sitúa significativamente lejos del objetivo de 5,5 millones establecida en el PNIEC.

El esfuerzo adicional necesario para cumplir con los objetivos marcados por el PNIEC permitiría aumentar las matriculaciones de vehículos eléctricos hasta alcanzar un crecimiento medio anual de las ventas de vehículos eléctricos del 47,5%, cifra significativamente más elevada que las experimentadas recientemente y que requeriría intensi-

Figura 25. Emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> en escenarios futuros de movilidad eléctrica



Elaboración propia a partir de datos de: Estimación de la distancia recorrida anualmente por el parque móvil; DGT (2023); Informe Anual, ANFAC (2023); CO<sub>2</sub> emissions from heavy-duty vehicles, ACEA (2020); Real Decreto 376/2022; Vehicles in use Europe 2022, ACEA; Observatorio de costes del transporte discrecional de viajes en autocar, MITMA

ficar las políticas de apoyo y fomento de la adquisición de vehículos eléctricos para dinamizar el mercado.

Cumplir con los objetivos del PNIEC no sólo implicaría alcanzar las metas en volumen de ventas, sino también en reducción de emisiones: el escenario PNIEC podría aportar una reducción adicional de 6 MtCO<sub>2</sub> anuales en 2030, con una reducción de emisiones acumulada de 41 MtCO<sub>2</sub> entre 2024 y 2030.

El crecimiento de la incorporación de vehículos eléctricos estará directamente relacionado con el aumento en la demanda de energía eléctrica: a medida que el parque de vehículos eléctricos crezca, el consumo de electricidad se incrementará. En este sentido, la demanda de electricidad en el escenario PNIEC en 2030 (15.276 GWh) casi duplica la del escenario BaU (8.352 GWh). Si se considera la gene-

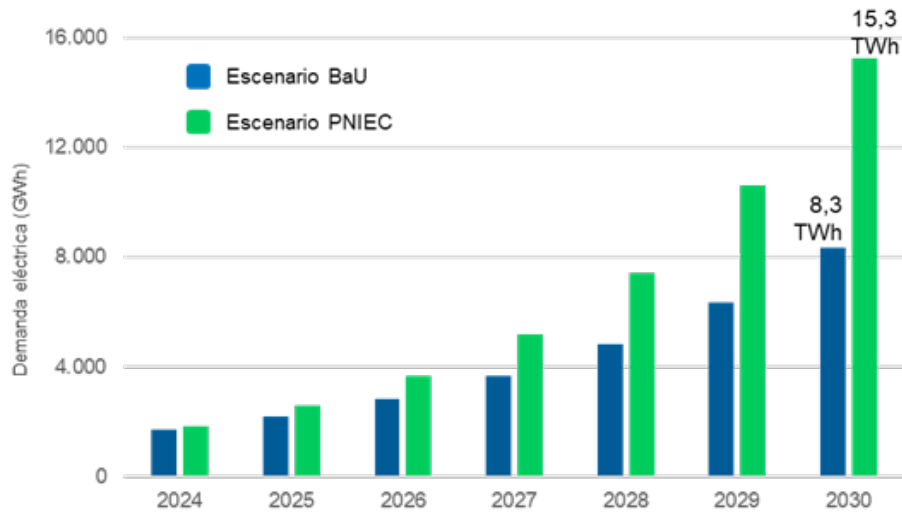
ración renovable prevista en el PNIEC para 2030, de 322 TWh, la demanda de electricidad representaría tan sólo entre 2,6% y 4,7% según el escenario.

Por último, un despliegue masivo de vehículos eléctricos podría generar un ahorro en el consumo de combustibles fósiles. Gracias a la mayor eficiencia energética de los vehículos eléctricos, se estima que para el año 2030, esta transición supondrá un ahorro acumulado de entre 8.850 y 13.920 millones de euros según el escenario.

Para alcanzar los objetivos del escenario PNIEC en 2030, será fundamental implementar medidas adicionales que fortalezcan los incentivos y exenciones que promueven la electrificación del transporte. Mantener los subsidios y explorar nuevas ayudas hasta que los costes de adquisición de los vehículos eléctricos sean comparables a los de un vehículo con motor de combustión interna, permitirá acelerar la penetración de vehículos eléctricos haciendo la movilidad eléctrica accesible a segmentos más amplios de la población.

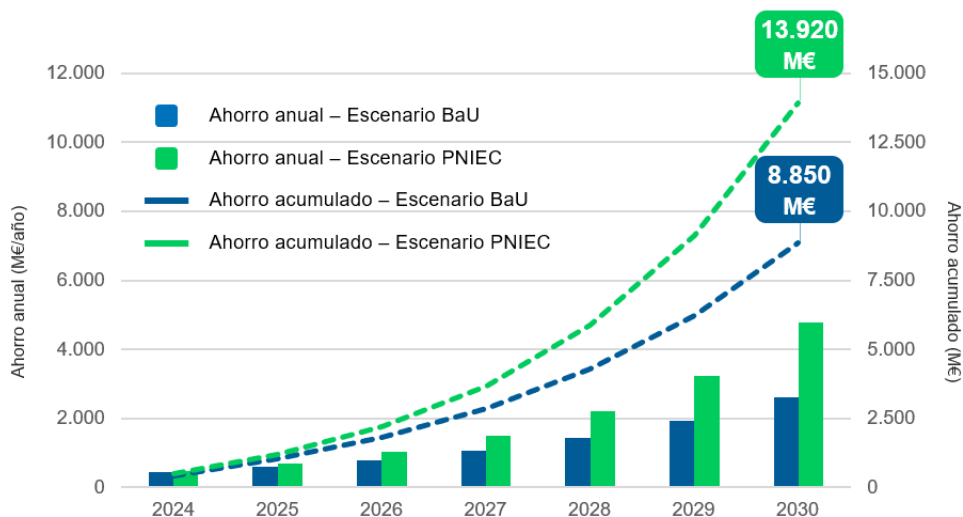
21. Escenario proyectado basado en el crecimiento del parque automotor de cada segmento durante los últimos cinco años.

Figura 26. Demanda de electricidad en escenarios futuros de movilidad eléctrica (GWh)



Elaboración propia a partir de datos de: Energy consumption of full electric vehicles, Electric Vehicle Database (2024); Analysis of long haul battery electric truck in EU, Earl et al. (2018); Consumo energético de autobuses eléctricos articulados para distintos niveles de carga; Zebra (2022).

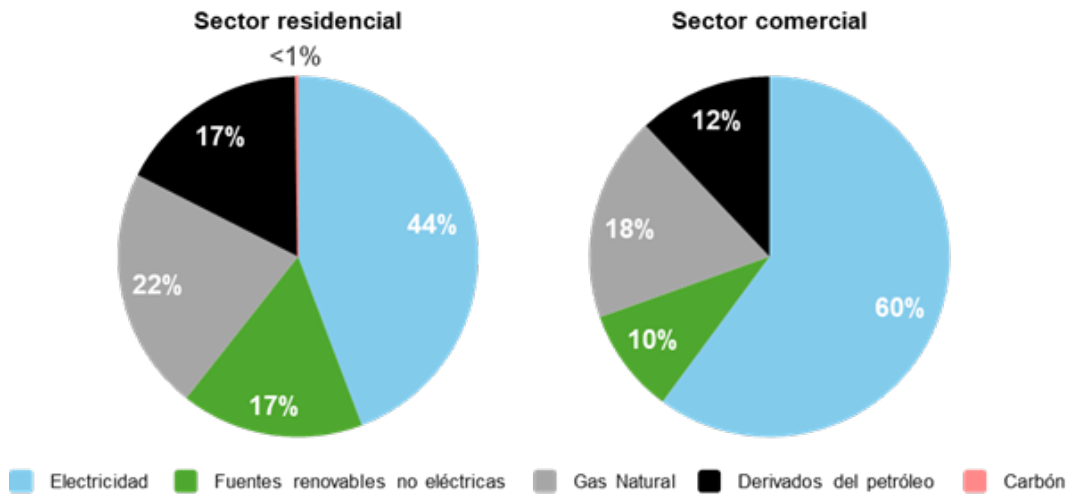
Figura 27. Ahorro en combustible en escenarios futuros de movilidad eléctrica (M€)



Elaboración propia a partir de datos de: Anuario 2023-2024 de la movilidad eléctrica, AEDIVE (2024); Evolución de precio de la luz, Organización de Consumidores y Usuarios (2024); Histórico del precio de la gasolina y diésel en España, Diésel o Gasolina (2024).

# El Momento de la Electrificación

Figura 28. Distribución del consumo de energía final en el sector residencial y comercial



Fuentes: Estadística de consumo energético residencial anual 2022, MITECO.

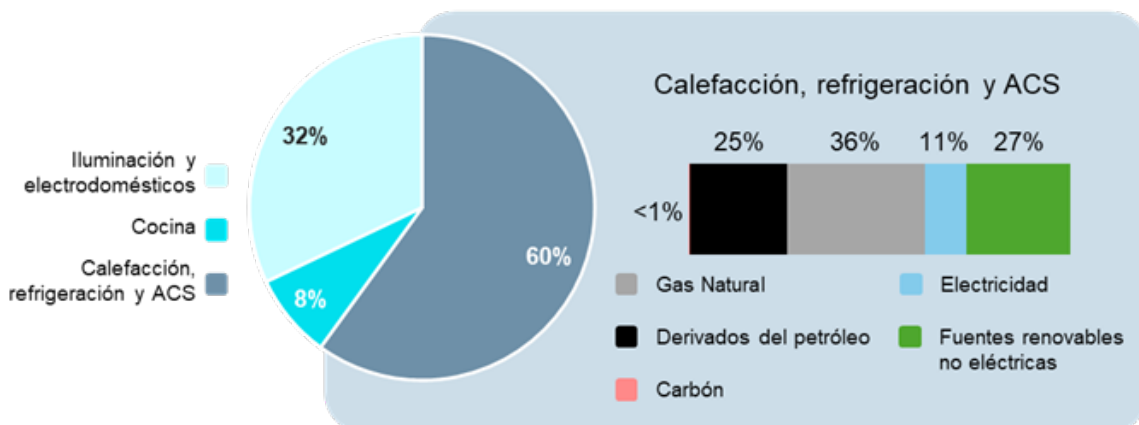
## 2.2. CALOR Y FRÍO RESIDENCIAL Y COMERCIAL

Los sectores residencial y comercial en España emitieron 29,5 MtCO<sub>2</sub> en 2023. Aunque la electricidad es la principal fuente de energía final en ambos casos, los combustibles fósiles siguen desempeñando un papel importante, principalmente en aplicaciones como calefacción y suministro de agua caliente sanitaria (ACS).

Considerando el uso final de la energía, en el sector residencial el consumo para calefacción, ACS y refrigeración representó el 60% del total, de los cuales los combustibles fósiles aportaron un 62%, principalmente en forma de gas natural (36%) y derivados del petróleo (25%).

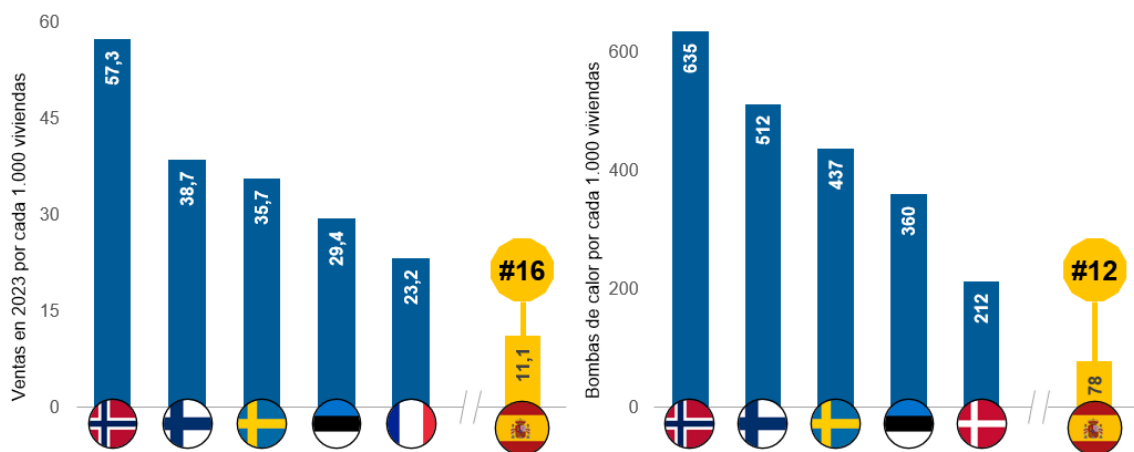
La descarbonización de este sector requerirá reemplazar los sistemas de calefacción convencionales basados en

Figura 29. Distribución del consumo de energía final por usos en el sector residencial



Fuentes: Estadística de consumo energético residencial anual 2022, MITECO.

Figura 30. **Ratio de ventas de bombas de calor en 2023 (izquierda) y bombas de calor totales (derecha) por cada 1.000 viviendas**



Fuente: *European Heat Pump Market and Statistics Report 2024, EHPA (2024)*.

Nota: la EHPA presenta datos de las bombas de calor que proporcionan calefacción, calefacción y refrigeración o agua caliente sanitaria.

combustibles fósiles por fuentes de energía más limpias como la electricidad o la biomasa. Desde un punto de vista energético las bombas de calor son la opción más eficiente. Estos dispositivos utilizan electricidad para extraer calor del aire, el agua o el suelo para producir calor que se puede utilizar para proporcionar calefacción, refrigeración y ACS.

### 2.2.1. Situación actual

En España, la incorporación de bombas de calor se encuentra por debajo de la media europea. En 2023, España contaba con 78 bombas de calor por cada mil viviendas, mientras que la media europea se situaba en 115 unidades.

Sin embargo, en cuanto a ventas de bombas de calor, en 2023, España fue el cuarto mercado con mayor crecimiento a nivel europeo, con un aumento del 13,5% (25 mil

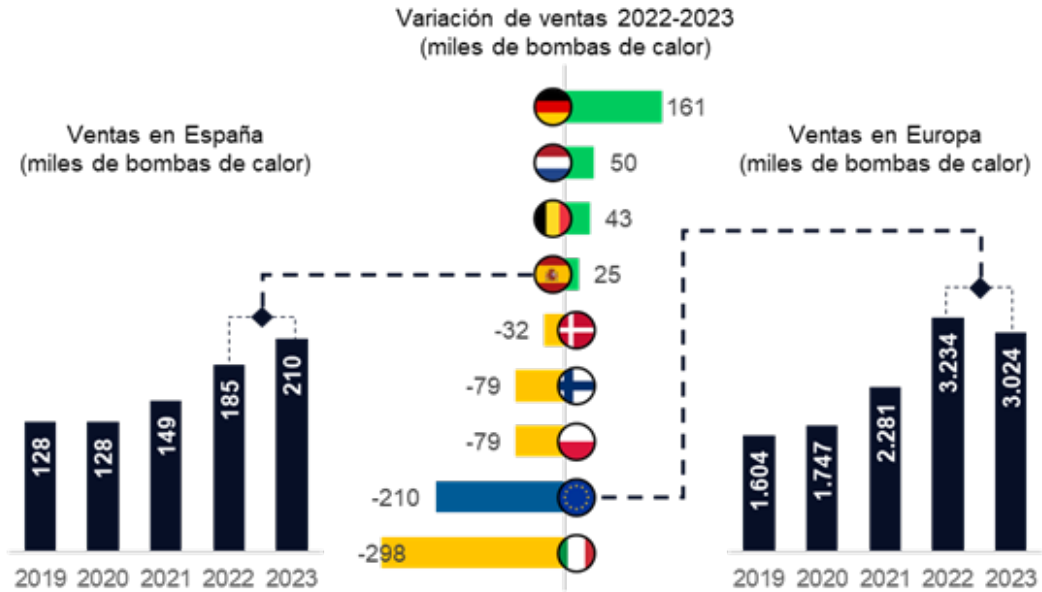
unidades), alcanzando un total de 1,5 millones de unidades instaladas. El país ha mantenido un ritmo constante de crecimiento en los últimos años, con la única excepción de 2020 debido al impacto de la pandemia de COVID-19.

A nivel europeo, las ventas de bombas de calor crecieron considerablemente en 2022, con un aumento del 42%, impulsadas en gran medida por el alza en los precios del gas natural provocada por la guerra entre Rusia y Ucrania. Además, este crecimiento fue favorecido por la aprobación del plan REPowerEU en mayo de 2022, que buscaba reducir la dependencia de los combustibles fósiles provenientes de Rusia y promover alternativas energéticas más eficientes.

Sin embargo, en 2023 se observó una disminución del 6% en las ventas de bombas de calor en Europa. Esta reducción se debe, en gran parte, a la fuerte caída de las ventas en Italia tras la suspensión del "Superbonus 110%" en febre-

## El Momento de la Electrificación

Figura 31. Ventas de bombas de calor en España en 2023 (izquierda) y variación de ventas en países europeos entre 2022 y 2023 (derecha).



Nota: sólo se muestran los países con mayor variación de ventas.

Fuente: European Heat Pump Market and Statistics Report 2024, EHPA (2024).

ro de ese año. Este incentivo, lanzado en 2020, permitió a los usuarios adquirir bombas de calor con una devolución del 110% de la inversión mediante deducción directa del IRPF, o incluso acceder al descuento directo en la factura cediendo el crédito a fabricantes o bancos.

Como se observa en la Figura 30, los países nórdicos son líderes europeos en la utilización de bombas. En estos países, las bombas de calor se han convertido en el estándar para los hogares favorecidas por una serie de políticas públicas.





## BOX 5. LAS BOMBAS DE CALOR EN LOS PAÍSES NÓRDICOS

La implementación de bombas de calor ha resultado ser un caso de éxito en los países nórdicos, donde el clima frío hace que la calefacción sea necesaria durante gran parte del año.

Esta región presenta la mayor penetración de bombas de calor por cada 1.000 hogares en Europa, con cuotas de mercado superiores al 90%. Noruega lidera este grupo con 635 bombas por cada 1.000 hogares, seguida de Finlandia, Suecia y Dinamarca.

En el año 2000 se vendieron, aproximadamente, 47.000 unidades en los cuatro países, mientras que, a finales de 2022, esta cifra ascendió a 886.000 unidades vendidas, lo que representa un incremento del 1.785% en poco más de dos décadas<sup>22</sup>.

Uno de los factores clave que impulsó este crecimiento fue la dependencia de combustibles fósiles importados, lo que incentivó una política de independencia energética. Con este contexto, los gobiernos nórdicos implementaron programas para promover las bombas de calor, ofreciendo ayudas directas y deducción de impuestos, así como un despliegue de campañas informativas<sup>23</sup>.

Los países nórdicos no sólo han incentivado la opción más eficiente para compensar el mayor coste de adquisición, sino que desincentivan la alternativa más barata mediante la introducción y el aumento progresivo de impuestos sobre el carbono, permitiendo que las bombas de calor sean económicamente competitivas. Al utilizar una caldera de

gas natural, el impuesto sobre el carbono genera un sobre-coste de entre 5 y 20 €/MWh<sup>24</sup>.

Adicionalmente, desde 2020 Noruega ha dado un paso adicional al implementar una prohibición sobre el uso de combustibles fósiles para la calefacción de edificios<sup>25</sup>.

Las ayudas, incentivos fiscales y los impuestos al carbono en los países nórdicos, además de la superior eficiencia energética de las bombas de calor, crean casos de uso muy ventajosos que han favorecido su incorporación masiva como sistema calefacción y agua caliente.

Figura 32. Incorporación de bombas de calor en países nórdicos



Fuentes: European Heat Pump Market and Statistics Report 2024, EHPA (2024); Carbon Taxes in Europe, Tax Foundation (2024).

22. Guest post: How heat pumps became a Nordic success story, Dr Jan Rosenow (2023).

23. Subsidies for residential heat pumps in Europe, EHPA (2023).

24. Cálculo con factor de emisión de gas natural de 201 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>pcl</sub> – Factores de emisión 2007-2023, MITECO.

25. Norway's Eighth National Communication, Gobierno de Noruega (2017).

## El Momento de la Electrificación

El éxito de los países nórdicos destaca la importancia de apoyar tecnologías limpias, con políticas fiscales favorables. Estos países han demostrado que, con el respaldo adecuado, las bombas de calor pueden ser una solución viable, competitiva y escalable para descarbonizar el sector de la calefacción, incluso en regiones con climas extremos.

Sin embargo, la introducción de bombas de calor en países como España está siendo más lenta debido a diversas barreras:

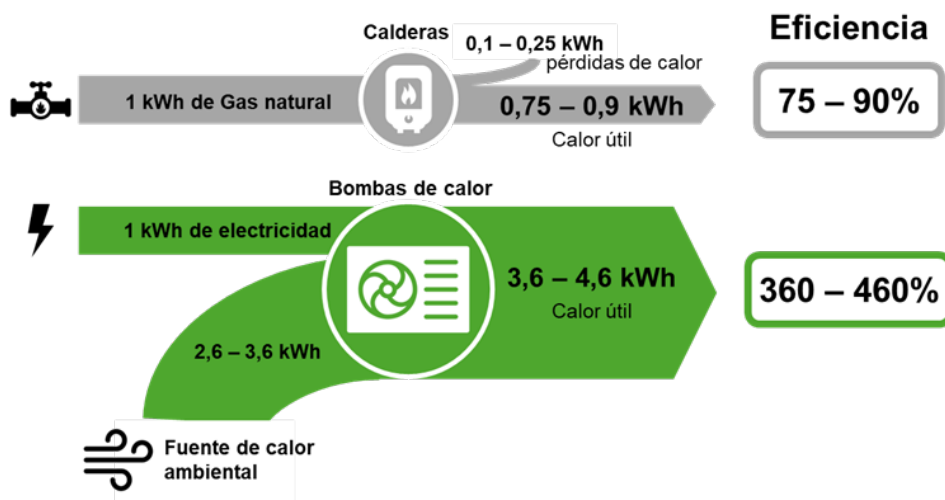
- Elevada inversión inicial en comparación con una caldera de gas natural o gasóleo que puede desincentivar la adquisición.
- Problemas de compatibilidad con los sistemas de calefacción en viviendas existentes. Las bombas de calor requieren espacio adicional, ya que incluyen una unidad exterior, una unidad interior y, en algunos casos, un depósito de acumulación para el suministro de agua caliente sanitaria.

- Desconocimiento de la tecnología de bombas de calor, ya que muchos consumidores no son conscientes de los ahorros en costes energéticos que permiten por su mayor eficiencia y que compensan a largo plazo la mayor inversión inicial.

### 2.2.2. Comparativa de costes de propiedad para bombas de calor

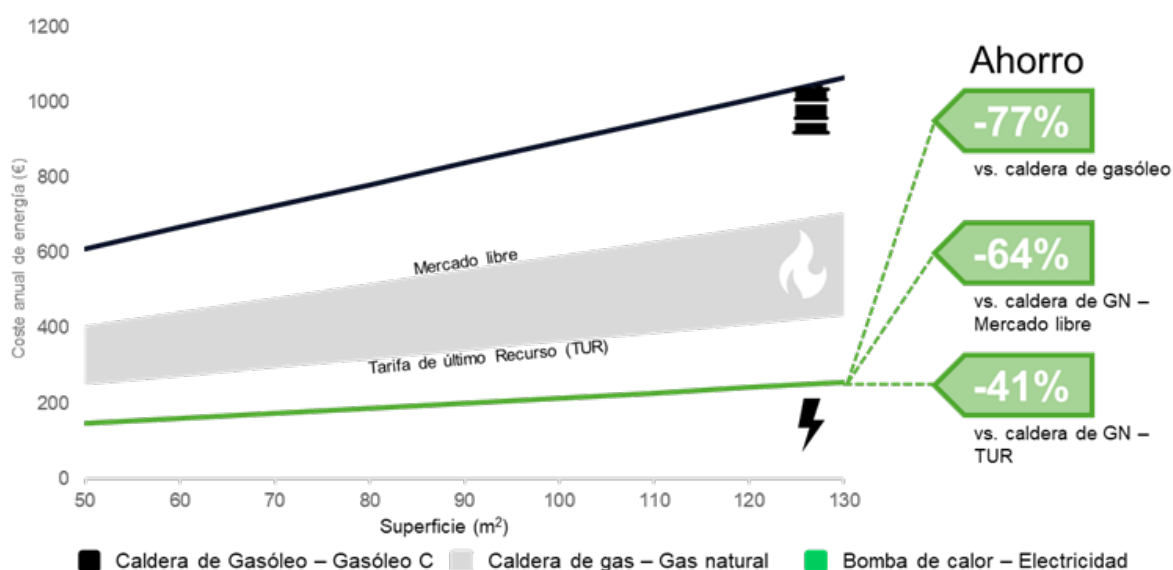
Al evaluar la instalación de una bomba de calor, debe considerarse que el coste de adquisición es mayor en comparación con las calderas convencionales. Sin embargo, es su mayor eficiencia energética respecto a otros sistemas de calefacción lo que da lugar a un caso de uso favorable. Las bombas de calor operan transfiriendo calor en lugar de generarlo, como puede ser el caso de una caldera quemando combustible, o mediante una resistencia eléctrica, lo que les permite ofrecer un rendimiento notablemente más alto. Esto se traduce en un menor consumo energético, así como menores costes a lo largo de su vida útil.

Figura 33. Eficiencia de bombas de calor vs. caldera de gas



Elaboración propia con datos de: Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry – 2023 edition, European Commission (2023).

Figura 34. Coste de la energía final consumida de una bomba de calor vs. calderas de gas natural y gasóleo



Elaboración propia a partir de datos de: Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry - 2023 edition, European Commission (2023); Evolución de precio de la luz, Organización de Consumidores y Usuarios (2024); Precio del gas en España y evolución del precio del kWh, Selectra (2024); Gasoil para calefacción, Selectra (2024); Sectorial profile - Households, Odyssee-Mure (2024).

El rendimiento de las bombas de calor se mide a través del Coeficiente de Rendimiento (COP por sus siglas en inglés - Coefficient of Performance), que indica la cantidad de calor producido en relación con la energía consumida. En condiciones óptimas, muchas bombas de calor pueden alcanzar un COP de 4 o más, lo que significa que, por cada unidad de energía consumida, generan cuatro unidades de calor.

A pesar de que el coste del gas natural es actualmente inferior al de la electricidad, la alta eficiencia de las bombas de calor las convierte en una opción más competitiva en términos de coste de energía final consumida, ya que requieren menos energía para proporcionar la misma cantidad de calor. Este aspecto puede suponer un ahorro de hasta 380 € al año en energía al sustituir una caldera de gas natural<sup>26</sup>.

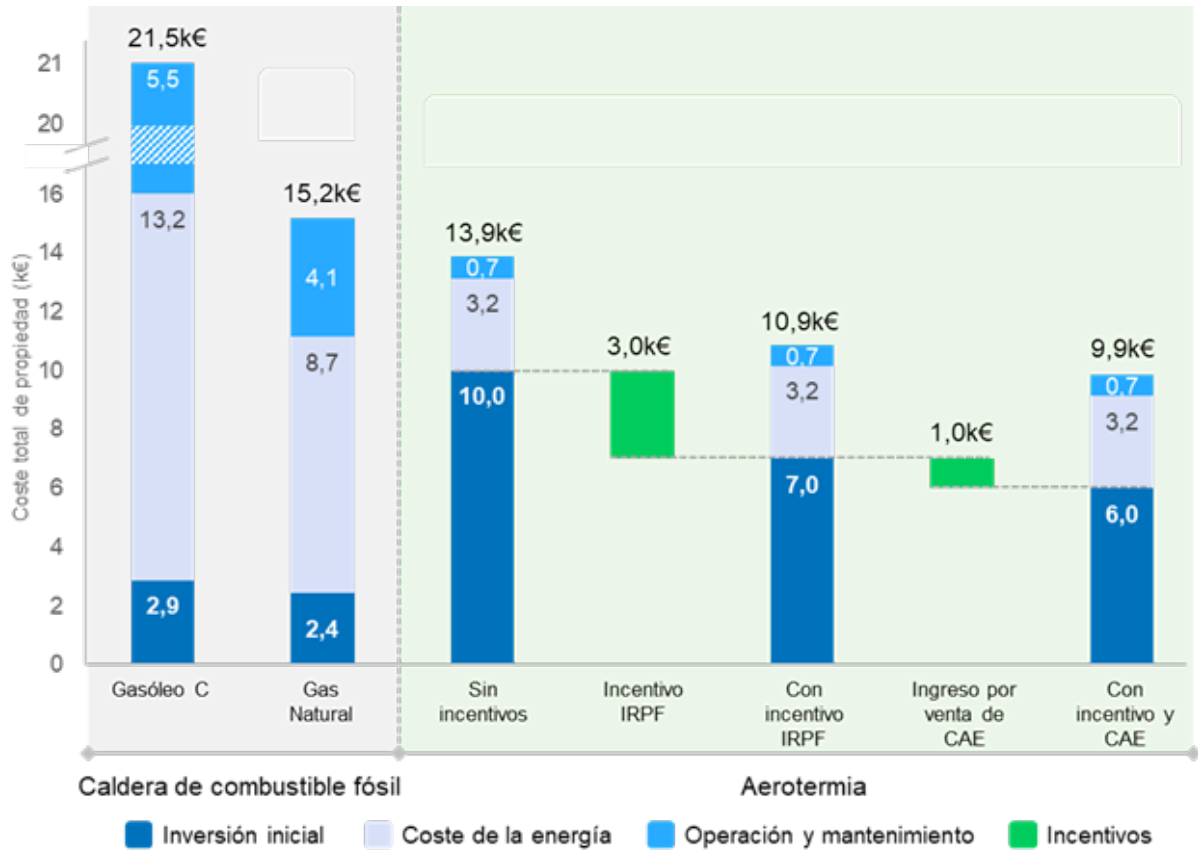
Al evaluar el coste total de propiedad de una bomba de calor, si bien la inversión inicial es más elevada que la de una caldera de gas o gasóleo, el ahorro energético permite recuperar la diferencia con el tiempo.

Además, parte de la inversión puede deducirse en el IRPF: la campaña de la renta 2023 contempla deducciones por obras que mejoren la eficiencia energética realizadas antes del 31 de diciembre de 2025. En el caso de un piso, se podría deducir hasta un 40% del coste de la obra, con un máximo de 3.000 €.

26. Para una vivienda de 97 m², superficie media de las viviendas en España - Informe de superficie construida en Vivienda en altura, Grupo Tecnitasa (2021).

## El Momento de la Electrificación

Figura 35. Coste total de propiedad de caldera de combustible fósil vs. Aerotermia



Elaboración propia - suponiendo tiempo de vida útil de 15 años - a partir de datos de: *Modelling the socioeconomic impacts of zero carbon housing in Europe, Cambridge Econometrics (2023); Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry - 2023 edition, European Commission (2023).*

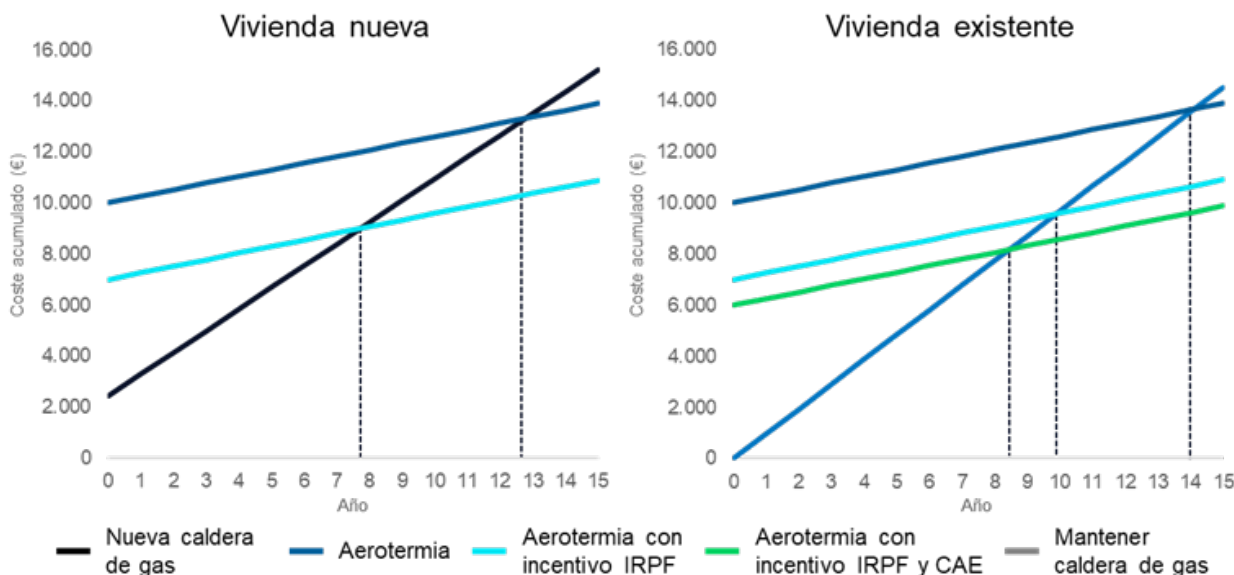
Por otra parte, los Certificados de Ahorro Energético (CAE) permiten reducir aún más la inversión inicial. Estos certificados se otorgan por cada kWh ahorrado mediante una actuación de mejora de la eficiencia energética, como la instalación de bombas de calor.

Las empresas energéticas están obligadas a alcanzar una cantidad anual de ahorro energético. Pueden cumplir con ese objetivo pagando al Fondo Nacional de Eficiencia energética (FNEE), o bien mediante los CAE que generen o adquieran de particulares o empresas que implementan

las soluciones de eficiencia energética, lo que se traduce en un menor desembolso neto para un particular.

En el caso de una nueva vivienda, la inversión adicional por instalar una bomba de calor respecto a una caldera convencional alcanza un punto de equilibrio en el séptimo año, esto quiere decir, que se equiparan los gastos. Si se optase por reemplazar una caldera de calefacción ya existente por una bomba de calor, la inversión alcanzaría un punto de equilibrio antes del noveno año al incluir un certificado de ahorro energético.

Figura 36. Punto de equilibrio de una bomba de calor vs. Caldera de gas natural



Elaboración propia – suponiendo tiempo de vida útil de 15 años – a partir de datos de: *Modelling the socioeconomic impacts of zero carbon housing in Europe*, Cambridge Econometrics (2023); *Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry – 2023 edition*, European Commission (2023).

Por lo tanto, las bombas de calor representan una alternativa viable técnica y económicamente, además de sostenible para la calefacción y el suministro de agua caliente sanitaria en España, y sus beneficios a largo plazo, como la alta eficiencia energética y los significativos ahorros en costes operativos, las convierten en una opción económica favorable.

### 2.2.3. Bombas de calor en redes de calor urbanas

Una alternativa viable para el suministro de calefacción y agua caliente en el sector residencial y comercial son las redes de calor urbanas, también conocidas como "District Heating". Estas redes constituyen un sistema centralizado que proporciona agua caliente a un conjunto de viviendas y edificios a través de una red de tuberías.

Tradicionalmente, la producción de calor en estos sistemas se realiza mediante calderas industriales o plantas de cogeneración, y se estima que, en la actualidad, el 90% del calor generado proviene de combustibles fósiles. Al igual que en el sector residencial, para avanzar hacia la descarbonización del sector, es necesario integrar fuentes renovables como la sustitución del combustible fósil por biomasa o gases renovables o, alternativamente, mediante el uso de bombas de calor que no emiten contaminantes al aire y aportan una mayor eficiencia energética.

En Europa se han implementado con éxito redes de calor urbanas que utilizan bombas de calor. Estas iniciativas no sólo han reducido la dependencia de combustibles fósiles, sino que también han demostrado ser un modelo replicable para otras regiones.

### BOX 6. POTENCIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR EN REDES DE CALOR URBANAS

Un ejemplo reciente de la implementación de una red de calor urbana es la puesta en marcha la mayor bomba de calor fluvial de Europa a finales de 2023, desarrollada por MVV Energy AG y Siemens Energy, en Mannheim, Alemania. Esta instalación está diseñada para proporcionar calefacción a 3.500 hogares. Para ello utiliza el agua del río Rin como fuente de calor, y cuenta con una potencia eléctrica de 7 MW procedentes de fuentes renovables para generar 20 MW térmicos, lo que permite elevar la temperatura de la red hasta 99°C<sup>27</sup>.

Se estima que este sistema permitirá reducir 10.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, lo que equivale a las emisiones de más de 2.000 vehículos de pasajeros a gasolina durante un año<sup>28</sup>. La ciudad de Mannheim tiene previsto instalar más sistemas de este tipo como parte de su estrategia para alcanzar la neutralidad de carbono.

Otro ejemplo sería la red urbana de calor y frío de Hammarbyverket, en el sur de Estocolmo, se instaló en 1986 y cuenta con siete bombas de calor con una potencia total de 225 MW, capaces de producir 1.235 GWh al año, suficientes para calentar 95.000 apartamentos. Las bombas utilizan aguas residuales de una planta cercana para suministrar agua de calefacción entre 70-80°C<sup>29</sup>. Además, dispone de dos calderas eléctricas y dos de biocombustible como respaldo.

Este sistema ha reducido las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 60%, SOx en un 95% y NOx en un 80% desde 1980, reduciendo las emisiones y mejorando la calidad del aire.

Además, existen varios proyectos en marcha para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de estas redes mediante bombas de calor.

El proyecto Qwark<sup>3</sup> en Berlín, liderado por Vattenfall y Siemens Energy, está previsto para 2025. Desarrollará una bomba de calor que reutilizará el calor residual de un sistema de refrigeración, proporcionando 55 GWh anuales a la red de calor urbana. Con una capacidad térmica de 8 MW, permitirá ahorrar 6.500 toneladas de CO<sub>2</sub> y suministrar temperaturas de entre 85°C y 120°C<sup>30</sup>.

En Sarajevo, el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) está planificando la implementación de bombas de calor para reducir la dependencia de combustibles fósiles en redes de calor urbanas. Este proyecto elevaría al 40% la participación de bombas de calor en la red, mejorando la calidad del aire en la ciudad.

Los ejemplos de Mannheim, Estocolmo, Berlín y Sarajevo muestran el potencial escalado de las tecnologías de bombas de calor para redes de calor urbanas más eficientes energéticamente y con nulas emisiones contaminantes.

Figura 37. Bomba de calor de Mannheim, Alemania



Figura 38. Distribución de potencia instalada de redes de calor urbanas en España



Fuente: Censo de redes de calor y frío 2023, ADHAC (2023).

La integración de bombas de calor en redes de calor urbanas no sólo es viable, sino también beneficiosa en términos de sostenibilidad y eficiencia energética. La experiencia acumulada en estas ciudades puede servir de guía para otras regiones que busquen implementar sistemas de calefacción más sostenibles, contribuyendo así a la descarbonización del sector residencial y comercial.

En el caso de España, a finales de 2023 contaba con 533 redes de calor urbanas (el 77,7% utilizaban biomasa como una de sus fuentes principales de energía) con una potencia total instalada de 1.632 MW, suministrando calor a un total de 6.260 edificios. Estas redes evitaron la emisión de 308 ktCO<sub>2</sub> y lograron un ahorro promedio del 70% en el uso de combustibles fósiles<sup>31</sup>.

Cataluña lidera el país en número de redes de calor urbanas, con 214 sistemas que representan el 40,2% del total. Además, destaca en potencia instalada, con 449,3 MW. Le siguen Madrid, con 390,2 MW, y Navarra, con 214 MW. De forma conjunta, estas tres comunidades autónomas suponen casi el 70% de la capacidad total del país.

El sector terciario concentra más de la mitad de la potencia instalada en las redes de calor urbanas (55%), seguido del sector residencial (31%) y el sector industrial (14%).

En comparación con otros países europeos, España se encuentra rezagada en cuanto al desarrollo de redes de calor urbanas. En países como Dinamarca, Suecia o Finlandia, las redes de calor urbanas son comunes y cubren el 66%, 58% y 44% de la demanda de calor en los sectores terciario y residencial, respectivamente. En España, las redes de calor urbanas cubren menos del 1% de la demanda de calor en el sector<sup>32</sup>.

27. MVV, Germany: Thousands of homes heated by river heat pump, Siemens Energy (2023).

28. Calculador de equivalencias de gases de efecto invernadero, EPA (2024).

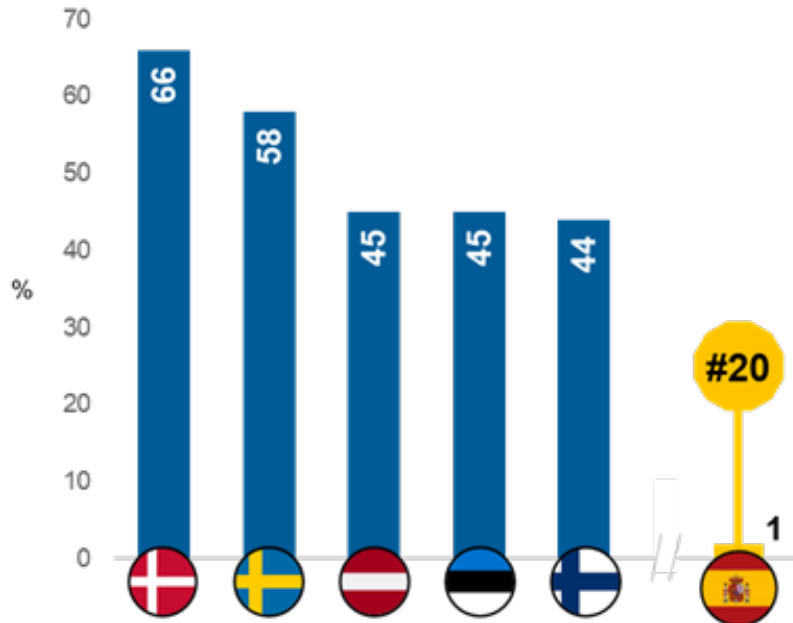
29. Heat pumps in district heating and cooling systems, IEA (2018).

30. Are you making the most of waste heat?, Siemens Energy (2022).

31. Censo de redes de calor y frío 2023, ADHAC (2023).

32. DHC Market Outlook 2024, Euroheat & Power (2024).

Figura 39. Aporte de redes de calor urbanas a la calefacción urbana



Fuentes: Estadística de consumo energético residencial anual 2022, MITECO.

Existen diversos obstáculos que deben ser superados para facilitar la implementación de las redes de calor urbanas en España, y que incluyen la necesidad de inversiones iniciales significativas, la falta de conocimiento sobre las ventajas de estos sistemas y la resistencia al cambio por parte de algunos sectores de la población y las empresas. Además, estas redes requieren una alta densidad de usuarios para ser económicamente viables, algo complicado en áreas rurales o dispersas.

A pesar de estos desafíos, el crecimiento de las redes de calor urbanas puede sustentarse en la integración de bombas de calor, que al utilizar fuentes de energía renovables y aumentar la eficiencia, no sólo mejoran la sostenibilidad del sistema, sino que también pueden ayudar a reducir costes operativos y emisiones.

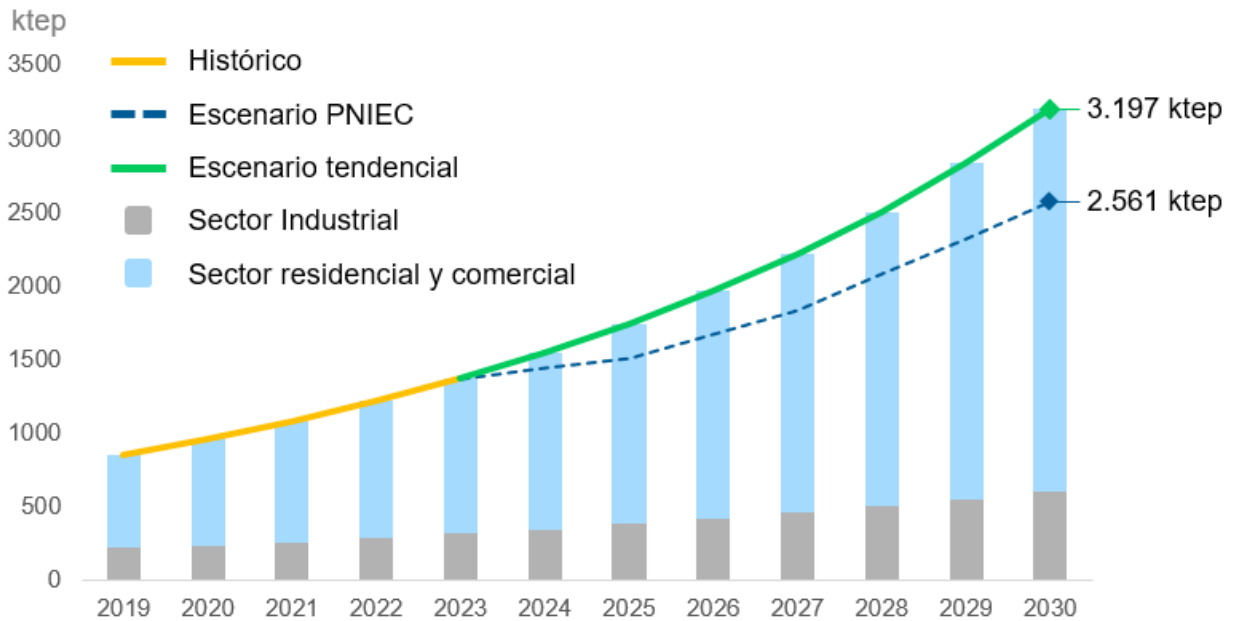
## 2.2.4. Escenarios futuros de las bombas de calor

La electrificación del calor residencial y comercial mediante bombas de calor permitirá descarbonizar el sector y aportar una mayor eficiencia energética. Por lo tanto, la incorporación de bombas de calor en España debe crecer significativamente en los próximos años para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones.

La actualización del PNIEC establece como objetivo que la energía suministrada por bombas de calor alcance las 2.561 ktep para 2030, lo que supone una reducción respecto al plan original (2021-2030), que proyectaba un objetivo de 3.523 ktep. Como escenario alternativo al previsto en la actualización del PNIEC, se utilizará la tendencia de crecimiento de los últimos años, que indica que es posible alcanzar una mayor penetración de esta tecnología, logrando 3.197 ktep para 2030.



Figura 40. Energía suministrada por bombas de calor



Fuente: Balance Energético Nacional; Plan Nacional Integrado de Energía y Clima – Actualización 2023-2030, MITECO (2024).

Considerando sólo el sector residencial y comercial, con el escenario del PNIEC se podría alcanzar un total de 3,56 millones de bombas de calor particulares, con un aporte de las redes de calor urbanas mediante bombas de calor del

5%. Un escenario más ambicioso de incorporación permitiría alcanzar 4,42 millones de unidades particulares y un aporte de las redes de calor urbanas mediante bombas de calor del 6%.

Figura 41. Escenarios de penetración de bombas de calor en sector residencial y comercial a 2030

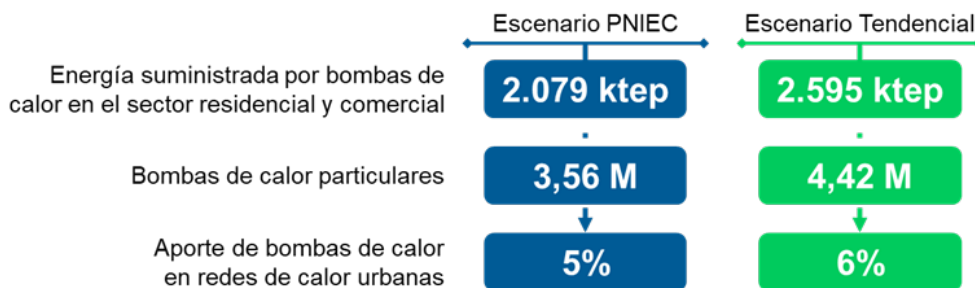
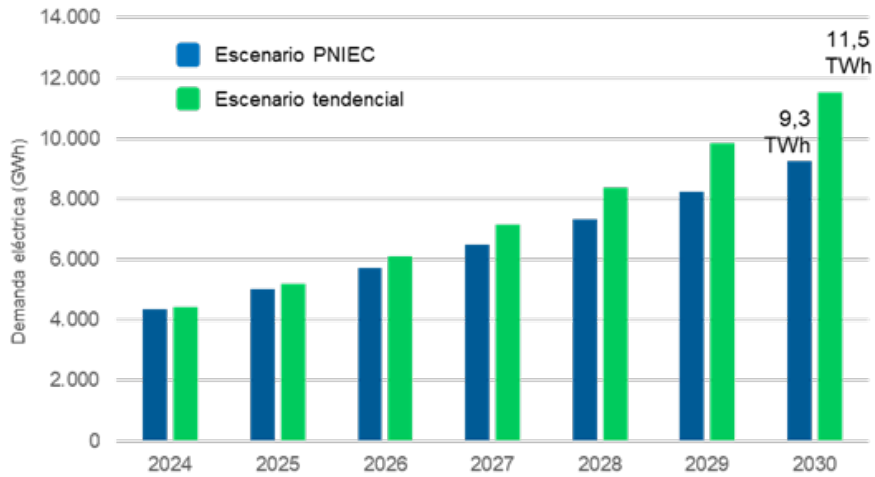


Figura 42. **Demanda de electricidad en escenarios futuros de bombas de calor (GWh)**

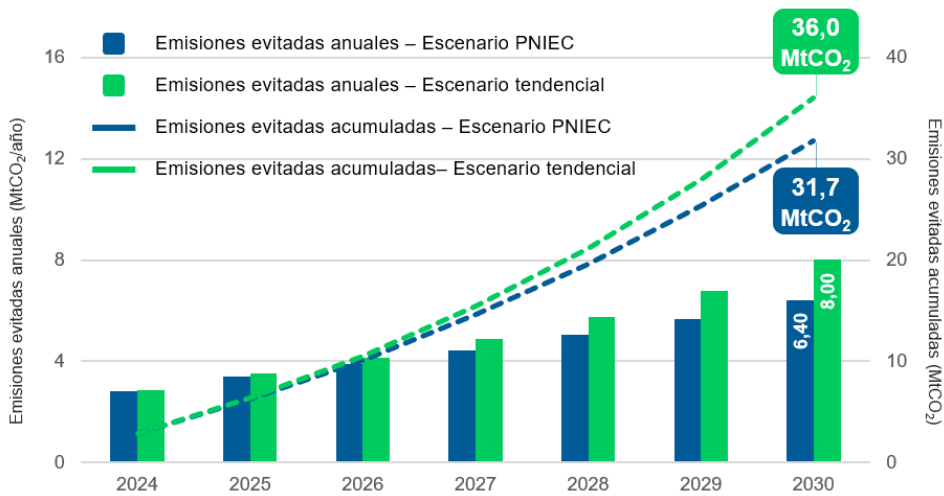


Elaboración propia a partir de datos de: Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry – 2023 edition, European Commission (2023); Modelling the socioeconomic impacts of zero carbon housing in Europe, Cambridge Econometrics (2023); La bomba de calor en la rehabilitación energética de edificios, IDEA (2023).

El despliegue de bombas de calor tendrá un impacto en la demanda eléctrica, siendo esta de 9,3 TWh en el escenario PNIEC, y de 11,5 TWh en el escenario tendencial en 2030, lo que representaría aproximadamente el 2,9% y 3,6% de la energía renovable producida en 2030, respectivamente.

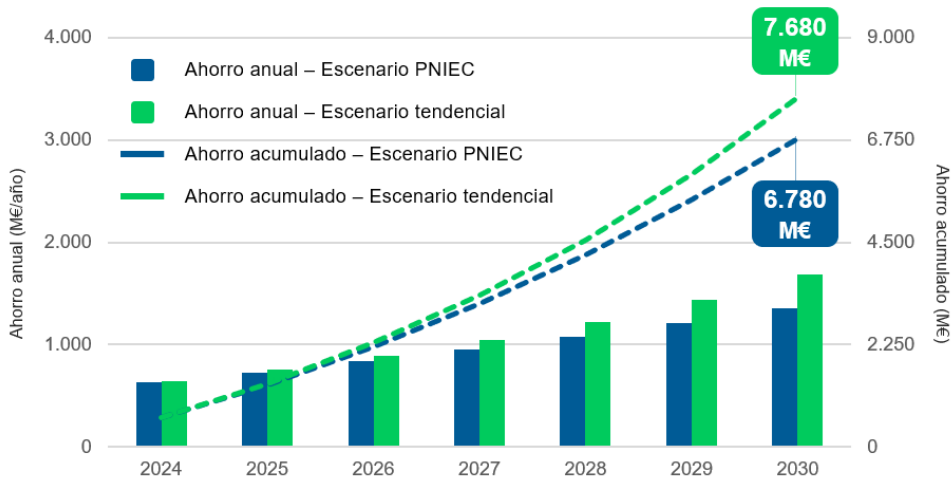
El uso de bombas de calor en lugar de calderas de gas natural permitirá desplazar este combustible fósil, representando unas emisiones evitadas acumuladas entre 2024 y 2030 de hasta 36 MtCO<sub>2</sub>.

Figura 43. **Emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> en escenarios futuros de bombas de calor**



Elaboración propia a partir de datos de: Factores de emisión 2007 – 2023; MITECO (2024); Plan Nacional Integrado de Energía y Clima – Actualización 2023-2030, MITECO (2024).

Figura 44. Ahorro en combustible en escenarios futuros de bombas de calor



Elaboración propia a partir de datos de: Evolución de precio de la luz, Organización de Consumidores y Usuarios (2024); Precio del gas en España y evolución del precio del kWh, Selectra (2024).

La diferencia entre el coste de la energía al utilizar una bomba de calor y una caldera también va a repercutir en un ahorro económico en combustible para el usuario final, tal y como se puede apreciar en la siguiente imagen.

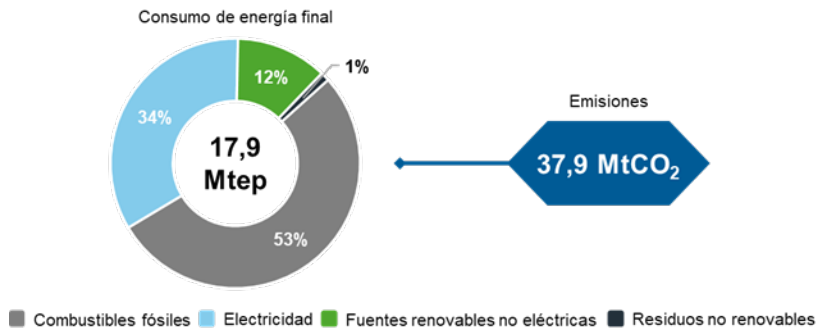
Como se evidencia en las proyecciones, las bombas de calor se consideran una tecnología clave para la reducción eficiente de las emisiones en el sector residencial y comercial, además de disminuir la dependencia energética del gas natural. Sin embargo, para alcanzar un escenario de mayor penetración, es fundamental implementar una serie

de medidas que faciliten al usuario final la adquisición de bombas de calor. Asimismo, resulta necesario también apoyar, promover e incentivar la implementación de soluciones de redes de calor urbanas con bombas de calor.

### 2.3. ELECTRIFICACIÓN INDUSTRIAL

El sector industrial es responsable del 19% de las emisiones de gases de efecto invernadero en España, debido al uso de materias primas de origen fósil. Esta dependencia del

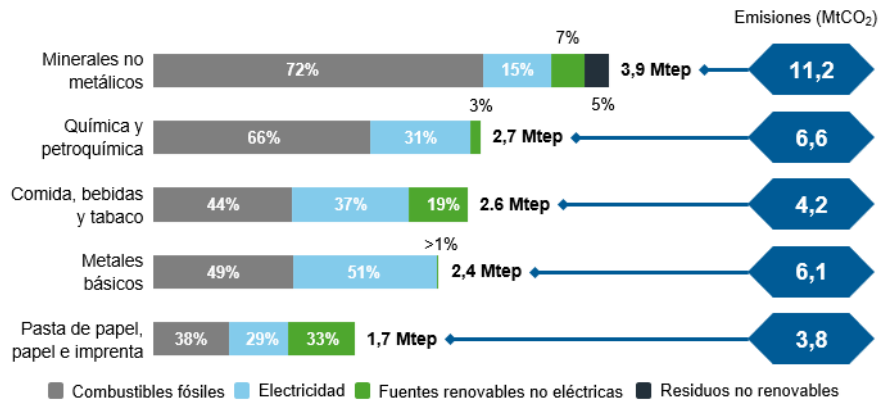
Figura 45. Consumo de energía final y emisiones en el sector industrial



Fuente: Balance Energético Nacional; Inventario Nacional Español de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

## El Momento de la Electrificación

Figura 46. Distribución del consumo de energía final y emisiones entre las principales actividades industriales en España



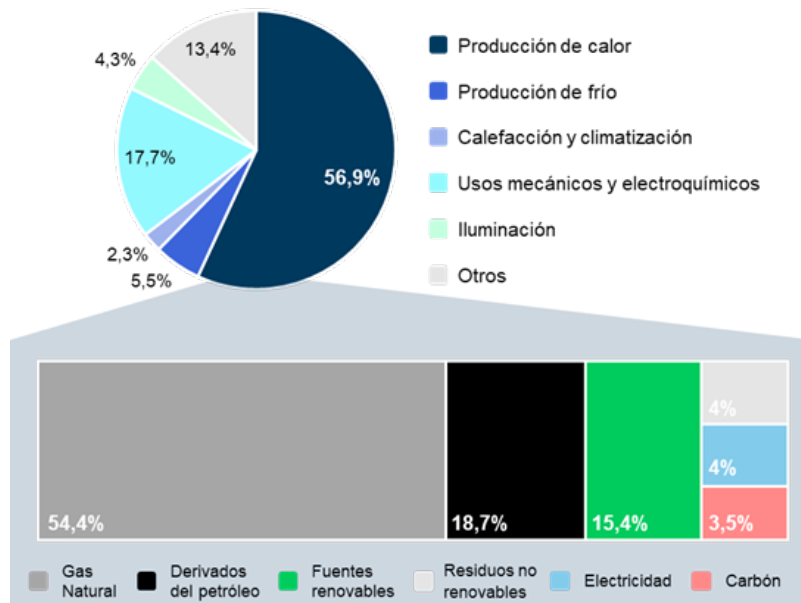
Fuente: Balance Energético Nacional; Inventario Nacional Español de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

gas natural y derivados de petróleo contribuye notablemente al incremento de la huella de carbono del país.

La electrificación de los procesos industriales se considera como un pilar clave para reducir el consumo de combustibles fósiles y acelerar la transición hacia una economía

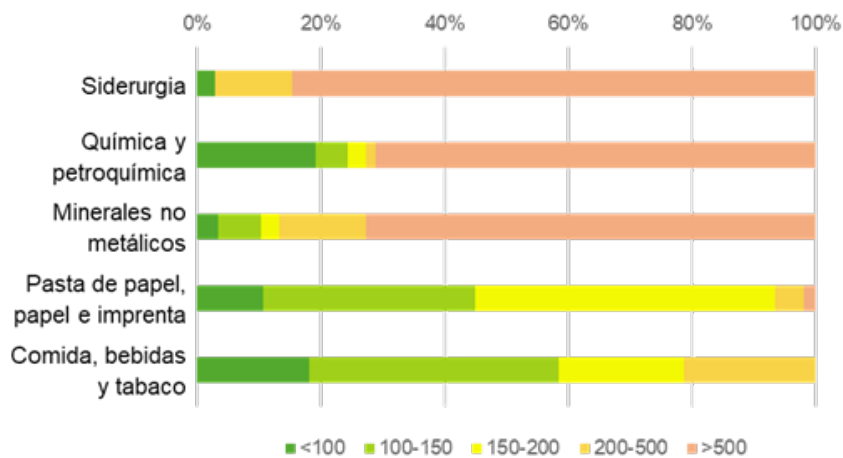
más sostenible. La creciente disponibilidad de electricidad renovable en España no sólo permitirá la reducción de las emisiones en la industria existente, sino que también podría convertir al país en un destino atractivo para nuevas industrias electrointensivas.

Figura 47. Distribución del consumo de energía final por usos finales y desglose de la producción de calor por fuente de energía



Fuente: Estadística anual de consumo energético en la industria, MITECO (2024).

Figura 48. Distribución de la demanda de energía final para producción de calor por rango de temperatura



Fuente: Direct electrification of industrial process heat, Agora industry (2024).

### 2.3.1. Situación actual

En España, el 85% de las emisiones de la industria provienen de sectores regulados por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) y de la industria alimentaria. Entre los sectores regulados por el RCDE se incluyen la producción de minerales no metálicos (como cemento y vidrio), la producción de metales básicos (hierro, acero y metales no ferrosos como el aluminio), la industria química y la industria papel.

El 56,9% de la energía final consumida en la industria se destina a la producción de calor, y de esa cantidad, el 76,6% proviene de combustibles fósiles, con el gas natural destacando al representar más de la mitad.

La demanda de calor varía en función del tipo de industria y de la temperatura requerida. Sectores que operan con temperaturas medias y bajas (por debajo de 200°C), como la alimentación y el papel en aplicaciones como secado, evaporación y destilación, tienen un mayor potencial para electrificar su demanda de calor. Sin embargo, en sectores como la siderurgia o los minerales no

metálicos, los requerimientos energéticos superan los 500°C, lo que dificulta su electrificación directa, del mismo modo que ocurre con ciertos procesos dentro de la industria química.

Para reemplazar las calderas alimentadas con combustibles fósiles que suministran calor de baja y media temperatura, una alternativa viable consistiría en el uso de calderas eléctricas, cuya tecnología está disponible a nivel industrial. Sin embargo, las bombas de calor industriales, gracias a su alta eficiencia energética, permiten no sólo reducir el consumo de energía, sino también aprovechar el calor residual generado.

Las bombas de calor requieren una mayor adaptación en las plantas y presentan ciertas limitaciones en cuanto a la temperatura máxima que pueden alcanzar. Actualmente, existen bombas de calor que pueden llegar a temperaturas superiores a 150°C, aunque por el momento en aplicaciones de baja potencia. Las bombas de calor comerciales de mayor potencia permiten alcanzar temperaturas de hasta 100°C y se están utilizando en sectores como la alimentación.

### BOX 7. IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CALOR EN EL SECTOR INDUSTRIAL

En 2022, Nestlé España realizó una inversión de 2,3 millones de euros en su fábrica de chocolates ubicada de La Penilla de Cayón (Cantabria). Esta inversión se destinó a la instalación de una bomba de calor diseñada para aprovechar el calor residual generado por su planta de producción de frío. Este calor, que normalmente se desperdiciaría, se reutiliza para calentar el agua necesaria para los procesos de producción y en la climatización de la planta.

La bomba de calor ha permitido una mayor eficiencia en comparación con calderas de gas natural, reduciendo el consumo energético de la planta en un 5%, lo que equivale a una disminución de más de 9 GWh en el uso del gas natural (lo que podría traducirse en un ahorro estimado superior a 300.000 euros), comparable con el consumo medio anual de 2.000 hogares españoles, logrando reducir casi 2.000 toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas anualmente<sup>33</sup>.

Además de la planta en Cantabria, Nestlé está llevando a cabo otras iniciativas en sus plantas europeas mediante la instalación de bombas de calor:

- Las plantas de Konolfingen y Orbe en Suiza cuentan

con bombas de calor que han reducido las emisiones en, aproximadamente, 1.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año en cada instalación<sup>34</sup>, aprovechando el calor residual.









- En la planta de Biessenhofen en Alemania, Nestlé ha implementado una innovadora bomba de calor de amoníaco que reutiliza el calor residual de los sistemas de refrigeración para generar agua caliente para los procesos de producción. Este sistema ha reemplazado a un intercambiador de calor de vapor, permitiendo reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 10%<sup>35</sup>.
- En la planta de Nunspeet, Países Bajos, la empresa GEA colabora con Nestlé para instalar una bomba de calor en una nueva línea de producción. Este sistema proporcionará agua caliente a 85°C para procesos de producción y deshidratación, además de generar agua fría a 1.5°C para la climatización del aire en la fábrica. Se espera que esta planta entre en operación en 2025<sup>36</sup>.

Las iniciativas de Nestlé evidencian la viabilidad de las bombas de calor en el sector industrial, demostrando cómo estas tecnologías pueden suministrar calor de baja temperatura de forma eficiente, contribuyendo a la reducción de emisiones.

Figura 49. Implementación de bomba de calor en planta de Nestlé, La Penilla de Cayón



Figura 50. Bombas de calor industriales de media temperatura

Empresa	País	Temperatura de operación (°C)	Potencia (MW)
		250	0,3 – 10
		200	1 – 8
		280	10 – 90
		150	8 – 70

Las bombas de calor industriales tienen actualmente limitaciones en aplicaciones que requieren temperaturas superiores a 100°C, ya que son más eficientes en rangos de temperatura inferiores, típicamente entre 60-90°C. En caso de requerir temperaturas superiores, su rendimiento disminuye significativamente.

En este sentido, diversas empresas han comenzado a desarrollar bombas de calor diseñadas específicamente para aplicaciones industriales de media temperatura, algunos de los ejemplos más relevantes son los que se presentan en la Figura 50.

La empresa Enerin ha lanzado en 2024 bombas de calor que operan en un rango de temperatura de entre 100°C y 250°C, ofrecen un ahorro energético de hasta 65%, con una capacidad de suministro de calor de entre 0,3 MW y 10 MW<sup>37</sup>. Por su parte, Heaten se encuentra desarrollando bombas de calor que superen los 200°C, con una capacidad de suministro de calor de entre 1 MW y 8 MW<sup>38</sup>.

En el contexto de la Unión Europea, se están desarrollando bombas de calor con mayor capacidad. Por una parte, MAN Energy Solutions estableció una alianza estratégica

con BASF para desarrollar una bomba de calor a escala industrial para su planta de Ludwigshafen (Alemania) que suministre temperaturas superiores a 100°C. En este contexto, la empresa está desarrollando una solución que permita alcanzar hasta 280°C con capacidad de suministro de calor de hasta 90 MW<sup>39</sup>.

Por otro lado, Siemens Energy ya comercializa bombas de calor industriales que alcanzan temperaturas de hasta 150°C, con capacidades de suministro de calor de entre 8 MW hasta 70 MW<sup>40</sup>. Estas bombas están disponibles para diversas industrias como la alimentación, química, petroquímica, farmacéutica y papel, destacando por su eficiencia y capacidad de integración en procesos existentes.

33. Nestlé invierte 2,3 millones de euros en un innovador sistema de energía térmica más eficiente, Nestlé (2022).

34. Climate action in our operations, Nestlé (2024).

35. Nestlé bets on innovative ammonia heat pump, Energate messenger (2024).

36. GEA helps Nestlé cut steam consumption by 75% at its new infant formula plant, GEA (2024).

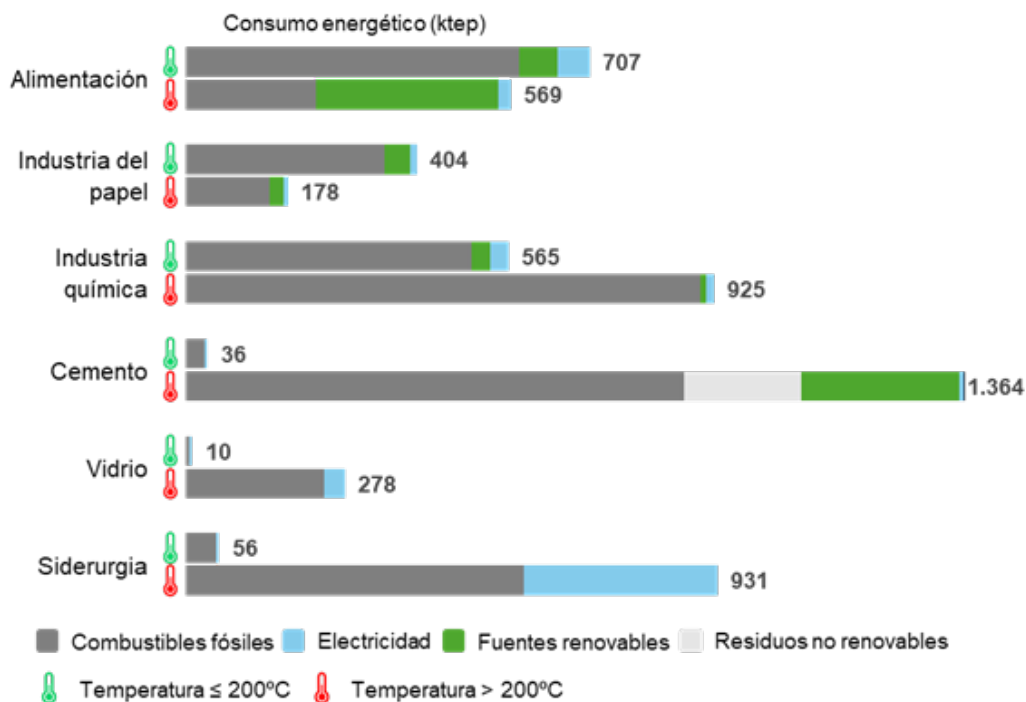
37. Enerin (2024).

38. Heaten (2024).

39. Heat pumps for process industries, Man energy solutions (2024).

40. Large-scale industrial heat pumps, Siemens Energy (2024).

Figura 51. Consumo de energía final para producción de calor en España



Fuente: Estadística anual de consumo energético en la industria, MITECO (2024).

Las bombas de calor, por tanto, se erigen como una alternativa para reducir el consumo de combustibles fósiles y optimizar el uso energético, especialmente en aplicaciones de baja y media temperatura. Para estimar su potencial, se ha analizado la demanda de calor en la industria española.

La alta proporción de electricidad en el calor de alta temperatura en la siderurgia se debe al uso de hornos de arco eléctrico. Este tipo de horno se utiliza para la producción de acero secundario a partir de chatarra de acero y es alimentado por electricidad en lugar de combustibles fósiles.

Los sectores de la alimentación y el papel concentran la mayor parte de su demanda energética en procesos de menos de 200°C como el secado, pasteurización y evaporación. Esto hace que su potencial de electrificación sea más amplio y accesible a tecnologías como las bombas de calor y las calderas eléctricas.

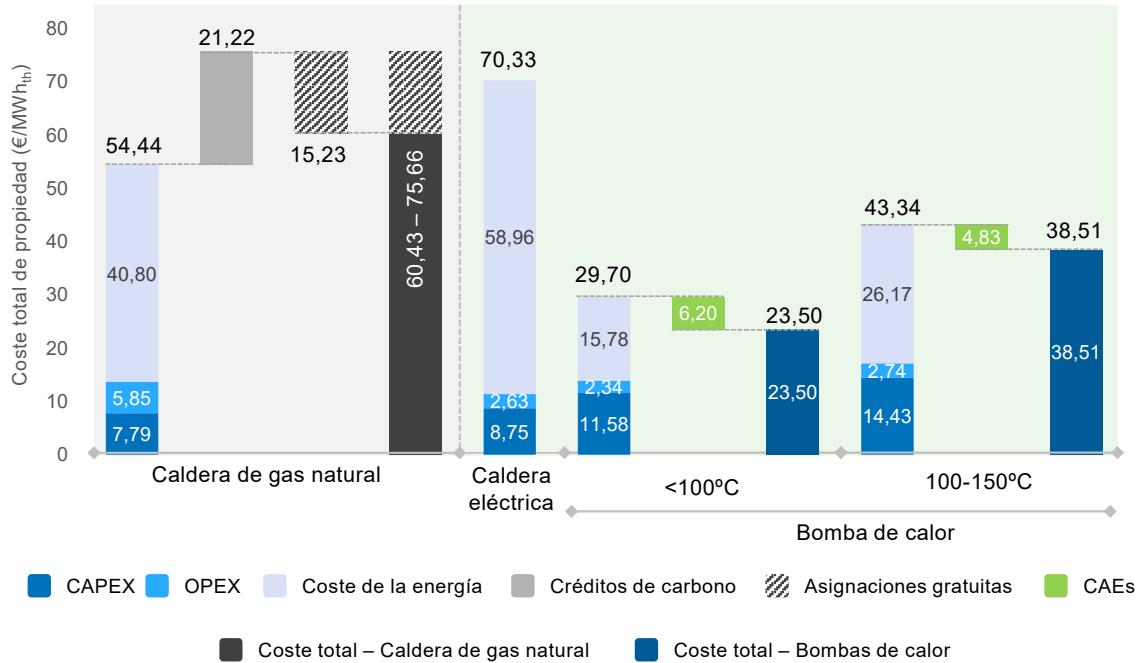
En comparación, la industria química tiene una distribución de demanda energética más dispersa, ya que combina procesos de baja, media y alta temperatura. Aunque algunos subsectores pueden electrificar procesos a menor temperatura, otros requieren temperaturas más elevadas, lo que dificulta la electrificación generalizada del sector.

Destaca también la baja demanda de calor electrificado en sectores como el cemento y el vidrio, que requieren altas temperaturas, superiores a 500°C, para fundir minerales y materiales, lo que mantiene su dependencia actual en combustibles fósiles. Sin embargo, es importante destacar que este consumo de combustibles fósiles puede ser sustituido por gases renovables para descarbonizar el sistema gasista.

Este análisis muestra que, aunque es posible electrificar parte de la demanda de calor industrial en España con bombas de calor y calderas eléctricas, sectores de alta



Figura 52. Comparación del Coste Total de Propiedad de una caldera de gas, una caldera eléctrica y bomba de calor en el sector industrial



Elaboración propia - suponiendo tiempo de vida útil de 15 años - a partir de datos de: Power-2-Heat: Direct electrification of industrial process heat - transformation cost calculator, Agora Industry (2024).

temperatura aún enfrentan grandes desafíos tecnológicos para reducir su uso de combustibles fósiles. Sin embargo, ya comienzan a surgir soluciones comerciales que superan los 1.000°C de temperatura.

Un ejemplo destacado en España es el de Equipe Cerámicas, una empresa del sector azulejero en Castellón, que recientemente ha puesto en marcha el primer horno 100% eléctrico en España. Este horno, desarrollado junto al Instituto de Tecnología Cerámica (ITC) y la firma de ingeniería Systemfoc, es capaz de alcanzar los 1.200 grados centígrados necesarios para la cocción cerámica, un hito que tradicionalmente había sido considerado inviable por las altas temperaturas requeridas en plazos cortos<sup>41</sup>.

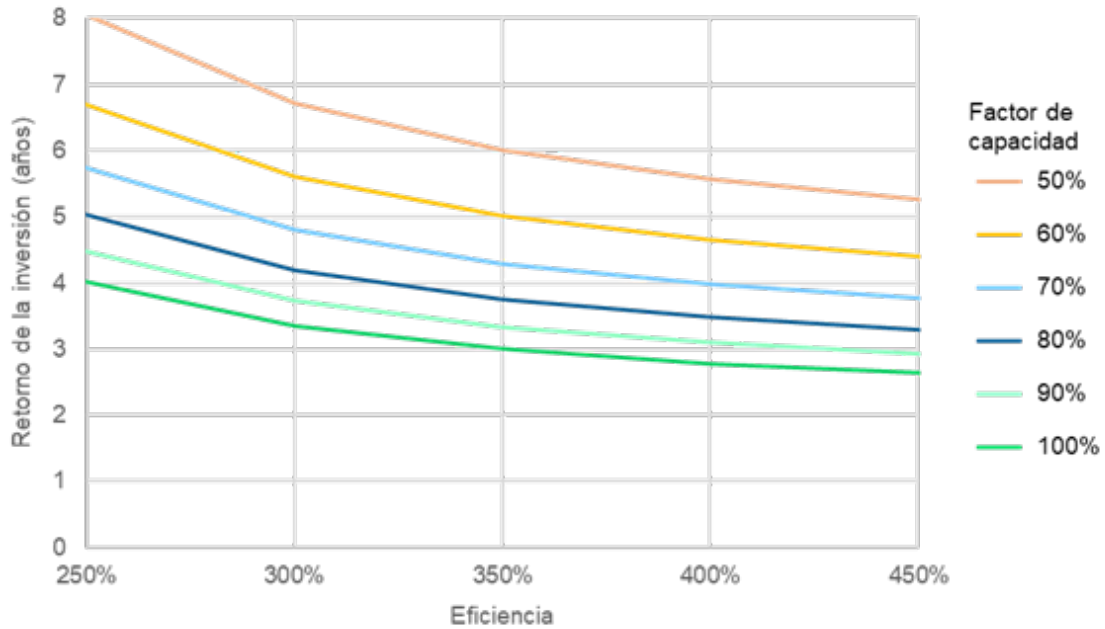
41. Equipe revoluciona la industria cerámica con el primer horno eléctrico en plena encrucijada por la descarbonización, El Economista (2024).

### 2.3.2. Comparativa de costes de propiedad para bombas de calor industriales

En la industria, la producción de agua caliente o vapor se realiza tradicionalmente mediante calderas de gas. Estas calderas destacan por su bajo coste de inversión inicial en comparación con alternativas eléctricas, lo que las convierte en una opción accesible para muchas empresas industriales.

Sin embargo, su menor eficiencia energética eleva el coste de energía a lo largo de su vida útil. Además, en industrias sujetas al RCDE, su uso requiere la compra de créditos de carbono, lo que se traduce en que las opciones eléctricas puedan resultar más competitivas si se considera el coste total de propiedad.

Figura 53. Retorno de la inversión vs. eficiencia de bomba de calor



Elaboración propia a partir de datos de: Power-2-Heat: Direct electrification of industrial process heat - transformation cost calculator, Agora Industry (2024); Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries; Kosmadakis (2019).

Las empresas sujetas al RCDE han venido recibiendo derechos de emisión gratuitos para mitigar su deslocalización por el impacto de los costes de emisiones, también conocido como "fuga de carbono". Aun considerando estos derechos gratuitos, las bombas de calor y las calderas eléctricas presentan un menor coste total de propiedad: sus costes de mantenimiento y operación, junto con un menor coste energético, permiten una reducción de entre el 25 y 31% del TCO para una caldera eléctrica, y entre el 51 y 61% para una bomba de calor.

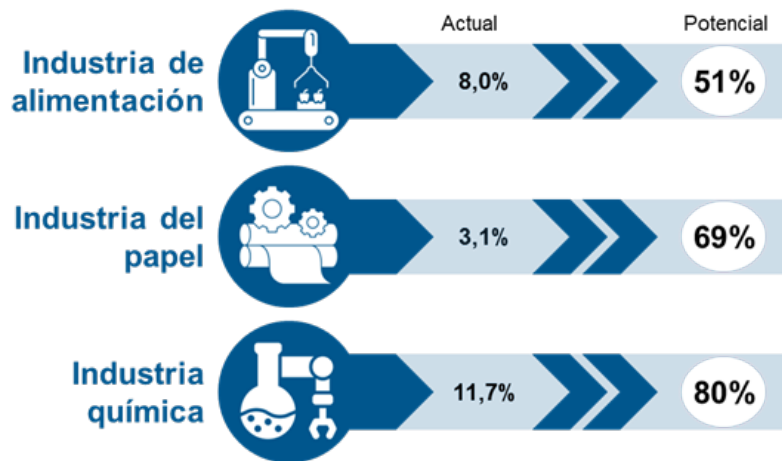
A pesar de una mayor inversión inicial de las bombas de calor, el ahorro anual en energía permite una recuperación

rápida del coste inicial. Este ahorro aumenta a mayor eficiencia y con un factor de capacidad<sup>42</sup> óptimo, como se muestra en la Figura 54, que ilustra los periodos de retorno de la inversión para distintos niveles de eficiencia y factores de capacidad.

Al igual que en el caso de las bombas de calor en el sector residencial, la sustitución de una caldera por una bomba de calor industriales permite la obtención de Certificados de Ahorro Energético, lo que reduciría aún más estos tiempos de retorno. Esta combinación de ahorro energético, reducción de emisiones y rápida recuperación de la inversión refuerza el potencial de las bombas de calor.

Las bombas de calor representan una alternativa viable y competitiva para la electrificación del calor industrial. Con una eficiencia energética del 350% y un factor de capaci-

42. El factor de capacidad de una bomba de calor es la relación entre el calor útil que aporta y el máximo que podría aportar, mostrando su uso real.

Figura 54. Porcentaje de la demanda de calor ( $\leq 200^{\circ}\text{C}$ ) cubierta por la electrificación

Elaboración propia a partir de datos de: Estadística anual de consumo energético en la industria, MITECO (2024); An estimation of the European industrial heat pump market potentia, Marina et al (2021).

dad superior a 80%, es posible alcanzar tiempos de retorno de la inversión menores a cuatro años, lo que demuestra su rentabilidad a medio plazo.

### 2.3.3. Escenarios futuros de las bombas de calor industriales

El elevado porcentaje de combustibles fósiles empleados para la generación de calor de baja y media temperatura sugiere que una buena parte de esta demanda podría electrificarse mediante bombas de calor. Actualmente, los sectores con mayor potencial para implementar esta tecnología son la alimentación, el papel y la industria química, ya que presentan una mayor demanda de calor en estos rangos de temperatura.

Se estima que, la disponibilidad de calor residual en estos sectores permitirá cubrir la demanda de calor de baja y

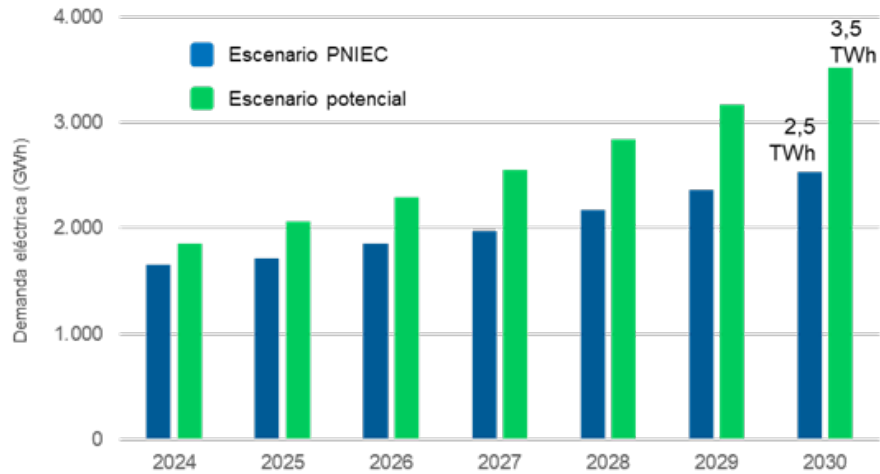
media temperatura en un 51%, 69% y 80%, respectivamente, un contraste significativo con el nivel de electrificación actual, tal y como se observa en la figura siguiente.

Teniendo en consideración el potencial de las bombas de calor en estas tres industrias, se estima que, si se aprovechara en su totalidad para 2030, la energía suministrada por estas bombas alcanzaría los 670,6 ktep. Sin embargo, según el objetivo del PNIEC y la distribución de energía proyectada para el sector industrial (Figura 40), se prevén alcanzar los 481,8 ktep.

Con estos valores, se han contrastado los escenarios correspondientes para analizar el impacto de estos objetivos en la demanda de energía eléctrica en la industria. En las proyecciones del PNIEC, la demanda alcanzaría 2,5 TWh, mientras que en el escenario potencial se estiman 3,5 TWh, lo que representaría, aproximadamente, el 1% de la generación renovable prevista para 2030.

## El Momento de la Electrificación

Figura 55. Demanda de electricidad en escenarios futuros de bombas de calor industriales (GWh)



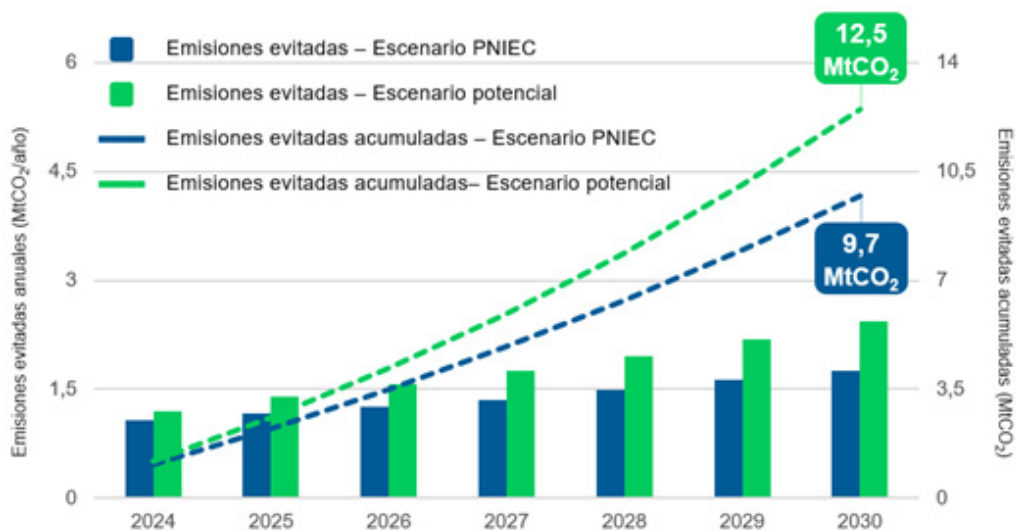
Elaboración propia a partir de datos de: Study on energy prices and costs: evaluating impacts on households and industry - 2023 edition, European Commission (2023).

La implementación de bombas de calor en la industria permitiría desplazar el uso de combustibles fósiles, logrando un ahorro de hasta 12,5 millones toneladas de CO<sub>2</sub> acumuladas en el escenario potencial.

Por último, la alta eficiencia de las bombas de calor indus-

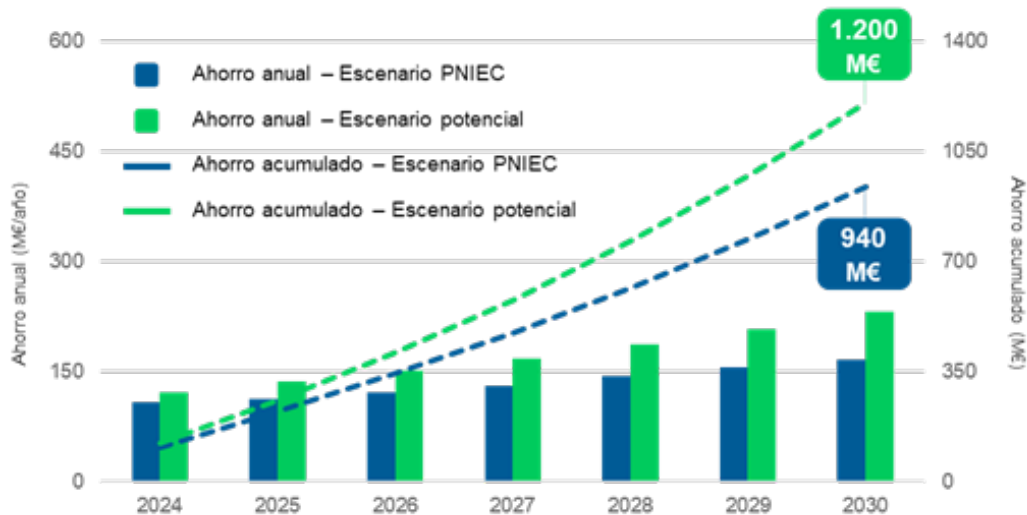
triales podría llegar a generar un ahorro económico al reducir el consumo de energía en comparación con las soluciones basadas en combustibles fósiles. Entre 2024 y 2030, el ahorro acumulado alcanzaría los 1.200 millones de euros según el escenario potencial.

Figura 56. Emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> en escenarios futuros de bombas de calor industriales



Elaboración propia a partir de datos de: Factores de emisión 2007 - 2023; MITECO (2024); Plan Nacional Integrado de Energía y Clima - Actualización 2023-2030, MITECO (2024).

Figura 57. Ahorro en combustible en escenarios futuros de bombas de calor industriales



Elaboración propia a partir de datos de: Barómetro Energético en España, AEGE (Datos a 18/10/2024); Resolución de 26 de septiembre de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

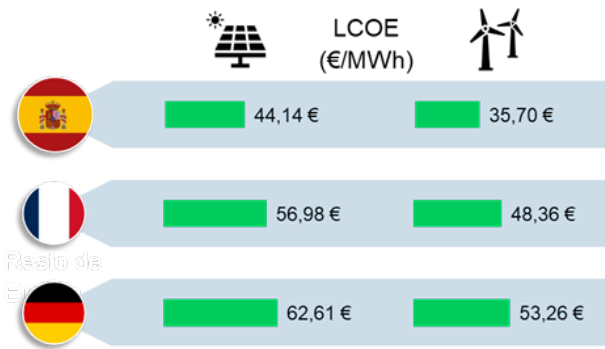
Este ahorro refuerza la competitividad de las bombas de calor como una alternativa rentable y sostenible para la industria, con un impacto directo en la reducción de emisiones y una contribución significativa a los objetivos de descarbonización del sector industrial.

### 2.3.4. Nueva demanda electrointensiva

El tejido industrial español tiene el potencial de ampliar su actividad mediante el establecimiento de nueva industria. En la Unión Europea, donde los objetivos de descarbonización exigen un cambio hacia fuentes de energía limpias, es fundamental ofrecer a las empresas un suministro de generación renovable que garantice un abastecimiento estable y competitivo.

En este sentido, España destaca frente a otras economías industriales de la Unión Europea, con valores de coste nivelado de electricidad (LCOE por sus siglas en inglés – Levelised Cost of Energy) en energía eólica y solar competitivos.

Figura 58. Coste nivelado de la electricidad solar y eólica en los países con mayor producción industrial (% de ventas) en la Unión Europea.

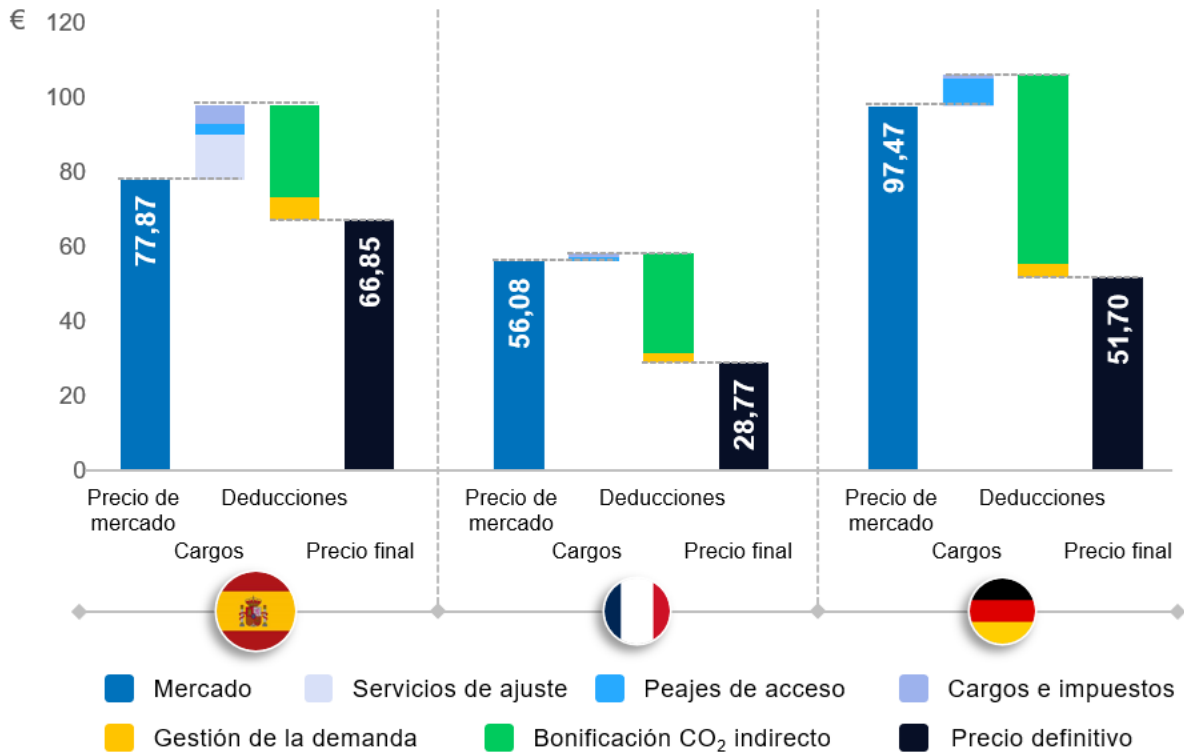


Fuente: Renewable Power Generation Costs in 2023, IRENA (2024).

A pesar de contar con un LCOE renovable más económico, en España existen costes adicionales, como peajes, cargos y servicios de ajuste, que penalizan el precio final de la electricidad para industrias electrointensivas. Además, la bonificación del CO<sub>2</sub> indirecto favorece a países como Alemania o Francia, que tienen mecanismos de compensación que disminuyen sustancialmente este coste de energía. La

## El Momento de la Electrificación

Figura 59. Comparativa de precios eléctricos finales en la industria electrointensiva



Fuente: Barómetro Energético en España, AEGE (Datos a 20/01/2025).

figura 59 muestra el efecto de estas variables sobre el precio actual de mercado.

Uno de los factores que afecta a la competitividad de la electricidad en España es el coste de los servicios de ajuste, que aseguran el equilibrio entre oferta y demanda; en España, este coste asciende a 11,86 €/MWh, mientras que en Francia las industrias están exentas, y en Alemania pagan sólo 0,25 €/MWh. Otro componente significativo son los peajes de acceso para cubrir el transporte de energía: aunque actualmente las industrias españolas tienen una exención temporal del 80% (1,97 €/MWh), cuando esta finalice, el coste aumentará a 9,85 €/MWh, superando tanto a Francia (0,9 €/MWh) como a Alemania (6,51 €/MWh). En cambio, respecto a la gestión de la demanda, existen in-

centivos en España (-2,4 €/MWh) similares a Francia (-2,5 €/MWh) y Alemania (-3,4 €/MWh).

Para evitar la fuga de empresas electrointensivas, los gobiernos de la UE reciben ayudas de la Comisión Europea para compensar los sobrecostes derivados de las emisiones en la generación eléctrica con combustibles fósiles. En Francia y Alemania, estas ayudas cubren hasta el 75% de los costes de emisiones indirectas y, adicionalmente en Alemania, el pago de los costes de carbono está limitado al 1,5% del valor añadido bruto, lo que reduce la carga que las empresas electrointensivas deben asumir por estas emisiones y hace que las ayudas sean más efectivas. En cambio, en España las compensaciones son menores debido a limitaciones presupuestarias, lo cual reduce su eficacia.

Para atraer nuevas industrias a un país, además de contar con un coste de energía competitivo, es fundamental garantizar un suministro renovable estable que permita a las empresas reducir sus emisiones y cumplir con sus objeti-

vos de sostenibilidad. Este enfoque ha sido clave en casos de éxito como el de Islandia, donde el suministro de energía renovable ha convertido al país en un centro atractivo para la industria electrointensiva.

### BOX 8. ISLANDIA: ENERGÍA RENOVABLE PARA ATRAER INDUSTRIA ELECTROINTENSIVA

Islandia destaca como un referente global en el uso de energías renovables gracias a sus abundantes recursos geotérmicos e hidroeléctricos. Este modelo de generación energética autosuficiente contrasta con muchos países que dependen en gran medida de los combustibles fósiles.

En la actualidad, aproximadamente el 70% de la generación eléctrica del país proviene de plantas hidroeléctricas, mientras que el 30% restante se genera a partir de energía geotérmica<sup>43</sup>.

El país cuenta con 130 volcanes activos, lo que ha impulsado el desarrollo de la energía geotérmica permitiendo

proveer calefacción al 90% de los hogares islandeses<sup>44</sup> y eliminando así la necesidad de combustibles fósiles además de proporcionar una generación base eléctrica muy competitiva.

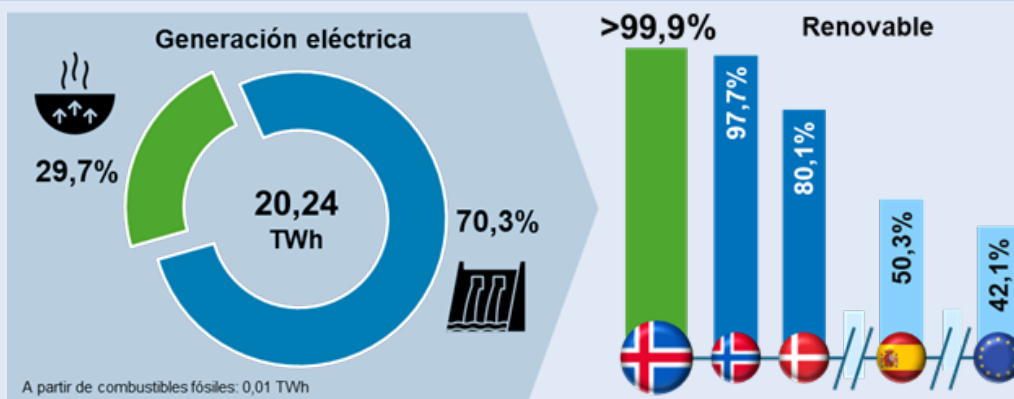
Las políticas ambientales de Islandia se han centrado en fomentar la inversión continua en la explotación de la energía geotérmica con el fin de asegurar una fuente de energía sostenible y de bajo coste que permita atraer industria electrointensiva al país.

El Gobierno islandés ofrece incentivos para el desarrollo de tecnologías innovadoras que optimicen el uso eficiente de

43. Electricity in Iceland in 2023, Low-Carbon Power (2024).

44. Geothermal Iceland, Energy Transition (2023).

Figura 60. Generación eléctrica en Islandia en 2023 (Izquierda) y Cuota de generación renovable en 2023 (Derecha)



Fuentes: Electricity in Iceland in 2023, Low-Carbon Power (2024); ENTSO-e (2024).

la energía. Además, se han implementado incentivos fiscales, como un descuento del 5% sobre el precio de compra de bienes sostenibles, para fomentar inversiones en maquinaria, equipos industriales y vehículos respetuosos con el medio ambiente.

La competitividad de la generación eléctrica renovable ha permitido a Islandia atraer a industrias electrointensivas, donde la electricidad es, con diferencia, la principal fuente de energía del sector industrial (97%).

Igualmente, la industria supone el consumo del 82% de la electricidad total del país. Como resultado, el consumo eléctrico per cápita en Islandia es de 51,5 MWh, aproximadamente ocho veces más que otros países industrializados como Alemania o los Países Bajos, donde el consumo per cápita es de 6,4 MWh<sup>45</sup>.

Entre las industrias electrointensivas en Islandia, destacan tres grandes fundiciones de aluminio, las cuales posicionan al país como el segundo con mayor capacidad de producción de aluminio en Europa, sólo superado por Noruega<sup>46</sup>. Al operar con energía renovable, limitan sus emisiones a sólo una sexta parte del promedio global asociado a la pro-

ducción de aluminio, donde el 71% de la producción mundial, depende de plantas de combustibles fósiles<sup>47</sup>. La mayor de estas instalaciones, Alcoa Fjarðaal, cuenta con una capacidad de producción anual de 346,000 toneladas de aluminio y opera con energía hidroeléctrica.

Otro ejemplo del éxito de las políticas energéticas en atraer industrias es el centro de datos de Verne Global, con una capacidad superior a 140 MW<sup>48</sup>, este centro opera con energía renovable, combinando fuentes hidroeléctricas y geotérmicas para satisfacer su demanda energética y garantizar un servicio eléctrico ininterrumpido. Asimismo, aprovecha las bajas temperaturas medias en Islandia para reducir sus costes de refrigeración.

La experiencia de Islandia demuestra cómo la disponibilidad de un suministro de energía renovable competitivo y fiable puede convertirse en un vector de atracción nuevas industrias.

45. Iceland, IEA (2023).

46. Aluminum Production by Country, World Population Review (2024).

47. Metal Production in Iceland, Green by Iceland (2022).

48. Iceland, Verne Global (2022).

Figura 61. Planta Alcoa Fjarðaal (Izquierda) y Centro de datos de Verne Global (Derecha)





Figura 62. Necesidades energéticas de un centro de datos

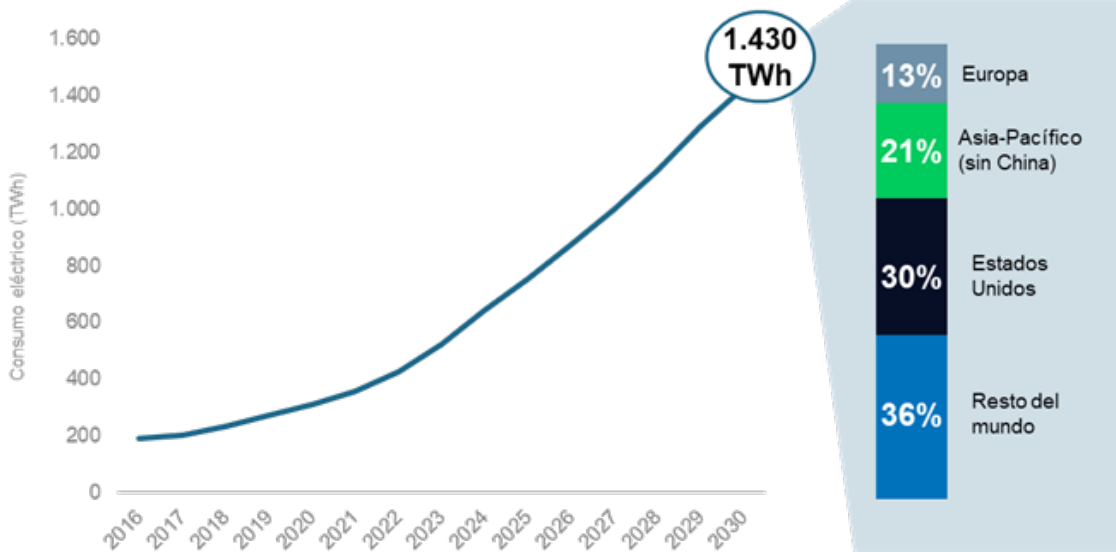


El suministro de energía renovable y competitiva no sólo resulta atractivo para la industria electrointensiva convencional, sino que también abre oportunidades para atraer nuevas industrias en expansión, como los centros de datos.

Los Centros de Procesamiento de Datos (CPD) son infraestructuras fundamentales para almacenar y gestionar

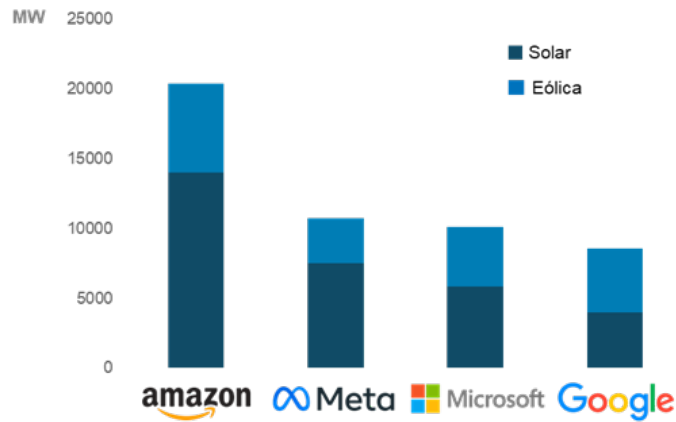
grandes volúmenes de información, imprescindibles para servicios como el almacenamiento en la nube y la inteligencia artificial. El funcionamiento de estas instalaciones requiere una fuente de energía constante y sistemas de refrigeración para evitar el sobrecalentamiento debido a que el procesamiento intensivo de datos genera grandes cantidades de calor.

Figura 63. Proyección del consumo eléctrico en centros de datos a 2030



Data Centers & AI: Powering the Future, Jefferies (2024).

Figura 64. Acuerdos de compraventa de electricidad a largo plazo de las principales empresas tecnológicas



Fuente: Data Centres and Data Transmission Networks, IEA (2023).

En 2022, el consumo eléctrico global de los CPD representó entre el 1% y el 1,3% de la demanda eléctrica mundial<sup>49</sup>, superando el consumo anual de países como Alemania. Se prevé que para 2030, el consumo podría aumentar notablemente, alcanzando los 1.430 TWh. Aunque ha habido avances en eficiencia energética, la creciente demanda de datos ha impulsado un aumento anual en el consumo energético de entre 20 y 40%.

Como consecuencia de este crecimiento, los centros de datos han aumentado su impacto ambiental, y se estima que la industria es responsable de cerca del 0,3% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>. Como respuesta al impacto ambiental potencial de estas instalaciones, la Unión Europea ha establecido que los centros de datos con una demanda superior a 500 kW publiquen anualmente sus datos de consumo energético, y que los que superen 1 MW, aprovechen el calor residual siempre que sea viable.

Las principales empresas tecnológicas, como Amazon, Google, Meta, Microsoft y Apple, han liderado la transición hacia energías renovables mediante acuerdos de compraventa de electricidad a largo plazo (PPAs por sus siglas en inglés – Power Purchase Agreement).

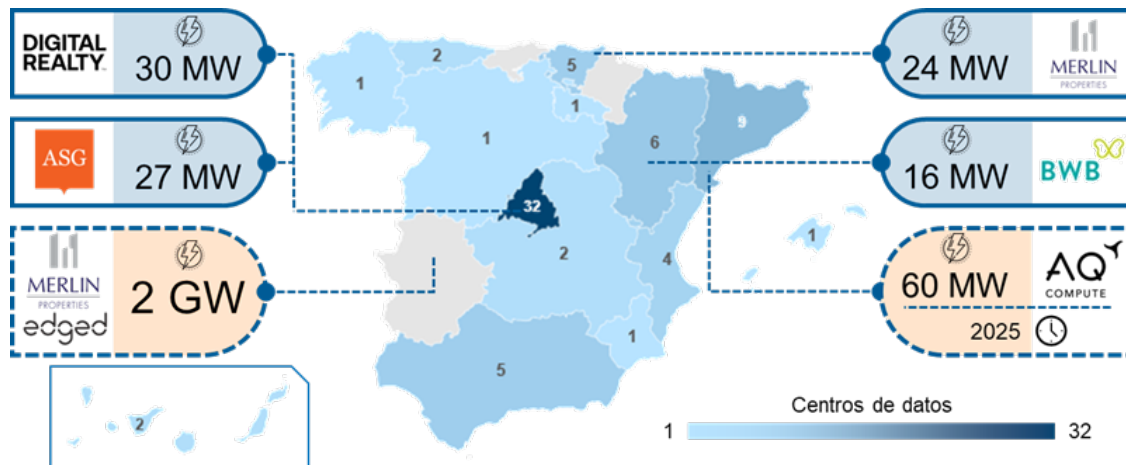
Este enfoque ha facilitado el desarrollo de una capacidad de energía renovable de entre 45 y 50 GW, suficiente para abastecer a más de 33 millones de hogares y reducir significativamente su huella medioambiental. Estas compañías han establecido objetivos de neutralidad de emisiones para todas sus operaciones, incluidos sus centros de datos. Amazon, por ejemplo, se ha comprometido a ser neutra en carbono en 2040, mientras que Google y Meta apuntan a lograrlo en 2030. Por su parte, Apple ha utilizado energía 100% renovable en sus centros de datos desde 2014.

En Europa, el Pacto de Centros de Datos Climáticamente Neutros, lanzado en 2021, establece como objetivo que el sector alcance la neutralidad de carbono para 2030. Además, incluye metas intermedias para 2025, como lograr una eficiencia en el uso de la energía (PUE – Power Usage Effectiveness<sup>50</sup>) de 1,3 en climas fríos y 1,4 en climas cálidos.

49. Data Centres and Data Transmission Networks, IEA (2023).

50. El Power Usage Effectiveness (PUE) es un indicador de eficiencia energética en centros de datos, calculado como la relación entre la energía total consumida por el centro y la energía empleada exclusivamente en equipos informáticos. Un PUE óptimo se aproxima a 1, lo que indica una alta eficiencia.

Figura 65. Distribución de centros de datos en España



Notas: se resaltan los centros de datos con mayor capacidad en España actualmente operativos (en azul) y en proyecto (naranja). Comunidades autónomas en gris no tienen centro de datos.

Fuente: Radiografía de los centros de datos en España: así crece la industria digital de moda, D+I - EL ESPAÑOL (2024); Guía del sector del DATA CENTER 2024, SpainDC (2024); Data centers Iberian Region, Coillers (2023).

dos, así como asegurar que el 75% de la demanda eléctrica de los CPD provenga de fuentes renovables<sup>51</sup>.

La creciente demanda de procesamiento de datos ha llevado a los proveedores a buscar ubicaciones con acceso a electricidad renovable competitiva. En este contexto, España ocupa una posición estratégica en el sur de Europa gracias a su ubicación geográfica, infraestructuras de telecomunicaciones y la presencia de cables submarinos que conectan con América, África y Europa.

En 2023, la capacidad instalada de centros de datos en la Comunidad Autónoma de Madrid creció un 56% y cuenta con más de 20 proyectos anunciados para los próximos años, posicionándose como la comunidad con mayor número de centros y potencia instalada. Mientras tanto, Cataluña y Aragón se consolidan también como polos de atracción de centros de datos.

En Aragón, las inversiones superaron los 4.000 millones de euros, con una capacidad futura estimada de 108 MW. Mi-

crosoft y Amazon cuentan con dos y tres centros de datos respectivamente en esta comunidad, y ambas prevén abrir un nuevo centro en 2025. Por su parte, en Cataluña, se espera que el impacto económico de la inversión en centros de datos supere los 7.000 millones de euros para 2025<sup>52</sup>.

Adicionalmente, la Junta de Extremadura, junto con MERLIN Properties y Edged Energy, han anunciado que desarrollarán dos campus de centros de datos en Badajoz y Cáceres, enfocados en inteligencia artificial y computación avanzada. Estas instalaciones sostenibles, alimentadas con energía renovable, alcanzarán hasta 2 GW de potencia conjunta, destacándose como uno de los proyectos de centros de datos más ambiciosos en España<sup>53</sup>.

51. Climate Neutral Data Centre Pact (2021).

52. Barcelona, puerto digital del Mediterráneo, Cambra de Comerç de Barcelona (2024).

53. Extremadura y MERLIN desarrollan dos de los mayores campus de datos de Europa, con 1GW de capacidad cada uno, El Español (2024).

Aunque el crecimiento ha sido notable, la falta de acceso y conexión en las redes de distribución para poder conectarse y la complejidad de las tramitaciones administrativas siguen siendo desafíos que deben superarse para consolidar a España como un polo de atracción de este tipo de infraestructuras en Europa.

Este crecimiento no sólo genera avances tecnológicos, sino también importantes beneficios económicos. Según SpainDC, la Asociación Española de Centros de Datos, en 2022, se invirtieron 26.290 millones de euros en España, resultando en una aportación total de 73.307 millones de euros a la producción, es decir, un 2,48% del PIB<sup>54</sup>. Esto refleja un efecto multiplicador de 2,8, fomentando la creación de empleo cualificado y el desarrollo de cadenas de valor especializadas en áreas como la seguridad y la gestión energética.

54. Estudio del impacto de los Data Centers en España 2022, SpainDC (2023).

55. Global Hydrogen Review 2024, IEA (2024).

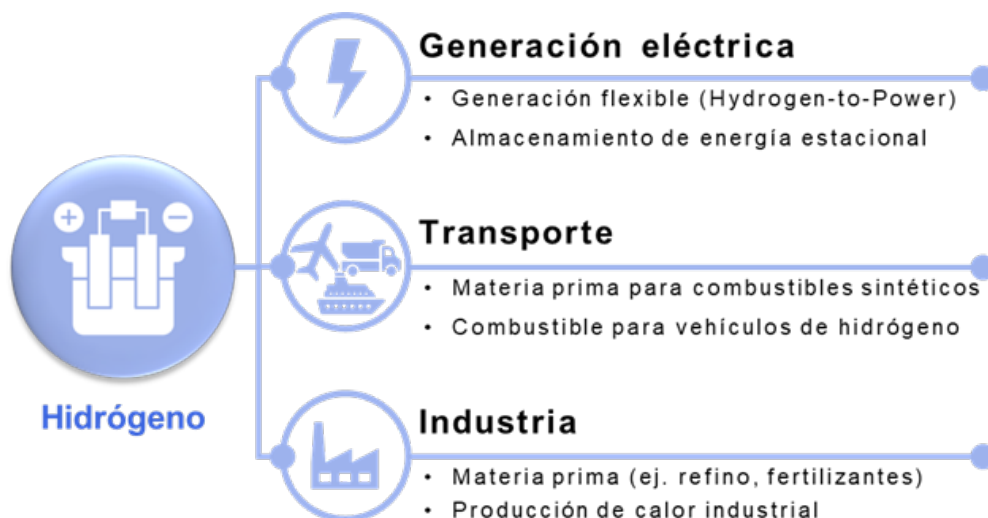
## 2.4. HIDRÓGENO RENOVABLE

El hidrógeno, el elemento más abundante en el universo, actúa como un vector de energía versátil que puede almacenar, transportar y suministrar energía sin generar emisiones contaminantes en su uso final. Sin embargo, al no encontrarse en estado libre, es necesario producirlo a partir de otras fuentes de energía. Actualmente, más de 99% del hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles como el gas o el carbón<sup>55</sup>.

Entre las distintas vías de producción, el hidrógeno puede obtenerse mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable. Este proceso permite generar hidrógeno sin emisiones de dióxido de carbono promoviendo una electrificación indirecta en sus usos finales.

El hidrógeno renovable permite descarbonizar sus aplicaciones actuales en la industria, donde se emplea como materia prima en numerosos procesos en los sectores químico y en el refino de hidrocarburos. Este hidrógeno renovable resulta fundamental en la producción de amoníaco y metanol, ambos esenciales para la fabricación de fertilizantes

Figura 66. Acuerdos de compraventa de electricidad a largo plazo de las principales empresas tecnológicas



y productos químicos. Además, se utiliza en la síntesis de compuestos orgánicos e inorgánicos y en procesos de hidrogenación, y tiene el potencial de descarbonizar otros grandes emisores como la producción de acero, al sustituir al carbón y al coque.

Asimismo, el hidrógeno puede emplearse para producir combustibles sintéticos junto con dióxido de carbono capturado, que pueden utilizarse en el transporte marítimo y la aviación.

Estos combustibles pueden estar en estado líquido a temperaturas y presiones moderadas lo que les proporciona una densidad energética significativamente mayor que las baterías, lo que limita la electrificación directa, ya que requieren un mayor volumen y peso, reduciendo la capacidad de carga útil.

La Unión Europea ha reconocido la importancia del hidrógeno en la transición energética, integrándolo en sus planes de descarbonización mediante la Estrategia Europea del Hidrógeno lanzada en 2020. Esta estrategia establece una hoja de ruta en tres fases para expandir el uso del hidrógeno y reducir las emisiones en sectores clave de la economía europea:

- Fase 1 (2020-2024): el objetivo es desarrollar una capacidad inicial de producción de hidrógeno renovable a pequeña escala, centrada en instalaciones de electrólisis cercanas a fuentes de energía renovable, alcanzando al menos 6 GW de capacidad instalada para 2024.
- Fase 2 (2025-2030): se enfoca en la expansión de la producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de sectores industriales y de transporte. Se proyecta un aumento significativo de la capacidad de electrólisis a gran escala, hasta alcanzar 40 GW, produciendo 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable den-

tro de la Unión Europea y otros 10 millones de toneladas importadas.

- Fase 3 (2030-2050): se busca consolidar el hidrógeno como una fuente de energía madura y ampliamente distribuida en toda Europa. Se prevé que el hidrógeno esté plenamente integrado en todos los sectores difíciles de descarbonizar para 2050, representando hasta el 23% del mix energético de la Unión Europea y respaldado por una infraestructura que facilite el transporte de hidrógeno a nivel europeo.

En el contexto español, el PNIEC establece el objetivo de alcanzar una capacidad de electrólisis de 12 GW para el año 2030. Para facilitar el cumplimiento de este objetivo, se han implementado iniciativas como los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA).

Dentro del marco de PERTE ERHA, el programa H2 Pioneros I y II ha proporcionado 300 millones de euros a 31 proyectos de producción de hidrógeno<sup>56</sup>. Además, se han asignado 230 millones de euros a 47 proyectos que desarrollan la cadena de valor y tecnología para la producción de hidrógeno renovable en España<sup>57</sup>.

Recientemente, el 9 de julio, se aprobó el Real Decreto 663/2024 para asignar 794 millones de euros en ayudas directas a siete proyectos de producción y uso intensivo de hidrógeno renovable en actividades industriales seleccionados por la Comisión Europea en el marco del Proyec-

56. Programa H2 Pioneros. Ayudas para proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable, IDAE (2023).

57. Programa Pioneros y Cadena de Valor para el impulso del hidrógeno renovable, Gobierno de España (2023).

Tabla 2. Ayudas directas a proyectos seleccionados como IPCEI Hy2Use

Proyecto	CCAA	Potencia (MW)	Ayuda (M€)
Ver-Amonia	Aragón	25	78
Green H2 Los Barrios	Andalucía	100	78
Asturias H2 Valley	Asturias	100	78
Proyecto de Hidrógeno verde en Magallón	Aragón	7,2	28
Hidrógeno Renovable para la producción de amoníaco y fertilizantes verdes	Castilla-La Mancha	220	242
Bilbao Large Scale Electrolyzer	País Vasco	100	160
Cartagena Large Scale Electrolyzer	Murcia	100	155

to Importante de Interés Común Europeo (IPCEI) Hy2Use. Estos proyectos representan una capacidad de electrólisis de 652,2 MW y están ubicados en áreas de gran actividad industrial, como puertos y complejos industriales, formando clústeres o valles de hidrógeno integrados.

La última convocatoria de ayudas, reflejada en la Orden TED/801/2024, está dirigida a los “valles de hidrógeno”, un concepto que hace referencia a ecosistemas integrados diseñados para facilitar la producción y el consumo local de hidrógeno renovable. Con un valor estimado de 1.200 millones de euros, su objetivo es consolidar estos valles y reforzar la posición de España en el desarrollo del hidrógeno renovable a nivel europeo. La convocatoria finalizó el 29 de octubre. Existen proyectos para el desarrollo de estos valles en toda la geografía española, algunos de los cuales incluyen:

- Valle Andaluz de Hidrógeno Verde: liderado por MOE-VE, este proyecto tiene como objetivo instalar una capacidad de electrólisis de 2 GW para producir 300.000 toneladas de hidrógeno renovable<sup>58</sup>.

- Clúster del Hidrógeno de la Comunidad Valenciana (HyVal): con el objetivo de descarbonizar las operaciones en la refinería de Castellón, BP encabeza este proyecto, cuya fase inicial contempla la instalación de 200 MW de capacidad de electrólisis para producir 31.200 toneladas de hidrógeno. La meta final es alcanzar los 2 GW para 2030<sup>59</sup>.

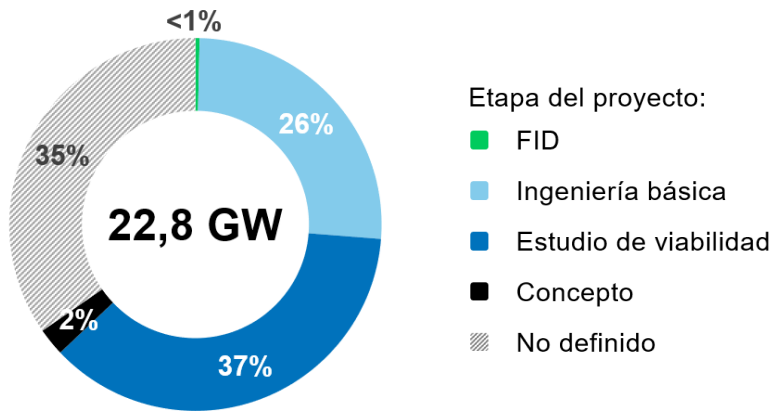
- Corredor Vasco del Hidrógeno (BH2C): una iniciativa liderada por Petronor y Repsol, que involucra a 71 organizaciones y una amplia red de proyectos en toda la cadena de valor del hidrógeno<sup>60</sup>. En el centro industrial de Petronor ya se ha puesto en marcha un primer electrolizador con una capacidad de 2,5 MW, generando 350 toneladas de hidrógeno. En los próximos años se

58. Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, Moeve (2023).

59. BP anuncia sus planes para el desarrollo del Clúster del hidrógeno de la Comunidad Valenciana, BP (2023).

60. BH2C. Corredor Vasco del Hidrógeno, BH2C (2024).

Figura 67. Capacidad de electrólisis de los proyectos de hidrógeno



Notas: la etapa FID, incluye los proyectos que han superado esta fase y que están en construcción u operación actualmente.  
Fuente: Análisis del censo de proyectos AeH2 2024, Asociación Española del Hidrógeno (2024).

planea la instalación de otros dos electrolizadores de 10 MW y 100 MW<sup>61</sup>. En 2023, la empresa HY.FIVE se incorporó al BH2C con el proyecto Benorth2, cuyo objetivo para 2030 es alcanzar una capacidad de electrólisis de 200 MW<sup>62</sup> y producir más de 20.000 toneladas de hidrógeno al año<sup>63</sup>.

La Asociación Española de Hidrógeno registra un total de 167 proyectos comerciales en su censo. Si todos estos proyectos se pusieran en marcha, se alcanzaría una capacidad de electrólisis de 22,8 GW, con una producción estimada de 2,9 millones de toneladas de hidrógeno al año.

A pesar de este potencial, son pocos los proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión (FID, por sus siglas en inglés – Final Investment Decision), sumando apenas 0,08 GW de capacidad de electrólisis. Esto coincide con la tendencia global, donde sólo el 4% de los proyectos anunciados ha alcanzado la FID<sup>64</sup>. El 74% de la potencia de electrólisis anunciada corresponde a proyectos que se encuentran en etapa conceptual, en estudio de viabilidad o sin un estatus definido.

Un porcentaje significativo de proyectos se encuentran en la etapa de ingeniería básica de diseño, una fase crítica previa a la decisión final de inversión. En esta etapa se definen las fases de construcción, tiempos asociados y costes, además de identificar proveedores de equipos y negociar con offtakers buscando alcanzar compromisos de compra.

Por su parte, Rystad Energy proyecta que España alcanzará una capacidad instalada de 5 GW de hidrógeno verde para 2030<sup>65</sup>. Aunque esto representa un avance importante, aún está por debajo del objetivo nacional, lo que resalta la necesidad de mantener y fortalecer los programas de subsidios y apoyo gubernamental.

61. Repsol empieza a producir hidrógeno renovable en Petronor, Repsol (2023).

62. La empresa promotora de proyectos de generación, almacenamiento, transporte y comercialización de hidrógeno verde HY.FIVE HYDROGEN se incorpora a BH2C, BH2C (2023).

63. Proyecto Benorth2 (2022).

64. Global Hydrogen Review 2024, IEA (2024).

65. Spain sets sights on dominating regional hydrogen market, on track to hit 2030 national target, RystadEnergy (2024).

## El Momento de la Electrificación

A pesar de las oportunidades y del potencial de desarrollo del hidrógeno renovable, el escalado de su producción enfrenta diversas barreras, siendo la principal limitación en la actualidad su elevado coste de producción frente al hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles.

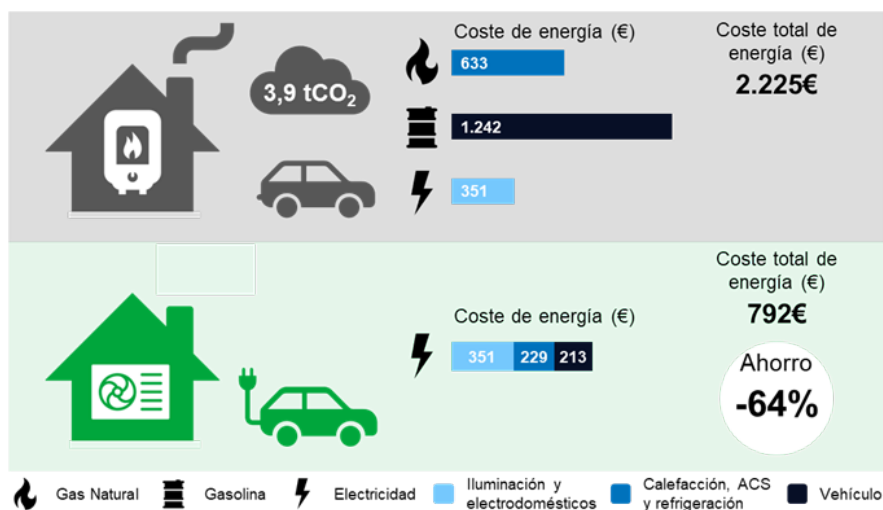
La producción de hidrógeno renovable supondrá un importante crecimiento de la capacidad renovable. Los Actos Delegados de la Directiva Europea de Energía Renovable especifican que, para ser considerado renovable, el hidrógeno deberá ser producido a partir de electricidad generada mediante nueva capacidad renovable de acuerdo al criterio de adicionalidad.

Otro obstáculo importante consiste en la falta de infraestructura para el transporte y almacenamiento del hidrógeno. A diferencia de los combustibles fósiles, la baja densidad del hidrógeno requiere altas presiones o temperaturas extremadamente bajas para disponer de hidrógeno líquido, lo que encarece su transporte por la necesidad de infraestructuras específicas, además de requerir gran cantidad de energía adicional (hasta un 30-40% del propio contenido energético del hidrógeno).

Existe la posibilidad de unir químicamente el hidrógeno a otras moléculas más fáciles de transportar, si bien supone una importante penalización energética. El transporte mediante hidrodutos se erige como la alternativa más eficiente en cuanto a costes y, para ello, se está planificando el *European Hydrogen Backbone*, que permitiría el transporte de hidrógeno desde los países productores con un buen recurso renovable hacia Centroeuropa. Sin embargo, el proyecto requerirá de importantes inversiones y, en un inicio, las cantidades transportadas serán reducidas hasta que se desarrolle plenamente la capacidad de producción.

El hidrógeno renovable representa, por tanto, una oportunidad para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, lo que lo convierte una solución necesaria. Aunque existen barreras significativas para su implementación, el avance en infraestructura, la disminución de costes y el desarrollo de un marco regulatorio adecuado que incentive su consumo permitirán el desarrollo de la industria del hidrógeno.

Figura 68. **Acuerdos de compraventa de electricidad a largo plazo de las principales empresas tecnológicas**



Considerando una vivienda de 100 m<sup>2</sup> con 3 habitantes y una distancia media anual recorrida de 11.200 km.



# 3. LA OPORTUNIDAD DE LA ELECTRIFICACIÓN

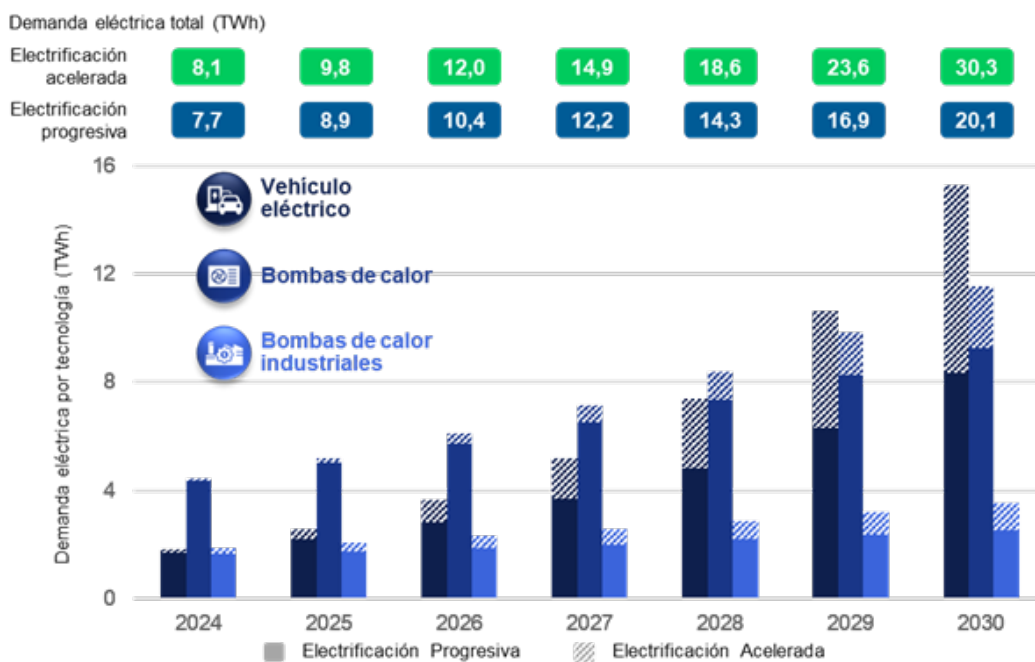
La electrificación es la vía más directa y eficiente para acelerar la descarbonización de múltiples sectores, y deberá complementarse con otras alternativas de bajas emisiones de manera transitoria hasta alcanzar la electrificación completa o en aquellos sectores donde no sea posible electrificar. Integrar de manera directa las fuentes de energía renovable en el consumo final permite sustituir tecnologías intensivas en carbono por soluciones eléctricas, reduciendo así la dependencia de combustibles fósiles. Esto no sólo impulsa el desarrollo de una economía de bajas emisiones, sino que también aporta resiliencia frente a la volatilidad de los precios energéticos globales.

## 3.1. ELECTRIFICACIÓN DE UN HOGAR

En una vivienda típica con sistemas de calefacción y agua caliente basados en una caldera de gas, junto con un vehículo de combustión interna, el consumo de energía está directamente ligado a los combustibles fósiles. La electrificación del hogar, mediante la instalación de una bomba de calor y la adquisición de un vehículo eléctrico, ofrece una alternativa eficiente y sostenible para reducir tanto las emisiones como el coste energético.

Para la realización de la figura anterior, se ha estimado que un hogar tipo en España está equipado por una caldera de

Figura 69. Demanda de electricidad en los escenarios electrificación (TW)



# El Momento de la Electrificación

Figura 70. Emisiones evitadas anuales de CO<sub>2</sub> por escenario de electrificación (MtCO<sub>2</sub>/año)

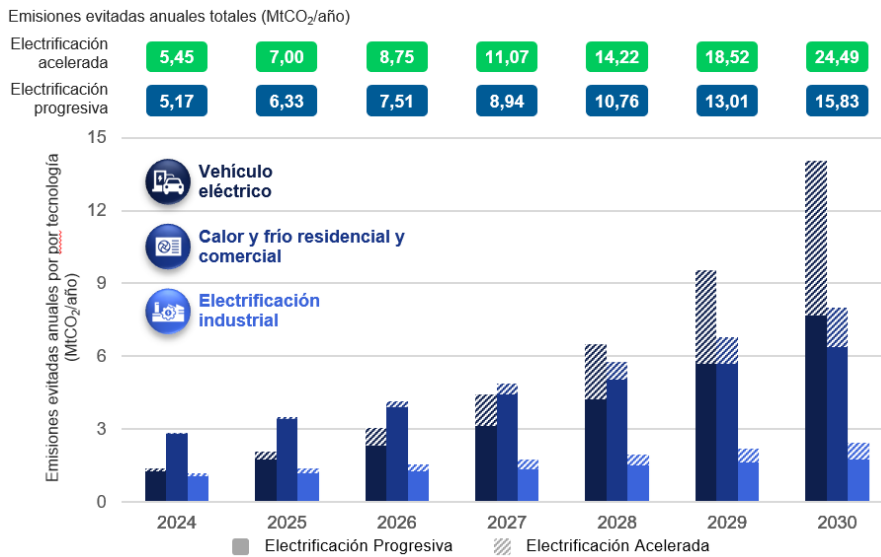
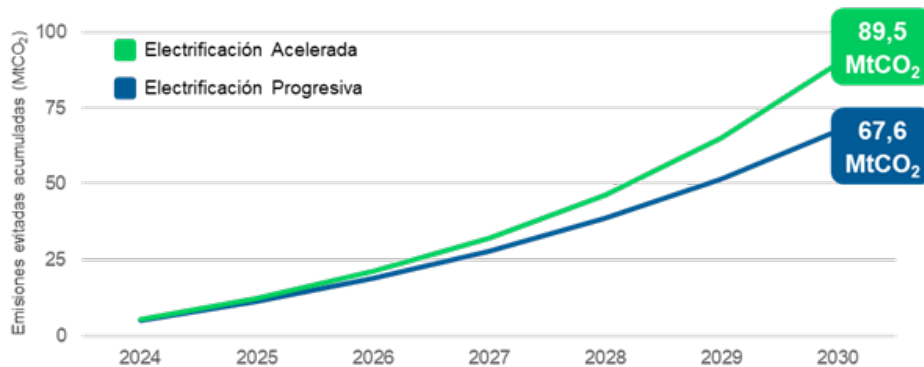


Figura 71. Emisiones evitadas acumuladas de CO<sub>2</sub> por escenario de electrificación (MtCO<sub>2</sub>)



gas y un vehículo de combustión interna. Un hogar español de 100 m<sup>2</sup>, habitado por tres personas y con un desplazamiento anual de 11.227 km (media española para turistas), emitiría alrededor de 3,9 toneladas de dióxido de carbono al año. Además, esta dependencia de combustibles fósiles expone al hogar a la volatilidad de los precios del gas y el combustible, lo cual puede impactar considerablemente en su factura energética anual.

Las bombas de calor permiten cubrir las necesidades de calefacción y agua caliente utilizando electricidad, que al ser de origen renovable podría reducir un 59% de las

emisiones del hogar y representar un ahorro del 18% en el coste de energía. De igual modo, el cambio a un vehículo eléctrico elimina el consumo de combustibles fósiles en la movilidad diaria, proporcionando una opción más limpia, con una reducción del 41% en las emisiones del hogar y un ahorro del 46% en los costes energéticos.

Por tanto, una electrificación total del hogar tipo mostrado anteriormente, permitiría combinar los beneficios de ambas soluciones eléctricas ofreciendo un ahorro total en el coste de energía de 1.433 € por año, equivalente al 64%.

### 3.2 POTENCIAL DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y LAS BOMBAS DE CALOR EN ESPAÑA

En términos de demanda eléctrica, y con base en las proyecciones realizadas para cada solución de electrificación en el capítulo 2, esta podría alcanzar hasta 30 TWh en un escenario de electrificación acelerada, mientras que, en un escenario más conservador, con un aumento progresivo, se estima que alcanzaría 20 TWh. Según la generación bruta de electricidad prevista en el PNIEC para 2030, estos valores representarían entre el 6% y el 9% de la generación renovable proyectada para ese año.

Se observa una diferencia importante entre los escenarios futuros del vehículo eléctrico, principalmente debido a la brecha entre el objetivo del PNIEC para 2030 (5,5 millones de vehículos eléctricos) y el crecimiento proyectado para ese año (3,0 millones). La incorporación de vehículos eléctricos en 2030 permitiría desplazar entre 2,1 y 3,7 Mtep de combustibles fósiles, lo que representaría entre un 7,6% y un 13,9% del consumo actual de energía final de origen fósil en el transporte por carretera.

Posteriormente, la incorporación de bombas de calor para calefacción y agua caliente sanitaria en el sector residencial y comercial podría reducir el consumo de combustibles fósiles entre 3,2 y 4,0 Mtep, equivalente a entre el 36,7% y el 45,8% del consumo actual de energía final de origen fósil en 2022 en estos sectores.

Por otro lado, en el sector industrial el impacto sería menor debido a las limitaciones tecnológicas actuales para el uso de bombas de calor en procesos que requieren temperaturas superiores a 200°C. Las bombas de calor industriales permitirían reducir entre 0,8 y 1,1 Mtep de combustibles fósiles, lo que representaría entre un 8,2% y un 11,4% del consumo actual de energía final de origen fósil en el sector industrial en 2022.

Este desplazamiento de combustibles fósiles, debido principalmente a los vehículos eléctricos y bombas de calor, se traduce en una reducción significativa de emisiones de CO<sub>2</sub>. En el escenario de electrificación acelerada, esta transición permitiría reducir 24 MtCO<sub>2</sub> en 2030, con un acumulado de 89,5 MtCO<sub>2</sub> en el período proyectado (2024-

Figura 72. Ahorro en combustible anual en los escenarios de electrificación (M€/año)

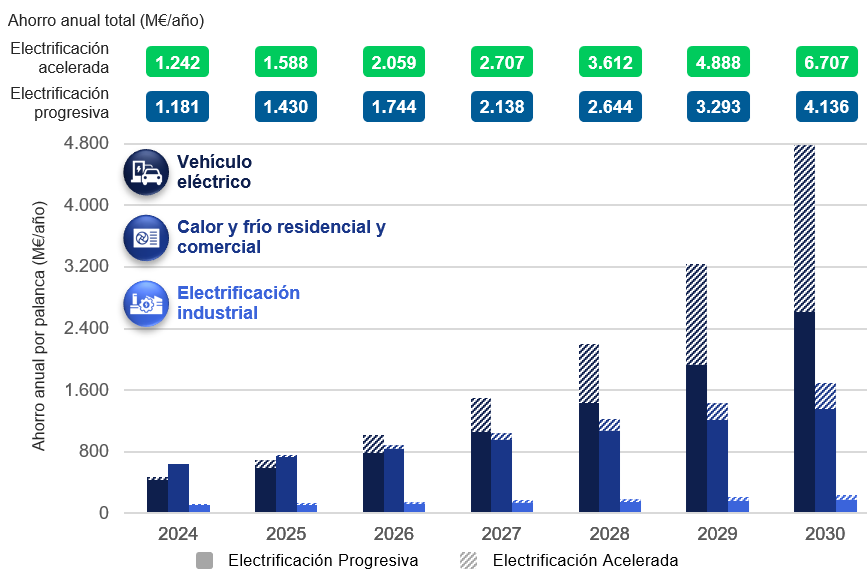
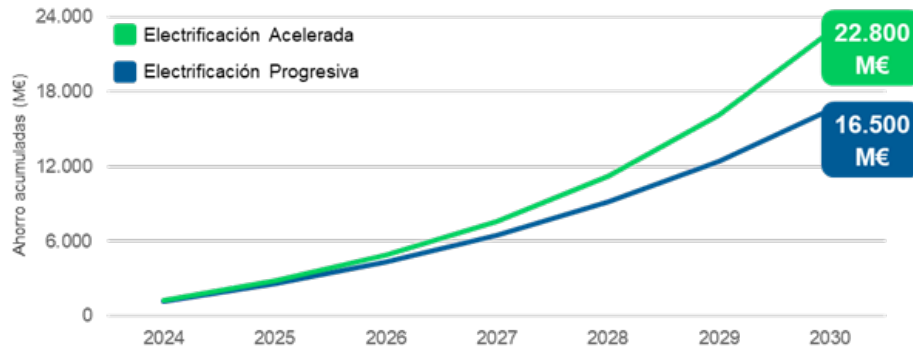


Figura 73. Ahorro en combustible acumulado en los escenarios de electrificación (M€)



2030). En la siguiente figura se muestran las proyecciones de emisiones evitadas gracias a la electrificación y el impacto de cada una de estas palancas.

Además de reducir emisiones, al representar opciones más eficientes, las soluciones eléctricas permitirían generar un ahorro económico significativo en combustible. Al comparar el gasto en combustibles fósiles necesario para operar vehículos de combustión interna y calderas con el coste de la electricidad para tecnologías eléctricas equivalentes, se observa una reducción importante en el coste final de energía. Este ahorro acumulado podría oscilar entre los 16,5 y 22,8 mil millones de euros.

Con el potencial de reducir emisiones, disminuir costes y fortalecer la independencia energética, las soluciones electrificadas ofrecen una vía sostenible para transformar sectores fundamentales de la economía y alcanzar los objetivos de descarbonización a 2030.

### 3.3. DEMANDA ELÉCTRICA A 2030

La transición hacia un sistema energético electrificado implica no sólo cambios tecnológicos, sino también una transformación en la estructura de la demanda eléctrica. En el horizonte de 2030, esta evolución proyecta un esce-

nario donde la electricidad asume un rol principal en sectores cada vez más diversos, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y aportando estabilidad al sistema energético.

La demanda eléctrica estimada refleja tanto el crecimiento en la demanda base, impulsado por la recuperación del consumo industrial y por soluciones de eficiencia energética, como el surgimiento de nuevas fuentes de demanda. Factores como la expansión de los vehículos eléctricos, la incorporación de bombas de calor en hogares, comercios e industrias, la producción de hidrógeno renovable, el aumento de centros de datos y la electrificación de líneas ferroviarias delinean un perfil energético orientado hacia la sostenibilidad y resiliencia.

En el caso del hidrógeno renovable, el PNIEC plantea un objetivo de 12 GW de capacidad instalada, lo que implicaría una demanda de 42 TWh. Como se comentó en el capítulo 2.4, considerando el bajo porcentaje de proyectos que han alcanzado la decisión final de inversión, se compara el objetivo del PNIEC con una proyección más conservadora de alcanzar 5 GW de capacidad de electrólisis, que representaría una demanda de 17,5 TWh.

En el ámbito de los centros de datos, se prevé un aumento sostenido en la demanda de electricidad, impulsado por

la expansión de la industria digital y el almacenamiento de datos. La proyección para 2030 estima que este sector alcanzará un consumo eléctrico de entre 10 y 15 TWh<sup>66</sup>.

El sector ferroviario en España está en expansión, tanto en el transporte de pasajeros como de mercancías, lo que también implica un crecimiento en su demanda eléctrica. Con más de 4.000 kilómetros de líneas de alta velocidad<sup>67</sup> y un crecimiento notable en corredores como el Madrid-Levante y el Barcelona-Madrid, el ferrocarril se consolida como una opción de movilidad sostenible. Las inversiones previstas de 11.000 millones de euros en el Corredor Mediterráneo y 27.000 millones en el Corredor Atlántico<sup>68</sup>, junto con el objetivo de incrementar la cuota del transporte de mercancías del 4% al 10% para 2030<sup>69</sup>, impulsarán la electrificación del sector. La electricidad representa actualmente el 84% del consumo energético ferroviario en España<sup>70</sup>, se proyecta un crecimiento de su consumo eléctrico hasta 2030 de hasta 4,3 TWh.

Para el sector agrícola, la proyección de demanda sigue el escenario del PNIEC, que anticipa una mayor incorporación de tecnologías eléctricas para reducir el uso de combustibles fósiles.

Siguiendo estas consideraciones y la penetración de vehículos eléctricos y bombas de calor, la demanda de electricidad en 2030 podría alcanzar hasta 324 TWh en un escenario de electrificación acelerada, mientras que, con una menor penetración de las tecnologías de electrificación, esta demanda se proyecta en 284 TWh. En la siguiente figura se presenta la distribución de la demanda de electricidad proyectada a 2030.

La proyección de demanda eléctrica para 2030 muestra el nivel de electrificación de cada sector. Alcanzar estos niveles de electrificación y despliegue de tecnologías renovables requerirá un esfuerzo conjunto, tanto en términos de inversión como en la implementación de políticas que favorezcan estas tecnologías.

66. SpainDC (2024).

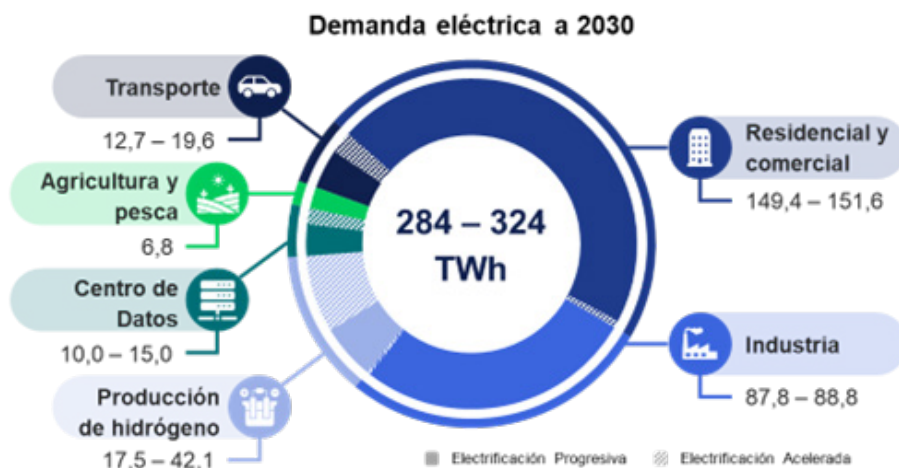
67. High Speed Rail by Country 2024, World Population Review (2024).

68. Mitma destaca el papel clave de los corredores Atlántico y Mediterráneo en el desarrollo económico y la descarbonización, Ministerio de transportes y movilidad sostenible (2023).

69. Mercancías 30, Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana (2022).

70. Balance Energético Nacional.

Figura 74. Demanda de electricidad en 2030 (TWh)



## 4. GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN ESPAÑA

La generación eléctrica en España disminuyó ligeramente en 2024, con una reducción de menos del 1% respecto al 2023, alcanzando 266 TWh. Destaca el crecimiento de la generación renovable, que superó por primera vez el 50% del mix energético nacional de 2023 y mantuvo su avance, alcanzando 148 TWh en 2024, lo que representa un aumento del 10% respecto al año anterior.

En cuanto a la estructura de generación renovable, la tecnología con mayor peso en 2024 fue la eólica con un 22,9% seguida de la solar fotovoltaica con un 16,7%. Por otro lado, la hidráulica fue la tecnología con un crecimiento mayor en producción (35,8%) con respecto al 2023 sin un aumento de potencia, seguida de la solar fotovoltaica con un incremento del 18,7% que sí aumentó en potencia instalada.

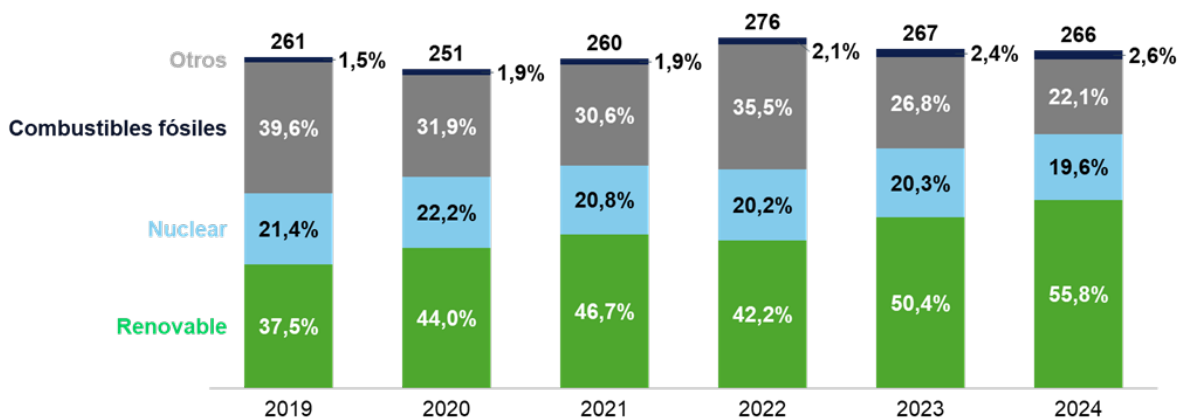
En los próximos años, la estimación del aumento de la demanda debido al incremento de la electrificación de la eco-

nomía deberá ir acompañado de la descarbonización del mix de generación eléctrica. El PNIEC prevé una reducción de las emisiones debidas a la generación eléctrica del 61% en 2030 con respecto a 2020.

Para conseguirlo, será necesario disminuir la dependencia de centrales térmicas que utilicen combustibles fósiles (actualmente 90% gas natural) e incrementar la integración de la generación renovable. Esta evolución del mix tendrá que mantener la calidad y seguridad de suministro.

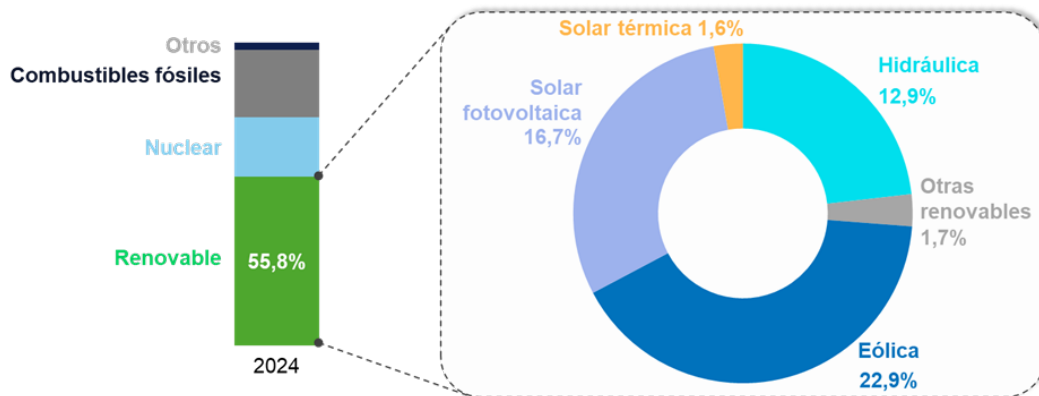
Las tecnologías de generación renovables no gestionables deberán ir acompañadas de soluciones orientadas a dotar de flexibilidad al sistema, como el almacenamiento energético y la gestión de la demanda, para minimizar la generación térmica de respaldo mediante ciclos combinados que actualmente utilizan gas natural (si bien podrán utilizar gases renovables en el futuro).

Figura 75. Evolución de la generación eléctrica entre 2019 y 2024 en España (TWh)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España  
 Nota: Otros incluye turbinación bombeo (bombeo puro) y residuos no renovables

Figura 76. Mix de generación eléctrica renovable en España (2024)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

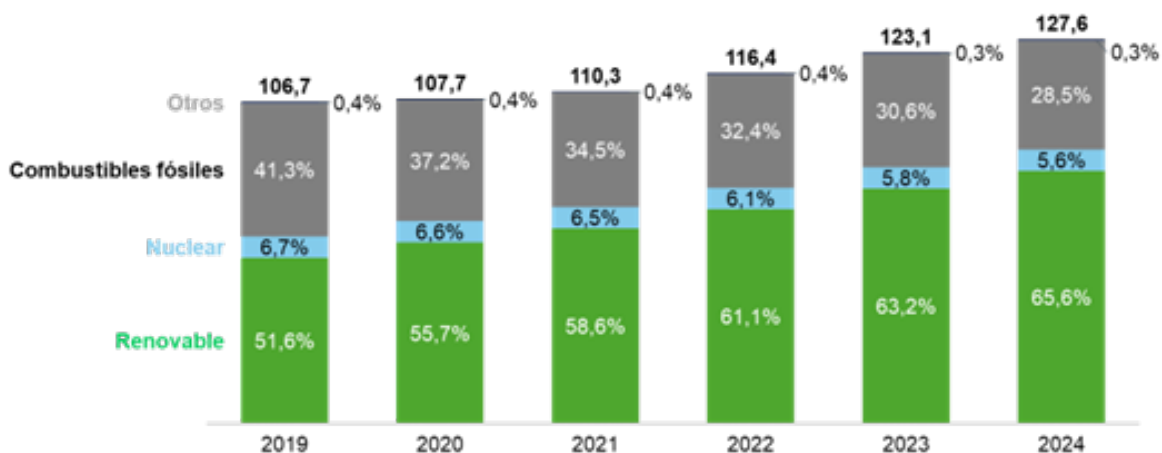
Nota: Otras renovables incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables

#### 4.1. POTENCIA INSTALADA ACTUAL

En 2024, la potencia instalada a final de año en España alcanzó 127,6 GW, con un crecimiento interanual de 4% respecto al 2023. Este incremento ha sido posible gracias al desarrollo de instalaciones renovables, que han sumado casi 30 GW en los últimos años, y que representan más del 60% del parque de generación, alcanzando una potencia total de 83,7 GW.

El grueso de la potencia renovable corresponde a eólica y solar fotovoltaica, que superan el 60% de la potencia renovable. Si bien la potencia eólica (31,7 GW) es ligeramente superior que la solar fotovoltaica (31,4 GW), esta última es la que ha experimentado mayor crecimiento en los últimos años, con la incorporación de 22,6 GW de potencia desde 2019.

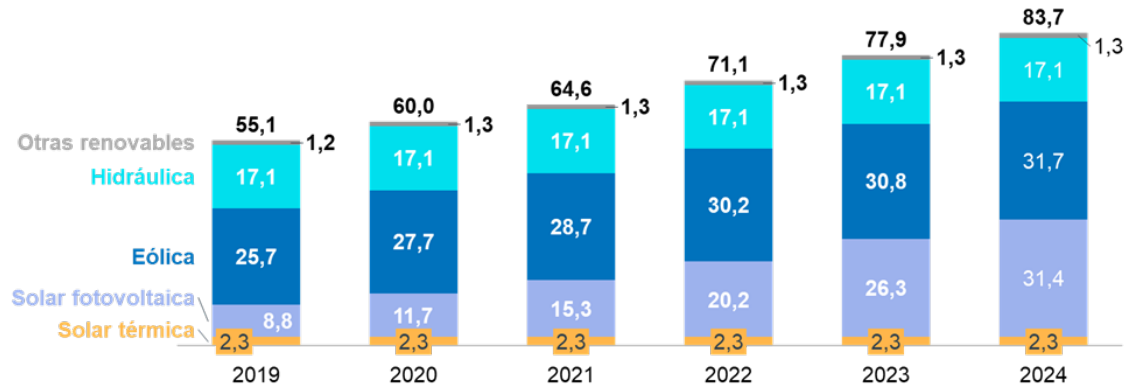
Figura 77. Evolución de la potencia de generación eléctrica en España (GW)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

# El Momento de la Electrificación

Figura 78. Evolución de la capacidad renovable de generación eléctrica en España (GW)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

Nota: Otras renovables incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables

## 4.2. PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO

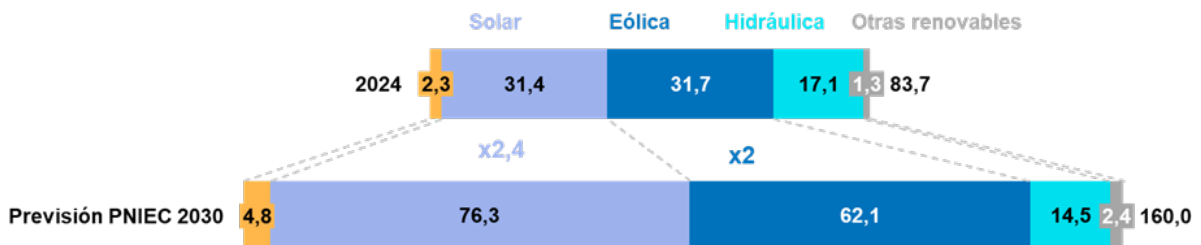
El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé para 2030 un aumento de la capacidad instalada hasta los 214 GW, donde la capacidad renovable supondrá un 75% y su generación asociada tendrá que ser el 81% del total.

En cuanto a la previsión por cada tecnología renovable, se espera alcanzar una capacidad de 76,3 GW de solar fotovoltaica (incluye 19 GW de autoconsumo), 62,1 GW

de eólica, 4,8 GW de solar térmica y 2,7 GW de otras renovables. En el caso de la hidráulica, se prevé una reducción de capacidad, quedando en 14,5 GW (-2,6 GW con respecto a 2024).

La previsión del PNIEC supone un incremento de la capacidad renovable instalada de 82,3 GW con respecto al 2023, lo que supone una tasa de crecimiento anual compuesta de un 11%.

Figura 79. Previsión de capacidad instalada renovable del PNIEC para 2030 vs 2024 (GW)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

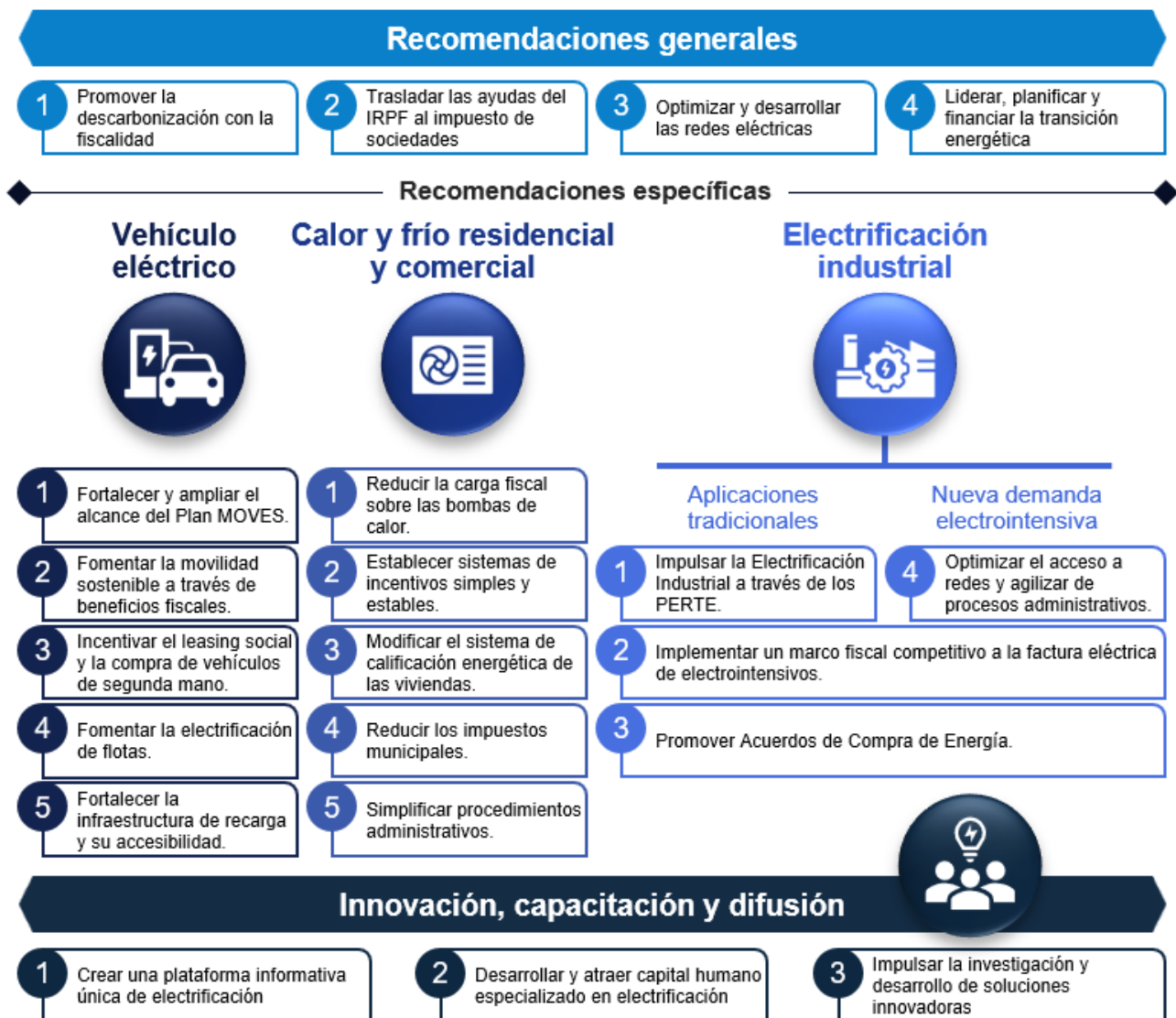


## 5. RECOMENDACIONES

En este último capítulo se presentan las recomendaciones clave derivadas de las líneas de análisis del presente Informe, orientadas a acelerar la electrificación como herramienta esencial para avanzar en la descarbonización del consumo de energía final. En primer lugar, se desta-

can las recomendaciones generales aplicables a todos los sectores, seguidas de las medidas más relevantes en cada una de las áreas analizadas. Finalmente, se abordan propuestas en el ámbito transversal de la innovación, capacitación y difusión.

Figura 80. Medidas propuestas para acelerar la electrificación del consumo final de energía



## 5.1. RECOMENDACIONES GENERALES

### 1. Promover la descarbonización con la fiscalidad

La fiscalidad debe impulsar el camino hacia la descarbonización de la economía, por lo que es necesario revisar los impuestos aplicados a la electricidad y a otras fuentes de energía.

En primer lugar, el Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE), diseñado en una época en la que la producción eléctrica dependía mayoritariamente del carbón, ha perdido su justificación en el contexto actual. Con la creciente penetración de fuentes renovables y el avance del proceso de electrificación, este impuesto debería reducirse al tipo mínimo establecido por la normativa comunitaria (0,5%), tal como ya se hizo temporalmente durante la crisis de precios del gas natural.

Adicionalmente, se debería eliminar el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%, ya que desincentiva el desarrollo de nuevos proyectos renovables, imprescindibles para cumplir con los objetivos del PNIEC.

Por otro lado, se podría adelantar la implementación del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea 2 (EU ETS2), previsto para 2027. Este sistema, que incluirá al transporte por carretera, edificios e instalaciones industriales, podría anticiparse mediante la introducción de un cargo por CO<sub>2</sub> emitido. Asimismo, es crucial informar a los consumidores sobre la próxima entrada en vigor del EU ETS2, permitiéndoles tomar decisiones de inversión con mayor conocimiento.

Por último, para fomentar la competitividad de la electricidad frente a otras tecnologías, se propone reducir el IVA aplicado a la electricidad al 4%, promoviendo así su accesibilidad y viabilidad económica en todos los sectores.

### 2. Trasladar las ayudas del IRPF al Impuesto de Sociedades

Las ayudas a través de desgravaciones en el IRPF presentan diversos inconvenientes, especialmente porque requieren que el consumidor adelante el capital necesario para realizar la inversión. Esto limita el acceso a las ayudas, ya que no todos los consumidores disponen del capital inicial para beneficiarse de ellas.

Una alternativa sería trasladar estas ayudas al Impuesto de Sociedades de las empresas que llevan a cabo las inversiones. De este modo, las empresas podrían adelantar parte de la ayuda a los consumidores en forma de descuento directo, facilitando la implantación de soluciones de electrificación.

### 3. Optimizar y desarrollar las redes eléctricas

En algunos casos, la falta de potencia admisible en el sistema está generando un cuello de botella que limita la electrificación de sectores clave, como la industria, la recarga rápida de vehículos eléctricos y el despliegue de bombas de calor.

Para resolver esta situación, resulta esencial planificar anticipadamente las inversiones en redes eléctricas que faciliten la conexión de nuevas demandas de electricidad, priorizando puntos estratégicos como puertos, aeropuertos, nodos logísticos de camiones e instalaciones industriales con alto potencial de electrificación. Un marco incentivador será clave para fomentar estas inversiones, incluyendo una tasa de retribución atractiva para atraer capital, la revisión de los límites de inversión y el reconocimiento de proyectos con criterios claros y definidos previamente.

Asimismo, para atraer nuevos proyectos, se recomienda equiparar el tratamiento de las conexiones en la red de distribución eléctrica al de la red de transporte. Actualmente,

el refuerzo en la red de transporte es asumido por el sistema, mientras que en la red de distribución recae sobre el consumidor, lo que dificulta el acceso y la viabilidad de nuevas iniciativas.

Fortalecer y modernizar las redes eléctricas es una prioridad transversal para garantizar el despliegue de soluciones de electrificación en todos los sectores y permitir que el sistema responda de forma eficiente a las crecientes demandas de energía limpia.

#### **4. Liderar, planificar y financiar la transición energética**

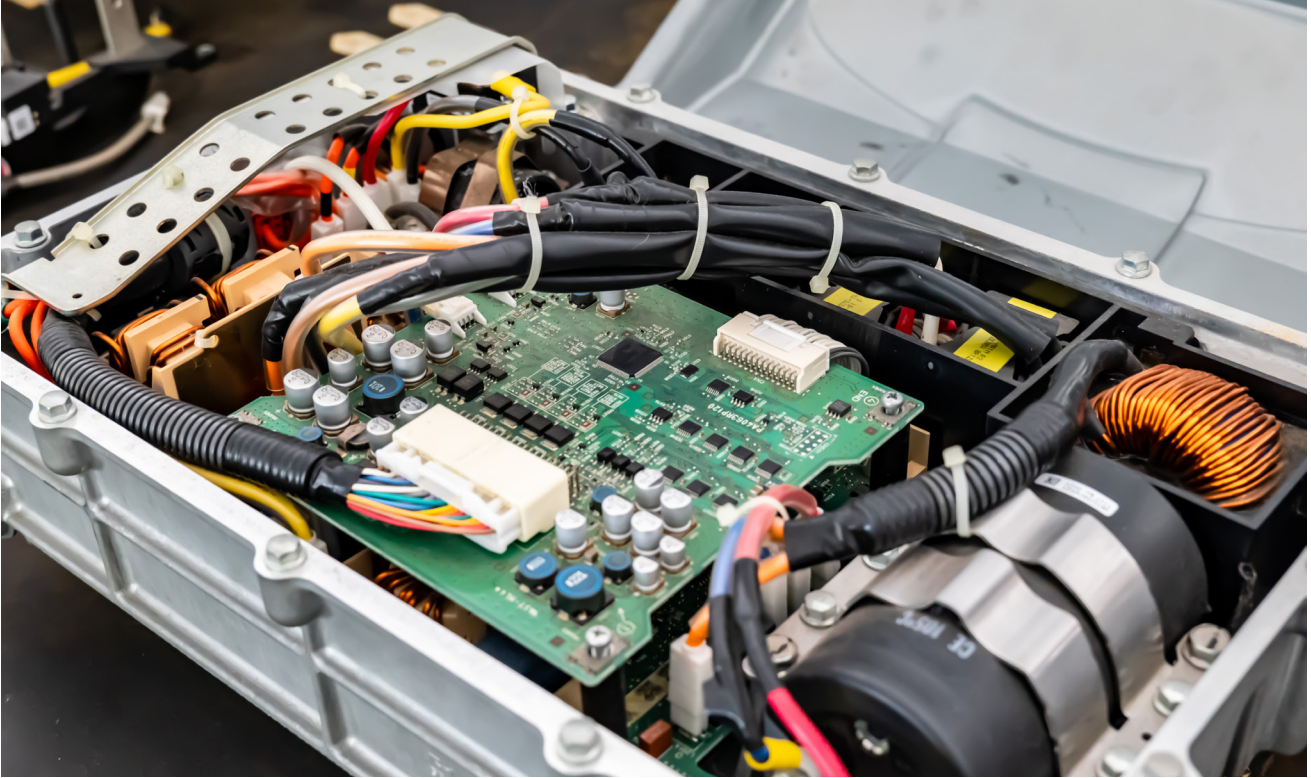
La Administración Pública podría asumir un rol protagonista en la transición energética mediante la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de sistemas de aerotermia en sus edificios, ejerciendo un efecto incentivador.

Este liderazgo reforzaría el compromiso con los objetivos de descarbonización establecidos en el PNIEC.

Además, resulta imprescindible garantizar una mejor planificación mediante una hoja de ruta clara de las ayudas públicas, evitando la interrupción o discontinuidad de los programas destinados a fomentar la electrificación. La falta de planificación en casos como la derogación del RDL 9/2024 ha generado incertidumbre y dificultado el progreso hacia los objetivos de vehículos eléctricos y bombas de calor.

Para financiar esta transición de manera sostenible, se podría proponer la creación de un Fondo Nacional de Transición Energética, financiado por los consumos de energía fósil, con el propósito de apoyar los procesos necesarios para la descarbonización. Este fondo podría comenzar con una aplicación gradual, exonerando temporalmente a los consumos profesionales, como los del transporte de mercancías y la industria, para minimizar el impacto en la actividad económica.





### 5.2. VEHÍCULO ELÉCTRICO

#### 1. Fortalecer y ampliar el alcance del Plan MOVES

El plan MOVES se encuentra actualmente suspendido. Aunque se había anunciado la prórroga de su tercera edición (MOVES III) hasta junio de 2025, esta no se aplicará debido a la derogación del RDL 9/2024. Reactivar este plan es esencial para evitar un descenso en la matriculación de vehículos eléctricos y mantener el impulso hacia la movilidad sostenible. Además, se proponen mejoras clave en su diseño y aplicación:

- Para facilitar la adquisición de vehículos eléctricos, y reducir el mayor desembolso inicial respecto a los vehículos con motor térmico, es necesario establecer un mecanismo que permita adelantar la recepción de las ayudas, con una fase de justificación posterior. Al-

gunas marcas como Renault, Dacia, MG, BYD, Citroën, Fiat, Opel, Jeep, Peugeot y Mazda ya ofrecen esta facilidad a los clientes que financian el coche a través de ellas, demostrando la viabilidad de este modelo.

- Considerando que en algunas comunidades autónomas el proceso de tramitación de las ayudas puede demorarse hasta dos años<sup>71</sup>, es fundamental agilizar los procedimientos para que los compradores reciban el apoyo financiero en el momento de la compra.
- Para fomentar un acceso más equitativo a la movilidad sostenible, se propone incluir criterios de renta para la asignación de las ayudas en función del nivel de ingresos, de modo que se favorezca a las personas con menores recursos.

71. Propuestas para una hoja de ruta de la movilidad eléctrica, AEDIVE (2023).

- Por último, se recomienda que las ayudas del Plan MOVES sean consideradas como no contributivas. Actualmente, estas ayudas están sujetas a declaración en el IRPF como un aumento patrimonial, lo que reduce la cuantía total recibida.

## 2. Fomentar la movilidad sostenible a través de beneficios fiscales

Se propone solicitar ante la Unión Europea que los vehículos eléctricos puedan acogerse a un IVA superreducido del 4%. En el caso de vehículos de empresa, aplicar una deducción del 100% del IVA, siguiendo el modelo implementado en Portugal (Box 1).

Además, se recomienda mantener las deducciones fiscales del 15% sobre el coste de adquisición de un vehículo eléctrico<sup>72</sup>, así como mantener la exención del impuesto de matriculación y la bonificación del 70% del impuesto a vehículos de tracción mecánica.

Si bien la reducción del IVA y las deducciones fiscales suponen un coste para el erario, es importante considerar que, al sustituir vehículos de combustión por eléctricos, este gasto se convierte en un coste de abatimiento de emisiones.

72. BOE-A-2006-20764

## 3. Incentivar el leasing social y la compra de vehículos de segunda mano

Implementar una fórmula de leasing social, similar a la adoptada en Francia (Box 2), que facilite el acceso a vehículos eléctricos a personas con ingresos bajos mediante pagos mensuales accesibles (100-150€/mes<sup>73</sup>), promoviendo así una movilidad sostenible y equitativa.

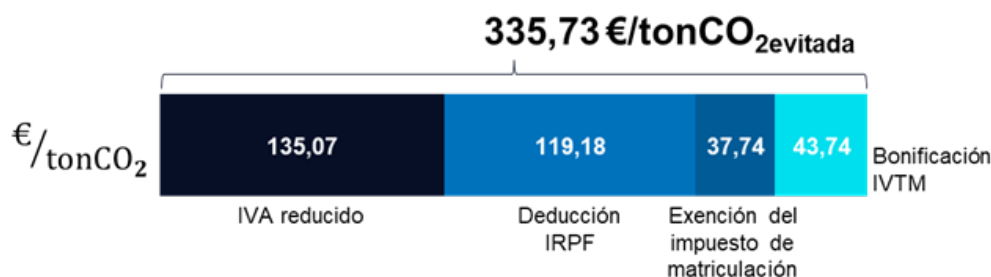
Un desafío de este esquema es que, al finalizar el periodo del leasing, el coste final del vehículo eléctrico puede dificultar su adquisición. Para abordar esta limitación, se sugiere la creación de ayudas para la compra de vehículos eléctricos de segunda mano, una medida ya implementada en Países Bajos (Box 3), que hace a los vehículos eléctricos accesibles a un mayor segmento de la población.

## 4. Fomentar la electrificación de flotas

Establecer una nueva convocatoria del plan MOVES Flotas para incentivar la adquisición de vehículos eléctricos en sectores que recorren largas distancias, especialmente en entornos urbanos, como taxis y flotas comerciales. Esto

73. Voitures électriques : fin de la location à 100 euros par mois, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Ministère chargé du Budget et des Comptes publics (2024).

Figura 81. Coste de la implementación de los beneficios fiscales para el vehículo eléctrico (€/tonCO<sub>2</sub>).



contribuiría a mejorar la calidad del aire y la salud de los habitantes de las ciudades, además de dar mayor visibilidad a la movilidad eléctrica.

Para facilitar la planificación en estos sectores, sería beneficioso que estas convocatorias se realizaran con una periodicidad anual y fechas fijas. Además, se recomienda establecer obligaciones mínimas de electrificación en flotas de última milla y metas específicas para la incorporación de autobuses eléctricos, promoviendo una mayor electrificación en el transporte público, tomando como referencia el caso de éxito de la EMT Madrid (Box 4).

### 5. Fortalecer la infraestructura de recarga y su accesibilidad

Para asegurar una infraestructura de recarga adecuada que acompañe el crecimiento de los vehículos eléctricos y responda a las necesidades de sus usuarios, es necesario definir un plan de implementación de puntos de recarga.

Este plan debe complementarse con un sistema de información nacional actualizado que detalle la capacidad y disponibilidad de los puntos de recarga, utilizando datos de uso para identificar áreas de alta demanda y planificar la expansión de la red, siguiendo el modelo de la Plataforma Nacional de Conocimiento sobre Infraestructura de Recarga implementada en Países Bajos (Box 3).

Además, se recomienda establecer objetivos de instalación en función de la afluencia de usuarios en infraestructuras clave, como aeropuertos y estaciones de tren. En este sentido, el plan también debería promover la disponibilidad de puntos de recarga en zonas rurales y rutas turísticas, favoreciendo la adquisición de vehículos eléctricos en áreas menos urbanizadas.

Asimismo, se facilitaría el seguimiento del cumplimiento del Real Decreto-Ley 7/2021, que obliga a estaciones de servicio (según su volumen de ventas) y aparcamientos públicos (de acuerdo con el número de plazas) a instalar puntos de recarga.

Para evitar retrasos en la implementación de nuevos puntos de recarga, se deben agilizar los trámites administrativos para la instalación de puntos de recarga. Actualmente, la instalación de puntos de recarga puede demorarse en torno a un mes, mientras que su tramitación puede superar el año<sup>74</sup>. Se propone establecer plazos máximos de tramitación y la posibilidad de aplicar un silencio administrativo positivo una vez superado este período.

Finalmente, a nivel privado, se sugiere simplificar y unificar los procedimientos para la instalación de puntos de recarga en comunidades de vecinos y aparcamientos residenciales, promoviendo así el desarrollo de infraestructura de carga privada.

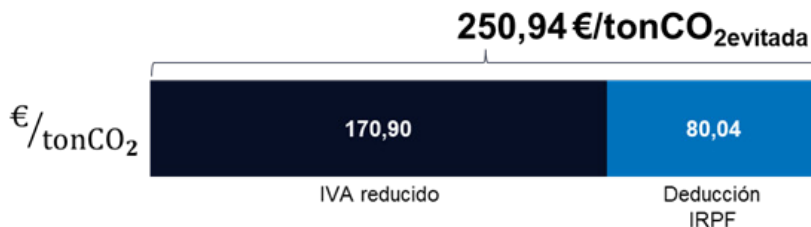
## 5.3. CALOR Y FRÍO RESIDENCIAL Y COMERCIAL

### 1. Reducir la carga fiscal sobre las bombas de calor

El IVA actual del 21% para la adquisición de bombas de calor en España, es elevado en comparación con otros países europeos como Portugal (6%), Francia (5,5% para rehabilitación y 20% para nueva construcción), Alemania (19%) y el Reino Unido (exento). Reducir este impuesto ayudaría a hacer esta tecnología más accesible en el mercado español.

74. Propuestas para una hoja de ruta de la movilidad eléctrica, AEDIVE (2023).

Figura 82. Coste de la implementación de los beneficios fiscales para las bombas de calor residenciales y comerciales (€/tonCO<sub>2</sub>)



Asimismo, se recomienda extender las deducciones fiscales en el IRPF para obras de mejora en el consumo de energía primaria no renovable o crear una nueva categoría que permita deducir parte de la inversión en aerotermia.

Similar al caso del vehículo eléctrico, el coste que supone la reducción del IVA y las deducciones fiscales para el erario se convierte en un coste de abatimiento de emisiones.

## 2. Establecer sistemas de incentivos simples y estables

Se propone crear un programa único de ayudas a largo plazo para la instalación de bombas de calor, ya que la existencia de múltiples programas con cronogramas distintos genera confusión entre los usuarios. Un esquema único y centralizado facilitaría el acceso a los incentivos, simplificando y agilizando los trámites mediante oficinas de rehabilitación tipo "ventanilla única", tal como establece el Real Decreto 853/2021.

## 3. Modificar el sistema de calificación energética de las viviendas

La calificación energética de las viviendas incluye un factor relacionado con el consumo de energía primaria. El factor de conversión de energía final a primaria, vigente desde

2016, perjudica a la electricidad frente al gas natural, lo que penaliza la calificación energética de las viviendas.

Se considera necesario actualizar este valor teniendo en cuenta la generación actual de electricidad y el creciente aporte de las energías renovables. Esto permitirá que un usuario que electrifique su sistema de calefacción con una bomba de calor obtenga una mejora superior en la calificación energética de su vivienda.

## 4. Reducir los impuestos municipales

Para incentivar aún más la instalación de bombas de calor, se recomienda aplicar reducciones en impuestos municipales como el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Se sugiere aplicar descuentos en el IBI similares a los que existen para instalaciones fotovoltaicas, que han demostrado ser efectivos en algunas comunidades autónomas para fomentar el uso de energías renovables.

Respecto al ICIO, en caso de realizar una instalación de aerotermia que requiera licencia de obras, los ayuntamientos pueden aplicar un impuesto de hasta el 4% del coste total de la obra. Se recomienda aplicar una bonificación similar a la existente para instalaciones fotovoltaicas, donde es posible reducir hasta un 95% de este impuesto.

Además, se podría reducir la cuota municipal del Impuesto sobre la Actividad Económica (IAE) en comunidades de vecinos, para que sólo haga falta el interés del propietario para instalar aerotermia, como ya se hizo con los puntos de recarga o la energía solar fotovoltaica.

### 5. Simplificar procedimientos administrativos

La instalación de calderas de gas está regulada por el Real Decreto 919/2006. Sin embargo, en el caso de la aerotermia, no existe una normativa específica para viviendas que permita un proceso simplificado de instalación. Esto implica que, además de cumplir con el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), las instalaciones de aerotermia deben cumplir con una serie de requisitos adicionales y presentar documentación complementaria, lo que complica el proceso de tramitación.

Para facilitar la instalación de bombas de calor, se recomienda modificar estas normativas e introducir un proceso específico y simplificado. Además, normativas actuales como la Ley de Propiedad Horizontal pueden limitar la instalación de sistemas de aerotermia en edificios con zonas comunes, por lo que sería necesario flexibilizar estas restricciones y estandarizar los procesos de instalación, eliminando así las barreras legales que dificultan su implementación.

## 5.4. ELECTRIFICACIÓN INDUSTRIAL

### 1. Impulsar la Electrificación Industrial a través de los PERTE

Para facilitar la transición hacia una industria más sostenible, es fundamental agilizar los plazos de solicitud y tramitación de las ayudas del PERTE de Descarbonización

Industrial, que actualmente pueden extenderse hasta 18 meses<sup>75</sup>. Estos largos plazos pueden retrasar o incluso cancelar la ejecución de proyectos.

Además, se recomienda establecer una línea específica dentro de los PERTE dedicada a proyectos de electrificación industrial. Esta línea de apoyo ofrecería incentivos y préstamos para la implementación de opciones electrificadas como de bombas de calor industriales o calderas eléctricas.

Por último, se recomienda Incluir la caldera eléctrica alimentada con electricidad renovable, con o sin almacenamiento térmico, como renovable térmica, a todos los efectos en la concesión de ayudas.

### 2. Implementar un marco fiscal competitivo a la factura eléctrica de electrointensivos

Actualmente, aunque las industrias electrointensivas pueden acogerse a una exención del 85% en el Impuesto Eléctrico (con un mínimo de 0,5 euros/MWh), enfrentan otros cargos adicionales, como el Bono Social, la Tasa Municipal y el pago al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). La Unión Europea permite la exención del FNEE para la industria electrointensiva, una medida adoptada por la mayoría de los países europeos, como Alemania y Francia, pero que no se aplica en España.

Otro aspecto que afecta la competitividad en España es la bonificación por CO<sub>2</sub> indirecto. Mientras que el gobierno alemán garantiza el máximo de ayudas por CO<sub>2</sub> indirecto durante cinco años, España asigna una cantidad

75. Electrificación directa de la industria en España, Cleantech for Iberia (2024).





inferior a la permitida por la Comisión Europea, limitando así el apoyo financiero y sin ofrecer una previsión clara de la cuantía de ayudas a medio plazo<sup>76</sup>. Además, el descuento existente del 80% en los peajes se renueva cada seis meses, lo que genera incertidumbre y dificulta la planificación.

Por todo lo anterior, es necesario garantizar la previsibilidad del coste de la electricidad a medio plazo, para que las compañías electrointensivas cuenten con estabilidad asegurada y puedan realizar planes de futuro. Además, se debe impulsar un precio competitivo, eliminando cargos como el pago al FNEE y garantizando el máximo permitido de las ayudas al CO<sub>2</sub> indirecto.

También se propone un Impuesto sobre la Actividad Económica reducido, en línea con una fiscalidad que fomente una menor huella ambiental, de tal forma que se reduzca su impacto sobre la electricidad.

76. La industria electrointensiva valora positivamente las medidas aprobadas por el Gobierno, AEGE (2024).

### **3. Promover acuerdos de compra/venta de energía renovable a largo plazo (PPAs)**

Eliminar los obstáculos administrativos y financieros que limitan la adopción de PPAs para industrias electrointensivas, como los elevados costes de conexión a la red, que encarecen el acceso a energía y dificultan la viabilidad de estos contratos. Al reducir estas barreras, se permitirá un acceso más ágil a contratos de energía a largo plazo, contribuyendo a la estabilidad de precios y favoreciendo la competitividad de las empresas.

### **4. Facilitar el acceso a redes y agilizar de procesos administrativos**

Para atraer nueva industria electrointensiva, es crucial optimizar el acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica, simplificando los trámites administrativos y ofreciendo costes de conexión competitivos. Acelerar los procesos de licitación y permisos de infraestructura energética resulta esencial para facilitar la llegada de centros de datos y otras industrias electrointensivas.

Además, se propone facilitar la financiación de las acometidas de acceso a la red, tanto para nuevas industrias como

para aquellas ya establecidas que necesiten aumentar la potencia contratada más allá de las capacidades actuales de la red. Esto podría lograrse a través de fondos europeos, el Fondo Nacional de Eficiencia Energética o mediante sistemas de pago diferido, integrando los costes de conexión como un término adicional en la factura eléctrica, permitiendo su abono en plazos.

Estas mejoras no sólo fortalecerán la viabilidad económica de los proyectos, sino que también posicionarán a la industria de centros de datos como un pilar estratégico en la transformación digital y energética de España, atrayendo inversión extranjera y fomentando la creación de empleos en sectores de alto valor añadido.

### 5.5. INNOVACIÓN, CAPACITACIÓN Y DIFUSIÓN

#### 1. Crear una plataforma informativa única de electrificación

Creación de una plataforma pública y accesible que centralice toda la información relevante sobre las distintas formas de electrificación y sus beneficios, brindando a los usuarios un espacio donde puedan consultar datos sobre las ventajas ambientales y económicas de estas tecnologías, así como las ayudas y subvenciones disponibles. Esta plataforma contribuirá a reducir el desconocimiento y la resistencia social hacia estas soluciones electrificadas.

El lanzamiento de la plataforma debe ir acompañado de campañas de concienciación para garantizar una difusión completa de la información sobre las soluciones de electrificación disponibles a través de este recurso.

77. Régimen general de deducciones – Artículo 35 LIS “Deducción por actividades de investigación y desarrollo e innovación tecnológica”, Agencia Tributaria.

#### 2. Desarrollar y atraer capital humano especializado en electrificación

La electrificación implica el uso de nuevas tecnologías, lo que requiere personal técnico cualificado para responder a la creciente demanda de especialistas en el sector, desde los vehículos eléctricos y las bombas de calor hasta los centros de datos.

Con este objetivo, es fundamental establecer un sistema de formación y titulaciones específicas, en colaboración con universidades y centros tecnológicos, para capacitar a nuevos profesionales y ampliar las capacidades de los profesionales existentes. Asimismo, se debe promover la colaboración con instituciones y empresas internacionales para facilitar la transferencia de conocimientos y la adopción de mejores prácticas en electrificación.

#### 3. Impulsar la investigación y desarrollo de soluciones innovadoras

Fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías de electrificación, como nuevas baterías que incrementen la autonomía de los vehículos eléctricos, tecnologías de recarga de alta potencia, bombas de calor de alta temperatura o electrolizadores. Para lograr este objetivo, es necesario incentivar la innovación para favorecer la competitividad de España en el ámbito de la electrificación y acelerar la llegada al mercado de estas soluciones.

Se propone aumentar los porcentajes de deducción fiscal: actualmente, los proyectos relacionados con investigación y desarrollo (I+D) pueden deducir un 25% del impuesto de sociedades, mientras que los proyectos de innovación tecnológica sólo un 12%<sup>77</sup>.



## Lista de Figuras

Figura 1. Consumo de energía global y desglose europeo. ....	12
Figura 2. Emisiones de dióxido de carbono en la Unión Europea (MtCO <sub>2</sub> ).....	13
Figura 3. Consumo de energía final en España (%).....	14
Figura 4. Consumo de energía final por sector.....	14
Figura 5. Emisiones de gases de efecto invernadero.....	15
Figura 6. Emisiones por usos energéticos distribuida por sector (MtCO <sub>2</sub> ).....	16
Figura 7. Países con mayores emisiones en Europa.....	16
Figura 8. Objetivos del PNIEC a 2030.....	17
Figura 9. Palancas de electrificación.....	18
Figura 10. Cuota de matriculación de vehículos eléctricos.....	20
Figura 11. Vehículos eléctricos matriculados por cada mil habitantes en países europeos.....	21
Figura 12. Ventas de vehículos eléctricos en Portugal (unidades).....	22
Figura 13. Incentivos fiscales y exenciones para adquirir un vehículo eléctrico en Portugal.....	23
Figura 14. Eficiencia energética de un vehículo eléctricos vs. vehículos de combustión interna.....	24
Figura 15. Coste de la energía de vehículo eléctricos vs. vehículo de combustión interna.....	25
Figura 16. Desglose del Coste Total de Propiedad de un vehículo eléctrico.....	26
Figura 17. Comparación del Coste Total de Propiedad de un vehículo eléctricos vs. vehículo de combustión interna.....	26
Figura 18. Variación mensual de las ventas de vehículos eléctricos en Alemania en comparación con el año anterior (%).....	28
Figura 19. Variación mensual de las ventas de vehículos eléctricos en Francia en comparación con el año anterior (%).....	29
Figura 20. Puntos de recarga en países europeos.....	30
Figura 21. Top 10 de ciudades con mayor cantidad de puntos de recarga (2024).....	31
Figura 22. Distribución de puntos de recarga en España (septiembre 2024).....	33
Figura 23. Centro de operaciones de Carabanchel.....	34
Figura 24. Escenarios penetración de vehículos eléctricos a 2030.....	35
Figura 25. Emisiones evitadas de CO <sub>2</sub> en escenarios futuros de movilidad eléctrica.....	36
Figura 26. Demanda de electricidad en escenarios futuros de movilidad eléctrica (GWh).....	37
Figura 27. Ahorro en combustible en escenarios futuros de movilidad eléctrica (M€).....	37
Figura 28. Distribución del consumo de energía final en el sector residencial y comercial.....	38
Figura 29. Distribución del consumo de energía final por usos en el sector residencial.....	38
Figura 30. Ratio de ventas de bombas de calor en 2023 (izquierda) y bombas de calor totales (derecha) por cada 1.000 viviendas.....	39
Figura 31. Ventas de bombas de calor en España en 2023 (izquierda) y variación de ventas en países europeos entre 2022 y 2023 (derecha).....	40
Figura 32. Incorporación de bombas de calor en países nórdicos.....	41
Figura 33. Eficiencia de bombas de calor vs. caldera de gas.....	42
Figura 34. Coste de la energía final consumida de una bomba de calor vs. calderas de gas natural y gasóleo.....	43
Figura 35. Coste total de propiedad de caldera de combustible fósil vs. Aerotermia.....	44
Figura 36. Punto de equilibrio de una bombas de calor vs. Caldera de gas natural.....	45
Figura 37. Bomba de calor de Mannheim, Alemania.....	46
Figura 38. Distribución de potencia instalada de redes de calor urbanas en España.....	47
Figura 39. Aporte de redes de calor urbanas a la calefacción urbana.....	48
Figura 40. Energía suministrada por bombas de calor.....	49
Figura 41. Escenarios de penetración de bombas de calor en sector residencial y comercial a 2030.....	49
Figura 42. Demanda de electricidad en escenarios futuros de bombas de calor (GWh).....	50
Figura 43. Emisiones evitadas de CO <sub>2</sub> en escenarios futuros de bombas de calor.....	50
Figura 44. Ahorro en combustible en escenarios futuros de bombas de calor.....	51
Figura 45. Consumo de energía final y emisiones en el sector industrial.....	51
Figura 46. Distribución del consumo de energía final y emisiones entre las principales actividades industriales en España.....	52
Figura 47. Distribución del consumo de energía final por usos finales y desglose de la producción de calor por fuente de energía.....	52
Figura 48. Distribución de la demanda de energía final para producción de calor por rango de temperatura.....	53

Figura 49. Implementación de bomba de calor en planta de Nestlé, La Penilla de Cayón. ....	54
Figura 50. Bombas de calor industriales de media temperatura. ....	55
Figura 51. Consumo de energía final para producción de calor en España. ....	56
Figura 52. Comparación del Coste Total de Propiedad de una caldera de gas, una caldera eléctrica y bomba de calor en el sector industrial. ....	57
Figura 53. Retorno de la inversión vs. eficiencia de bomba de calor. ....	58
Figura 54. Porcentaje de la demanda de calor ( $\leq 200^{\circ}\text{C}$ ) cubierta por la electrificación. ....	59
Figura 55. Demanda de electricidad en escenarios futuros de bombas de calor industriales (GWh). ....	60
Figura 56. Emisiones evitadas de $\text{CO}_2$ en escenarios futuros de bombas de calor industriales. ....	60
Figura 57. Ahorro en combustible en escenarios futuros de bombas de calor industriales. ....	61
Figura 58. Coste nivelado de la electricidad solar y eólica en los países con mayor producción industrial (% de ventas) en la Unión Europea. ....	61
Figura 59. Comparativa de precios eléctricos finales en la industria electrointensiva. ....	62
Figura 60. Generación eléctrica en Islandia en 2023 (Izquierda) y Cuota de generación renovable en 2023 (Derecha). ....	63
Figura 61. Planta Alcoa Fjarðaal (Izquierda) y Centro de datos de Verne Global (Derecha). ....	64
Figura 62. Necesidades energéticas de un centro de datos. ....	65
Figura 63. Proyección del consumo eléctrico en centros de datos a 2030. ....	65
Figura 64. Acuerdos de compraventa de electricidad a largo plazo de las principales empresas tecnológicas. ....	66
Figura 65. Distribución de centros de datos en España. ....	67
Figura 66. Aplicaciones del hidrógeno. ....	68
Figura 67. Capacidad de electrólisis de los proyectos de hidrógeno. ....	71
Figura 68. Impacto de la electrificación en el hogar. ....	72
Figura 69. Demanda de electricidad en los escenarios electrificación (TWh). ....	73
Figura 70. Emisiones evitadas anuales de $\text{CO}_2$ por escenario de electrificación ( $\text{MtCO}_2/\text{año}$ ). ....	74
Figura 71. Emisiones evitadas acumuladas de $\text{CO}_2$ por escenario de electrificación ( $\text{MtCO}_2$ ). ....	74
Figura 72. Ahorro en combustible anual en los escenarios de electrificación ( $\text{M€}/\text{año}$ ). ....	75
Figura 73. Ahorro en combustible acumulado en los escenarios de electrificación ( $\text{M€}$ ). ....	76
Figura 74. Demanda de electricidad en 2030 (TWh). ....	77
Figura 75. Evolución de la generación eléctrica entre 2019 y 2024 en España (TWh). ....	78
Figura 76. Mix de generación eléctrica renovable en España (2024). ....	79
Figura 77. Evolución de la potencia de generación eléctrica en España (GW). ....	79
Figura 78. Evolución de la potencia renovable de generación eléctrica en España (GW). ....	80
Figura 79. Previsión de potencia instalada renovable del PNIEC para 2030 vs 2024 (GW). ....	80
Figura 80. Medidas propuestas para acelerar la electrificación del consumo final de energía. ....	81
Figura 81. Coste de la implementación de los beneficios fiscales para el vehículo eléctrico ( $\text{€}/\text{tonCO}_2$ ). ....	85
Figura 82. Coste de la implementación de los beneficios fiscales para las bombas de calor residenciales y comerciales ( $\text{€}/\text{tonCO}_2$ ). ....	87

## Lista de Tablas

Tabla 1. Comparación del Coste Total de Propiedad de un vehículo eléctrico vs. vehículo de combustión interna (miles de euros). ....	27
Tabla 2. Ayudas directas a proyectos seleccionados como IPCEI Hy2Use. ....	70

## Lista de Boxes

Box 1. Fomento de vehículos eléctricos en Portugal. ....	22
Box 2. Impacto de los incentivos en las ventas de vehículos eléctricos. ....	29
Box 3. La red de recarga de vehículos eléctricos en Países Bajos. ....	31
Box 4. Electrificación del transporte público en Madrid. ....	34
Box 5. Las bombas de calor en los países nórdicos. ....	41
Box 6. Potencial de las bombas de calor en redes de calor urbanas. ....	46
Box 7. Implementación de bombas de calor en el sector industrial. ....	54
Box 8. Islandia: energía renovable para atraer industria electrointensiva. ....	63





## El Momento de la Electrificación

ENERGÍA RENOVABLE PARA UNA ECONOMÍA COMPETITIVA

