

LA ELECTRIFICACIÓN Y LAS REDES: CLAVES EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

DICIEMBRE. 2024
www.entra-coalicion.com

CONTENIDO

<i>Resumen ejecutivo</i>	<i>2</i>
<i>Introducción</i>	<i>5</i>
<i>Importancia de la electrificación.....</i>	<i>7</i>
<i>La demanda, la necesidad de inversiones en redes y los mecanismos de flexibilidad</i>	<i>10</i>
<i>Barreras específicas a la industria y soluciones.....</i>	<i>15</i>
<i>Barreras específicas en doméstico y soluciones.....</i>	<i>19</i>
<i>Ventajas para la demanda asociados a la electrificación</i>	<i>21</i>
<i>Tecnología necesaria para la participación implícita y explícita de la demanda.....</i>	<i>23</i>
<i>Participantes en la Comisión de Electrificación</i>	<i>25</i>

RESUMEN EJECUTIVO

Una electrificación gestionada y el uso óptimo y desarrollo de redes eléctricas son pilares fundamentales para descarbonizar sectores clave como el transporte, la industria y los hogares. Esto es esencial para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, en línea con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, así como con las ambiciones de RePowerEU para reducir la dependencia de combustibles fósiles en Europa. Además de apoyar uno de los pilares del Informe Draghi que sitúa la electrificación como un componente esencial de la descarbonización y la competitividad industrial de la Unión Europea.

Según el PNIEC 2024, se espera que la electrificación directa alcance el 32,8% del consumo final en España para 2030, por debajo del objetivo europeo del 35% y lejos del 60% proyectado para 2050. El plan prevé un incremento en la demanda eléctrica de 81 TWh respecto a 2020, impulsado por objetivos como 12 GW de capacidad de electrolizadores (51 TWh) y 5,5 millones de vehículos eléctricos para 2030 pero esto no parece suficiente, tampoco para integrar la fuerte generación renovable por la que apuesta el PNIEC en el consumo de energía final.

La electrificación en sectores como transporte, industria y residencial, con tecnologías como bombas de calor, con autoconsumo y almacenamiento, vehículos eléctricos y gestión de la demanda, ofrece beneficios como menor emisión de gases de efecto invernadero, mayor eficiencia e independencia energética. A pesar de estas ventajas, el PNIEC necesita medidas adicionales para maximizar la electrificación y asegurar una transición energética efectiva.

El desarrollo de las energías renovables ha avanzado significativamente, pero la falta de electrificación del consumo genera un desequilibrio que amenaza con frenar la transición energética, aminorando además la competitividad de nuestra industria. Para integrar eficientemente la producción renovable en el consumo final, es indispensable invertir en que las redes eléctricas sean robustas, digitales y flexibles. Aunque el PNIEC estima una inversión de 52 mil millones de euros en redes para 2030, se necesita un enfoque más dinámico y planificado que priorice la digitalización, la observabilidad, capacidad anticipada y mecanismos de flexibilidad para optimizar el uso eficiente de estas inversiones y se requiere un marco regulatorio renovado que incentive dicha inversión y desarrolle herramientas de flexibilidad, garantizando una electrificación eficiente y sostenible.

En cuanto a la inversión en redes, el modelo actual, basado en un crecimiento vegetativo, no responde al aumento acelerado de la demanda por electrificación, ni a promover la optimización del uso de las redes.

Es necesario tanto anticipar necesidades con inversiones, con la optimización del uso de la red existente y futura, con creación de mercados y procedimientos que doten de la flexibilidad necesaria al gestor de la red de tal forma que se eviten congestiones, permitan integrar nuevas demandas y generación renovable y permita una gestión eficiente del sistema. Además, el límite de inversión en redes al 0,13% del PIB en España obstaculiza el desarrollo necesario, lo que demanda una regulación más ágil y adaptada, pero, sobre todo, también

son necesarios los mecanismos de flexibilidad, como mercados locales y accesos flexibles - claves para optimizar el uso de las redes- y gestionar la demanda activa para permitir añadir nuevos consumos eléctricos. Esto permite evitar cuellos de botella, ajustar consumos a la capacidad de las redes y maximizar la integración de recursos renovables. Sin esta estrategia, la transición energética no será viable.

Además, existen barreras significativas a las que se enfrenta la electrificación de la industria, pero también la demanda doméstica y para cuya resolución se necesita, entre otras cosas, el desarrollo de un marco normativo que equilibre los costes, haga más atractivas las inversiones en tecnologías innovadoras y fomente un entorno competitivo que permita a las empresas reducir su dependencia de combustibles fósiles. De igual forma es necesario la implementación de incentivos fiscales que promuevan la electrificación de estos sectores y en especial el doméstico.

Con respecto de la industria, estas barreras están relacionadas con los costes operativos (OPEX) y las inversiones iniciales necesarias (CAPEX). En cuanto a los costes operativos, la electricidad es más cara que el gas natural para la industria en España, a pesar de contar con uno de los mercados mayoristas más competitivos de Europa. Este alto coste se ve agravado por los elevados servicios de ajuste de red y las cargas impositivas como el impuesto del 7% a la venta de producción eléctrica, lo que penaliza especialmente a la industria electro-intensiva. Además, las compensaciones por CO2 indirecto son mucho menores en España en comparación con otros países como Alemania, lo que pone en desventaja al sector industrial español frente a sus competidores europeos.

Respecto a las inversiones iniciales, muchas de las tecnologías necesarias para la electrificación aún están en desarrollo. Esto genera incertidumbre sobre su confiabilidad y su capacidad para satisfacer las necesidades de procesos industriales más complejos, lo que desincentiva la inversión por parte de las empresas.

Para abordar estas barreras, se proponen soluciones enfocadas en la financiación, la reducción de costes y el apoyo regulatorio, así como al i+D de nuevas tecnologías o mejora de las actuales. Entre las medidas destacan la creación de un mercado nacional para certificados de carbono bajo el Acuerdo de París, que permita financiar proyectos de electrificación, y la implementación de subastas específicas de CO2 similares a las de Alemania, donde las industrias compiten por ayudas según su capacidad de reducir emisiones. También se propone la creación de un mercado de control de tensión, eliminar barreras para aumentar la competencia en los mercados de balance, para reducir los costes de los servicios de ajuste y la modificación del sistema de tarifas para incentivar una gestión más eficiente de la demanda energética. En términos de regulación, es necesario incrementar las compensaciones por CO2 indirecto en España y reducir las cargas impositivas de la electricidad para hacerla más competitiva frente a otros países.

Por otro lado, la electrificación de la demanda doméstica es esencial para la transición energética, pero enfrenta barreras relacionadas principalmente con los altos costes iniciales de implementación y la falta de incentivos claros y accesibles. La adquisición de tecnologías como bombas de calor, autoconsumo, almacenamiento o vehículos eléctricos supone una inversión significativa que muchas familias no pueden asumir. Aunque existen programas de

ayudas, en muchos casos son limitados, complejos o de difícil acceso, lo que desincentiva la electrificación en los hogares. Además, el coste de la electricidad frente a otros combustibles sigue siendo un obstáculo.

Para superar estas barreras económicas se proponen soluciones fiscales como deducciones en el IRPF o el IBI por inversiones en electrificación. También se plantea la ampliación y simplificación de las subvenciones para la instalación de tecnologías de electrificación, lo que permitiría a más familias beneficiarse sin trámites excesivos ni demoras.

El desarrollo del vehículo eléctrico es otra área clave. Modelos como el leasing de vehículos eléctricos en Francia demuestran su efectividad. Este programa, que exige criterios de sostenibilidad y fabricación europea, no solo fomenta la electrificación, sino que también apoya la industria local. Replicar este modelo en España con condiciones adaptadas podría acelerar la transición al vehículo eléctrico y generar beneficios económicos y sociales considerables.

La electrificación de la demanda genera beneficios significativos en múltiples ámbitos, posicionándose como una herramienta clave para el bienestar de los consumidores y el progreso de la sociedad. A nivel ambiental, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, mejora la calidad del aire y contribuye a mitigar el cambio climático. Económicamente, permite ahorros a largo plazo gracias a menores costes operativos y de mantenimiento, además de ofrecer estabilidad en los precios energéticos al diversificar la matriz con fuentes renovables. Su alta eficiencia energética también reduce el consumo total de energía en comparación con los combustibles fósiles.

En el plano tecnológico, la electrificación impulsa la innovación en sectores como la automoción, el almacenamiento y la gestión activa de energía, promoviendo soluciones sostenibles y avanzadas. Facilita además la integración de energías renovables en la red eléctrica, maximizando su aprovechamiento a través de tecnologías como los vehículos eléctricos, que pueden actuar como almacenamiento móvil o el almacenamiento detrás de contador, que participando de forma agregada en los mercados (formando VPPs), presentan relevantes ventajas frente a los grandes almacenamientos centralizados en cuanto a redundancia y seguridad en la prestación del servicio por su carácter distribuido. Asimismo, empodera a los consumidores al permitirles participar en mercados energéticos, mediante la gestión activa de la demanda para aprovechar precios bajos y optimizar el consumo.

Por lo tanto, es claro que la electrificación mejora la calidad de vida, promueve la sostenibilidad y refuerza la resiliencia económica.

INTRODUCCIÓN

Europa se ha marcado una política energética de descarbonización muy ambiciosa, con el objetivo final de ser neutros en carbono en 2050. Además, el informe de Mario Draghi sobre la competitividad de la Unión Europea aborda la electrificación como un componente esencial de la descarbonización y la competitividad industrial.

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España, el PNIEC, constituye la herramienta base para fijar la reducción de emisiones de España para el año 2030, y presenta un objetivo muy ambicioso. En concreto, entre otras medidas, el plan prevé la instalación de 80 GW de capacidad renovable, fundamentalmente eólica y fotovoltaica, adicional a la ya instalada, para alcanzar un objetivo final de producción eléctrica renovable del 81% (en 2023 ha sido del 50%), incluyendo 19GW de autoconsumo (generación distribuida)

El plan considera un incremento de la demanda eléctrica del 23% en 2030 sobre 2023 gracias a medidas de electrificación, como disponer de un parque de vehículos eléctricos de 5,5 millones en 2030, así como el consumo de unos 50 TWh de electricidad para la producción de hidrógeno mediante 12 GW de electrolizadores instalados, y la exportación de 27 TWh de energía a terceros países. Aun así, el plan cuenta con tener producción renovable que no podrá ser utilizada, los conocidos en la jerga del sector como vertidos renovables, de 22 TWh.

Sin embargo, el nuevo Plan establece estos objetivos sin una planificación de medidas concretas a largo plazo que den certidumbre a los inversores para que se acometan las inversiones necesarias.

Mientras que parece un objetivo factible instalar la capacidad de generación renovable del plan, dado el apetito inversor de los agentes, surgen serias dudas sobre el cumplimiento de las medidas para incrementar la demanda. El objetivo de 5,5 millones de vehículos eléctricos es claramente inalcanzable (prácticamente tendría que ser 4 vehículos eléctricos de cada 5 vehículos vendidos). La instalación de 12 GW de electrolizadores también se antoja bastante difícil de alcanzar si no se toman medidas drásticas (hay ayudas concedidas para sólo 2 GW, y son claramente insuficientes por lo que no todos van a instalarse) teniendo en cuenta que tan sólo faltan 6 años. Además, tampoco está nada claro que pueda lograrse exportar los excedentes renovables conforme lo previsto (esta primavera, con precios negativos en España estábamos importando de Francia, con precios mucho más negativos que los de España) y falta un objetivo realista para el almacenamiento y gestión energética detrás de contador (1,6GW contando con 19GW de autoconsumo se considera técnicamente insuficiente).

Sin embargo, a pesar de las dificultades, es necesario seguir avanzando en el proceso de descarbonización. A pesar de contar con un sector eléctrico altamente descarbonizado, 2/3 partes de nuestro consumo de energía final es fósil, la mitad es petróleo, consumido fundamentalmente en el transporte, y el resto es gas natural, consumido en la industria y en los sectores residencial y servicios.

España tiene un gran potencial para avanzar hacia un modelo energético sostenible gracias a su posición estratégica y recursos naturales. El país puede reducir su dependencia de combustibles fósiles mediante energías renovables, eficiencia energética e innovación tecnológica.

Por ejemplo, la energía solar destaca como una gran oportunidad, especialmente en regiones como Andalucía y Extremadura, con alta radiación solar. Los paneles fotovoltaicos, tanto en hogares como en industrias, pueden cubrir una parte importante de la demanda eléctrica. La energía eólica también juega un papel clave, España es líder en energía terrestre, con un potencial en eólica. Además, la hidroeléctrica y la biomasa ofrecen otras alternativas localizadas. Las plantas hidroeléctricas existentes pueden en algunos casos adaptarse a un funcionamiento reversible, y los residuos agrícolas y forestales pueden aprovecharse para generar energía térmica.

Además, parte del consumo fósil puede ser sustituido por bioenergías (biocarburantes, biogás y biomasa) pero los recursos disponibles en España son limitados, y las alternativas para incrementarlos no son sostenibles: los cultivos energéticos son intensivos en suelo, compiten con alimento y desgastan la tierra, y la importación de bioenergías de terceros países conducen a un incremento de emisiones en los países de origen al ser sustituidos por combustibles fósiles. Por tanto, será necesario electrificar, directa o indirectamente (a través del hidrógeno y sus carburantes sintéticos derivados) la mayor parte del consumo de energía fósil de hoy.

Por tanto, se hace necesario acompañar el desarrollo de generación renovable del PNIEC con incrementar notablemente la demanda de energía eléctrica prevista en dicho plan. En caso contrario, se ralentizará la inversión renovable y con ello el avance de todo el plan, dado que, si no somos capaces de consumir la energía eléctrica producida por las plantas renovables, éstas no se llevarán a cabo.

Para posibilitar esta electrificación, hacen falta al menos dos cosas: la primera, dar los incentivos adecuados para motivar a los consumidores, domésticos e industrias, a gestionar sus hábitos de consumo de energía, y la segunda, será necesario disponer de una red de distribución con capacidad de dar acceso a los consumidores cuando tomen la decisión de electrificar sus consumos. Para lo primero será necesario adoptar varias medidas de orden diferente (despliegue de puntos de recarga rápida de bajo coste en las carreteras, de carga lenta en las ciudades, medidas de desgravación fiscal a la inversión en electrificación, revisión de la fiscalidad energética, subvenciones a la inversión en industrias, etc.). Para lo segundo, será necesario revisar en profundidad la regulación de la actividad de distribución (incentivando la creación de mercados locales, así como el uso de mecanismos de flexibilidad, reconociendo una tasa retributiva eficiente, eliminando límites a la inversión, considerando inversiones anticipadas, dando certidumbre sobre el reconocimiento de las inversiones, etc.).

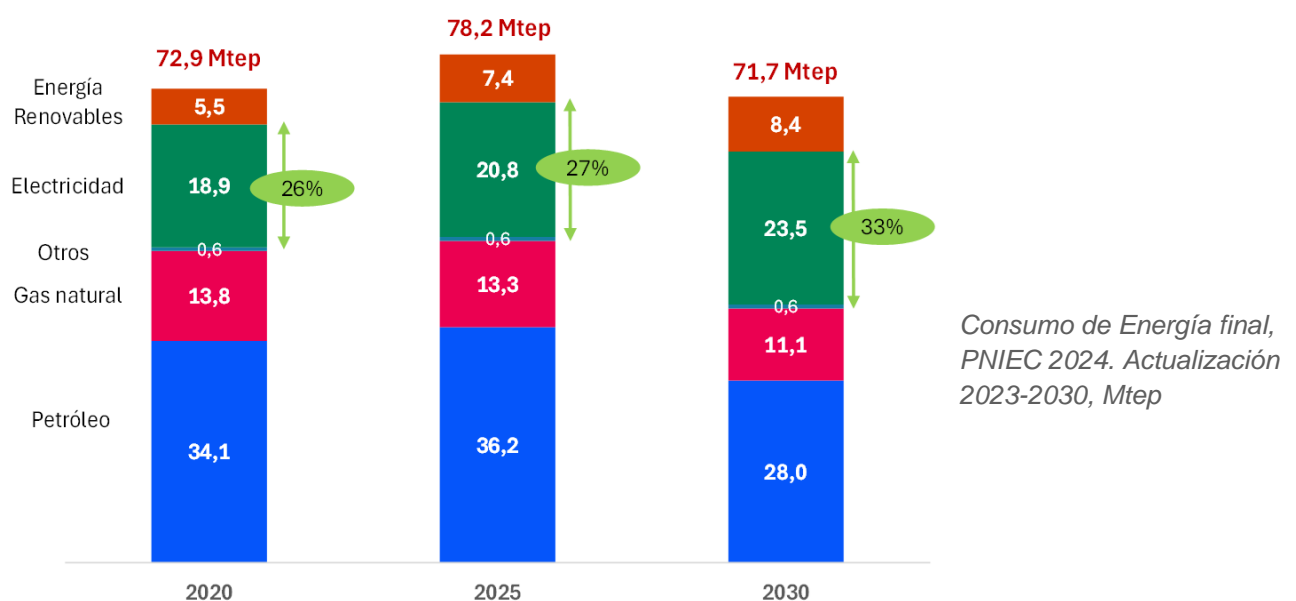
Concluyendo, es necesario ampliar las miras y desarrollar todas las palancas, más allá de las renovables: el almacenamiento, la demanda y las redes. La demanda (electrificación y flexibilidad) y las redes son las grandes ausentes del PNIEC y aunque para el almacenamiento si hay objetivos, no hay herramientas de cómo llegar a ello (ni hay un

mercado de capacidad, ni la normativa actual de acceso y conexión lo permite). El PNIEC tampoco contempla una estrategia de electrificación de la demanda efectiva, ni cómo incentivar las inversiones en redes necesarias para conectar la demanda, ni como fomentar el uso óptimo de la red instalada gracias a la flexibilidad de la demanda. Podemos decir que en el PNIEC hay objetivos, pero no hay “un plan”. En los siguientes capítulos se analiza por un lado la importancia de la electrificación, y, por otro, la importancia de las redes flexibles en la transición energética.

IMPORTANCIA DE LA ELECTRIFICACIÓN

La electrificación de la demanda es mucho más que un simple cambio en la forma en que se consume energía. Es un proceso transformador que redefine la manera en que se interactúa con el entorno energético, y su importancia radica en una serie de razones clave como es alcanzar los objetivos de reducción de las emisiones de gases nocivos de efecto invernadero para alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. La electrificación es el proceso por el que se sustituyen las fuentes de energía fósiles –como el carbón, el petróleo y el gas– por electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, como la solar, la eólica, la hidráulica y la geotérmica. La electrificación, por tanto, es la palanca por la que ciudades, industrias y hogares abandonan el consumo de combustibles fósiles y, la parte que no puede sustituirse por bioenergías, lo sustituyen por consumo eléctrico procedente de fuentes renovables.

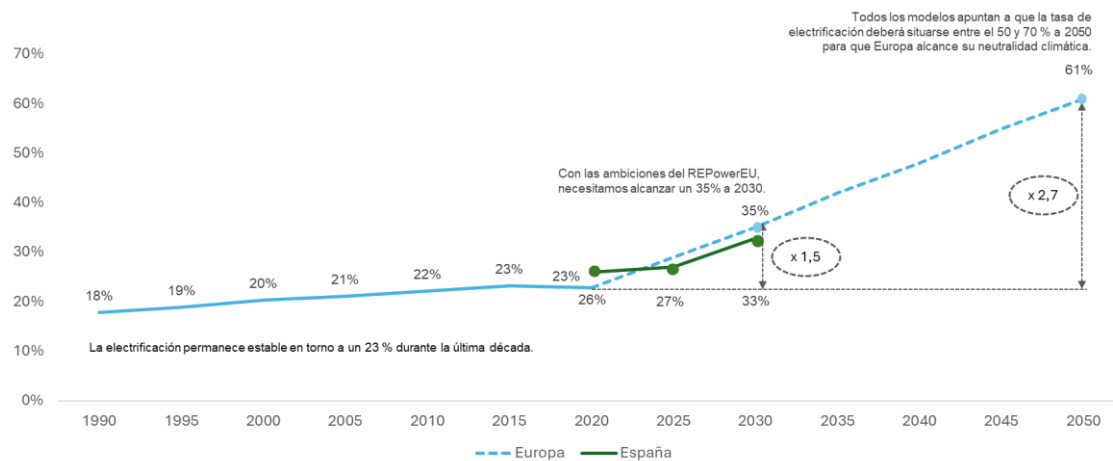
Según la versión final del PNIEC 2023-2030 publicado en septiembre de 2024 (PNIEC 2024), se prevé una reducción del consumo de energía final de 72,9 Mtep en 2020 a 71,7 Mtep a 2030. Sin embargo, el nivel de electrificación directa sigue sin ser suficiente ya que se prevé



que la electricidad cubra un 27% del consumo final de energía en España en 2025 y un 32,8% en 2030¹.

En el contexto de las ambiciones de RePowerEU, la Unión Europea aspira a alcanzar un 35% de electrificación media para 2030, con lo cual, el porcentaje de electrificación del 32,8% en España, pese a la fuerte presencia de renovable en la producción eléctrica, sigue siendo insuficiente.

Además, si analizamos las proyecciones para 2050 a partir del escenario intermedio del informe de *Eurelectric Decarbonisation Speedways*², la Unión Europea debería alcanzar al menos un 60% de electrificación. Sin embargo, las aspiraciones del PNIEC español sitúan nuestra trayectoria por debajo de lo requerido para alcanzar esta meta, lo que implica la necesidad de un esfuerzo adicional significativo en la próxima década para alcanzar los objetivos a largo plazo.



Fuente: Elaboración propia. Datos de *Eurelectric Decarbonisation Speedways* y *PNIEC 2024*

Por actividad, los principales ejes de la electrificación son (i) en el sector transporte, especialmente el transporte por carretera y (ii) en los procesos de producción del sector industrial, sustituir los combustibles fósiles por energía eléctrica, y (iii) sustituir el agua caliente y la calefacción de gas natural por termos eléctricos y bombas de calor y frío en el residencial, servicios e industrial.

Existen tecnologías maduras para la electrificación, principalmente en sectores difusos, como vehículos eléctricos para el transporte, el almacenamiento térmico para la industria, bombas de calor (tanto para uso industrial como calefacción y agua caliente sanitaria en uso doméstico y servicios), y otros tipos de electrodomésticos para los hogares. En vías de desarrollo existe el vector energético del hidrógeno como electrificación indirecta. Producido por electrólisis mediante fuentes de origen renovable, el hidrógeno verde es una tecnología

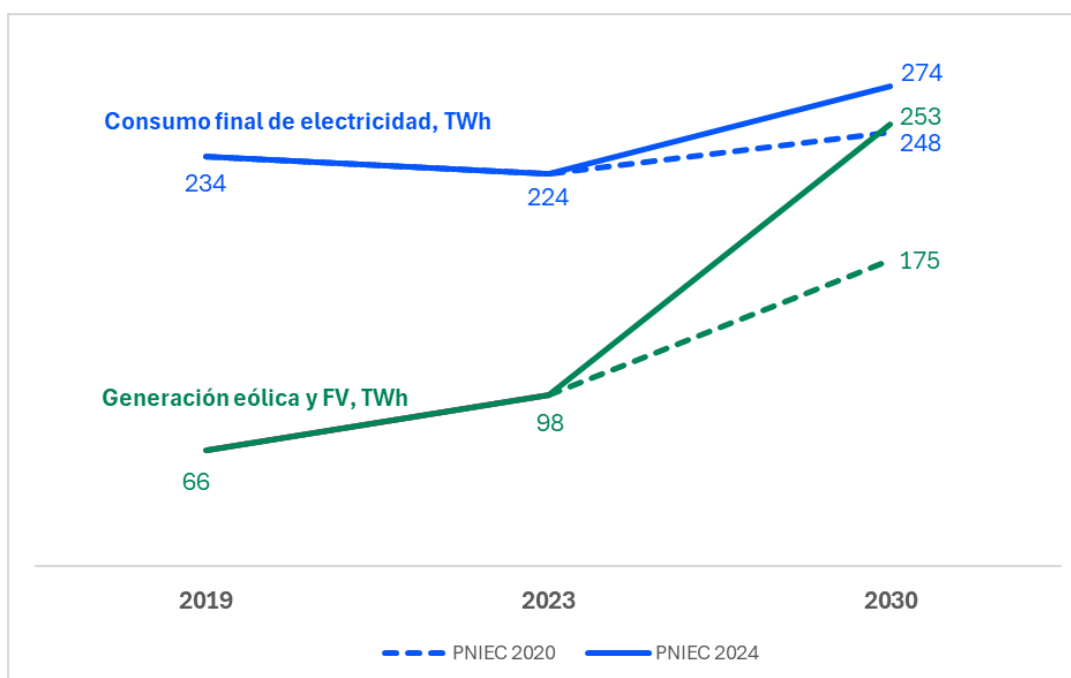
¹ El consumo de energía final excluye los consumos no energéticos, pero incluye el transporte internacional en línea con el cálculo que hace eurelectric para determinar la cuota de electrificación media en la Unión Europea necesaria para alcanzar los ambiciones del RepowerEU. Fuente: *Decarbonisation Speedways* (Junio 2023) y *Repowering Europe and Delivering Clean Energy Resilience* (Diciembre 2023).

² www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/06/extended-full-report_decarbonisation-speedways.pdf

adecuada para aquellos procesos y operaciones que requieran de una mayor densidad energética que la que pueda proporcionar la energía eléctrica. Posibles ejemplos de aplicación son sectores como el transporte pesado³ o aviación y la industria de alta temperatura. La industria consume gas natural para usos térmicos y en algunos casos producción de H2 como materia prima, y aunque en muchos casos ya existen soluciones eléctricas viables, en otros usos no existen alternativas tecnológicas factibles para descarbonizar estos procesos si no es mediante el uso del hidrógeno verde.

La sustitución de la electricidad generada por combustibles fósiles por energía generada por fuentes renovables, unida a la electrificación de los usos finales, aporta numerosas ventajas: reducción de gases de efecto invernadero, mejor calidad del aire, energía más limpia, ahorro energético gracias a la elevada eficiencia energética, especialmente de vehículos eléctricos y bombas de calor, en comparación con las alternativas de energías fósiles, e independencia energética. La electrificación debería ser cada vez más atractiva a medida que se integren los recursos renovables proyectados, considerando que el coste de la energía eléctrica tenderá a la baja, mientras que el coste de los derechos de emisión de CO2 que afectan a los combustibles fósiles debería ser cada vez más elevado.

En total, el PNIEC recientemente publicado estima un aumento de la demanda de electricidad por electrificación de la energía final de un 10% respecto de la versión anterior. Este aumento contrasta con el aumento en más del doble de la potencia instalada renovable (eólica y fotovoltaica) de esta versión respecto a anterior (PNIEC 2020).



Fuente: Elaboración propia con datos del PNIEC 2020 y 2024

La demanda peninsular se incrementa en 81TWh respecto al anterior versión de 2020. Pero gran parte de este aumento es debido a la demanda de los electrolizadores, cuya capacidad

³ El rendimiento del vehículo eléctrico y de la bomba de calor es muy superior al del ciclo del hidrógeno.

se incrementa hasta los 12 GW que, se estima, pueden consumir unos 51 TWh de electricidad (4.200 horas). No obstante, no se proporciona información detallada del régimen de operación de estos dispositivos; en ningún apartado del documento se menciona ni la energía eléctrica renovable necesaria para abastecer a los electrolizadores, ni la cantidad de hidrógeno verde producido, ni el consumo por sectores de demanda final: industria, transporte, cantidad dedicada a exportación, etc. Por otro lado, la ambición en los objetivos de vehículo eléctrico experimenta un ligero aumento (5 a 5,5 millones) pero aun así se percibe como un objetivo de imposible cumplimiento, teniendo en cuenta que hoy en día contamos con un parque automovilístico eléctrico que todavía no alcanza siquiera el medio millón.

En conclusión, nuestro PNIEC apuesta muy fuerte por la generación renovable, pero no lo suficiente por la electrificación como una palanca clara accesible en el corto-medio plazo para integrar la generación renovable en el consumo de energía final.

LA DEMANDA, LA NECESIDAD DE INVERSIONES EN REDES Y LOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD

Durante los últimos años, el foco de la transición energética se ha puesto en el desarrollo de energías renovable, que cada vez tienen un peso mayor en el mix de generación. Sin embargo, la electrificación del consumo se ha dejado de lado y esto implica que se está produciendo un desequilibrio entre la abundancia de producción renovable y la falta de demanda que consuma esta producción. Esto provoca excesos de producción que amenazan con frenar el desarrollo renovable poniendo en riesgo la transición, y desaprovechando la oportunidad económica que supone.

Aunque las redes hoy en día son cuello de botella al desarrollo de renovable⁴, ya hay acceso concedido a generación renovable mucho más allá de los objetivos del PNIEC. A 31 de diciembre de 2023 había acceso concedido más que suficiente para cumplir con los objetivos del PNIEC⁵. En concreto, 83 GW de FV y 31 GW de eólica (el doble de lo ya instalado). Sin embargo, la mayor demanda eléctrica va a requerir un desarrollo significativo de las redes de electricidad, y en particular de las redes de distribución. La generación distribuida y el autoconsumo, así como la mayor parte de la nueva demanda eléctrica van a requerir una red de distribución digitalizada y robusta. Sin embargo, no se puede invertir en redes sin hacer nada más, las inversiones en redes deben ir acompañadas de mecanismos de flexibilidad que permitan una gestión más activa y optimizada de las mismas. Los mecanismos necesarios son la capacidad de acceso flexible y el desarrollo de los mercados locales de flexibilidad, que deberán ir acompañados de incentivos necesarios para que los distribuidores apuesten por este tipo de mecanismos.

En este sentido, el PNIEC estima unas inversiones en redes para lograr los objetivos de unos 52 mil M€ aproximadamente en el periodo 2021-2030 pero no especifica qué porcentaje se

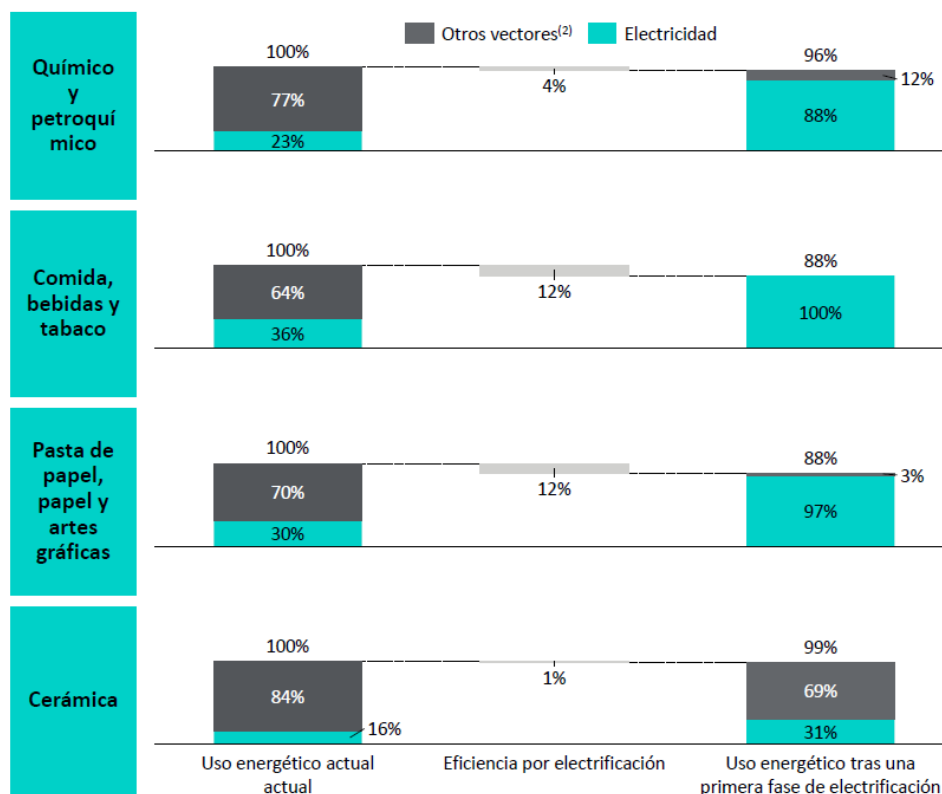
⁴ El informe de la IEA así lo menciona: www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions/executive-summary

⁵ El PNIEC estima que el 2030 la cuota de renovables en el mix de generación alcance el 81%.

estima para transporte o distribución ni el desarrollo de incentivos que promuevan mecanismos de flexibilidad, tanto la capacidad de acceso flexible como los mercados locales. Sin duda una regulación basada en atender a un crecimiento vegetativo al menor coste no es la más adecuada en este nuevo entorno.

Los consumidores cada vez demandan más energía limpia y sostenible. Cada vez existen mayores necesidades de la demanda derivada de la electrificación de procesos industriales que en su mayoría están basados en combustibles fósiles.

Con la tecnología disponible, hasta el 70% del consumo es electrificable de manera directa.



Fuente: Deloitte

Toda esta demanda adicional requiere unas redes adaptadas a sus necesidades, sin embargo, muchos de estos clientes se están encontrando con falta de capacidad en las redes de distribución a la hora de electrificarse. La demanda, una vez conectada y gestionada de manera efectiva, es capaz de movilizar flexibilidad implícita y explícita que será una aliada imprescindible al despliegue de las redes. El despliegue de redes con una mayor demanda flexible nos permitirá acelerar la electrificación.

Las inversiones en redes y el desarrollo de herramientas de flexibilidad como el acceso flexible y los mercados de flexibilidad son clave para conseguir la transición energética y sobre todo para integrar toda esta nueva demanda debido a la urgente necesidad de electrificación y descarbonización. Para conectar toda esta nueva demanda se necesitan nuevas

inversiones, tanto para digitalizarlas como para adaptarlas a las nuevas realidades. Estas inversiones deben hacerse rápido con una planificación mucho más flexible que se vaya adaptado a la realidad a la que nos enfrentamos. Para ello, es necesario prestar atención a los siguientes aspectos:

- **Las inversiones en redes no pueden estar basadas fundamentalmente en un crecimiento vegetativo de la demanda.**

La regulación actual está basada en atender a un crecimiento vegetativo al menor coste. Este modelo, que históricamente ha guiado las inversiones en redes, no responde a las necesidades de un entorno en el que la demanda crece a un ritmo acelerado por la electrificación. Esta perspectiva, en la que se espera a que el cliente solicite acceso para luego evaluar los refuerzos necesarios, impone una serie de limitaciones y genera retrasos en el acceso de nueva demanda. Deberíamos avanzar hacia un modelo regulatorio por el que las redes anticipen estas necesidades y sus inversiones asociadas, tal y como establece el reglamento EU de mercado de interior. El nuevo texto del Reglamento del mercado interior de la electricidad hace referencia a que los reguladores nacionales deben promover la aceptación pública y hacer uso de las inversiones anticipadas fomentando el uso óptimo de las redes y mayor observabilidad que fomente una planificación más ágil, con el fin de que se acelere el desarrollo de red para alcanzar el despliegue masivo de renovables y la electrificación de la demanda.

El criterio de crecimiento vegetativo está ligado al punto de conexión. Toda demanda que solicita acceso está obligada a pagar los refuerzos necesarios en el nivel de tensión al que se conecta en caso de escasez de capacidad. Los refuerzos necesarios en niveles de tensión superiores al que ha solicitado el acceso corren a cargo de la tarifa. Este modelo por el cual el cliente sufraga los costes de los refuerzos en red va en contra del concepto de inversiones anticipadas que contempla inversiones y refuerzos en redes antes de que se produzca la necesidad. Si la red está preparada y hay capacidad suficiente o dispone de la flexibilidad necesaria para atender la nueva demanda, el cliente no tendrá que hacer frente a refuerzos adicionales. En el caso de la generación el caso se complica puesto que los refuerzos aguas arriba también son responsabilidad del peticionario.

Estas inversiones deberían tener reconocimiento expreso y con cargo a la tarifa. Esto puede generar dudas sobre si los peajes aumentarán. En este sentido, la Comisión Europea en su plan de acción de redes señala que “Las pérdidas de bienestar socioeconómico derivadas de retrasar las inversiones necesarias en redes para conectar renovables y nueva demanda superarán el coste adicional de invertir anticipando las necesidades.” Además, un desarrollo tardío de estas inversiones retrasará los plazos de conexión, generará mayores congestiones, mayores vertidos y, en última instancia, aumentará el coste de la transición. Estos retrasos, suponen una barrera a la transición y frenarán el crecimiento económico del país.

Adicionalmente, el último informe de Eurelectric junto con EY publicado en mayo 2024 “grid4speed”⁶ pone de manifiesto que los peajes de red permanecerán constantes hasta 2050 alrededor de los 50€/MWh. Eurelectric estima que las inversiones en redes deben compararse

⁶ [Grids-for-Speed Report.pdf \(eurelectric.org\)](#)

con un mayor consumo de electricidad, que se prevé que aumente un 80% en 2050 frente a 2018, pudiendo llegar a reducir el coste unitario de los peajes. Se espera que los gestores de redes de distribución recuperen la inversión a través de las tarifas durante más de 40 años.

- **Las inversiones anticipatorias no deben estar sujetas al límite de inversión actual.**

En España la normativa actual limita el volumen anual de inversión en redes al 0,13% del PIB, una restricción que frena el potencial de crecimiento eléctrico del país. Para que la red sea un facilitador de la electrificación, las inversiones anticipadas no deberían estar sujetas a límites estrictos que no se ajustan al ritmo de demanda proyectado. Este límite podría ser adecuado en un escenario de crecimiento de la demanda eléctrica vegetativo, pero en un proceso de electrificación acelerado, esta limitación carece de sentido. El proceso de aprobación de este tipo de inversiones debe ser más ágil, más transparente y no depender de peticiones firmes de conexión.

El 10% de inversión total destinado a integrar generación distribuida fue un paso positivo en la manera en la que los DSO podrían desarrollar sus planes, sin embargo, este porcentaje puede ser insuficiente y necesitaría de una mayor concreción en el tipo de inversiones reconocidas/aconsejadas.

Además, a las redes se les exigen otras muchas responsabilidades, que irán aumentando a medida que los recursos distribuidos se desarrollan, lo que debería tenerse en cuenta a la hora de hacer sus planes de inversión y en el reconocimiento efectivo de estas inversiones y de los gastos asociados a su O&M⁷.

- **Las redes de evacuación privadas podrían cederse a las distribuidoras para conectar más demanda.**

Las redes de evacuación privada que hayan sido desarrolladas por generadores deberían poder utilizarse para poder acoger nueva demanda y liberar capacidad en el sistema, incluso en régimen de autoconsumo por parte de más de un autoconsumidor, lo cual no es posible hoy en día si no es cediendo la infraestructura al distribuidor de la zona, lo que no siempre es posible.

- **El aumento de capacidad y flexibilidad en líneas de AT y de transporte es importante para evitar denegaciones de acceso en el informe de aceptabilidad.**

Muchos usuarios se ven en la situación de que su acceso a la red es denegado por falta de capacidad en redes de distribución o transporte con poco margen de maniobra. La planificación de la red no está adaptada a las necesidades de los usuarios y no tiene en cuenta estas casuísticas. Es necesario incluir en la planificación actuaciones dirigidas a maximizar la capacidad de acceso a la red por parte de la demanda y desarrollar la red mediante inversiones anticipadas en transporte y especialmente en distribución, así como regular la creación de mercados locales, mecanismos de flexibilidad y eliminar aquellas

⁷ Operación, control y mantenimiento.

barreras que limitan la participación en los mismos de los nuevos actores y tecnologías, hecho que redundaría en un aumento de la competencia y reducción de costes para el sistema.

La planificación de transporte y de la distribución debe ser mucho más ágil y flexible para integrar las necesidades tanto de generación como de demanda. Una coordinación más efectiva entre gestores de red de transporte y distribución es necesaria.

- **La normativa actual de acceso y conexión no maximiza el uso de la red ni da orientaciones sobre dónde conectarse.**

Por un lado, urge la definición de las condiciones que establece la Circular 1/2024 de acceso y conexión que permita conceder accesos flexibles. Por otro lado, debería fomentarse los accesos de demanda (y almacenamiento) cerca de los parques renovables con limitado consumo. Este caso sería un *win-win*, el generador consigue evacuar y el cliente (o almacenamiento) consigue acceso.

- **Desarrollo de los mercados de flexibilidad en distribución**

El desarrollo de los mercados locales de flexibilidad permite que los gestores de la red de distribución puedan gestionar de manera activa la demanda y generación local, utilizando recursos distribuidos como almacenamiento, vehículos eléctricos y generación de autoconsumo.

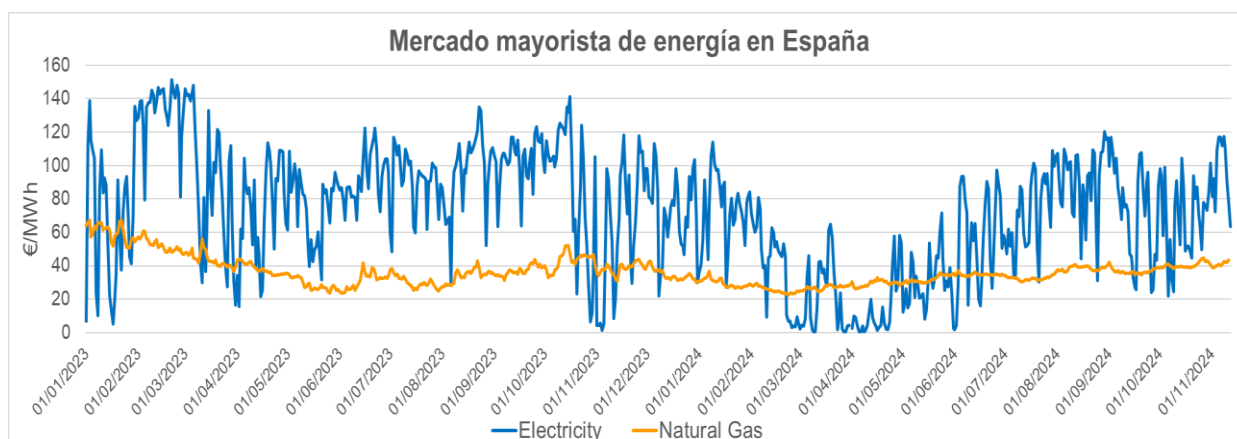
A medida que la electrificación aumenta, muchas redes de distribución podrían verse congestionadas debido a la demanda adicional de energía, especialmente en áreas donde se concentran sectores que electrifican sus procesos, como la industria o el transporte. Estos mercados serán necesarios para evitar estos cuellos de botella mediante una gestión activa de los recursos flexibles, promoviendo el consumo en momentos de menor carga o cuando hay mayor disponibilidad de renovables. Por otro lado, en zonas donde la red tiene menos capacidad para absorber nueva demanda, los mercados locales de flexibilidad o el acceso flexible pueden ofrecer una vía para que la demanda se ajuste a la capacidad disponible mientras las inversiones en redes se llevan a cabo. Este enfoque permitiría que nuevos consumidores o incluso baterías se conecten a la red promoviendo la electrificación sin retrasos ni costes excesivos (mientras el refuerzo siga recayendo en manos de la demanda). Todo lo anterior pone de manifiesto la necesidad de una reforma total del mecanismo retributivo y la regulación de la red de distribución, de forma urgente, que retribuya adecuadamente a los distribuidores y le dé al sector estabilidad y credibilidad regulatoria, con el objetivo de proceder al desarrollo acelerado de la red de distribución. La red tiene que estar disponible para los nuevos suministros, almacenamiento y nueva generación renovable. Si no es así, el proceso de electrificación y con ello toda la transición energética no será posible.

BARRERAS ESPECÍFICAS A LA INDUSTRIA Y SOLUCIONES

La descarbonización de la industria es uno de los retos más difíciles de abordar al que nos enfrentamos. A pesar de las señales regulatorias, como los mercados de carbono y los programas de subvenciones, la industria aún se enfrenta a grandes obstáculos para electrificar sus procesos productivos. Las principales barreras se encuentran en los altos costes operativos (OPEX) y en la incertidumbre de las inversiones necesarias (CAPEX):

- Barreras en los costes operacionales (OPEX)

Por regla general, los costes energéticos son mayores usando electricidad que gas natural. Como se observa en la siguiente gráfica del mercado mayorista (SPOT / Day ahead market), en promedio, el precio de la electricidad ha estado en el pasado directamente correlacionado al precio del gas natural afectado por un factor de dos. Sin embargo, el primer semestre del 2024 muestra un largo periodo donde el MWh eléctrico es menor al del gas natural, diferente a lo ocurrido en el 2023 donde este fenómeno sólo ocurría en días puntuales. Es de esperar que a futuro los precios de electricidad mantengan la referencia del precio del gas natural en los momentos de reducida aportación renovable (otoño e invierno), y sean notablemente más bajos en periodos de mayor renovable (primavera y verano), lo cual será cada vez durante periodos más largos y frecuentes dado los ambiciosos objetivos de renovables del PNIEC.



Fuente: "Energy Prices Portal | Energy Spot Prices | Energy Forward Prices". Consultado el 24 de mayo de 2024. www.energymarketprice.com

El precio de la electricidad es crítico para que se desarrolle la electrificación en la industria y debe ser competitivo con el resto de los países de la Unión Europea. Sin embargo, esto no es así. No deja de ser paradójico que, en España, teniendo el precio del mercado mayorista

de la electricidad de los más baratos de Europa, tengamos un coste de suministro a la gran industria mucho más caro que nuestros países vecinos, tal y como se puede observar en la siguiente tabla preparada por AEGE.

Comparativa de precios eléctricos finales en la industria electrointensiva en 2024

Foto a 11/11/24

€/MWh	ESPAÑA	FRANCIA	ALEMANIA
2024	Tarifa 6.4	Tarifa HTB3 (350kV - 500kV)	Tarifa MAT (380kV o 220kV)
MERCADO ⁽¹⁾	60,22	48,07	78,67
SERVICIOS DE AJUSTE Y OTROS	11,86	0,00	0,25
PEAJES DE ACCESO ⁽²⁾	2,01	0,90	6,51
CARGOS E IMPUESTOS ⁽³⁾	4,26	0,89	1,38
GESTIÓN DE LA DEMANDA	-2,40	-2,50	-3,40
CO ₂ INDIRECTO ⁽⁴⁾	-15,60	-25,60	-48,60
COSTE FINAL (€/MWh)	60,35	21,76	34,81

Consumo: 500GWh/año.

⁽¹⁾ Ese valor es la composición del valor medio del mercado hasta la fecha con el promedio de los futuros del resto del año

⁽²⁾ Peajes de red + pérdidas

⁽³⁾ Impuestos para España: Impuesto Eléctrico (IE) + Tasa Municipal (TM) + Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). No se incluye en ningún caso el IVA

⁽⁴⁾ Para Francia se consideran las compensaciones previstas en la normativa europea sobre CO₂ indirecto para 2024 limitada al 75%. En Alemania se permiten compensaciones adicionales por encima del 75%, el denominado supercap.

Fuente: Barómetro energético en España, AEGE

- La compensación por CO₂ indirecto que recibe la industria electro-intensiva en España es mucho menor que nuestros países vecinos, llegando a ser tres veces inferior a la de Alemania. Por un lado, en Alemania hay disponibilidad presupuestaria para superar el porcentaje de intensidad máxima de la ayuda (establecido por las directrices europeas) que se concede a cada beneficiario, pero por otro lado en España ni siquiera se destina el máximo del 25% del total de los ingresos anuales procedentes de la subasta de derechos de emisión, lo cual permitiría incrementar esas ayudas a las industrias de forma rápida.
- Los costes de los servicios de ajuste de red son también más altos en España ya que en otros países europeos estos costes son regulados y forman parte de los peajes, o cuentan con menos barreras aumentando así la competencia, lo cual permite reducciones para los consumidores industriales. Además, en países como Francia y Alemania, la regulación permite a la industria y a los recursos distribuidos participar en mercados de regulación de frecuencia, lo cual ayuda a reducir los costes energéticos.

- La elevada carga impositiva de la electricidad es otra barrera para la electrificación. En el pasado, cuando gran parte de la electricidad era producida con centrales de carbón podía tener sentido la existencia de un impuesto especial a la electricidad, como medio para desincentivar consumos dañinos para la salud o el medioambiente, tal como el tabaco, bebidas alcohólicas, hidrocarburos fósiles, etc., pero debiera eliminarse en el actual proceso de electrificación en la lucha contra el cambio climático. Igualmente carece de sentido el vigente Impuesto a la Venta de Producción de Energía Eléctrica del 7%, así como también debería reducirse en general las demás cargas fiscales que afectan de una forma u otra a la electricidad.

El precio tan elevado de la electricidad y el coste de los peajes y cargos asociados ha ocasionado que el sector electro-intensivo en nuestro país se esté deslocalizando a otros países con mejores condiciones, mermando nuestro tejido industrial y la demanda eléctrica a mínimos históricos, y por supuesto, dificulta cualquier intento de electrificación por parte de la industria.

- Barreras en la inversión (CAPEX)

Otra barrera importante es la inversión inicial necesaria para electrificar, ya que algunas de las tecnologías necesarias aún están en desarrollo. El calor corresponde a más de la mitad de la energía requerida en los procesos industriales, y esta es suministrada principalmente por gas natural y en un porcentaje menor por electricidad (<5%)⁸.

A pesar de sus beneficios abarcando desde sectores con demandas térmicas moderadas y flexibles hasta las industrias pesadas con necesidades intensivas de calor a altas presiones y temperaturas, la implementación de tecnologías de almacenamiento térmico enfrenta desafíos significativos. Por un lado, los altos costes iniciales de inversión (CAPEX) pueden desacelerar su adopción, especialmente en entornos industriales con restricciones presupuestarias. Por otro lado, existe una barrera de falta de información y certidumbre, tanto en los consumidores finales como en los socios energéticos. Muchos usuarios industriales muestran reticencia al cambio debido a la falta de conocimiento sobre estas tecnologías o la percepción de riesgos asociados a su adopción. Asimismo, y por las mismas razones, los proveedores de servicios energéticos pueden resistirse a incluir estas soluciones en sus modelos operativos, lo que subraya la necesidad de estrategias efectivas de sensibilización y formación.

⁸ www.aceee.org/industrial-heat-pumps

Soluciones para incentivar la electrificación en procesos industriales

Para superar estas barreras, es esencial desarrollar mecanismos de apoyo que hagan que la electricidad sea una opción más competitiva y atractiva para la industria.

A continuación, algunas posibles soluciones:

- **Certificados de carbono para financiar CAPEX y OPEX**

Para fomentar los proyectos de electrificación que reduzcan o eviten nuevas emisiones directas podrían ser acreditados con certificados de carbono regulados bajo el Acuerdo de París (Artículo 6). Estos certificados podrían comercializarse en un mercado gestionado por el gobierno español, que garantice un precio adecuado para que el cambio a electricidad sea rentable para la industria. Actualmente, el mercado europeo de carbono (EU-ETS) no proporciona incentivos suficientes ya que el precio de la tonelada de carbono es relativamente bajo. Otra ventaja es que estos proyectos utilicen la energía proveniente de los generadores de energías renovables, para reducir los vertidos y completar la cadena de valor de energías renovables.

- **Diseño de una subasta específica de CO2 para el sector industrial, a semejanza de la que existe en Alemania**

Se podrían organizar subastas específicas en las que los clientes industriales oferten volumen de CO2 dejado de emitir y precio del CO2 evitado. Por ejemplo, en Alemania, en la primera subasta los proyectos ofertaban un precio de CO2 ficticio con el que serían competitivos y la diferencia entre este precio y el del CO2 actual constituía la base de la ayuda; los proyectos elegibles eran industrias sujetas al ETS capaces de reducir sus emisiones un 60% en tres años y un 90% en 15 años (respecto a la mejor alternativa convencional disponible). En España se propone realizar subastas ETS / no ETS que podrían financiarse a través de los presupuestos generales del estado o a través de la creación de un Fondo Nacional de Transición Energética financiado mediante una tasa al consumo de combustibles fósiles

- **Disminuir los costes por Servicios de Ajuste**

Una parte significativa de los costes por servicios de ajuste provienen de las restricciones técnicas necesarias para la gestión de la energía reactiva por control de tensión. Una forma de contribuir a su reducción sería mediante la entrada en funcionamiento del previsto mercado de control de tensión, extendiendo la participación también a la demanda, la cual puede contribuir significativamente a reducir la necesidad de gestión de la energía reactiva del sistema. También podría modificarse la forma de repercutir los servicios de ajuste, reduciendo el coste para la industria y trasladando un mayor peso a la baja tensión en momentos de punta, dado que es la demanda que más coste genera al sistema, lo cual proporciona una correcta señal para que la gestión de la demanda contribuya a reducir la necesidad del control de tensión.

Otras medidas para su reducción son: aumentar la competencia en los servicios de ajuste - simplificando la calificación de los recursos distribuidos para proveer servicios de flexibilidad -, fomentar la agregación y eliminar las barreras identificadas en la “**Hoja de Ruta para la Flexibilidad de la Demanda en España**”⁹ elaborada por ENTRA.

En conclusión, para que la industria española avance hacia una electrificación efectiva, se necesita un apoyo regulatorio que ayude a equilibrar los costes y a hacer viables las inversiones en nuevas tecnologías. La apertura de los mercados y los incentivos financieros específicos serán clave para crear un entorno en el que la electrificación industrial sea una alternativa sostenible y competitiva.

BARRERAS ESPECÍFICAS EN DOMÉSTICO Y SOLUCIONES

La electrificación de la demanda doméstica es una de las áreas clave para la transición energética, sin embargo, existen múltiples barreras que frenan su adopción. Estas barreras suelen estar relacionadas con el coste de implementación y la falta de incentivos directos y visibles para los hogares.

- **Barreas económicas**

Para muchos hogares, el coste inicial de electrificar su consumo —ya sea mediante la compra de bombas de calor, almacenamiento eléctrico, o la compra de un vehículo eléctrico— es una barrera significativa. El coste elevado de estas tecnologías de transición, combinado con el tiempo necesario para recuperar la inversión, reduce la intención de electrificar. Si bien existen ayudas y programas de subvenciones, en muchos casos estos pueden ser limitados, engorrosos en su solicitud o de difícil acceso para las familias que más podrían beneficiarse de ellos. Adicionalmente, el coste de la electricidad comparado con otros combustibles sigue siendo un desincentivo en algunos casos.

Soluciones fiscales para electrificar hogares

- **Deducciones en el IRPF o el IBI por inversiones en electrificación:**

Una opción sería otorgar deducciones fiscales a aquellos hogares que inviertan en soluciones como bombas de calor, almacenamiento eléctrico o incluso en vehículos eléctricos. El apoyo puede ser vía desgravación en la declaración de la renta del coste de las reformas encaminadas a electrificar la vivienda, así como del IVA de la compra de los equipos necesarios. Un ejemplo inspirador podría ser el “Superbonus” italiano, que ofrece una deducción del 110% de los costes de ciertas intervenciones en eficiencia energética. Este tipo de deducción podría aplicarse tanto sobre el IRPF como el IBI en España. De este modo, las intervenciones se vuelven más accesibles y rentables, incentivando a más hogares a sumarse a la electrificación.

⁹ [Hoja de Ruta para la Flexibilidad de la Demanda en España](#)

- **Ejemplo del Superbonus en Italia**

Dentro de los instrumentos financieros a implementar, sería interesante replicar el llamado “Superbonus” de Italia. Este instrumento financiero hace más rentable y accesible las intervenciones que tengan un impacto significativo en la eficiencia energética de edificios y viviendas, aplicando una deducción del 110% de créditos fiscales sobre los costes incurridos en intervenciones tales como: mejoras en el aislamiento de las edificaciones, instalación de paneles solares fotovoltaicos, almacenamiento e instalación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos. De base, supone una deducción en el IRPF del 110% aplicable sobre los gastos ocasionados.

Para aumentar la accesibilidad de la medida, también es posible optar por un descuento inmediato en la factura o la cesión de créditos fiscales a entidades bancarias. Esto es relevante en España, donde más del 60% de la población reside en edificios, lo cual complica las intervenciones debido a la necesidad de consenso entre propietarios y a los costes compartidos. Sería interesante aplicar estas deducciones también a edificios multifamiliares, tanto privados como públicos, y edificios de alojamiento (hoteles, posadas, etc.), sin limitar su aplicación a otros consumidores, permitiendo que el beneficio alcance a un mayor número de usuarios.

Para asegurar un control económico de la medida, podría establecerse un coste y/o incentivo máximo permitido, dependiendo de la categoría de la intervención y el impacto que tenga en la electrificación. Dado que la deducción de ciertas intervenciones es de un 110%, se puede considerar que más que una deducción fiscal, es un beneficio para los usuarios que apoyen y formen parte de la electrificación de la demanda. Con esta medida, no solo se apoya a la electrificación, sino también a la economía en general, favoreciendo el sector de la construcción, el sector automovilístico, y la consecución de los objetivos recogidos en el PNIEC. Además, podría verse beneficiado el desarrollo de tecnologías como el almacenamiento, necesarias para la electrificación renovable del sistema. Este tipo de propuestas también tienen sentido fomentarlo en industrias.

Para maximizar el impacto, se propone limitar este tipo de esquemas a productos europeos, apoyando a la industria local y mejorando la competitividad del mercado eléctrico europeo.

- **Subvenciones directas y simplificación en los procesos de solicitud.**

Las subvenciones para electrificación, ya sea para instalación de equipos como calderas eléctricas, bombas de calor o mejoras en la infraestructura de carga para vehículos eléctricos, deben ampliarse y agilizarse. Esto implica no solo aumentar los fondos disponibles, sino también optimizar el proceso de solicitud para que los hogares interesados puedan acceder rápidamente a las ayudas. Una simplificación administrativa en este ámbito permitiría que más personas puedan aprovechar las oportunidades de electrificación sin trámites excesivos o demoras significativas.

- **Incentivar la instalación de almacenamiento distribuido y vinculado a autoconsumo**

El almacenamiento reduce la congestión de la red en horas de máxima radiación solar (reduciendo la necesidad de inversión en nuevas redes), dota de flexibilidad a la demanda empoderando al consumidor, aplanando la curva de demanda (valles y puntas) y aumenta el ratio técnico de integración de renovables en el sistema eléctrico. Es por ello que proponemos que se activen de forma inmediata ayudas y desgravaciones fiscales directas para almacenamiento detrás de contador tanto para personas físicas en el IVA y/o cuota del IRPF como para empresas en la cuota del impuesto de sociedades y que se eliminen los obstáculos identificados por ENTRA en el documento **“El rol generador-consumidor sobre almacenamiento”**¹⁰.

- **Incentivos para el desarrollo del vehículo eléctrico.**

La electrificación del transporte es otra prioridad clave, y programas exitosos en otros países ofrecen modelos replicables. En Francia, un modelo de leasing de vehículos eléctricos¹¹ a bajo coste permite a los hogares de bajos ingresos acceder a esta tecnología por unos 100 € al mes. Además, deben cumplir los siguientes criterios:

- Renta fiscal de referencia por unidad inferior a 15.400 euros
- Domicilio a más de 15 kilómetros del lugar de trabajo y utilización de coche personal para acudir al mismo.
- Realizar más de 8.000 kilómetros al año en coche como parte de la actividad profesional.

Los vehículos eléctricos elegibles en este programa son de fabricación europea y deben cumplir unos criterios de sostenibilidad, lo que no sólo apoya la electrificación, sino que también impulsa la industria automotriz local.

El programa ha sido un éxito y ha superado el volumen inicial de solicitudes de 25.000, habiéndose comprometido la administración a doblarlo. Replicar este tipo de modelo en España con condiciones similares y beneficiando a un mayor número de hogares incentivaría tanto la transición a vehículos eléctricos como el desarrollo económico en la región.

VENTAJAS PARA LA DEMANDA ASOCIADOS A LA ELECTRIFICACIÓN

La electrificación de la demanda y su gestión ofrece una serie de ventajas significativas en diversos aspectos, beneficiando tanto a los consumidores como a la sociedad en general. Entre otras, la electrificación ofrece ventajas significativas para el consumidor final,

¹⁰ [El rol generador-consumidor sobre almacenamiento](#)

¹¹ www.ecologie.gouv.fr/mon-leasing-electrique

incluyendo ahorro económico, eficiencia energética, mejora ambiental, mayor comodidad y seguridad, acceso a energías renovables, y avances tecnológicos que mejoran la calidad de vida.

- Mejora ambiental: al utilizar electricidad en lugar de combustibles fósiles, se reduce la emisión de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a mitigar el cambio climático y mejorar la calidad del aire de las ciudades.
- Eficiencia energética: la electricidad es altamente eficiente en comparación con los combustibles fósiles. Los sistemas eléctricos, como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, convierten la energía eléctrica en trabajo útil de manera mucho más eficiente que su alternativa térmica, lo que ayuda a reducir el consumo total de energía.
- Estabilidad de precios: al diversificar la matriz energética con una variedad de fuentes de generación eléctrica, como la solar, eólica, hidroeléctrica y nuclear, se mejora la seguridad energética, la dependencia del exterior, y se reduce la vulnerabilidad a la volatilidad en los precios del petróleo y gas.
- Acceso a energías renovables: la electrificación facilita la integración de energías renovables en la red eléctrica. Por ejemplo, los vehículos eléctricos pueden actuar como dispositivos de almacenamiento móvil, permitiendo una gestión más eficiente de la energía generada por fuentes intermitentes como la solar y eólica.
- Ahorro de costes: aunque la inversión inicial puede ser alta, los costes operativos y de mantenimiento a largo plazo suelen ser menores en comparación con los sistemas basados en combustibles fósiles, resultando en ahorros significativos para los consumidores y empresas, y también contribuyen a mejorar la balanza de pagos del país.
- Innovación tecnológica: la electrificación impulsa la innovación tecnológica en diversos sectores, desde la automoción hasta la electrónica de potencia y la gestión de energía, conduciendo al desarrollo de nuevas tecnologías y soluciones que promueven la eficiencia energética y la sostenibilidad a largo plazo.
- Acceso a los mercados: los clientes pueden reducir sus costes mediante la gestión de su demanda, ya sea de forma implícita o explícita, participando en los mercados y aprovechando las fluctuaciones en los precios de la electricidad. Al participar activamente en el mercado, pueden comprar energía cuando los precios son bajos y venderla o almacenarla cuando los precios son altos.

TECNOLOGÍA NECESARIA PARA LA PARTICIPACIÓN IMPLÍCITA Y EXPLÍCITA DE LA DEMANDA

Un incentivo y un catalizador para electrificar la demanda requiere del despliegue de tecnología en instalaciones eléctricas, tanto detrás del contador como en comunidades energéticas, lo cual evoca potenciales beneficios económicos y de reducción de emisiones de CO₂ para usuarios y el propio sistema energético.

Los conocidos sistemas de control de potencia PMS (*Power Management Systems* en inglés) y gestión energética EMS (*Energy Management Systems* en inglés) desplegados sobre equipos distribuidos de generación (ej.: fotovoltaicos y eólicos) y almacenamiento, así como cargas flexibles (vehículo eléctrico, bombas de calor, procesos industriales, electrolizadores, etc.) permiten gestionar la energía eléctrica en el lado de la demanda y, así, considerarla como un activo más del sistema.

La gestión de estos recursos se basa en tecnologías emergentes como la Inteligencia artificial, computación en la nube y en controladores locales (*'edge'*), junto con controles avanzados y protocolos de comunicaciones abiertos. Estas tecnologías asociadas a la digitalización actual permiten desplegar sistemas de control, operación y optimización eficientemente y a costes asequibles. La gestión activa de estos recursos permite modificar los patrones de consumo y/o generación de cualquier instalación en respuesta a señales de precio implícitas (tarifas dinámicas o incentivos financieros para modificar su consumo) o en respuesta a una necesidad explícita de los operadores del sistema, de red o del mercado a cambio de una contraprestación económica. Es lo que se conoce como flexibilidad implícita y explícita respectivamente.

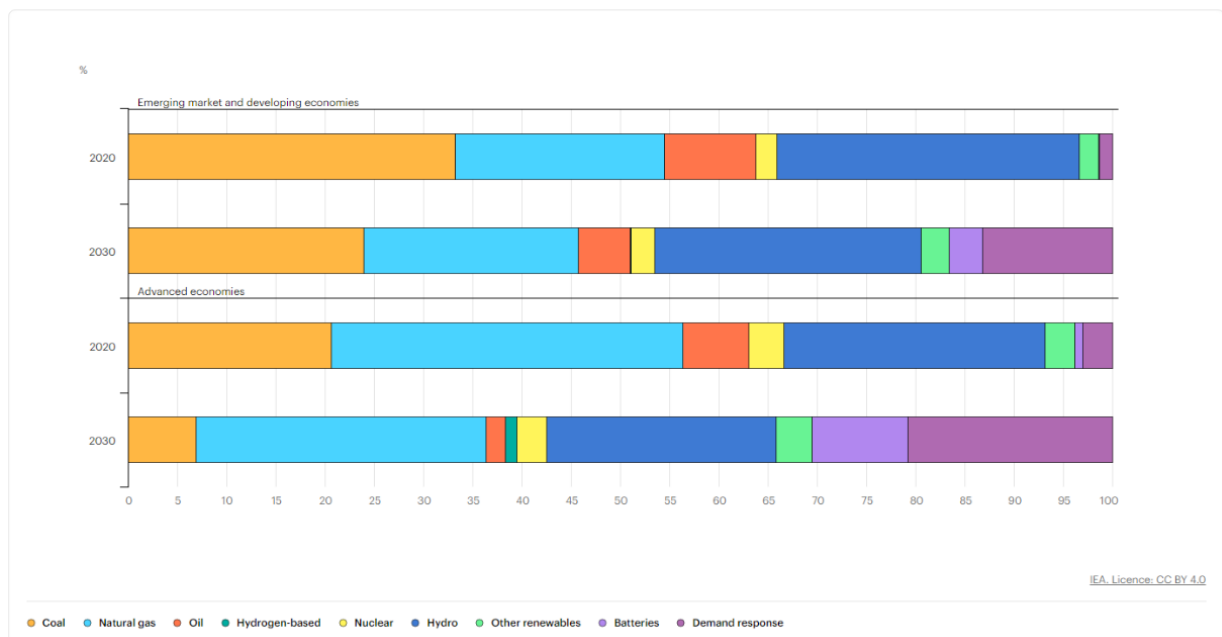
La flexibilidad implícita en respuesta a precios permite a los usuarios consumir más energía o almacenarla en periodos donde esta es más barata y reducir consumos o utilizar la energía almacenada en periodos donde la energía es más cara. La gestión de flexibilidad implícita se puede realizar sobre equipos energéticos concretos (ej.: batería eléctrica) con un enfoque *Internet of Things*, o de una forma integral, optimizando todos los recursos de la instalación (como generación, almacenamiento y cargas flexibles). En este último caso, se pueden emplear sistemas de control local o incluso microrredes de usuario activo. Un ejemplo sería un consumidor con una instalación fotovoltaica que maximiza la generación local de energía, almacena los excedentes y gestiona las cargas de manera óptima, utilizando tanto datos históricos como datos en tiempo real. Este enfoque permite aprovechar la variabilidad de los precios del mercado spot o de cualquier tarifa variable, mientras se aseguran el cumplimiento de los códigos de red correspondientes.

Por su parte, la flexibilidad explícita permite cambiar los patrones de consumo o de inyección de las instalaciones para aportar los servicios requeridos por el operador del sistema o los operadores de redes. Un ejemplo de ello son los mercados habilitados hoy en día para la demanda, como los mercados de balance, los mercados de restricciones técnicas (RRTT) y el servicio específico de gestión activa de la demanda (SRAD) del operador del sistema REE.

Mientras la flexibilidad implícita implica un ahorro en la factura eléctrica del usuario, la explícita supone una nueva fuente de ingresos por la prestación del servicio. Ambas suponen mayor competitividad y sostenibilidad para el usuario.

A pesar de los beneficios que aporta la participación de la demanda flexible en los mercados, ésta también requiere de una continua inversión en innovación y en el despliegue tecnológico. Un ejemplo de ello es la apertura de la participación del mercado de primaria al almacenamiento y demanda (la primaria hoy en día en España es obligatoria y no retribuida). La tecnología necesaria para esto está avanzada, pero todavía debe someterse a estudios adicionales, pruebas de concepto y pilotos que validen su funcionamiento. Otro ejemplo sería la creación de los mercados locales de flexibilidad, y estudiar nuevos enfoques de gestión y operación del sistema eléctrico. Así mismo, la demanda flexible afronta retos como la eliminación de ciertas barreras procedimentales de participación en dichos mercados y la aceptación por parte de los usuarios de este nuevo rol activo en el nuevo paradigma.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) reportó en 2021 que, para alcanzar el escenario Net Zero en economías avanzadas, es necesario incorporar aproximadamente un 20% de flexibilidad en los sistemas eléctricos respecto a su capacidad instalada. Esto implica considerar la flexibilidad como un recurso energético adicional, que no solo beneficia a los usuarios finales, sino que también contribuye a la estabilidad y sostenibilidad del sistema energético global.



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, AIE

PARTICIPANTES EN LA COMISIÓN DE ELECTRIFICACIÓN

Este documento ha sido elaborado por los miembros de la Comisión de Electrificación de la asociación ENTRA Agregación y Flexibilidad compuesto por:

Carolina Vereda y Eduardo Moreda - ENDESA

Víctor Hernández y Maria Casielles - Eni Plenitude

Aleix Señís - Schneider Electric

Javier Peñaloza - Energy Pool

Gorka Martí - sonnen Ibérica

Ramón Gallart - ěstabanell

Dirección Ejecutiva: olivoENERGY