

Electrificación en España: coordinación multinivel y acción local anticipada

INFORME 01 SEPTIEMBRE 2026



Electrificación en España: coordinación multinivel y acción local anticipada

Red de Asociaciones de Investigadores y Científicos Españoles en el Exterior (RAICEX)

Programa de RAICEX Asesoramiento Científico

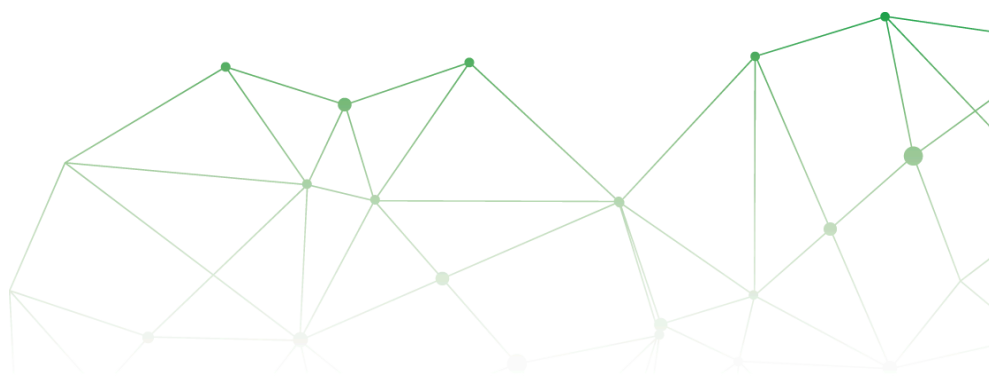
Autores

Álvaro Martínez Pechero - Sociedad de Científicos Españoles en Reino Unido (CERU)

Ramón Daniel Regueiro Espiño - Sociedad de Investigadores Españoles en Francia (SIEF)

Alberto García Fernández - Asociación de Científicos Españoles en Suecia (ACES)

Guillermo Borragán - Científicos Españoles en Bélgica (CEBE)



Este informe ha sido elaborado a través del Programa de RAICEX de Asesoramiento Científico, en el marco de su labor de asesoramiento científico para contribuir al diseño de políticas públicas basadas en evidencia, apoyándose en la experiencia de las comunidades de investigadores españoles en el exterior y ofreciendo una perspectiva internacional y comparativa.

El contenido y las conclusiones del documento son responsabilidad exclusiva de los autores.

Autores

Álvaro Martínez Pechero

Sociedad de Científicos Españoles en Reino Unido (CERU)

Department of Engineering Science, University of Oxford, Parks Road, Oxford OX1 3PJ, United Kingdom.

Ramón Daniel Regueiro Espiño

Sociedad de Investigadores Españoles en Francia (SIEF)

Sorbonne Université, CNRS, Institut des Systèmes Intelligents et de Robotique (ISIR), F-75005 Paris, France.

Alberto García Fernández

Asociación de Científicos Españoles en Suecia (ACES)

Interdisciplinary Center for Chemistry and Biology (CICA), Department of Chemistry, Faculty of Science, Universidade da Coruña, As Carballeiras s/n, Campus de Elviña, 15071 A Coruña, Spain.

Division of X-ray Photon Science, Department of Physics and Astronomy, Uppsala University, Box 534, 751 20 Uppsala, Sweden.

Guillermo Borragán

Científicos Españoles en Bélgica (CEBE)

Flemish Institute for Technological Research (VITO)/EnergyVille, Thor Park 8310–8320, 3600 Genk, Belgium.

Revisores del informe

Miguel Jácome Flores - Red de Científicos Españoles en México (RECEMX)

Blas Mola-Yudego - Asociación de Científicos Españoles en Finlandia (ACEFI)

Coordinadores del programa

Igor Arrieta - Sociedad de Científicos Españoles en Reino Unido (CERU)

Javier Pardo Díaz - Sociedad de Científicos Españoles en Reino Unido (CERU)

© 2026 Red de Asociaciones de Científicos Españoles en el Exterior (RAICEX)

secretaria.general@raicex.org - www.raicex.org

Publicado bajo licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0)

Sobre RAICEX

RAICEX, la Red de Asociaciones de Investigadores y Científicos Españoles en el Exterior, es una red global que reúne a asociaciones de investigadores españoles establecidas en distintos países y continentes. Su misión es fomentar la colaboración internacional en investigación e innovación, facilitar el intercambio de conocimiento y experiencias, y fortalecer los vínculos entre la comunidad investigadora española en el exterior y el Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación. Asimismo, RAICEX trabaja para apoyar a la diáspora investigadora española, promover la cultura científica, reforzar la cooperación internacional y contribuir al desarrollo científico, tecnológico y de innovación de España dentro y fuera de sus fronteras. Actualmente, la red conecta a más de 4.500 investigadores a través de 22 asociaciones presentes en 40 países.

Más información: www.raicex.org



Índice

Contexto actual y motivación de este informe	6
Objetivo	6
Mensajes clave	6
Introducción: ¿Por qué la electrificación es clave para el futuro energético?	7
“README”: Antes de entrar en el informe	9
Sección A. Contexto de electrificación en España	12
A1. Infraestructura y regulación energética	12
A1.1 Conexión y aislamiento de la red española	12
Breve introducción	12
Contexto nacional	12
Contexto europeo	13
Retos actuales	13
A1.2 Falta de análisis integrado del mix energético actual	14
Breve introducción	14
Contexto nacional	14
Contexto europeo	15
Retos actuales	15
A1.3 Percepción pública y evaluación del rol de la energía nuclear	17
Breve introducción	17
Contexto nacional	17
Contexto europeo	18
Retos actuales	18
A1.4 Desalineación fiscal y de precios con renovables	19
Breve introducción	19
Contexto nacional	20
Contexto europeo	21
Retos actuales	21
A1.5 Capacidad de red, flexibilidad, almacenamiento y cadena de suministro	22
Breve introducción	22
Contexto nacional	22
Contexto europeo	23
Retos actuales	24
Sección B. Análisis aplicado a políticas locales	25
B1. Actores del ecosistema energético	25
B1.1 Reconocer y potenciar el rol del agregador energético	25
Breve introducción	25
Contexto nacional	26
Contexto europeo	26
Retos actuales	27
Recomendaciones	27
B1.2 Fomentar comunidades energéticas locales activas	28
Breve introducción	28

Contexto nacional	28
Contexto europeo	29
Retos actuales	29
Recomendaciones	29
B1.3 Acompañar a la industria local en su transición energética	30
Breve introducción	31
Contexto nacional	31
Contexto europeo	31
Retos actuales	32
Recomendaciones	32
B2. Impacto socioeconómico y territorial	34
B2.1 La brecha de acceso en la nueva era eléctrica	34
Breve introducción	34
Contexto nacional	35
Contexto europeo	35
Retos actuales	36
Recomendaciones	36
B2.2 La gestión de la demanda energética como pilar de la transición eléctrica	37
Breve introducción	37
Contexto nacional	38
Contexto europeo	38
Retos actuales	39
Recomendaciones	39
B2.3 Electrificación y movilidad	40
Breve introducción	41
Contexto nacional	41
Contexto europeo	42
Retos actuales	43
Recomendaciones	43
Nota final: hacia una electrificación accionable, claves para la política pública	44
Nota aclaratoria	45
Acrónimos utilizados en el informe	45
Referencias	48
Anexo 1: Marco de referencia para las proyecciones de potencia eléctrica instalada en una vivienda española media	58
Anexo 2: Marco de referencia para las proyecciones de la evolución del consumo eléctrico de una vivienda española media	59

Contexto actual y motivación de este informe

Objetivo

Advertir de la necesidad de anticipar la electrificación del sistema, subrayando que el éxito de esta transformación depende de una estrategia nacional que garantice a su vez la coordinación y el protagonismo de los niveles de gobernanza regional y local.

Mensajes clave

1. La electrificación no es solo una tendencia técnica, sino una necesidad estratégica multisectorial

La electrificación de la demanda energética emerge como la respuesta más viable, eficiente y resiliente a una triple urgencia: la descarbonización, la autonomía energética y la modernización industrial. Para ser efectiva, esta transformación debe ir acompañada de una planificación anticipada, una regulación adaptativa y una coordinación multinivel.

2. Europa y España han avanzado, aunque de forma intermitente, hacia la electrificación

Las políticas energéticas europeas han oscilado en las últimas décadas por factores geopolíticos, la volatilidad de los combustibles fósiles y la presión climática. Más recientemente, a la urgencia tras la invasión rusa de Ucrania se han sumado la guerra arancelaria y un orden internacional más fragmentado, reforzando la electrificación como vía para reducir la dependencia fósil y ganar autonomía y resiliencia.

3. España: una oportunidad geográfica para el liderazgo energético

Gracias a su abundancia de recursos solares y eólicos, España ha logrado en 2022 que casi el 57% de su electricidad provenga de fuentes renovables (Eurostat, 2023). El despliegue renovable ha permitido reducir significativamente el coste marginal de la electricidad.

4. La demanda eléctrica se incrementará sustancialmente, impulsada por nuevas tecnologías

La electrificación del transporte, la climatización (bombas de calor), la digitalización del hogar y de los procesos industriales, así como la integración de soluciones descentralizadas (como el autoconsumo y las comunidades energéticas), provocará un incremento sustancial del consumo eléctrico en los próximos 10 a 15 años. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la demanda eléctrica en Europa podría duplicarse para 2040 si se alcanzan los objetivos de descarbonización.

5. Sin una visión integral, la acción local se disuelve entre competencias y marcos confusos

Aunque las principales iniciativas de electrificación suelen partir de mandatos europeos y planes nacionales (como los PNIEC o REPowerEU), a menudo su implementación se diluye al descender por la pirámide institucional. En consecuencia, las ciudades y municipios, que serán protagonistas clave en la transformación del uso de la electricidad, carecen de recursos, directrices y competencias claras para actuar con anticipación.

6. La anticipación de esta transformación requiere decisores locales informados y capacitados

El éxito de la electrificación depende en gran medida de que las autoridades locales cuenten con acceso a información técnico-científica y con herramientas que les permitan orientar la transición en sus territorios.

Introducción: ¿Por qué la electrificación es clave para el futuro energético?

Durante las últimas décadas, Europa ha transitado de forma progresiva, aunque con avances parciales, hacia un modelo energético más electrificado. Este avance ha estado condicionado por una combinación compleja de factores históricos, políticos y económicos. La política energética europea ha oscilado en función de crisis geopolíticas como las guerras del Golfo, la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, los compromisos internacionales en materia climática, y el deseo de preservar una capacidad industrial competitiva en el continente. En ese vaivén, el impulso hacia la electrificación ha sido más consecuencia de circunstancias que fruto de una visión estructurada y sostenida.

Sin embargo, los acontecimientos recientes han alterado esta dinámica. La cuestión de la seguridad energética, que durante años permaneció como una inquietud latente en el discurso técnico y político, ha emergido con fuerza a raíz del conflicto en Ucrania. Asegurar la autonomía energética de Europa ha pasado a ser una prioridad estratégica, comparable a la importancia que tuvo el acceso al carbón como base del sistema energético e industrial en las revoluciones industriales. En este nuevo contexto, la electrificación se posiciona como un eje central de la soberanía energética.

En este proceso, **España se encuentra en una situación singularmente ventajosa**. Su geografía y recursos naturales la convierten en uno de los países europeos con mayor potencial para liderar el despliegue de servicios electrificados. Este posicionamiento se ve reforzado por el desarrollo acelerado de energías renovables en los últimos años, que ha contribuido a una reducción significativa del precio medio de la electricidad.

El desafío, sin embargo, no se limita a garantizar una oferta suficiente de electricidad, sino a fortalecer la capacidad institucional y territorial **para anticiparse a una transformación impulsada por cambios profundos en los usos cotidianos de la energía eléctrica**. El transporte vive una electrificación acelerada que abarca desde los vehículos eléctricos hasta nuevas formas de movilidad urbana como bicicletas y patinetes eléctricos. En los hogares se generaliza la climatización mediante bombas de calor y se incorporan cada vez más electrodomésticos, dispositivos digitales y servicios conectados, en paralelo a una creciente digitalización de la vida cotidiana. De manera similar, la industria avanza hacia la automatización y la electrificación de sus procesos productivos. En conjunto, estas tendencias apuntan a un **crecimiento sustancial de la demanda eléctrica en la próxima década**.

Aunque las principales estrategias para hacer frente a estos desarrollos se formulan en ámbitos europeos y nacionales, su aplicación tiende a diluirse al descender a los niveles regional y, especialmente, municipal. Y es precisamente en las ciudades y municipios donde los nuevos usos eléctricos se materializan de manera concreta. Sin embargo, los gobiernos locales suelen carecer de competencias claras, recursos técnicos adecuados, respaldo normativo suficiente para actuar con rapidez y ambición, y más aún de acceso a informes técnico-científicos diseñados específicamente para orientarlos en estos retos. Un ejemplo reciente es la **Nota C de Oficina C** sobre la conectividad del suministro energético en nuevos desarrollos urbanísticos¹.

Por ello, este informe adopta una perspectiva de carácter científico técnico, con el propósito de acercar la problemática de la electrificación a los decisores políticos y técnicos locales. Para ello, se organiza en dos bloques complementarios:

Sección A: presenta una revisión breve y actualizada del estado del arte en electrificación en España, basada en evidencia científica y literatura especializada, con énfasis en los condicionantes estructurales (infraestructura, regulación y mix energético) e identificando algunas críticas de información general.

Sección B: desarrolla una revisión del estado del arte desde una perspectiva aplicada al ámbito municipal, abordando actores, instrumentos y marcos normativos relevantes para la acción local. Sobre esta base, la sección identifica barreras de implementación y formula los **retos actuales** que deberán afrontar los municipios, así como orientaciones y consideraciones prácticas para anticipar la transición eléctrica en el territorio.

Este informe está diseñado para una lectura lineal o modular. Puede leerse de principio a fin o consultarse por secciones, según los intereses y necesidades del lector. Todas las subsecciones siguen una estructura común que facilita la comparación entre temas e incluye una *“sinopsis inicial”*, una *“breve introducción”*, una *“revisión del contexto nacional”*, del *“contexto europeo”* y, finalmente, una síntesis de los *“retos actuales”*. En la Sección B, se incorpora además un apartado de *“recomendaciones”* que, a diferencia del resto del documento, de naturaleza predominantemente científica y basada en evidencia, recoge el juicio experto y la valoración de los autores. Estas recomendaciones se formulan con el objetivo de destacar posibles líneas de actuación orientadas a la gobernanza local y regional, que constituye el público objetivo y foco principal del informe.

“README”: Antes de entrar en el informe

A continuación, y antes de entrar en las secciones principales, se incluyen tres ilustraciones conceptuales que funcionan como herramientas de apoyo para facilitar la lectura posterior. Su objetivo es introducir de forma intuitiva conceptos, magnitudes y órdenes de magnitud asociados a la electrificación residencial, así como clarificar la diferencia entre energía (kWh) y potencia (kW), dos variables que condicionan de manera distinta la planificación de redes, la gestión de la demanda y la acción local. Estas imágenes presentan estimaciones orientativas basadas en supuestos representativos y literatura técnica. Los *Anexos I* y *II* recogen en detalle las consideraciones, supuestos y cálculos utilizados para obtener dichas estimaciones.

Ilustración 1: kW vs kWh como analogía de caudal y volumen en una manguera

Una forma sencilla de distinguir entre **potencia (kW)** y **energía (kWh)** es imaginar el consumo eléctrico como agua en una manguera. Los kW representan el caudal instantáneo que circula por la manguera en un momento determinado, siendo el diámetro de la manguera la capacidad máxima que puede circular en un momento determinado. Los kWh representan el volumen total de agua consumido a lo largo del tiempo. Esta diferencia es clave para la electrificación, ya que el reto no es sólo cuánto se consume al año, sino cuánta potencia se demanda en los momentos punta, lo que determina el dimensionamiento de acometidas, transformadores y redes de distribución.



Ilustración 2: Estimación de la potencia eléctrica simultánea requerida en una vivienda española convencional y en una vivienda totalmente electrificada.

Con la electrificación creciente de los usos, la potencia instalada en una vivienda española tipo de 90–100 m² puede aumentar de forma significativa. La comparación entre un escenario convencional y uno totalmente electrificado sugiere un incremento aproximado de un factor 7, pasando de ≈1.9 kW a ≈14 kW, principalmente por la incorporación de aerotermia (bomba de calor) para calefacción, la electrificación del

agua caliente sanitaria y, especialmente, la recarga del vehículo eléctrico, asumiendo que la vivienda dispone de cargador doméstico. Si bien una mayor potencia instalada no implica necesariamente un mayor consumo anual, sí evidencia la necesidad de gestionar picos de demanda y simultaneidad de cargas, con implicaciones para la instalación doméstica y la red de distribución local.

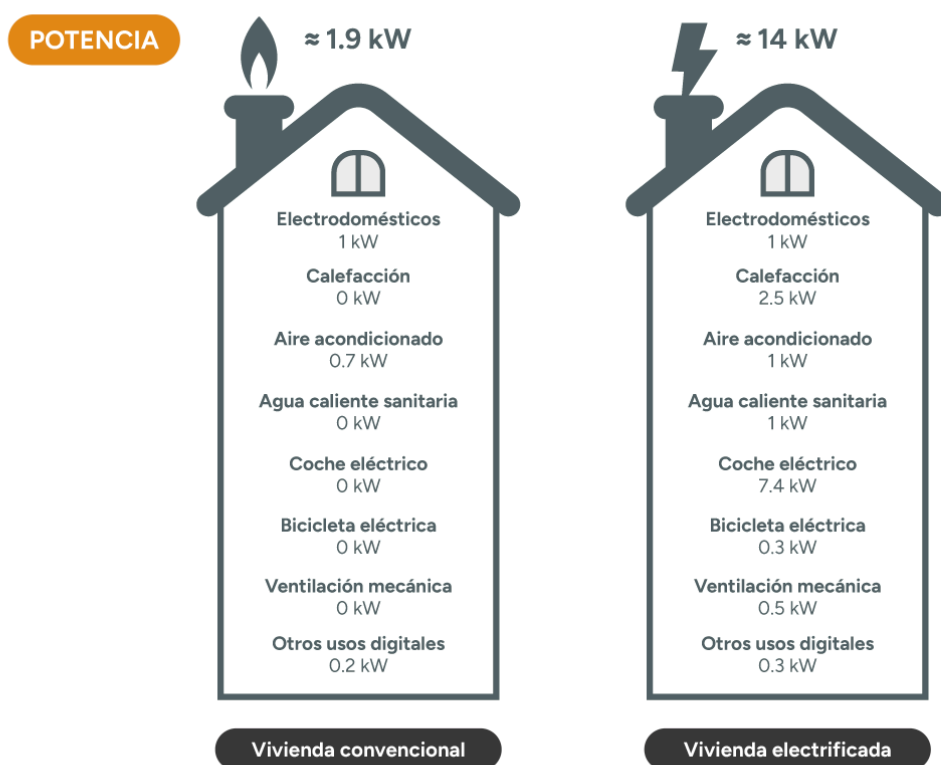
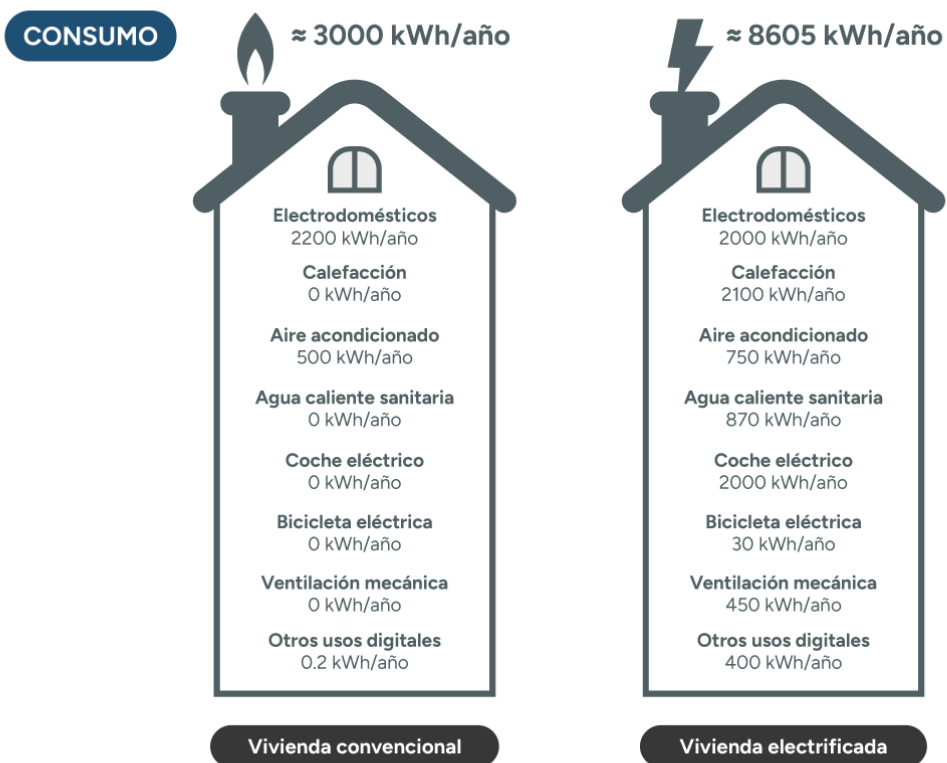


Ilustración 3: Estimación del consumo eléctrico instalada en una vivienda española convencional frente a una vivienda totalmente electrificada

La electrificación de los usos domésticos implica un aumento sustancial del consumo eléctrico anual en una vivienda tipo, que pasa de aproximadamente 3.000 kWh/año en un escenario convencional a cerca de 9.000 kWh/año en un escenario totalmente electrificado. Este incremento se explica principalmente por la sustitución de usos energéticos tradicionalmente cubiertos con combustibles fósiles, como la calefacción, el agua caliente sanitaria y, en su caso, el transporte, por tecnologías eléctricas. No obstante, el aumento de la demanda eléctrica se produce en paralelo a mejoras de eficiencia, especialmente mediante el uso de bombas de calor, lo que modera el crecimiento del consumo final en relación con la energía total sustituida.



Sección A. Contexto de electrificación en España

A1. Infraestructura y regulación energética

A1.1 Conexión y aislamiento de la red española

La interconexión eléctrica entre estados aporta numerosos beneficios, entre ellos una mayor estabilidad del sistema, una mejor integración de las energías renovables y un ahorro económico significativo. Sin embargo, España continúa siendo una “isla eléctrica” debido a su limitada conexión con Francia y, por tanto, con el resto del mercado eléctrico europeo. Esta capacidad de interconexión resulta insuficiente para un sistema como el español, en el que predomina la generación a partir de fuentes renovables variables, lo que dificulta equilibrar la oferta y la demanda de forma eficiente. Además, las nuevas interconexiones afrontan desafíos políticos, técnicos y económicos que frenan su desarrollo y limitan el aprovechamiento del potencial energético nacional.

Breve introducción

Las interconexiones eléctricas son enlaces internacionales que permiten intercambios bidireccionales de electricidad entre redes vecinas. Estos enlaces posibilitan que los países con excedente de generación exporten energía a países con déficit, mejorando así la flexibilidad y operatividad del sistema eléctrico ². Entre los beneficios clave de las interconexiones se encuentran el aumento de la resiliencia del sistema ante situaciones de escasez o sobreoferta, el estímulo al uso de tecnologías de generación más rentables, y el impulso a las energías renovables ³. Actualmente, España se considera una “isla eléctrica” por su débil capacidad de intercambio con Europa continental ⁴. Aunque mantiene fuertes conexiones con Portugal, además de con Marruecos y Andorra, ninguna de ellas permite una integración efectiva con el mercado eléctrico continental. Su nivel total de interconexión con Europa continental se sitúa en torno al 3%, muy por debajo del umbral del 10% establecido por la UE para 2020 y del 15% previsto para 2030, lo que limita significativamente tanto la capacidad de intercambio como la integración real de mercados eléctricos ⁵. Esta situación evidencia la necesidad urgente de reforzar la interconexión con Francia, como principal vía para integrar la Península Ibérica al mercado eléctrico europeo.

Contexto nacional

La inversión en la interconexión de España con Francia es crucial para romper el paradigma de “isla energética”, promoviendo así una integración en un mercado mayor ⁶. Esta conexión, además de permitir conectar la península ibérica con el mercado eléctrico europeo, permitiría conectar dos países con mix energéticos distintos y una importancia de las energías renovables significativamente distinta. En España las fuentes renovables (eólica y solar) representan más del 43% del mix eléctrico, intentado llegar al 81% de electricidad renovable en 2030 ⁷, mientras que en Francia predomina la energía nuclear, con una participación en torno al 68%, con un objetivo de energía renovable del 35% para 2030 ⁸. A nivel

tecnológico, las interconexiones se realizan principalmente mediante dos opciones. La corriente alterna de alta tensión (HVAC) es la solución más habitual y económica para distancias cortas. En cambio, la corriente continua de alta tensión (HVDC) requiere mayor inversión inicial, pero presenta menores pérdidas y suele ser más adecuada para distancias largas, especialmente en enlaces submarinos o soterrados ⁹. Actualmente, existen tres conexiones en funcionamiento a través de los Pirineos. Además, se prevé una línea submarina a través del Golfo de Vizcaya para 2028 y se planean dos líneas adicionales a través de los Pirineos, que no entrarán en funcionamiento antes de 2030.

Contexto europeo

La comparación europea evidencia el carácter singular del sistema español: en 2025, 14 países de la UE ya han cumplido el objetivo de la UE para 2030 de interconexión total del 15% ¹⁰. Frente a la interconexión total española del 3,6%, numerosos estados miembros presentan una integración significativamente mayor, como Dinamarca (36,5%) o Alemania (10,2%). Además, el contraste infraestructural es notable, frente a las tres interconexiones operativas entre España y Francia, existen cuatro líneas entre Alemania y la República Checa y cuatro líneas entre Alemania y Países Bajos, reforzando el paradigma de “isla energética” del sistema eléctrico español.

Retos actuales

A pesar de los avances logrados en los últimos años, la interconexión eléctrica de España con Europa continental continúa enfrentando importantes retos, tanto en su configuración actual como en el desarrollo de nuevas líneas de conexión. En primer lugar, la capacidad actual resulta claramente insuficiente. La infraestructura existente no ofrece un margen de respuesta adecuado, ya que el intercambio entre la Península Ibérica y Francia constituye un porcentaje ínfimo de la capacidad de generación de la península. Esta limitada interconexión restringe la posibilidad de intercambio energético eficiente y, según diversos expertos y análisis preliminares, podría incluso explicar la prolongada duración del reciente apagón ocurrido en la Península Ibérica ¹¹. Además, la construcción de nuevas infraestructuras de interconexión supone un desafío considerable. Las barreras naturales de los Pirineos y las alternativas submarinas implican elevados costes técnicos y económicos, especialmente en el caso de las líneas HVDC (corriente continua de alta tensión) que reducen las pérdidas en largas distancias submarinas o soterradas. A ello se suma la oposición social y medioambiental en determinadas zonas de los Pirineos, donde se teme el impacto paisajístico y ecológico de las obras ¹². Otro obstáculo relevante es la limitada voluntad política para fortalecer estas conexiones. Persiste un interés asimétrico entre España y Francia que dificulta la plena integración del mercado ibérico con el europeo ¹³. Esta situación se explica, en parte, por el carácter autárquico del sistema eléctrico francés, fuertemente basado en la energía nuclear, que seguirá siendo su principal fuente de generación en el futuro previsible ¹⁴. Finalmente, la escasa interconexión genera una marcada desigualdad en los precios de la electricidad entre la Península Ibérica y el resto del mercado europeo. Un refuerzo de las infraestructuras permitiría reducir esta brecha y favorecer la convergencia de precios, mejorando la competitividad y la eficiencia del sistema eléctrico español ¹⁵.

Como consecuencia de esta baja interconexión con Europa continental, el sistema eléctrico español opera en mayor medida como un sistema semi-aislado, con menor capacidad de exportar excedentes renovables e importar energía en episodios de déficit. Esta limitación reduce la flexibilidad disponible y obliga a compensarla con mecanismos internos para garantizar su estabilidad. En la práctica, esto implica una

dependencia más marcada en el diseño del mix para asegurar la seguridad de su suministro. Por ello, a continuación, se analiza el mix energético actual y la planificación desde un enfoque integrado.

A1.2 Falta de análisis integrado del mix energético actual

A día de hoy, la transición energética en España se ve facilitada por un mix diversificado que combina el liderazgo de las renovables con fuentes firmes como la nuclear, garantizando seguridad de suministro y precios competitivos. Mantener una cartera tecnológica amplia permite afrontar la variabilidad, reducir riesgos y asegurar un sistema eléctrico estable y sostenible a largo plazo.

Breve introducción

La configuración de un mix energético sostenible y económicamente viable representa un desafío de primer orden para España. La creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, junto con la obligación de garantizar la seguridad del suministro a precios competitivos, exige un análisis riguroso y una estrategia bien definida.¹⁶ Esta subsección examina la estructura actual del mix energético español, prestando especial atención a la interrelación entre las energías renovables (solar y eólica) y la nuclear, siendo la última objeto del debate público. Se concluye que ambas tecnologías son elementos clave para impulsar la electrificación con bajas emisiones de CO₂ en nuestro país.

Contexto nacional

El mercado eléctrico español, al igual que la mayoría de los mercados europeos, opera bajo un sistema marginalista¹⁷. En este sistema, el precio para cada hora del día siguiente se determina mediante una subasta en la que las tecnologías de generación entran en orden de coste, desde la más barata a la más cara, hasta cubrir la demanda prevista. Generalmente, las primeras en incorporarse son las energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, que presentan los Costes Nivelados de la Energía (LCOE) más bajos. Según informes recientes, el LCOE de la energía solar fotovoltaica a gran escala en España se sitúa por debajo de los 37 €/MWh¹⁸. Posteriormente, entran en el sistema otras tecnologías como la nuclear, cuyo LCOE se estima entre 65 y 70 €/MWh¹⁹, y finalmente las centrales de ciclo combinado de gas, con un LCOE de entre 50 y 101 €/MWh²⁰.

En un contexto cada vez más dependiente de las renovables, en 2023 y 2024 España superó el 50% de generación eléctrica con estas fuentes. Sin embargo, la elevada penetración de tecnologías intermitentes plantea importantes desafíos para la estabilidad del sistema, especialmente cuando el mix depende demasiado de una sola fuente²¹. Ante esta situación, y hasta que la capacidad de almacenamiento a gran escala alcance mayor despliegue, tecnologías como la nuclear y los ciclos combinados desempeñan un papel relevante en la estabilidad del sistema. No obstante, los ciclos combinados conllevan elevados costes operativos, una fuerte dependencia de combustibles fósiles importados y emisiones

contaminantes. Por su parte, la energía nuclear, que actualmente aporta en torno al 20% del mix eléctrico, constituye una fuente estable y competitiva en términos de precio, aunque exige grandes inversiones iniciales y, para resultar rentable, requiere una participación significativa y sostenida dentro del sistema.

Además, el parque nuclear español vigente no fue concebido para ajustar su producción hora a hora ni para adaptarse con flexibilidad a la variabilidad de las fuentes renovables (proceso conocido como *seguimiento de carga*), a diferencia de los ciclos combinados o de diseños nucleares más modernos. En este escenario de transición energética, es clave lograr un mix equilibrado que garantice la estabilidad de la red, acelere el despliegue de sistemas de almacenamiento y asegure cadenas de suministro para nuevas infraestructuras.

Contexto europeo

La electrificación del sistema energético constituye un denominador común en la política energética de la Unión Europea, impulsada por los objetivos de descarbonización y seguridad energética. Sin embargo, la forma de implementar esta transición varía notablemente entre países, reflejando diferentes realidades geopolíticas, recursos naturales disponibles y marcos regulatorios ²¹. Por ejemplo, Italia sigue siendo altamente dependiente del gas natural, que aporta aproximadamente el 40–45% de su mix eléctrico y es, en gran medida, importado. Alemania, tras el cierre de sus últimas centrales nucleares en 2023, ha intensificado su apuesta por las energías renovables, que ya representan más de la mitad de su generación eléctrica, manteniendo, sin embargo, un respaldo relevante basado en gas y carbón. Francia, por su parte, ha reafirmado su estrategia nuclear, que continúa suministrando en torno al 70% de su electricidad, al tiempo que impulsa el desarrollo de las renovables como complemento. Suecia presenta un mix especialmente bajo en emisiones gracias a la combinación de energía nuclear, hidroeléctrica y eólica. En contraste, gran parte de Europa del Este conserva una elevada dependencia de combustibles fósiles importados, aunque países como Hungría, Polonia o Eslovaquia están reforzando sus estrategias mediante la ampliación de programas nucleares y el despliegue progresivo de energías renovables.

Retos actuales

España presenta una excelente oportunidad para posicionarse como una potencia líder en energía limpia y asequible, con la capacidad de alcanzar un mix de generación eléctrica con un 80–90% de fuentes renovables (hidroeléctrica, solar y eólica) para el año 2050. No obstante, para que esta transición sea exitosa, el despliegue de capacidad debe ir acompañado de una integración que resuelva la naturaleza no sincrónica de las energías solar y eólica. Este escenario obliga a evolucionar hacia una red más avanzada capaz de mitigar los vertidos de energía (curtailment) y gestionar la pérdida de inercia mecánica.

Además, será necesario contar con tecnologías que aporten la firmeza al sistema. Es precisamente en este marco de búsqueda de equilibrio entre seguridad y sostenibilidad donde resulta necesario evaluar la viabilidad económica y el papel estratégico de la energía nuclear existente, un activo que actualmente es objeto de debate público. El Coste Nivelado de la Energía (LCOE) de las centrales nucleares españolas ya amortizadas sigue siendo objeto de debate, aunque se estima que ronda los 60 €/MWh, de los cuales aproximadamente 22 €/MWh corresponden a impuestos específicos ¹⁶. Una reestructuración fiscal que redujera esta carga podría situar el coste real de operación en torno a los 45 €/MWh, haciendo a la energía nuclear plenamente competitiva en el mercado marginalista. Es importante tener en cuenta que la fiscalidad total aplicada al parque nuclear (entre impuestos estatales y autonómicos) genera una

recaudación aproximada de 1.000 millones de euros anuales, ingresos que desaparecerían en caso de cierre de las plantas.

Otro aspecto fundamental es el valor de la estabilidad en un mercado incierto. Aunque España cuenta con potencial para convertirse en una potencia exportadora de electricidad renovable, la evolución de la demanda futura, tanto a nivel nacional como europeo, se enfrenta a notables incertidumbres. La existencia de pequeños desajustes entre la oferta renovable —dada su naturaleza intermitente— y la demanda, pueden derivar en una elevada volatilidad de precios, llegando al extremo de la canibalización de precios (precio 0 o negativo) afectando a la rentabilidad de la industria o incluso comprometer la seguridad de suministro.

España dispone de una orografía favorable para desarrollar almacenamiento mediante bombeo hidráulico, esta tecnología por sí sola no sería suficiente para sostener un sistema eléctrico renovable. Por ello, será esencial complementar el bombeo con otras soluciones, como las baterías. En esta línea, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030 prevé alcanzar una capacidad total de almacenamiento de 22 GW, de los cuales aproximadamente el 45% correspondería al bombeo y el 55% a baterías. Si bien el progreso tecnológico y la reducción de costes de las baterías han sido extraordinarios, con caídas superiores al 80% en la última década ²², persisten preocupaciones sobre posibles desequilibrios entre la oferta y la demanda de materias primas críticas, como el litio o el cobalto. Además, el estrés hídrico asociado al cambio climático podría limitar el potencial del bombeo hidráulico. En conjunto, estos factores exigen un enfoque prudente, con amplios márgenes de seguridad y mecanismos sólidos que incentiven la inversión.

Esta cuestión enlaza directamente con un reto más amplio: la transición hacia un sistema basado en renovables incrementa la dependencia de la minería y de materias primas estratégicas. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), las tecnologías eólica y solar requieren, por unidad de energía generada, una cantidad significativamente mayor de minerales (como cobre, litio, zinc o tierras raras) que la energía nuclear ²³. Este hecho contrasta con la situación de España, que cuenta en Salamanca con uno de los mayores yacimientos de uranio de la Unión Europea, estimado en unas 34.000 toneladas. Además, el uranio requiere un volumen de extracción muy inferior para generar la misma cantidad de electricidad, lo que reduce de forma notable el impacto ambiental asociado a la minería. Por ello, en un contexto en el que la electrificación es prioritaria para descarbonizar la economía y responder al incremento de la demanda, la inclusión de la energía nuclear en el mix no debería descartarse de forma tácita.

A1.3 Percepción pública y evaluación del rol de la energía nuclear

La energía nuclear ha reforzado progresivamente sus estándares de seguridad y regulación, y hoy opera bajo supervisión estricta con gestión de residuos basada en almacenamiento controlado y confinamiento a largo plazo. Aunque los indicadores comparativos sitúan su impacto sanitario en niveles bajos, su evaluación debe considerar riesgos de baja probabilidad y alta consecuencia, así como factores económicos e institucionales. En paralelo, crece el interés por los reactores modulares pequeños (SMR) como opción para facilitar el despliegue y mejorar la estandarización.

Breve introducción

El debate sobre la energía nuclear suele verse condicionado por percepciones públicas y entornos polarizados, lo que dificulta un análisis técnico basado en evidencias. Esta subsección ofrece un breve contexto sobre las principales preocupaciones y la respuesta de la industria y la ciencia. La percepción pública ha estado marcada por tres accidentes históricos²⁴: Chernóbil (1986), asociado a fallos de diseño y operación no comparables con los reactores actuales²⁵, Three Mile Island (1979) ²⁶, donde el edificio de contención evitó impactos externos significativos e impulsó mejoras operativas; y Fukushima (2011) ²⁷, que evidenció la necesidad de mayor resiliencia ante eventos extremos. Estos casos han derivado en avances relevantes en seguridad y diseño. Por último, la gestión de residuos sigue siendo una preocupación clave, debido a la necesidad de soluciones de almacenamiento seguro a muy largo plazo, aspecto que se aborda brevemente señalando los marcos institucionales en España y Europa.

Contexto nacional

En España, el marco institucional de seguridad nuclear y protección radiológica está encabezado por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), un organismo público independiente de la Administración General del Estado que rinde cuentas al Parlamento y actúa como autoridad competente en esta materia. Su función principal es garantizar la protección de los trabajadores, la población y el medio ambiente frente a los efectos de las radiaciones ionizantes mediante la elaboración de criterios regulatorios, la autorización y la supervisión continua de las instalaciones nucleares y radiactivas, así como su participación en la gestión de emergencias.

De forma complementaria, la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (ENRESA) es la entidad pública responsable de la gestión segura de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las instalaciones al final de su vida útil, configurando un esquema dual que integra regulación independiente y gestión técnica especializada, alineado con directrices nacionales e internacionales.

La gestión de residuos se organiza según su nivel de actividad: los residuos de baja y media actividad se tratan y almacenan de forma definitiva en el centro de El Cabril (Córdoba), diseñado para asegurar su confinamiento a largo plazo, mientras que los residuos de alta actividad, principalmente el combustible gastado, se gestionan inicialmente mediante enfriamiento en piscinas y posteriormente mediante su traslado a Almacenes Temporales Individualizados (ATI) en los propios emplazamientos {Updating}. La opción de referencia para la gestión final del combustible gastado es un Almacén Geológico Profundo

(AGP) ²⁸, cuya implantación se contempla en la planificación vigente, incorporando una hoja de ruta y procedimientos de información y participación pública, con el objetivo de asegurar el aislamiento de los residuos de mayor peligrosidad durante escalas temporales de miles de años conforme a prácticas internacionalmente consensuadas.

Contexto europeo

A escala internacional, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) constituye el principal marco de referencia para la seguridad nuclear, mediante el establecimiento de normas, la promoción de buenas prácticas y la coordinación del intercambio de lecciones aprendidas con el objetivo de reforzar la mejora continua en todo el sector. En el ámbito europeo, la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM), creada en 1957, articula la cooperación entre Estados miembros para el uso pacífico de la energía nuclear, coordina programas de investigación, define requisitos de seguridad y protección radiológica, y contribuye a garantizar el abastecimiento de combustibles nucleares. En el núcleo de esta cultura regulatoria se encuentra el principio ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), que exige minimizar la exposición a la radiación mediante un enfoque de optimización permanente, más allá del mero cumplimiento de límites normativos ²⁹. Como resultado de esta evolución, los diseños de reactores actuales incorporan estrategias de defensa en profundidad y sistemas de seguridad pasiva orientados a prevenir y mitigar accidentes, reduciendo la probabilidad de daño al núcleo y limitando potenciales liberaciones radiológicas. No obstante, el desarrollo de nuevas instalaciones se enfrenta a retos relevantes de competitividad frente al rápido despliegue y abaratamiento de tecnologías renovables y de almacenamiento, lo que ha impulsado esfuerzos de optimización del diseño y estandarización, manteniendo como condicionante prioritario el cumplimiento de requisitos de seguridad.

Retos actuales

La seguridad asociada a las distintas tecnologías de generación puede evaluarse, de forma aproximada, mediante indicadores de salud pública como la métrica de muertes por teravatio-hora (TWh), que permite comparar impactos promedio por unidad de electricidad producida. En estimaciones ampliamente citadas, el carbón y el petróleo presentan valores elevados, en torno a 24,6 y 18,4 muertes/TWh, respectivamente, debido principalmente a los efectos de la contaminación atmosférica. El gas natural se sitúa alrededor de 2,8 muertes/TWh y la hidroeléctrica cerca de 1,3 muertes/TWh, con un peso relevante del riesgo asociado a fallos de presas. En contraste, la solar, la eólica y la nuclear registran valores sustancialmente inferiores, en el rango aproximado de 0,02, 0,04 y 0,03 muertes/TWh, respectivamente, donde predominan accidentes laborales y, en el caso nuclear, el impacto promedio agregado de la experiencia histórica. No obstante, la interpretación de esta métrica presenta limitaciones, ya que no discrimina adecuadamente entre riesgos crónicos y distribuidos, característicos de los combustibles fósiles, y eventos de baja probabilidad y alta consecuencia, como los accidentes nucleares severos. Además, estas comparativas suelen omitir aspectos como la gestión de residuos de alta actividad en horizontes temporales muy largos, los riesgos asociados a proliferación y la elevada sensibilidad social ante incidentes nucleares. En paralelo, el sector nuclear enfrenta retos de carácter tecnológico y económico en un entorno de rápido despliegue y reducción de costes de las renovables y el almacenamiento, lo que ha impulsado un interés creciente por los reactores modulares pequeños (SMR, *Small Modular Reactors*) como opción para mejorar la estandarización, reducir plazos de construcción y explorar aplicaciones adicionales (por ejemplo, calor industrial o producción de hidrógeno). Este interés es observable tanto a nivel global como europeo. A escala mundial, Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido lideran iniciativas industriales y regulatorias para su desarrollo y despliegue, mientras que Rusia y China avanzan en proyectos operativos y de construcción

asociados a diseños de menor potencia y conceptos modulares ³⁰. En Europa, además del programa del Reino Unido (Rolls-Royce SMR) y las iniciativas de Francia (NUWARD), destacan países que han formalizado proyectos o acuerdos para la adopción de SMR, como Rumanía (proyecto con NuScale), y los esfuerzos de República Checa y Polonia por desarrollar capacidad nuclear modular como parte de su estrategia de transición y seguridad energética ³¹. En este contexto, la European Industrial Alliance on SMRs ha identificado proyectos de referencia en tecnologías y consorcios diversos, reflejando un enfoque coordinado hacia potenciales despliegues durante la década de 2030, aunque su viabilidad final dependerá de la madurez tecnológica, el marco regulatorio, la aceptabilidad social y, especialmente, la demostración de modelos de coste competitivos ³².

En conjunto, el interés por los SMR refleja la búsqueda de tecnologías capaces de aportar generación firme y flexibilidad en sistemas eléctricos cada vez más dominados por renovables variables. Sin embargo, el despliegue de estas soluciones, al igual que el de las renovables y el almacenamiento, depende de señales económicas coherentes y de un marco regulatorio y fiscal alineado con los objetivos de transición. En este contexto, la siguiente sección analiza la desalineación entre fiscalidad, precios e incentivos en el sistema eléctrico español.

A1.4 Desalineación fiscal y de precios con renovables

España ya supera el 50% de generación renovable, pero su despliegue e integración dependen de precios, fiscalidad e incentivos coherentes. La rápida caída de costes en solar y eólica y la necesidad creciente de almacenamiento hacen crítico alinear el marco fiscal y regulatorio para no frenar la inversión. En España, el fin de medidas excepcionales y la fiscalidad eléctrica elevan la carga, mientras que los municipios pueden acelerar la electrificación mediante ICIO, IBI, IAE y cánones. En la UE, la fiscalidad sigue siendo muy desigual y está en revisión para adaptarse a la transición. El reto principal es reducir barreras administrativas y la fragmentación territorial, especialmente en municipios pequeños.

Breve introducción

La transición energética europea y española se apoya en el despliegue acelerado de tecnologías bajas en carbono con el objetivo de reducir emisiones, reforzar la seguridad de suministro y disminuir la exposición a la volatilidad de los combustibles fósiles. A medida que las renovables aumentan su cuota, el diseño de precios y de la fiscalidad resulta determinante, ya que condiciona la rentabilidad de la inversión, la adopción de tecnologías de flexibilidad y la eficiencia del sistema. En este contexto, un marco fiscal no alineado con los objetivos climáticos puede introducir señales económicas subóptimas y ralentizar el despliegue de renovables y almacenamiento. España ha avanzado notablemente en esta transición, alcanzando en 2024 un 56,8% de generación eléctrica renovable, según Red Eléctrica ³³. En la última década, el coste de la fotovoltaica ha caído un 90%, mientras que la eólica terrestre ha reducido sus costes en torno al 70% y la eólica marina cerca del 62% desde 2010 ³⁴. En cambio, la termosolar y el bombeo hidráulico han mostrado descensos más moderados (del 15–30%), manteniéndose como opciones relativamente más costosas. La elevada penetración de generación variable incrementa la

necesidad de almacenamiento para equilibrar generación y consumo. El PNIEC fija como objetivo alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento en 2030 y 30 GW en 2050, mediante baterías, bombeo y otras tecnologías ³⁵. Según la AIE, el precio de las baterías de litio ha descendido alrededor de un 90% entre 2010 y 2023 (de 1.400 \$/kWh a 140 \$/kWh) ³⁶, lo que facilita modelos de “batería local” y nuevas oportunidades para municipios, empresas y comunidades energéticas, siempre que exista un marco regulatorio adecuado. En paralelo, el bombeo hidroeléctrico sigue siendo la tecnología más extendida y eficiente para aportar flexibilidad, aunque su expansión depende de la disponibilidad hídrica y de condicionantes ambientales.

Contexto nacional

En el contexto nacional, el precio medio de la electricidad (durante 2025) en el mercado mayorista español se sitúa en torno a 75€ por megavatio hora, con picos que pueden superar los 85€ en los meses de mayor demanda ³⁷. Cabe destacar que el 2025 supuso el fin de las medidas fiscales excepcionales, con el retorno del IVA al 21% tras un periodo de reducción temporal implementado durante la crisis energética y el restablecimiento de los impuestos eléctricos habituales como el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE), el cual ha pasado de estar suspendido en el año 2023 a su tipo de gravamen habitual del 7 % al finalizar el 2024 y el Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) el cual se situaba en el 0,5 % a finales del 2023 y actualmente se encuentra en su tipo impositivo general del 5,11 % ³⁸. Además, desde 2022 existe un gravamen energético del 1.2% sobre la facturación de las grandes empresas energéticas con ingresos superiores a 1000 M€. En 2023, la Agencia Tributaria recaudó casi 2.908 millones de euros mediante el nuevo gravamen energético, muy cerca de los 3.000 millones previstos. Aunque la Unión Europea estableció que este impuesto debía ser temporal, el Gobierno español lo prorrogó hasta 2025, con un debate abierto en el Congreso para hacerlo permanente ³⁹. En este marco, los municipios españoles disponen de instrumentos fiscales para incentivar el despliegue de renovables y acelerar la electrificación local, principalmente ICIO, IBI, IAE y canon municipal, los cuales fueron reforzados por el Real Decreto-ley 7/2025 ⁴⁰, que habilitaba bonificaciones orientadas al autoconsumo y a tecnologías eléctricas eficientes. Pocos meses después, el BOE de 24 de julio de 2025 publicó la derogación del Real Decreto-ley 7/2025, al no ser convalidado por el Congreso dentro del plazo constitucional. Esta norma, aprobada como respuesta urgente a la crisis eléctrica de abril de 2025, incluía medidas para flexibilizar el acceso a la red, evitar el acaparamiento de capacidad, impulsar el autoconsumo, simplificar la recarga de vehículos eléctricos y apoyar a la industria electrointensiva. También introducía cambios regulatorios y fiscales relevantes, como facilitar la instalación de bombas de calor en comunidades de propietarios y habilitar bonificaciones en el IBI y el ICIO, así como ajustes en el cálculo del IAE. Con su derogación, todas estas medidas quedan sin efecto.

Contexto europeo

En la Unión Europea, la fiscalidad aplicada a la electricidad y a los productos energéticos presenta una heterogeneidad significativa entre Estados miembros. Aunque los impuestos especiales sobre la electricidad para usos empresariales se sitúan, en promedio, en torno a 7 €/MWh, existen diferencias muy marcadas: por ejemplo, Suecia aplica niveles cercanos a 0,52 €/MWh, mientras que Países Bajos supera los 100 €/MWh ⁴². Esta dispersión refleja estrategias nacionales distintas en cuanto a recaudación, señalización de precios e incentivos a la electrificación. El marco normativo común viene definido por la Directiva 2003/96/CE (Directiva de Fiscalidad de la Energía), que establece mínimos armonizados para los productos energéticos utilizados como combustibles de transporte o calefacción, así como para la electricidad ⁴³. No obstante, la directiva permite a los Estados miembros fijar tipos superiores a dichos

mínimos y contempla exenciones y reducciones, lo que explica en gran parte la variabilidad observada. Actualmente, la Comisión Europea ha propuesto la revisión de este marco mediante la iniciativa COM(2021) 563, con el objetivo de alinear la fiscalidad energética con los objetivos climáticos, reducir exenciones asociadas a combustibles fósiles y mejorar la coherencia de los incentivos hacia tecnologías bajas en carbono, incluyendo el almacenamiento ⁴⁴. En síntesis, aunque existe una arquitectura regulatoria común, la fiscalidad energética europea sigue siendo no homogénea y se encuentra en un proceso de actualización para adaptarse a la transición ecológica.

Retos actuales

Pese a los avances normativos y fiscales, persisten barreras que limitan la integración eficiente de renovables, almacenamiento y electrificación a escala local. En primer lugar, la heterogeneidad entre municipios, en capacidad técnica, recursos financieros y desarrollo normativo, genera una aplicación desigual de incentivos y ordenanzas, produciendo asimetrías territoriales y reduciendo la previsibilidad para promotores, ciudadanos e industria. Esta fragmentación eleva los costes de transacción y dificulta la replicabilidad de proyectos, especialmente en autoconsumo colectivo y comunidades energéticas.

En segundo lugar, la complejidad administrativa y los tiempos de tramitación continúan siendo un cuello de botella. La necesidad de coordinar permisos entre niveles municipal, autonómico y estatal introduce retrasos e incertidumbre, afectando de forma particular a proyectos pequeños y medianos. A ello se suma la falta de personal especializado en muchos ayuntamientos, sobre todo en municipios rurales, lo que dificulta la elaboración de ordenanzas, la evaluación de proyectos y la implantación de esquemas más avanzados. Finalmente, la integración territorial requiere marcos claros para el almacenamiento y mecanismos efectivos de participación y reparto de beneficios, de forma que los territorios que acogen infraestructuras puedan capturar retornos proporcionales y se reduzcan fricciones sociales. Aunque el marco fiscal y de precios es determinante para activar inversión en renovables y almacenamiento, su efectividad depende de que el sistema pueda integrar físicamente esa nueva generación y demanda. A medida que crece la electrificación, emergen limitaciones operativas asociadas a la capacidad de red, la flexibilidad y la disponibilidad de tecnologías y materiales en la cadena de suministro.

A medida que crece la electrificación, aparecen limitaciones asociadas a la capacidad de red, la flexibilidad del sistema y la disponibilidad de tecnologías y materiales. Además, el marco fiscal actual no refleja plenamente las externalidades ambientales y mantiene ciertos subsidios implícitos a los combustibles fósiles, lo que distorsiona las señales de precio y puede frenar la competitividad de la electrificación renovable. En este contexto, la siguiente sección analiza cómo la capacidad de red, el almacenamiento y la cadena de suministro condicionan la viabilidad y el ritmo de despliegue en los próximos años.

A.1.5 Capacidad de red, flexibilidad, almacenamiento y cadena de suministro

La transición energética requiere dos pilares complementarios: flexibilidad y almacenamiento para evitar congestiones y vertidos de renovables, y una cadena de suministro resiliente para baterías, electrónica y materiales críticos. En España, el despliegue renovable ya tensiona la red y la dependencia de importaciones añade riesgos de costes y plazos. A la vez, el aumento previsto de capacidad renovable y de electrificación exigirá acelerar inversiones y planificación para que la infraestructura eléctrica y el tejido industrial puedan acompañar el ritmo de la transición.

Breve introducción

La transición energética europea avanza con rapidez, impulsada por el despliegue renovable y la electrificación de los usos finales. Para sostener este crecimiento, el sistema necesita dos pilares complementarios: mayor flexibilidad eléctrica y cadenas de suministro resilientes. Sin flexibilidad, el sistema corre riesgo de congestiones, curtailment de renovables (vertidos técnicos) y problemas de seguridad de suministro ³⁶. El almacenamiento y los mecanismos de flexibilidad (baterías, bombeo, respuesta de la demanda, híbridos) son herramientas clave para suavizar la intermitencia y optimizar el uso de la infraestructura existente ⁴⁵. Paralelamente, la dependencia exterior en baterías, electrónica y materiales críticos expone a Europa a vulnerabilidades geopolíticas y puede ralentizar el cumplimiento de los objetivos climáticos ⁴⁶. Asegurar una transición ordenada y competitiva requiere reforzar simultáneamente la operación del sistema eléctrico y la capacidad industrial que la respalda, garantizando que tanto la red como la cadena de suministro estén preparadas para el escenario 2030–2050.

Contexto nacional

España avanza rápidamente en la integración renovable y la electrificación, pero este crecimiento presiona tanto la red eléctrica como la cadena de suministro asociada. En muchos nudos la red se acerca a su límite operativo, lo que complica nuevas conexiones y eleva el riesgo de congestión ⁴⁷. Paralelamente, el país depende en gran medida de componentes importados (baterías, electrónica y materiales críticos) lo que introduce vulnerabilidades en costes y plazos. En fotovoltaica, más del 80% de los módulos procede de Asia ⁴⁸, lo que expone a los promotores a fluctuaciones de precios y plazos. En eólica, aunque el país cuenta con fabricantes de referencia, existe presión en la producción de palas, torres y electrónica de potencia, especialmente en momentos de alta demanda europea. Red Eléctrica de España (REE) y el Ministerio han impulsado medidas normativas para integrar el almacenamiento como recurso esencial, y cambios regulatorios recientes priorizan los proyectos híbridos renovables + almacenamiento para facilitar la conexión y mitigar congestiones en la red ⁴⁹. En el plano operativo, el sistema combina el almacenamiento tradicional por bombeo hidráulico, predominante gracias al perfil montañoso del país, con la introducción progresiva de baterías. Las proyecciones del PNIEC actualizado establecen un objetivo ambicioso de 22,5 GW de almacenamiento para 2030. Aunque el bombeo seguirá siendo una tecnología base aportando cerca de 9,5 GW, el plan exige que más de la mitad de la capacidad futura provenga de nuevas tecnologías como las baterías y la termosolar, un despliegue que los incentivos públicos buscan

acelerar ⁵⁰. Este despliegue de almacenamiento aumenta la demanda nacional de baterías, inversores y sistemas de gestión energética, sectores donde la fabricación local es aún limitada. Los planes industriales recientes (incluyendo programas de apoyo a la fabricación de baterías) buscan reforzar la autonomía estratégica, atraer gigafactorías y consolidar capacidades locales en reciclaje de materiales críticos como litio, níquel y cobalto. No obstante, los plazos de desarrollo industrial continúan rezagados respecto al ritmo de la transición energética.

Contexto europeo

En el contexto de la Unión Europea, la transición energética trasciende la simple adición de capacidad renovable; exige un rediseño estructural de los mercados y marcos regulatorios para que remuneren adecuadamente la flexibilidad, un activo que las renovables variables no pueden garantizar por sí solas. Al mismo tiempo, la seguridad de la cadena de suministro se ha convertido en una prioridad estratégica. Normativas como el Reglamento de Materias Primas Fundamentales (Critical Raw Materials Act - CRMA) y el Reglamento de la Industria de Cero Emisiones Netas (Net-Zero Industry Act - NZIA) establecen objetivos para reducir la dependencia exterior, incluyendo que al menos el 40% de la fabricación de tecnologías limpias se realice en Europa y que ningún país tercero suministre más del 65% de un material crítico. Sin embargo, se prevé que la demanda europea de litio, cobre, tierras raras o grafito se multiplique entre dos y cuatro veces para 2030, y hasta por seis en 2050, muy por encima de la capacidad actual de extracción, refinado y manufactura en el continente. Esto obliga a impulsar acuerdos estratégicos con países socios, acelerar permisos industriales y expandir el reciclaje avanzado como pilar de resiliencia. Esto implica perfeccionar los servicios de balance, optimizar el redispatch y fomentar mercados locales de flexibilidad que permitan a la demanda participar activamente. Informes técnicos y revisiones científicas ^{51,52} advierten que las necesidades de flexibilidad del sistema se duplicarán hacia 2030 y crecerán exponencialmente hacia 2050. En este escenario, el almacenamiento se posiciona como el pilar central, cubriendo desde la gestión intradía (baterías para frecuencia y control de voltaje) hasta el respaldo estacional (bombeo e hidrógeno verde). Para materializar esto, diversas iniciativas, junto con las nuevas estrategias industriales europeas y la reciente reforma del diseño del mercado eléctrico reclaman una acción coordinada que combine flexibilidad y cadena de suministro. Tanto la propuesta de un "Plan de Acción para el Almacenamiento de Energía (Energy Storage Action Plan)" como el emergente "Plan de Tecnologías Limpias (Clean Tech Plan)" buscan armonizar normas, eliminar barreras y garantizar señales de inversión estables que permitan acelerar el despliegue de almacenamiento y atraer manufacturación avanzada al continente. Solo integrando ambos pilares podrá Europa garantizar un sistema energético seguro, competitivo y alineado con sus metas climáticas.

Retos actuales

España dispone de un marco técnico y político que reconoce el papel central del almacenamiento y la flexibilidad en la transición, así como de una estrategia industrial que subraya la necesidad de una cadena de suministro robusta para tecnologías renovables y de almacenamiento. Sin embargo, la magnitud del despliegue exige acelerar inversiones en almacenamiento, modernizar la red y completar marcos de mercado que remuneren adecuadamente los servicios de flexibilidad. Solo así se garantizará una integración equilibrada, segura y rentable de las renovables en los próximos años. Entre los principales retos destacan la capacidad de red y las congestiones, dado que la infraestructura de transporte y distribución no crece al ritmo de los nuevos proyectos y requiere inversiones y digitalización. También resulta crítico avanzar en el marco de mercado y la remuneración de la flexibilidad, ya que la viabilidad del almacenamiento depende de modelos que valoren servicios como regulación, respuesta rápida, arbitraje

intradía o gestión de congestión. A ello se suman los costes y la sostenibilidad de las tecnologías, con la necesidad de continuar reduciendo costes, reforzar la circularidad y ajustar la elección tecnológica al servicio requerido, ya sea intradiario o estacional. Otro reto es la dependencia exterior y la resiliencia geopolítica, debido a la concentración internacional de paneles, componentes y minerales estratégicos. Asimismo, la capacidad industrial y la competitividad siguen siendo limitadas, ya que Europa y España aún no producen al ritmo requerido para 2030–2050 y es necesario escalar fabricación, refinado y reciclaje para ganar autonomía estratégica. Finalmente, los permisos, la logística y la planificación coordinada condicionan el despliegue del almacenamiento y la industria asociada, por lo que se requieren autorizaciones más ágiles e integración entre demanda energética, desarrollo industrial y disponibilidad de recursos.

En conjunto, estos retos ponen de relieve que, además del marco fiscal y regulatorio, la transición energética requiere mecanismos operativos que permitan integrar renovables, almacenamiento y nueva demanda eléctrica de forma eficiente en el ámbito local. Por ello, la Sección B se centra en elementos más accionables para responsables políticos municipales, incorporando en cada subsección un apartado específico con recomendaciones de los autores del informe. Para ello, en la sección B1 se analiza el papel de tres actores clave: (B1.1) el agregador energético, como figura emergente para habilitar flexibilidad distribuida; (B1.2) las comunidades energéticas, como instrumento de participación y (B1.3) la industria local, como actor estratégico para la electrificación y el despliegue de tecnologías bajas en carbono.

Sección B. Análisis aplicado a políticas locales

B1. Actores del ecosistema energético

B1.1 Reconocer y potenciar el rol del agregador energético

El agregador energético reúne consumos, generación distribuida y sistemas de almacenamiento de distintos usuarios para operar como una sola entidad frente a la red eléctrica. El fortalecimiento de su papel ofrece múltiples beneficios, como una mayor flexibilidad del sistema, una mejor integración de las energías renovables y ahorros económicos para los consumidores. No obstante, su desarrollo depende de la confianza entre los actores y del acceso transparente a los datos energéticos, factores esenciales para su funcionamiento. Además, los municipios pueden desempeñar un papel activo, intermedio o pasivo en su impulso, según su grado de implicación y capacidad de gestión.

Breve introducción

El auge de las energías renovables, caracterizadas por una generación intermitente, junto con la electrificación de nuevos usos, como el vehículo eléctrico, y la expansión de los prosumidores (consumidores con capacidad de producir energía a pequeña escala), está impulsando cambios estructurales en la operación del sistema eléctrico ⁵³. Bajo estas nuevas condiciones, la respuesta a la demanda permite ajustar el consumo de los usuarios en función de señales del operador del sistema o de variaciones en los precios, contribuyendo a equilibrar generación y demanda. Aunque esta gestión puede realizarse de forma individual, su impacto y eficiencia suelen maximizarse mediante agregadores, que integran múltiples recursos ⁵⁴ y permiten alcanzar una escala suficiente para generar efectos relevantes en el sistema y beneficios económicos que, de forma aislada, serían limitados ⁵⁵. El agregador eléctrico es una entidad que actúa como intermediario entre los usuarios finales, propietarios de recursos energéticos distribuidos (DER) y otros agentes del sistema, agrupando consumos, generación distribuida y/o almacenamiento para operar de forma coordinada ⁵⁶. El fortalecimiento de su papel puede aportar beneficios como una mayor flexibilidad y estabilidad de la red, una integración más eficiente de energías renovables variables y mejoras en la eficiencia económica del sistema ⁵⁷. No obstante, la incorporación efectiva de los servicios de agregación plantea desafíos tanto técnicos (medición, control, interoperabilidad, ciberseguridad) como no técnicos (acceso a datos, regulación, modelos de negocio, confianza y aceptación por parte de usuarios y actores del mercado) ⁵⁸.

Contexto nacional

En España, el rol del agregador y su encaje operativo se encuentran todavía en una fase de consolidación ⁵⁹. El grado de despliegue es desigual a lo largo del territorio y el valor sistémico de la flexibilidad

distribuida, especialmente en redes de distribución, no siempre está plenamente habilitado en términos regulatorios y de mercado. Dos elementos destacan como factores limitantes principales: por un lado, la necesidad de completar un marco regulatorio que defina con precisión funciones, responsabilidades y mecanismos de remuneración; y, por otro, la gobernanza del dato, indispensable para operar servicios de flexibilidad de forma fiable y segura. En primer lugar, la existencia de una legislación específica y operativa resulta crítica para consolidar al agregador como actor del sistema. Un marco regulatorio claro permite reducir incertidumbre, establecer reglas de acceso a mercados (energía, balance y servicios auxiliares), definir la relación con el consumidor y con otros agentes (comercializadoras, generadores y distribuidores), y asignar responsabilidades en términos de medición, liquidación y verificación del servicio prestado ⁶⁰. Sin estos elementos, la agregación tiende a desarrollarse de forma fragmentada, con barreras de entrada elevadas y señales económicas insuficientes para escalar la participación. En segundo lugar, la disponibilidad de datos fiables y granulares es un prerrequisito para que el agregador pueda caracterizar perfiles de consumo, estimar flexibilidad disponible y validar el desempeño de los recursos agregados ⁶¹. Sin embargo, el aumento de las preocupaciones sobre privacidad, propiedad del dato y ciberseguridad puede convertirse en una barrera crítica ⁶². Además, la operación segura de la red exige una coordinación estrecha entre el agregador y el operador de la red de distribución (DSO). Mientras el agregador requiere acceso a datos y capacidad de actuación sobre recursos distribuidos, el DSO necesita conocer y, en ciertos casos, anticipar dichas acciones para evitar congestiones locales o riesgos para la estabilidad y calidad del suministro ⁶³.

Contexto europeo

En Europa, países como Francia, Bélgica, Dinamarca, Finlandia y Países Bajos muestran una implantación más avanzada de la agregación y de la flexibilidad distribuida. Dinamarca, por ejemplo ha trabajado activamente en habilitar la agregación y la flexibilidad en el mercado minorista y de sistema ⁶⁴. Esta implantación más avanzada de los agregadores, ha permitido sin embargo evidenciar barreras de una naturaleza distinta. En estos contextos, la falta de confianza en los mercados energéticos se identifica como un obstáculo relevante, ya que la flexibilidad agregada depende de que consumidores y prosumidores estén dispuestos a modificar sus perfiles de consumo o producción en respuesta a señales externas. Esta disposición no es únicamente un problema técnico, sino también social y económico ⁶⁵. En algunos casos, existe la percepción de que los mercados priorizan el beneficio de los agentes con mayor capacidad de negociación, en detrimento de usuarios finales, lo que reduce la predisposición a participar ⁶⁶. Para abordar esta barrera, se han señalado medidas orientadas a mejorar la comprensión y la percepción del valor de la agregación, como el uso de mensajes menos técnicos, una comunicación más centrada en los beneficios económicos directos para el usuario y una mayor transparencia sobre el funcionamiento de los mecanismos de flexibilidad ⁶⁶. En paralelo, la consolidación del agregador en estos países también requiere el desarrollo de esquemas de compensación más sofisticados y mecanismos de liquidación que clarifiquen responsabilidades en el equilibrio del sistema, reduzcan incertidumbres contractuales y aseguren una distribución percibida como equitativa de los beneficios derivados de la flexibilidad ⁶¹.

Retos actuales

En España, la consolidación del agregador como actor operativo enfrenta todavía varios retos que, en gran medida, se manifiestan en la capa de distribución y en el ámbito municipal. En primer lugar, persiste una incompleta habilitación regulatoria y de mercado para que la flexibilidad agregada participe de forma sistemática y predecible, con reglas claras de acceso, medición, verificación y liquidación ⁶³. En paralelo, la coordinación operativa con el DSO sigue siendo un punto crítico: sin protocolos estandarizados y

trazables que garanticen que las activaciones del agregador no generen congestiones o impactos locales, la flexibilidad distribuida no puede escalar de manera segura ⁵⁸. Un tercer elemento central es la gobernanza del dato (acceso, calidad, granularidad, interoperabilidad y privacidad), ya que la agregación requiere información fiable para caracterizar recursos, estimar disponibilidad y evaluar cumplimiento ⁶⁷. Desde el ámbito local, estas barreras se agravan por la limitada capacidad técnica de muchos ayuntamientos, la heterogeneidad territorial en ordenanzas y procedimientos, y la dificultad de articular mecanismos simples y transparentes de compensación que aumenten la participación de hogares y pymes.

Recomendaciones

Los municipios, como actor de proximidad con la ciudadanía, pueden optar por distintos mecanismos de acción para fortalecer el rol del agregador en el sistema eléctrico. A continuación, detallamos las tres principales recomendaciones, de más a menos activa.

- **Creación del agregador (nivel activo):** el ayuntamiento puede liderar o co-crear una entidad que agregue flexibilidad, reinvertiendo los beneficios producidos por este en la localidad. Un ejemplo de esto puede ser el municipio inglés de Bristol, que impulsa energías eólicas y solares siguiendo la estrategia One City Climate Strategy ⁶⁸.
- **Facilitación de la creación (nivel intermedio):** una segunda opción es facilitar la creación de agregadores. Por ejemplo, Ámsterdam reprogramó puntos de recarga públicos para recarga inteligente coordinado con congestión y producción renovable, permitiendo que operadores actuaran como "agregadores" sin que la ciudad creará uno propio ⁶⁹.
- **Programas de captación de pymes (nivel intermedio):** el ayuntamiento puede lanzar campañas específicas para pymes (comercio, frío industrial, logística, talleres) con alto potencial de flexibilidad, ofreciendo guías simples, modelos contractuales y canales de contacto con agregadores para acelerar su participación.
- **Suministro de información (nivel pasivo):** el ayuntamiento puede suministrar y facilitar el acceso a la información mediante un registro municipal sobre los agregadores y servicios disponibles, publicar una guía ciudadana o herramientas de alfabetización energética de la ciudadanía.

B1.2 Fomentar comunidades energéticas locales activas

Las comunidades energéticas locales son un instrumento relevante para acelerar la transición energética a escala territorial, al facilitar el autoconsumo colectivo, reducir emisiones y mejorar la resiliencia del sistema mediante generación distribuida, almacenamiento y gestión local de la demanda. Cuando existe un marco normativo operativo, financiación accesible y apoyo municipal, pueden canalizar inversión local, fortalecer la aceptación social de proyectos renovables y generar retornos económicos en el propio territorio.

Breve introducción

Las comunidades energéticas locales se han convertido en un pilar estratégico de la transición energética porque permiten a ciudadanos, pymes y administraciones participar directamente en la generación y gestión de energía renovable. Más allá de su dimensión técnica, estas iniciativas buscan democratizar el acceso a la energía, reducir la dependencia de grandes compañías eléctricas y reinvertir los beneficios en el propio territorio. Según datos recientes, España cuenta ya con más de 650 comunidades energéticas en fase de desarrollo o implementación, lo que supone un crecimiento de más del 40% en solo un año y una presencia en alrededor del 8% de los municipios ⁷⁰. No obstante, el desarrollo sigue siendo desigual y las principales barreras persisten como marcos normativos todavía en consolidación, dificultades de financiación, trámites administrativos lentos y falta de conocimiento ciudadano ⁷¹. Si estas limitaciones no se corrigen, existe el riesgo de que las comunidades energéticas se concentren únicamente en territorios con más capacidad técnica, dejando atrás a los municipios pequeños o con menos recursos ⁷².

Contexto nacional

España se ha convertido en uno de los países más activos en el desarrollo de comunidades energéticas, impulsadas por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030, que establece como objetivo estratégico fomentar el autoconsumo colectivo y la participación ciudadana en la transición energética. El avance normativo ha sido decisivo en los últimos años. Desde la eliminación del llamado “*impuesto al sol*” (2018–2019) hasta la aprobación del Real Decreto-ley 5/2023, que incorpora de forma explícita las figuras de Comunidades de Energías Renovables (CER) y Comunidades Ciudadanas de Energía (CCE), España ha dado pasos significativos para dotar de mayor seguridad jurídica a estas iniciativas. Paralelamente, y con financiación parcial de iniciativas europeas, el apoyo institucional y económico también ha sido considerable. Por ejemplo, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha desplegado programas clave como CE Implementa, que ha cofinanciado más de 120 proyectos piloto de comunidades energéticas con fondos europeos *Next Generation EU*. Además, su programa hermano, CE Oficinas, ha financiado cerca de 77 Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC) en todo el país, concebidas como ventanillas únicas para asesorar a municipios y colectivos ciudadanos. A ello se suma la financiación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), que ha movilizado más de 100 millones de euros en los últimos años para reforzar estas iniciativas. Sin embargo, la implantación de comunidades energéticas sigue estando muy concentrada en regiones con tradición

cooperativa o mayor capacidad técnica y capital social (Cataluña, Navarra, País Vasco) ⁷³. Municipios rurales y pequeños ayuntamientos encuentran aún dificultades para poner en marcha proyectos por falta de recursos técnicos y administrativos, lo que amenaza con crear una nueva brecha territorial en la transición energética si no se corrigen estas desigualdades.

Contexto europeo

La Unión Europea reconoce de forma explícita el papel transformador de las comunidades energéticas en el Paquete de Energía Limpia para Todos los Europeos (2019), que introdujo las figuras de Comunidades de Energías Renovables (RED II) y Comunidades Ciudadanas de Energía (IEMD). Estas directivas consagran el derecho de ciudadanos, pymes y autoridades locales a generar, consumir, almacenar y compartir energía renovable en condiciones de igualdad con los grandes actores del mercado. Además, otras políticas europeas refuerzan este enfoque descentralizado. Un buen ejemplo es la “*Renovation Wave*” que plantea la creación de distritos de energía cero con protagonismo ciudadano. En este contexto son numerosos los países que están apostando por este tipo de iniciativas. Alemania ha desarrollado mecanismos de financiación dedicados y cooperativas muy consolidadas. Países Bajos ha puesto en marcha planes para que al menos la mitad de la nueva generación renovable esté en manos ciudadanas y Dinamarca ha apostado por modelos de participación ciudadana obligatoria en proyectos eólicos y solares. Más recientemente, el informe *Driving the Transition: Community Power in National Energy and Climate Plans* ⁷⁴, señala el papel de los Planes Nacionales de Energía y Clima (NECPs) para acelerar la transición energética y crear marcos habilitadores efectivos. El informe señala una movilización creciente en torno al autoconsumo colectivo y la energía compartida, con gran potencial de atraer inversión privada.

Retos actuales

A pesar del crecimiento, el despliegue de comunidades energéticas en España sigue enfrentando barreras estructurales. La primera es la complejidad administrativa y la lentitud de tramitación, particularmente relevante en autoconsumo colectivo, reparto de energía y procesos de legalización e integración en red, lo que eleva los costes transaccionales y dificulta la replicabilidad de proyectos ⁷⁵. En segundo lugar, existen limitaciones de financiación y bancabilidad, ya que muchas comunidades presentan estructuras pequeñas, horizontes de retorno largos y escasa disponibilidad de garantías, lo que reduce su acceso a crédito o inversión privada sin mecanismos específicos de apoyo ⁷⁶. En tercer lugar, persisten carencias de capacidad técnica en ayuntamientos y colectivos promotores, especialmente en municipios rurales, donde la falta de personal especializado limita la gestión y continuidad de los proyectos ⁷⁷. Finalmente, la escalabilidad y sostenibilidad de estos modelos depende de una gobernanza transparente y de su capacidad para integrar perfiles de consumo diversos e incorporar hogares vulnerables, evitando que el despliegue se concentre en territorios y grupos con mayor capacidad institucional y económica ⁷⁷.

Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones son propuestas para los organismos municipales o locales:

- **Simplificar los marcos normativos y administrativos:** reforzar la seguridad jurídica y reducir la carga burocrática mediante procedimientos estandarizados, guías municipales y ventanillas únicas, facilitando la creación, legalización y operación de comunidades energéticas. La experiencia de Vega

de Valcarce ⁷⁷ ilustra cómo la complejidad administrativa y la limitada capacidad local pueden convertirse en barreras críticas si no se acompaña el proceso con apoyo técnico y simplificación de trámites.

- **Escalar experiencias locales existentes:** España cuenta con una ventaja estructural en su tradición de comunidades vecinales y urbanizaciones, donde ya existen mecanismos de cooperación, gobernanza y gestión de servicios comunes. Estas estructuras pueden servir como base para extender la colaboración hacia iniciativas energéticas colectivas, facilitando el despliegue de autoconsumo compartido, recarga coordinada y, progresivamente, almacenamiento y gestión de demanda, con menores costes de coordinación y mayor aceptación social.
- **Reducir los costes de inversión iniciales:** De forma complementaria, los ayuntamientos pueden reorientar o modular incentivos fiscales locales (por ejemplo, mediante bonificaciones o reducciones temporales en tributos vinculados a obras e instalaciones) para disminuir el coste inicial y acelerar la viabilidad financiera de los proyectos.
- **Impulsar un papel municipal activo:** Facilitar el acceso a propiedades públicas infrautilizadas (cubiertas de edificios municipales, aparcamientos, suelos y equipamientos) para instalaciones colectivas de autoconsumo y, cuando sea viable, almacenamiento y recarga. Cuando sea posible, este enfoque debe complementarse con acompañamiento técnico y apoyo a procesos participativos que garanticen una gobernanza clara y la aceptación social del proyecto.
- **Fomentar modelos inclusivos y cooperativos:** Integrar de forma explícita a hogares vulnerables, pymes y entidades sociales en la gobernanza y el reparto de beneficios, mediante mecanismos de participación accesibles, cuotas adaptadas y criterios transparentes de asignación de energía y retornos económicos, evitando que las comunidades energéticas queden restringidas a grupos con mayor capacidad adquisitiva o técnica.
- **Vincular las comunidades energéticas a otras políticas públicas:** Integrar su desarrollo en estrategias municipales y europeas ya existentes como pueden ser la rehabilitación energética, movilidad sostenible, planificación urbana y programas contra la pobreza energética. Esto es importante para aprovechar sinergias o movilizar financiación complementaria.

B1.3 Acompañar a la industria local en su transición energética

La transición energética industrial no es solo un reto tecnológico, sino también un reto de implementación territorial. Los gobiernos locales pueden actuar como facilitadores mediante planificación, permisos, infraestructura, suelo industrial, contratación pública y mecanismos de coordinación con distribuidoras, agregadores y empresas. La electrificación industrial y el uso de electricidad renovable de bajo coste pueden reducir emisiones y mejorar competitividad, pero requieren capacidad de red, acceso ágil a infraestructuras y marcos locales de apoyo, especialmente en un contexto de competencia internacional.

Breve introducción

En España, la industria representa alrededor del 18,4% de las emisiones nacionales ⁷⁸, y opera en un entorno internacional donde los costes energéticos y la seguridad de suministro condicionan la competitividad frente a regiones como EE. UU. o China. En los sectores donde sea técnicamente viable, la electrificación de procesos industriales y el acceso a electricidad renovable constituyen una vía eficaz para reducir emisiones y costes. Esto es especialmente interesante para procesos de temperaturas bajas y medias donde existen tecnologías maduras y competitivas (como bombas de calor industriales, calderas eléctricas y sistemas de calentamiento y secado) que permiten sustituir el calor fósil y aprovechar mejor las horas de alta disponibilidad renovable ⁷⁹. En paralelo, la reducción del coste energético para la industria se ha identificado como un elemento estratégico para la economía europea, tal como subraya la UE en su hoja de ruta 2025–2030, la “Brújula para la Competitividad” ⁸⁰. En el contexto actual, marcado por fricciones geopolíticas y vulnerabilidades en cadenas de suministro, cobra especial relevancia impulsar una base industrial local y europea capaz de reforzar la autonomía estratégica, reducir dependencias externas y asegurar el abastecimiento de bienes y materiales críticos. Para usos difíciles de electrificar, el hidrógeno renovable puede desempeñar un papel complementario, condicionado por su madurez tecnológica, costes e infraestructura disponible ⁸¹.

Contexto nacional

Diferentes indicadores apuntan a un periodo de desafíos para la industria nacional. Por un lado, el peso del sector en el empleo ha tocado recientemente en su mínimo histórico ⁸². Por otro, en comparación internacional, los precios de la electricidad en la UE para la industria fueron 2,2 veces superiores a los de los Estados Unidos, el doble de los de China y 1,2 veces superiores a los de Japón ⁸³. Esto introduce una presión sobre la competitividad. No obstante, el contexto de descarbonización y el rápido despliegue de renovables en España abre oportunidades para reducir costes energéticos en determinados segmentos industriales. En particular, la creciente penetración de generación renovable provoca que, en determinadas horas, el mercado mayorista registre precios muy bajos o incluso negativos ⁸⁴. Esto puede beneficiar a industrias electrointensivas con capacidad de flexibilizar su demanda, adaptando su operación a las señales de precio. Entre los sectores con mayor potencial se encuentran la metalurgia, el refino, la desalación, la logística refrigerada y los centros de datos, siempre que existan condiciones habilitantes en el territorio, como capacidad de conexión, disponibilidad de red, acceso a suelo industrial preparado y tramitación ágil ⁸⁵. Sin embargo, la materialización de estas ventajas depende de la eliminación de cuellos de botella locales, especialmente en infraestructura de red, permisos y capacidad administrativa.

Contexto europeo

El contexto europeo refleja un periodo de presión comparable al español, marcado por costes energéticos elevados y una brecha de competitividad frente a regiones como Estados Unidos, especialmente en sectores electrointensivos. Aunque los precios han descendido respecto a los máximos de 2022, la reducción del coste energético y de su volatilidad se mantiene como una prioridad explícita en la agenda económica y climática de la UE ⁸⁶. En respuesta, la Unión Europea está impulsando un conjunto de iniciativas para reforzar la resiliencia industrial y reducir dependencias estratégicas. La reciente estrategia “Brújula de Competitividad” sitúa entre sus ejes la descarbonización compatible con la competitividad y la reducción de dependencias, incluyendo el despliegue de tecnologías limpias y condiciones marco para inversión ⁸⁶. El NZIA pretende acelerar el despliegue de tecnologías net-zero y reforzar la capacidad

industrial europea, con el objetivo de que la UE cubra al menos el 40% de sus necesidades anuales de despliegue en 2030 con producción propia ⁸⁷. En paralelo, el CRMA establece metas para aumentar la extracción, el procesamiento y el reciclaje dentro de la UE, reduciendo vulnerabilidades en el suministro de materias primas críticas necesarias para la electrificación, las renovables y el almacenamiento ⁸⁸.

Retos actuales

A pesar del impulso normativo europeo, persisten cuellos de botella que limitan la integración eficiente de renovables, almacenamiento y nueva demanda eléctrica. En primer lugar, la capacidad y modernización de las redes avanza más lentamente que el despliegue renovable y la electrificación, generando restricciones de conexión y congestión, lo que eleva costes de sistema y reduce el aprovechamiento de la generación disponible ⁸⁹. En segundo lugar, los procedimientos de permisos y su heterogeneidad territorial siguen siendo un factor crítico, con plazos largos que afectan tanto a refuerzos de red como a proyectos de generación y almacenamiento ⁸⁹. En paralelo, la UE reconoce que la competitividad industrial exige acelerar la fabricación y el despliegue de tecnologías net-zero. Para ello, el Reglamento de la Industria de Cero Emisiones Netas (NZIA) busca simplificar barreras y reforzar la capacidad productiva europea, reduciendo dependencias externas. Sin embargo, este despliegue aumenta la necesidad de materias primas críticas y la exposición a riesgos geopolíticos en las cadenas de suministro, motivo por el que el Reglamento de Materias Primas Fundamentales (CRMA) fija objetivos para ampliar la extracción, el procesamiento y el reciclaje dentro de la UE. Finalmente, a escala local, el despliegue de infraestructuras energéticas e industriales depende de factores institucionales y sociales que pueden acelerar o frenar la transición. La evidencia muestra que la capacidad administrativa y la coordinación entre actores (autoridades locales, operadores de red, promotores y ciudadanía) son determinantes para reducir retrasos en permisos y conexión. Al mismo tiempo, la aceptación social y los mecanismos de reparto de beneficios influyen de forma directa en el riesgo de oposición y en la probabilidad de cancelación o demora de proyectos, por lo que resultan esenciales para materializar inversiones en plazos compatibles ⁹⁰.

Recomendaciones

En el contexto actual de transición energética y competencia internacional, los municipios y gobiernos locales tienen un papel especialmente relevante para facilitar el asentamiento de industria electrificada y baja en emisiones. Más allá de los marcos nacionales y europeos, muchos de los factores que determinan la viabilidad real de estos proyectos se materializan a escala territorial. Algunas recomendaciones en esta línea pueden ser:

- **Planificar polígonos industriales 'listos para la electrificación' y anticipar la demanda de red:** Los ayuntamientos pueden integrar la electrificación industrial en su planificación urbana e industrial, identificando polígonos prioritarios y elaborando hojas de ruta de demanda eléctrica futura (potencia y energía). No obstante, dado que no todas las administraciones locales cuentan con la capacidad técnica especializada para realizar estas proyecciones, resulta esencial promover **redes de aprendizaje y marcos de colaboración** que conecten a los municipios con actores con capacidades probadas, tales como agencias regionales de la energía, operadores de red y centros tecnológicos. Esta labor de anticipación y cooperación facilita la coordinación con los gestores de red para priorizar refuerzos, reduce la incertidumbre para los inversores y evita que la falta de capacidad de acceso y conexión se convierta en un cuello de botella estructural para el desarrollo industrial.

- **Promover el despliegue de centros de datos y computación avanzada (IA) como vectores de competitividad digital:** España cuenta con una ventaja competitiva estructural para albergar centros de datos debido a la combinación de tres factores: abundancia de energía renovable con horas de precios marginales muy bajos (o negativos), disponibilidad de suelo industrial escalable y condiciones climáticas que permiten soluciones de refrigeración eficientes. Los municipios pueden capitalizar este potencial identificando áreas óptimas para estas infraestructuras, priorizando aquellas zonas con menores necesidades de refrigeración activa o donde sea factible el aprovechamiento de aire exterior (*free cooling*). Para evitar que la conexión a la red sea un freno, es vital que los ayuntamientos coordinen con los gestores de red una tramitación ágil de permisos y una reserva de capacidad que garantice un suministro estable y de alta potencia. De este modo, la transición renovable se convierte en un activo territorial para atraer inversiones en computación de alto valor añadido, minimizando el impacto ambiental mediante sistemas de alta eficiencia energética.
- **Crear una ventanilla única municipal para proyectos de electrificación y renovables industriales:** En línea con la *Brújula de la Competitividad* europea, la simplificación administrativa a escala local es clave para reducir tiempos y costes de tramitación. Una medida eficaz sería establecer una ventanilla única que centralice la gestión de licencias y coordine a los servicios de urbanismo y medio ambiente, facilitando la implantación de nuevas actividades industriales y la ejecución de proyectos energéticos. Este enfoque puede ser especialmente útil para pymes industriales y para iniciativas de autoconsumo y electrificación térmica.
- **Facilitar acceso a suelo y activos públicos para autoconsumo y almacenamiento:** Al igual que en la promoción de las comunidades energéticas, los municipios pueden poner a disposición cubiertas públicas, espacios infrautilizados o áreas logísticas para el desarrollo de instalaciones compartidas de autoconsumo industrial, almacenamiento o recarga de flotas. Esta medida contribuye a reducir los costes de inversión y a acelerar el despliegue, especialmente en entornos donde la disponibilidad de suelo o la obtención de permisos constituye una barrera.
- **Impulsar acuerdos locales de flexibilidad y gestión de demanda con agregadores y el DSO:** En línea con la figura creciente del agregador, los municipios pueden facilitar que las industrias electrointensivas aporten flexibilidad desplazando consumo hacia horas de alta disponibilidad renovable, lo que permite reducir costes y aliviar congestiones de red. A escala local, esto puede materializarse mediante convenios con agregadores, proyectos piloto en polígonos industriales y protocolos de coordinación con el DSO, garantizando que la activación de flexibilidad sea verificable, compatible con la operación de la red y no introduzca restricciones adicionales.
- **Reducir costes iniciales con incentivos locales:** Una actuación habitual consiste en modular bonificaciones y tributos municipales vinculados a instalaciones y obras (por ejemplo, ICIO, IBI o tasas de licencia) para mejorar la viabilidad financiera y acelerar la puesta en marcha de proyectos de electrificación y autoconsumo.
- **Favorecer la implantación de industria electrificada y actualizar la narrativa industrial local:** El municipio puede incorporar de forma explícita la atracción de industria electrificada en sus estrategias de desarrollo económico. A diferencia de la industria basada en combustión in situ, estos procesos generan menos emisiones locales y reducen contaminantes atmosféricos, lo que mejora la compatibilidad territorial y la aceptación social. Para ello, es clave combinar suelo disponible, garantías de conexión, acompañamiento administrativo y criterios claros de sostenibilidad.

- **Reparto de beneficios y participación temprana:** La evidencia ^{91,92} muestra que la aceptación social condiciona plazos y viabilidad. Los gobiernos locales pueden diseñar esquemas de retorno local de la inversión (fondos locales de energía, reinversión en eficiencia, tarifas sociales, participación comunitaria) y procesos de participación temprana para proyectos industriales o energéticos asociados, reduciendo la probabilidad de oposición y bloqueos.
- **Acompañar a la industria local con capacidades técnicas y herramientas de innovación aplicada:** Los ayuntamientos pueden reforzar su capacidad técnica mediante alianzas con Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC), agencias de energía, universidades o centros tecnológicos, creando programas de asesoría para pymes industriales en electrificación térmica, autoconsumo o eficiencia.

En respuesta a estos desafíos, la sección B2 se centra en los factores que determinarán la viabilidad de la transición eléctrica a escala territorial. Se examina la brecha de acceso a la red (B2.1), la gestión activa de la demanda como herramienta de eficiencia y flexibilidad (B2.2) y el avance de la electrificación y la movilidad como motores de competitividad y descarbonización (B2.3).

B2. Impacto socioeconómico y territorial

B2.1 La brecha de acceso en la nueva era eléctrica

Sin una perspectiva de equidad, la electrificación corre el riesgo de profundizar las desigualdades existentes. Una transición energética justa debe garantizar que todos los hogares puedan participar y beneficiarse, no solo quienes están en mejor posición para invertir desde el inicio.

Breve introducción

La transición energética en España, y Europa avanza con rapidez, impulsada por la electrificación de sectores como el transporte, la climatización y la digitalización del hogar. Sin embargo, estos nuevos usos de la electricidad tienden a beneficiar a los hogares con mayores recursos, generando una creciente brecha en términos de acceso y oportunidades energéticas ⁹³. Esto se conoce como “*efecto Mateo*” por la referencia bíblica: “*al que tiene se le dará...*”. Esta dinámica aumenta una brecha económica ya existente: mientras unos reducen su factura energética, otros quedan expuestos a precios volátiles y tarifas más altas. Aún más significativo es que los hogares con mayores ingresos suelen ser responsables de consumos energéticos totales más elevados, por lo que el beneficio relativo que obtienen de estas medidas resulta incluso mayor ⁹⁴.

Contexto nacional

Según estimaciones de la Red Europea de Lucha contra la Pobreza y la Exclusión Social (EAPN), basadas en datos de la Encuesta Europea de Ingresos y Condiciones de Vida (EU-SILC) de Eurostat, la pobreza energética en España se ha convertido en un problema central, con incrementos significativos en los últimos años agravados por el contexto de inestabilidad internacional. Entre 2019 y 2024 aumentó un 173 %, pasando del 7,5 % al 20,8 % de la población afectada. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 reconoce la importancia de abordar el problema y mejorar la equidad en el acceso a la energía. Incluye objetivos de reducción del número de personas en situación de vulnerabilidad energética, y medidas transversales para integrar la perspectiva social en la transición ecológica. Sin embargo, el enfoque actual del PNIEC no aborda de forma suficientemente explícita los efectos redistributivos de los nuevos usos de la electricidad. Por ejemplo, la electrificación del transporte conlleva actualmente costes elevados que no son accesibles para todos los bolsillos. Asimismo, la digitalización de los hogares mediante la instalación de paneles fotovoltaicos o bombas de calor representa una oportunidad excelente para fomentar la independencia energética del país y reducir los costes de electricidad a medio y largo plazo, pero las inversiones iniciales siguen sin estar al alcance de muchas familias. Por otro lado, las subvenciones históricas al gas han contribuido a que el precio del kWh de gas en la tarifa regulada (TUR RL2) sea de apenas 0,0427 €/kWh ⁹⁵, frente a los 0,0619 €/kWh ⁹⁶ de la electricidad en el mercado regulado (PVPC). Esta diferencia, de casi un 45 % a favor del gas, no facilita la transición hacia un modelo plenamente electrificado. Estos desarrollos, aunque esenciales para la descarbonización, pueden reproducir desigualdades si no se diseñan con una mirada inclusiva. En este sentido, España enfrenta el reto de adaptar sus políticas de apoyo para evitar la aparición de una nueva brecha energética basada en el acceso diferencial a las oportunidades que ofrecen las tecnologías eléctricas emergentes. Esto implica repensar los criterios de elegibilidad, simplificar el acceso a las ayudas, fomentar modelos de participación colectiva y garantizar que los fondos nacionales y europeos se apliquen de forma justa y eficaz. Ejemplos de estas medidas son el bono social eléctrico, los programas de rehabilitación energética de edificios o las iniciativas de autoconsumo colectivo.

Contexto europeo

Consciente del riesgo de que la transición energética profundice las desigualdades existentes, la Unión Europea ha comenzado a abordar la dimensión social de sus políticas climáticas ⁹⁷. Algunos de los instrumentos más recientes ya incluyen provisiones orientadas a proteger a los consumidores vulnerables y garantizar una transición justa. Un ejemplo destacado es el nuevo artículo 24 de la Directiva de Eficiencia Energética (DEE), que recomienda a los Estados miembros priorizar la renovación energética de los hogares en situación de vulnerabilidad o pobreza energética. Esta disposición refleja un cambio importante: pasar de una lógica puramente técnica de eficiencia a una lógica distributiva, centrada en quién accede primero a los beneficios de la transición. Sin embargo, estas intenciones sociales coexisten con mecanismos que pueden tener efectos regresivos. Tal es el caso de la próxima entrada en vigor del Sistema de Comercio de Emisiones para los sectores de la edificación y el transporte (ETS2), prevista para 2027. Este sistema impondrá un coste adicional sobre los combustibles fósiles utilizados en calefacción y movilidad, lo cual afectará proporcionalmente más a los hogares de menores ingresos, que destinan una mayor parte de su presupuesto a energía y tienen menor capacidad para invertir en alternativas más limpias. Para contrarrestar estos impactos, la UE ha previsto la creación del Fondo Social para el Clima (SCF), dotado de hasta 86.000 millones de euros hasta 2032. Este fondo está diseñado para financiar medidas de apoyo directo a los hogares vulnerables, incluyendo subvenciones, reformas estructurales y

ayudas para el acceso a tecnologías limpias. Asimismo, la Iniciativa de Vivienda Asequible, dentro de la Renovation Wave, moviliza inversiones para rehabilitación en edificios sociales y viviendas accesibles, mientras que el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan) alinea innovación tecnológica, competitividad industrial y cohesión territorial. En el plano social, el Fondo Social Europeo Plus (ESF+) financia medidas de empleo, inclusión y formación ligadas a la transición verde, complementadas por el marco de competencias en sostenibilidad GreenComp (2022) y la Agenda Europea de Capacidades, que buscan garantizar que las personas cuenten con las habilidades necesarias para aprovechar las oportunidades de la transición ecológica. Todos estos instrumentos se enmarcan en la visión del Pacto Verde Europeo (EGD) de *"no dejar a nadie atrás"* y en el compromiso del Pilar Europeo de Derechos Sociales (EPSR) de construir una Europa social fuerte, justa e inclusiva. El éxito de estas políticas dependerá de su implementación efectiva a nivel nacional y local, de la coordinación con las políticas sociales existentes y de la capacidad de garantizar que los fondos europeos lleguen realmente a los hogares más vulnerables.

Retos actuales

El reto central consiste en evitar que la electrificación reproduzca desigualdades y genere una transición "a dos velocidades". Para ello, es necesario corregir barreras económicas y administrativas que limitan el acceso de los hogares vulnerables a tecnologías como la rehabilitación energética, el autoconsumo o la movilidad eléctrica. Al mismo tiempo, debe reforzarse la capacidad institucional para identificar colectivos prioritarios, desplegar programas de proximidad y garantizar que los fondos disponibles se transformen en proyectos tangibles y medibles. Finalmente, será clave evaluar de manera sistemática quién se beneficia de la transición y ajustar las políticas para reducir la vulnerabilidad y mejorar el acceso real.

Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones son propuestas para los organismos municipales o locales:

- **Integrar la justicia energética en la acción local:** Incorporar criterios de equidad en planes municipales de energía y clima y priorizar barrios vulnerables en rehabilitación, movilidad eléctrica y renovables.
- **Diseñar ayudas que lleguen a quienes más lo necesitan:** Impulsar programas municipales que complementen el bono social eléctrico o las subvenciones estatales, por ejemplo, con microcréditos, descuentos locales o asesoramiento gratuito para hogares vulnerables.
- **Facilitar el acceso colectivo a los beneficios:** Promover comunidades energéticas locales y proyectos de autoconsumo compartido en bloques de viviendas o barrios, de modo que los beneficios de la transición no dependan solo de la capacidad de inversión individual.
- **Aprovechar los fondos europeos con criterios de proximidad.** Asegurar que recursos como el Fondo Social para el Clima o el Fondo de Transición Justa se traduzcan en proyectos tangibles en el territorio: rehabilitación de edificios sociales, electrificación del transporte público local o instalación de renovables en infraestructuras municipales.
- **Reforzar la información y la participación ciudadana:** Establecer oficinas de información energética en el municipio, involucrar a asociaciones vecinales en la identificación de necesidades y garantizar que la ciudadanía conozca las oportunidades de apoyo disponibles.

- **Facilitar el acceso y reducir costes operativos de tecnologías eléctricas:** Los municipios pueden mejorar la competitividad de la electrificación frente al gas mediante bonificaciones en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y, cuando proceda, en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE) para proyectos de electrificación térmica, autoconsumo, almacenamiento y recarga. Además, la reducción de tasas de tramitación y la simplificación de licencias disminuyen costes y plazos, acelerando la viabilidad económica de las inversiones.
- **Medir y evaluar el impacto social de las políticas locales.** No solo contabilizar instalaciones (ej. cuántos paneles solares o bombas de calor se instalan), sino también analizar quién accede a estas tecnologías y si se reduce la vulnerabilidad energética en el municipio.

B2.2 La gestión de la demanda energética como pilar de la transición eléctrica

Garantizar una electrificación adecuada del sistema no depende únicamente de una provisión verde de energía, sino también de la optimización de los usos: incrementar la eficiencia, limitar los consumos innecesarios y gestionar la temporalidad de la demanda para salvaguardar la integridad del sistema.

Breve introducción

En un contexto de electrificación acelerada, centrarse únicamente en aumentar la oferta de electricidad no basta. La verdadera sostenibilidad del sistema energético dependerá de la capacidad de gestionar la demanda de manera inteligente y equitativa. La gestión de la demanda energética implica no solo promover la eficiencia técnica de los equipos, sino también optimizar los patrones de uso ⁹⁸, fomentar la reducción estructural del volumen total de demanda (suficiencia energética), evitando consumos superfluos ⁹⁹ y habilitar mecanismos de flexibilidad ¹⁰⁰ que permitan adaptar el consumo a la disponibilidad de energías renovables. En la práctica, esto significa que los hogares, edificios y sectores industriales deben convertirse en actores activos del sistema energético, capaces de reducir, desplazar o modular su demanda cuando sea necesario. Sin una estrategia clara de gestión de la demanda, la electrificación masiva podría generar picos de consumo insostenibles, encarecer la electricidad y dificultar la integración de renovables.

Contexto nacional

España se encuentra en pleno proceso de transformación de su modelo energético. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 fija como objetivo una reducción del 39,5 % en el consumo de energía primaria para 2030, lo que refleja un compromiso firme con la reducción de la demanda. Sin embargo, si bien esta disminución de la demanda está ligada a la descarbonización de las

fuentes de energía, lo contrario pasa con la electricidad. La actualización del PNIEC 2023-2030 prevé un crecimiento del 34 % en la demanda eléctrica entre 2019 y 2030 ¹⁰¹. Ante estos objetivos, el país ha apostado con fuerza por el despliegue de energías renovables, que en 2024 ya representaban el 56 % del mix eléctrico. No obstante, estas inversiones masivas en generación se han desarrollado en parte sin un impulso paralelo de la seguridad del suministro, que requiere tanto almacenamiento como una gestión efectiva de la flexibilidad. Por ejemplo, en abril de 2025 España contaba con solo 60 MW de capacidad instalada en baterías. En comparación, el Reino Unido dispone de 5.6 GW y Italia de 1 GW ¹⁰². La fragilidad de este enfoque quedó en evidencia con el apagón de abril de 2025, que motivó una respuesta legal. Así, el Real Decreto-Ley 7/2025, aprobado el 25 de junio, introdujo medidas urgentes como la declaración de utilidad pública del almacenamiento, la simplificación de su tramitación administrativa, el fomento de la gestión flexible de la demanda, la ampliación del autoconsumo colectivo y la priorización de plantas renovables que incorporen sistemas de almacenamiento. En este contexto, la reducción de la demanda constituye un factor fundamental para reforzar la estabilidad de la red, disminuir los costes y optimizar el aprovechamiento de la energía generada, especialmente cuando se incorporan sistemas de almacenamiento. Además, la gestión activa de la demanda, considerando aspectos de flexibilidad en los patrones de consumo, resulta crucial para garantizar un sistema eléctrico equilibrado y resiliente. La actualización del PNIEC 2023-2030 promueve mecanismos de flexibilidad como los desplazamientos horarios de la demanda, la agregación de consumos o el desarrollo de tarifas dinámicas. Sin embargo, la mayoría de hogares y municipios carecen de herramientas digitales de monitorización y gestión de consumos, y las tarifas eléctricas no siempre proporcionan señales claras para incentivar el desplazamiento de la demanda hacia horas de alta generación renovable. Por otro lado, no se otorga un protagonismo suficiente a la suficiencia energética, que debería complementarse con las medidas de eficiencia y flexibilidad. Por otro lado, aunque la Estrategia de Rehabilitación a Largo Plazo (ERLPE) si incorpora la noción de suficiencia energética, su implantación es aún más teórica que práctica.

Contexto europeo

La Unión Europea reconoce la centralidad de la gestión de la demanda en su marco regulatorio. La Directiva de Eficiencia Energética (DEE) revisada en 2023 introduce el principio de *"Eficiencia Energética Primero"*, que obliga a los Estados miembros a priorizar la reducción y gestión de la demanda antes de invertir en nueva capacidad de generación. Por su parte, la Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios (EPBD) impulsa la digitalización del parque inmobiliario, promoviendo sistemas de gestión energética, contadores inteligentes, infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y el uso del Smart Readiness Indicator (SRI) para evaluar la preparación digital de los edificios. El objetivo es que los edificios evolucionen de ser consumidores pasivos a convertirse en nodos activos y flexibles, capaces de interactuar dinámicamente con la red ¹⁰³. En esta misma línea, la iniciativa europea Renovation Wave subraya la necesidad de combinar la rehabilitación energética con medidas de flexibilidad y suficiencia. Esto significa no solo optimizar el rendimiento de los equipos y la automatización de consumos, sino también promover un uso racional de la energía, dimensionando adecuadamente las necesidades de climatización o evitando consumos innecesarios. Además, los paquetes de reforma del mercado eléctrico europeo (2023–2024) refuerzan la figura del agregador independiente y la obligación de ofrecer tarifas dinámicas, consolidando un marco regulatorio que favorezca la participación activa de los consumidores en la gestión de la red. En conjunto, el marco europeo busca que la transición energética no se limite a sustituir tecnologías de generación, sino que se apoye en una transformación profunda de la demanda, orientada a la eficiencia, la suficiencia y la flexibilidad.

Retos actuales

En una Europa tradicionalmente importadora de energía, el principal desafío es que la gestión de la demanda deje de ser únicamente un objetivo recogido en los planes energéticos y se convierta en una práctica generalizada, efectiva y medible. Para ello, persisten varios retos clave. En primer lugar, existe una brecha de digitalización en hogares, edificios y pymes, con falta de contadores inteligentes plenamente operativos, sistemas de monitorización y herramientas accesibles para gestionar consumos. En segundo lugar, las señales económicas y regulatorias aún no son lo suficientemente claras o atractivas para incentivar cambios de comportamiento y el desplazamiento del consumo, especialmente en el ámbito residencial. En tercer lugar, la gestión de la demanda requiere capacidad institucional local para acompañar a la ciudadanía, coordinar programas de rehabilitación, electrificación y movilidad, y traducir los fondos disponibles en proyectos tangibles. Además, la suficiencia energética sigue teniendo un papel limitado en la acción pública, pese a su potencial para reducir picos de demanda y evitar inversiones futuras. Por último, en relación con la subsección anterior, es fundamental asegurar que las medidas de eficiencia y flexibilidad se diseñen con una perspectiva de equidad, evitando que solo los hogares con mayor capacidad de inversión o alfabetización digital accedan a los beneficios de la gestión activa del consumo.

Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones son propuestas para los organismos municipales o locales:

- **Impulsar programas locales de eficiencia y suficiencia energética:** Anclado en el principio europeo de “Eficiencia Energética Primero” ¹⁰⁴, optimizar el uso de la electricidad es hoy más importante que nunca en el nuevo contexto geopolítico. Los ayuntamientos pueden combinar rehabilitación de edificios con campañas de sensibilización y acompañamiento para promover usos racionales de la energía (“suficiencia energética” ⁹⁹), reducir consumos estructurales y evitar picos de demanda, priorizando barrios vulnerables y viviendas con peor desempeño energético.
- **Campañas de sensibilización sobre electrificación:** Comunicar de forma clara sus beneficios (calidad del aire, salud, ahorro, y sobre todo ahora, seguridad energética) y combinarlo con formatos participativos (talleres, demostraciones y diálogo ciudadano), implicando lo antes posible a los jóvenes, ver por ejemplo, los *Youth Policy Dialogues* que podrían ser replicados a escala local ¹⁰⁵.
- **Promover la demanda flexible y señales económicas claras:** Facilitar el acceso a tarifas dinámicas y esquemas de participación que remuneren el desplazamiento del consumo permite reducir costes y aliviar la red (en coordinación con los organismos de mercado implicados). A escala local, esto puede implementarse mediante proyectos piloto en edificios municipales y comunidades energéticas, acuerdos con comercializadoras o agregadores, y programas que identifiquen cargas flexibles (climatización, ACS, recarga de vehículos eléctricos) y las gestionen en función de la disponibilidad renovable y los precios horarios, con reglas simples y transparentes.
- **Desplegar infraestructuras digitales para gestionar consumos:** Contadores inteligentes, sistemas de gestión energética en edificios públicos y plataformas municipales de monitorización son fundamentales para medir, comparar y actuar. Estas herramientas facilitan la detección de derroches, la

optimización de consumos y la identificación de oportunidades de ahorro, además de habilitar la flexibilidad de forma fiable y verificable, mejorando también la planificación de inversiones y la calidad de la toma de decisiones.

- **Activar el liderazgo del sector público como demostrador.** Los municipios pueden predicar con el ejemplo convirtiendo su parque de edificios e infraestructuras en laboratorios de gestión de demanda. Integrar eficiencia, control inteligente de climatización y recarga, así como criterios de flexibilidad en la contratación energética pública, reduce costes operativos y genera aprendizajes replicables para hogares y empresas, acelerando la adopción de soluciones a escala local.
- **Crear una oficina local de energía y acompañamiento ciudadano:** La complejidad técnica y administrativa sigue siendo una barrera para muchos hogares y pymes, especialmente en contextos de vulnerabilidad. Una oficina municipal puede actuar como ventanilla única para asesorar sobre rehabilitación, electrificación, tarifas, autoconsumo y ayudas disponibles, guiando a la ciudadanía en la toma de decisiones y facilitando el acceso a programas nacionales y europeos ¹⁰⁶. En municipios pequeños, este modelo puede complementarse con redes locales de apoyo y voluntariado, que ayuden de forma progresiva a identificar mejoras, tramitar ayudas y ejecutar pequeñas actuaciones de eficiencia en viviendas, aumentando la adopción y la confianza social.
- **Medir y hacer visible el impacto de la gestión de la demanda.** Definir indicadores simples (consumo, potencia punta, hogares asesorados, edificios monitorizados) y publicar resultados periódicos mejora la transparencia, permite ajustar políticas y atraer financiación. La creación de observatorios locales de datos energéticos refuerza este seguimiento y puede activar palancas de identidad, aumentando la participación y consolidando cambios de comportamiento.

B2.3 Electrificación y movilidad

La electrificación del transporte es esencial para reducir emisiones y dependencia del petróleo. España avanza gracias a un mix renovable fuerte, políticas como el PNIEC y ayudas como MOVES, aunque persisten brechas en infraestructura. En la UE, el transporte sigue muy ligado a combustibles fósiles, por lo que se impulsan normas estrictas y redes de recarga obligatorias para acelerar la transición.

Breve introducción

El transporte es uno de los sectores más intensivos en el uso de combustibles fósiles y, por tanto, uno de los pilares críticos para reducir la dependencia energética y las emisiones. En la Unión Europea, el 94 % de la energía consumida en el transporte proviene todavía de derivados del petróleo, y casi el 90 % del petróleo utilizado es importado de terceros países. Esta dependencia estructural hace que el transporte sea especialmente vulnerable a la volatilidad de precios y a los shocks geopolíticos asociados a los mercados internacionales de crudo, como se evidenció tras la invasión rusa de Ucrania o las tensiones recurrentes en Oriente Medio ¹⁰⁷. En este contexto de incertidumbre global, la electrificación del

transporte emerge como una oportunidad estratégica, no solo para reducir emisiones, sino también para aumentar la autonomía energética ¹⁰⁸, mejorar la calidad del aire urbano y disminuir los costes operativos tanto para gobiernos locales como para las familias ¹⁰⁹. La movilidad eléctrica permite desplazar la demanda hacia un mix energético cada vez más renovable y doméstico, fortaleciendo la resiliencia del sistema y disminuyendo la exposición a crisis internacionales del petróleo.

Contexto nacional

Como se ha visto en líneas anteriores, el contexto de España la posiciona como un actor potente para electrificar el transporte. Por un lado, el país dispone de un mix eléctrico cada vez más renovable, por encima del 50–55 % en los últimos años, con proyecciones de superar ampliamente el 70 % antes de 2030. Además, cuenta con recursos solares y eólicos muy superiores a la media europea, lo que permite generar electricidad a bajo coste y, por tanto, impulsar una movilidad eléctrica con menores costes operativos. Por otro lado, España presenta una geografía urbana densa, con ciudades donde la electrificación del transporte público y la movilidad ligera puede desplegarse con rapidez y alto impacto. Este proceso está respaldado por un marco regulatorio nacional que ha evolucionado notablemente en la última década. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030 constituye la hoja de ruta estratégica del país e incluye objetivos explícitos para la movilidad eléctrica: alcanzar 5 millones de vehículos eléctricos en circulación en 2030, desplegar más de 100.000 puntos de recarga y electrificar progresivamente el transporte público. Complementariamente, la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética introduce obligaciones específicas para los municipios, como la creación de Zonas de Bajas Emisiones (ZBE) en ciudades de más de 50.000 habitantes, medida que está acelerando la electrificación de flotas urbanas y servicios municipales. España también ha avanzado en la regulación de la infraestructura de recarga. El Real Decreto 184/2022 establece el marco de interoperabilidad y transparencia, asegurando que los puntos de recarga rápida ofrezcan información estandarizada. Por su parte, el Real Decreto-ley 29/2021 simplifica los trámites para instalar puntos de recarga en edificios, aparcamientos y estaciones de servicio, eliminando barreras administrativas que habían frenado su despliegue. A nivel económico, el país ha impulsado uno de los programas de incentivos más amplios de la UE. El Programa MOVES III, que ofrece ayudas para la compra de vehículos eléctricos, la instalación de puntos de recarga y la electrificación de flotas profesionales. A esto se suma el PERTE del Vehículo Eléctrico y Conectado (VEC), cuyo objetivo es fortalecer la cadena de valor industrial de la electromovilidad, desde la fabricación de baterías hasta la producción de vehículos eléctricos. Pese a estos avances, el despliegue de la movilidad eléctrica en España continúa afrontando barreras significativas. Aunque las matriculaciones de vehículos eléctricos (puros e híbridos) crecieron más de un 40 % en 2024, su cuota aún se sitúa en torno al 12–14 % del total, por debajo de la media europea ¹¹⁰. El transporte pesado sigue anclado en el diésel, y la infraestructura de recarga presenta una distribución territorial muy desigual, concentrada en grandes ciudades y corredores principales, con grandes brechas en áreas rurales y regiones de baja densidad. A nivel municipal, esta situación plantea tanto retos como oportunidades. La electrificación creciente requerirá infraestructuras de recarga planificadas territorialmente, integración con redes de distribución locales, coordinación con los operadores de transporte público, y estrategias que permitan combinar movilidad eléctrica ligera (bicicletas, ciclomotores, vehículos compartidos) con la electrificación del transporte profesional y logístico. La acción local será determinante para la eficacia del marco nacional y europeo.

Contexto europeo

En el conjunto de la Unión Europea, el transporte continúa siendo uno de los ámbitos más dependientes de los combustibles fósiles. De acuerdo con Eurostat, en 2022 el sector transporte representó aproximadamente el 31.0 % del consumo final de energía de la UE ¹¹¹. Sin embargo, esta demanda sigue proviniendo mayoritariamente de fuentes fósiles. En el caso del transporte por carretera, la distribución energética en 2022 fue: ~65 % gasóleo/diésel, ~25 % gasolina, ~6 % renovables y biocarburantes, y apenas ~0.3 % electricidad ¹¹¹. En total, el transporte por carretera concentró el 74.1 % de toda la energía consumida en el sistema de transporte europeo, de la cual el 93.3 % procedía de combustibles fósiles ¹¹². Esta estructura altamente petrolizada genera una elevada vulnerabilidad frente a la volatilidad de los mercados energéticos internacionales. En esta línea, el organismo Transport & Environment (T&E) subraya que la UE se mantiene "*altamente dependiente*" de las importaciones de combustibles fósiles, lo que refuerza la necesidad de acelerar la electrificación del transporte como estrategia de autonomía energética, mejoras en la calidad del aire y resiliencia del sistema económico ¹¹³. Ante esta situación, las instituciones europeas han desplegado un conjunto amplio de políticas regulatorias orientadas a acelerar la electrificación del transporte y reducir progresivamente el uso de combustibles fósiles. Entre las más relevantes destaca el Reglamento (UE) 2019/631 ¹¹⁴, que fija estándares de emisiones para turismos y furgonetas nuevos y que, con su revisión, exige reducciones del 100 % de emisiones para 2035, lo que en la práctica supone la transición a vehículos totalmente eléctricos. Complementariamente, el Reglamento (UE) 2024/1610 ¹¹⁵ establece objetivos obligatorios para la descarbonización de los vehículos pesados, imponiendo reducciones del 45 % en 2030, 65 % en 2035 y 90 % en 2040, impulsando la penetración de camiones eléctricos y de pila de combustible. La infraestructura necesaria para esta electrificación está regulada por la AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation - Reglamento (UE) 2023/1804) ¹¹⁶, que establece obligaciones vinculantes para la instalación de puntos de recarga eléctrica en todos los corredores principales y zonas urbanas: recarga de 400 kW cada 60 km para 2025 y de 600 kW para 2030, junto con objetivos específicos para camiones eléctricos. A nivel de flotas públicas y transporte colectivo, la Directiva (UE) 2019/1161 (Clean Vehicles Directive) ¹¹⁷ obliga a que una parte significativa de las compras públicas de vehículos sea de cero emisiones, reforzando el papel de los municipios como agentes líderes de la electrificación. Finalmente, la Estrategia de Movilidad Sostenible e Inteligente (2020) ¹¹⁸ marca el rumbo general del sector: para 2030 se pretende contar con al menos 30 millones de vehículos eléctricos en circulación y con infraestructuras de recarga plenamente operativas en toda la red transeuropea de transporte; para 2050, la UE establece el objetivo de que prácticamente todo el parque de vehículos ligeros y pesados nuevos sea de cero emisiones, consolidando un sistema de movilidad plenamente electrificado.

Retos actuales

Hay diferentes barreras todavía muy activas en cuanto al despliegue de los vehículos eléctricos ¹¹⁹. En primer lugar, aunque el coste por kilómetro de un vehículo eléctrico es menor, la inversión inicial sigue siendo elevada, lo que limita su adopción entre hogares y pequeñas empresas. A ello se suma una infraestructura de recarga aún insuficiente y muy desigual, especialmente en municipios pequeños, zonas rurales y áreas de baja densidad, lo que genera brechas territoriales. El transporte pesado continúa anclado en el diésel, avanzando mucho más lentamente en su electrificación que el transporte ligero. Además, los municipios se enfrentan a la necesidad de coordinar la planificación urbana, las redes de distribución eléctrica y la operación del transporte público para evitar cuellos de botella y asegurar un

despliegue eficiente. En conjunto, estas barreras hacen necesario un enfoque local más integrado y estratégico para que la transición hacia la movilidad eléctrica sea efectiva y accesible para toda la población.

Recomendaciones

- **Acelerar la instalación de puntos de recarga:** Priorizar ubicaciones estratégicas como centros urbanos, aparcamientos públicos, intercambiadores modales y zonas rurales y, al mismo tiempo, facilitar el despliegue por parte de operadores y compañías independientes, reduciendo trabas administrativas y mejorando el acceso a suelo y permisos. En paralelo, puede explorarse mediante laboratorios vivos (*"living labs"*) municipales, que permiten demostrar tecnologías en condiciones reales y co-diseñar soluciones con ciudadanía y actores locales, tal como promueven iniciativas europeas ^{120,121} para acelerar la adopción y aceptación social de innovaciones en movilidad y energía.
- **Electrificar progresivamente las flotas municipales para liderar con el ejemplo:** Avanzar en la electrificación del transporte público, la recogida de residuos y otros servicios urbanos. Esta medida es especialmente atractiva cuando la carga puede realizarse con energía renovable local a bajo coste, reduciendo el gasto operativo y reforzando el impacto climático.
- **Impulsar incentivos locales que faciliten la compra y el uso de vehículos eléctricos:** Incluir bonificaciones fiscales, tarifas de estacionamiento reducidas, permisos preferentes o ventajas de acceso. Estas medidas suelen combinarse con Zonas de Bajas Emisiones (ZBE) y restricciones a los vehículos más contaminantes. No obstante, la evidencia muestra que, aunque son eficaces, pueden aumentar brechas sociales si no se acompañan de medidas de equidad, ya que los hogares con menor renta tienen más dificultades para renovar su vehículo o adaptarse a los cambios.
- **Promover la movilidad eléctrica ligera:** Potenciar bicicletas, ciclomotores y servicios compartidos para reducir demanda energética, congestión y emisiones. Tras la COVID-19, la expansión de la movilidad activa y eléctrica ligera ha mostrado efectos positivos en muchas ciudades, siendo las mejoras en accesibilidad (carriles bici) una de las iniciativas más eficientes ¹²².
- **Alinear la movilidad eléctrica con zonas industriales y logísticas:** Mapear polígonos y hubs de reparto, reservar suelo y permisos para puntos de recarga de alta potencia, y coordinarse con la distribuidora para asegurar capacidad de red. Priorizar recarga en depósitos y "hubs" compartidos para flotas (última milla, residuos, transporte profesional).

Nota final: hacia una electrificación accionable, claves para la política pública

La electrificación del sistema energético en España representa una oportunidad estratégica para avanzar simultáneamente en descarbonización, competitividad económica y autonomía energética. Sin embargo, su éxito no dependerá únicamente del despliegue tecnológico, sino de la capacidad institucional para anticipar, coordinar y ejecutar esta transformación de forma eficaz en el territorio.

En este contexto, este informe identifica tres principios operativos clave para orientar la acción pública:

I. Planificación anticipada como condición necesaria

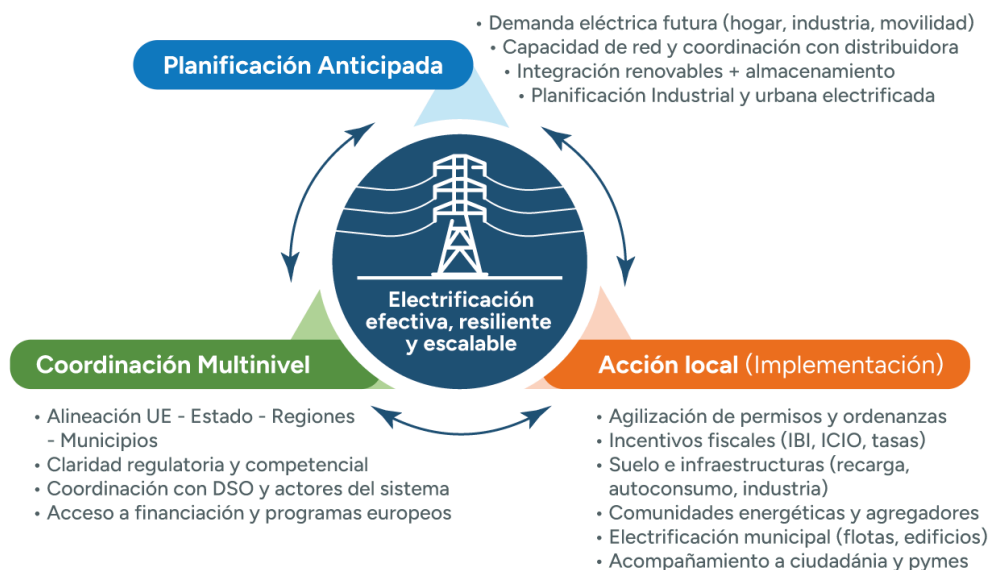
La electrificación implicará un aumento significativo de la demanda eléctrica, especialmente en términos de potencia punta y simultaneidad de usos. Anticipar estos cambios resulta fundamental para evitar cuellos de botella en redes, retrasos en conexiones y sobrecostes sistémicos. La planificación debe integrar de forma coordinada la evolución de la demanda, el despliegue renovable, el almacenamiento y las necesidades industriales y urbanas, incorporando horizontes temporales coherentes con los objetivos climáticos.

II. Coordinación multinivel como habilitador del sistema

La transición energética se diseña en gran medida a nivel europeo y nacional, pero se materializa en el ámbito regional y, especialmente, municipal. Esta realidad exige reforzar los mecanismos de coordinación entre niveles de gobernanza (UE–Estado–regiones–municipios), asegurando coherencia regulatoria, alineación de incentivos y claridad competencial. Sin esta coordinación, existe el riesgo de fragmentación normativa, ineficiencias administrativas y pérdida de velocidad en la implementación.

III. Capacidad de acción local como factor crítico de éxito

Los municipios son el nivel donde la electrificación se convierte en acción real. Invertir en electrificación es invertir en el futuro. Para avanzar de forma efectiva, los ayuntamientos deben priorizar una hoja de ruta clara basada en acciones concretas. En primer lugar, planificar: estimar la demanda eléctrica futura (vivienda, industria y movilidad) y coordinarse con la distribuidora para asegurar capacidad de red en las zonas de crecimiento. En segundo lugar, eliminar barreras: simplificar y acelerar permisos y ordenanzas para renovables, almacenamiento y puntos de recarga, estableciendo procedimientos ágiles y ventanillas únicas. En tercer lugar, activar incentivos: aplicar bonificaciones en IBI, ICIO y tasas para reducir el coste de instalaciones eléctricas, autoconsumo y electrificación térmica. En cuarto lugar, preparar el territorio: identificar y habilitar suelo y espacios públicos (cubiertas, aparcamientos, polígonos) para autoconsumo, recarga y actividad industrial electrificada. En quinto lugar, movilizar actores locales: impulsar comunidades energéticas, facilitar la entrada de agregadores para gestionar la demanda y acompañar a la industria en su electrificación y adaptación a precios horarios. En sexto lugar, liderar con el ejemplo: electrificar flotas municipales, edificios públicos y servicios urbanos, incorporando gestión inteligente del consumo. Finalmente, acompañar a ciudadanía y pymes: ofrecer información clara, asesoramiento y acceso a ayudas para acelerar la adopción de tecnologías eléctricas.



Equilibrar anticipación, coordinación y acción local para una transición efectiva

Nota aclaratoria

La elección de los contenidos desarrollados en las secciones A y B obedece a un acuerdo entre los autores sustentado en su experiencia profesional y en los ámbitos en los que poseen mayor conocimiento técnico. Así, este enfoque implica dejar fuera, por motivos de alcance, otros componentes relevantes del proceso de electrificación.

Entre ellos, se menciona de forma breve el acceso a materias primas críticas, como litio, cobalto, cobre y tierras raras, un factor clave que plantea desafíos económicos asociados a la volatilidad de precios y a la seguridad del suministro, y que merece un análisis más detallado en futuros trabajos.

Asimismo, aunque el informe sitúa la electrificación de los usos energéticos como un pilar fundamental de la transición energética, existen otros vectores y tecnologías que también requieren atención prioritaria. En particular, otros vectores y tecnologías, como los distritos de calor y frío, también requieren una atención prioritaria, dado que su despliegue podría cubrir en torno a un tercio de la demanda de calor residencial en la UE hacia 2050 ¹²³.

Acrónimos utilizados en el informe

ACS: Agua Caliente Sanitaria

AGP: Almacén Geológico Profundo

AIE: International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)

ALARA: “As Low As Reasonably Achievable” (Tan bajo como sea razonablemente posible)

ATI: Almacén Temporal Individualizado

CCE: Comunidad Ciudadana de Energía

CER: Comunidad de Energías Renovables

DEE: Directiva de Eficiencia Energética (UE)

DER: Distributed Energy Resources (Recursos Energéticos Distribuidos)

DSO: Distribution System Operator (Operador del Sistema de Distribución)

EGD: European Green Deal (Pacto Verde Europeo)

ENRESA: Empresa Nacional de Residuos Radiactivos

EPBD: Energy Performance of Buildings Directive (Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios)

EAPN: Red Europea de Lucha contra la Pobreza y la Exclusión Social

ERLPE: Estrategia de Rehabilitación a Largo Plazo de Edificios

ESF+: Fondo Social Europeo Plus

ETS2: Régimen de Comercio de Emisiones para edificios y transporte (UE)

FLEX: Estrategia internacional de equipos/medidas “FLEX” para seguridad en centrales nucleares

GreenComp: Marco Europeo de Competencias en Sostenibilidad

HVAC: High Voltage Alternating Current (Corriente Alterna de Alta Tensión)

HVDC: High Voltage Direct Current (Corriente Continua de Alta Tensión)

IAE: Impuesto sobre Actividades Económicas (municipal)

IBI: Impuesto sobre Bienes Inmuebles (municipal)

ICIO: Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (municipal)

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEE: Impuesto Especial sobre la Electricidad

IVPEE: Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica

JET: Just Energy Transition (referencia abreviada a transición energética justa)

LCOE: Levelized Cost of Energy (Coste Nivelado de la Energía)

NECPs: National Energy and Climate Plans (Planes Nacionales de Energía y Clima en la UE)

OIEA: Organismo Internacional de Energía Atómica

OTC: Oficinas de Transformación Comunitaria (programa de IDAE para comunidades energéticas)

PGRR: Plan General de Residuos Radiactivos

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (España)

PRTR: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (España)

PRA: Probabilistic Risk Assessment (Análisis Probabilístico de Riesgo)

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (tarifa regulada eléctrica, España)

RAEE: Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos

RAICEX: Red de Asociaciones de Investigadores Españoles en el Exterior

RBMK: Tipo de reactor nuclear soviético (siglas del ruso)

REPowerEU: Plan de la UE para reducir dependencia de combustibles fósiles

SCF: Social Climate Fund (Fondo Social para el Clima, UE)

SET-Plan: Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (UE)

SRI: Smart Readiness Indicator (Índice de Preparación Digital de los edificios)

TUR RL.2: Tarifa de Último Recurso de gas, tramo RL.2 (consumo doméstico)

UE: Unión Europea

UE-SILC / EU-SILC: Encuesta Europea de Ingresos y Condiciones de Vida

Referencias

1. ¿Hay margen de mejora en la conectividad del suministro energético en los nuevos desarrollos urbanísticos? | Oficina C [Internet]. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://oficinac.es/es/notas-c/hay-margen-de-mejora-en-la-conectividad-del-suministro-energetico-en-los-nuevos-desarrollos>
2. Yravedra FA, Marcolini AM, Ramos JLM. Las interconexiones eléctricas como habilitadoras de la transición energética. *Econ Ind.* 2024;(431):47-63.
3. Brinkerink M, Shivakumar A. System dynamics within typical days of a high variable 2030 European power system. *Energy Strategy Rev.* 2018;22:94-105.
4. Naval N, Yusta JM. Assessment of cross-border electricity interconnection projects using a MCDA method. *Int J Crit Infrastruct Prot.* 2024;46:100703.
5. Spain Electricity Security Policy – Analysis [Internet]. IEA. 2022 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.iea.org/articles/spain-electricity-security-policy>
6. Bento PMR, Mariano SJPS, Pombo JAN, Calado MRA. Large-scale penetration of renewables in the Iberian power system: Evolution, challenges and flexibility options. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. octubre de 2024 [citado 19 de agosto de 2025];204:114794. Disponible en: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032124005203>
7. Spain [Internet]. Ember. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://ember-energy.org/countries-and-regions/spain>
8. France [Internet]. Ember. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://ember-energy.org/countries-and-regions/france>
9. Alam MT, Rahaman J, Dhali FD, Dhali FD. Technical Comparison of Modern HVAC and HVDC Transmission System Along with Cost Analysis. *J Control Instrum Eng* [Internet]. 1 de febrero de 2022 [citado 20 de agosto de 2025];8(1). Disponible en: <http://matjournals.co.in/index.php/JCIE/article/view/98>
10. Electricity interconnection targets [Internet]. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en
11. The Iberian Peninsula in the dark. Whose fault is it? | TSE [Internet]. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.tse-fr.eu/iberian-peninsula-dark-whose-fault-it>
12. Commission de régulation de l'énergie (CRE), Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Common cross-border cost allocation decision on the Biscay Gulf project [Internet]. 2017 sep [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/170921_CBCA_decision_Bay_of_Biscay_EN.pdf
13. Is France an obstacle to the Iberian Peninsula's goal of becoming an energy supplier? | Euronews [Internet]. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/cuanto-cuesta-la-energia-nuclear-en-espana/>
14. France. Gouvernement. Stratégie française pour l'énergie et le climat : Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035) [Internet]. 2024 nov [citado 23 de enero de 2026]. (Projet de PPE n°3 soumis à la concertation). Disponible en:

https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/sites/default/files/2024-11/241104_Projet%20de%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27%C3%A9nergie%203%20VFF.pdf

15. Unger EA, Ulfarsson GF, Gardarsson SM, Matthiasson T. A long-term analysis studying the effect of changes in the Nordic electricity supply on Danish and Finnish electricity prices. *Econ Anal Policy* [Internet]. diciembre de 2017 [citado 20 de agosto de 2025];56:37-50. Disponible en: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0313592617300565>

16. López J, Arias J, López S, Rueda JJ, Pérez L, Herráiz B, et al. A framework for energy storage in the Spanish power market [Internet]. Madrid, Spain: AFRY Management Consulting Ltd; 2023 mar. (Public report). Disponible en: https://afry.com/sites/default/files/2023-03/afry_energy_storage_framework_spain_final.pdf

17. Revuelta J. Javier Revuelta y el mercado eléctrico: Parte 1, o por qué el mercado eléctrico es marginalista. *pv magazine España* [Internet]. 22 de noviembre de 2021 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2021/11/22/javier-revuelta-y-el-mercado-electrico-parte-1-o-por-que-el-mercado-electrico-es-marginalista/>

18. Sánchez Molina P. El LCOE español de solar en 2024 está por debajo de 37 €/MWh con una configuración de tracker a un eje, según WoodMac [Internet]. *pv magazine España*. 2024 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2024/10/23/para-woodmac-el-lcoe-medio-mundial-de-la-fotovoltaica-alcanza-los-555-e-mwh-2024-frente-a-los-40-e-mwh-de-irena-para-2023/>

19. Revuelta J. ¿Cuánto cuesta la energía nuclear en España? [Internet]. *El Periódico de la Energía*. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/cuanto-cuesta-la-energia-nuclear-en-espana/>

20. La caída del LCOE de las energías renovables impulsa la transición energética. - Google Search [Internet]. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://aeeolica.org/la-caida-del-lcoe-de-las-energias-renovables-en-la-ultima-decada-impulsa-la-transicion-energetica/>

21. Retos y avances de las renovables en España [Internet]. *DoubleTrade*. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.doubletrade.es/retos-y-avances-de-las-renovables-en-espana/>

22. Ziegler MS, Trancik JE. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy Environ Sci*. 2021;14(4):1635-51.

23. Kim TY, Gould T, Bennet S, Briens F, Dasgupta A, Gonzales P, et al. The role of critical minerals in clean energy transitions. *Int Energy Agency Wash DC USA*. 2021;70-1.

24. International Atomic Energy Agency. Culture for Safety [Internet]. Vienna: International Atomic Energy Agency; 2016 [citado 23 de enero de 2026]. (Nuclear Safety and Security Programme). Disponible en: https://www.iaea.org/sites/default/files/culture_for_safety_leaflet.pdf

25. Chernóbil, ¿cómo fue el accidente? [Internet]. *Foro Nuclear*. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-proteccion-radiologica-y-radiacion/chernobil-como-fue-el-accidente/>

26. U.S. Nuclear Regulatory Commission O of PA. Backgrounder on the Three Mile Island Accident [Internet]. Washington, DC: U.S. Nuclear Regulatory Commission; 2025 oct [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.nrc.gov/docs/ML0402/ML040280573.pdf>

27. El accidente de Fukushima Daiichi [Internet]. IAEA; 2021 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <http://www.iaea.org/es/10-anos-de-avances-tras-fukushima-daiichi/el-accidente-de-fukushima-daiichi>
28. WBSERVICE I. ¿Dónde guardará España sus residuos nucleares? Así es el plan para cerrar las centrales y levantar almacenes en estos sitios [Internet]. Apogeo Ambiental. 2024 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://apogeoambiental.com/publico/economia-circular/donde-guardara-espana-sus-residuos-nucleares-asi-es-el-plan-para-cerrar-las-centrales-y-levantar-almacenes-en-estos-sitios/>
29. IPR. ¿QUÉ ES ALARA? [Internet]. 2014 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.iprltda.cl/noticias/que-es-alara/>
30. OECD Nuclear Energy Agency (NEA). NEA Small Modular Reactor (SMR) Dashboard [Internet]. OECD Nuclear Energy Agency. [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_73678/nea-small-modular-reactor-smr-dashboard
31. Ilie L. Romania's Nuclearelectrica sees preliminary decision on SMR plant in 2025. Reuters [Internet]. 18 de marzo de 2024 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.reuters.com/world/romanias-nuclearelectrica-sees-preliminary-decision-smr-plant-2025-2024-03-18/>
32. Dalton D. Alliance Identifies Nine Initial Nuclear Reactor Projects For Support. NucNet (Independent Nuclear News) [Internet]. 15 de octubre de 2024 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.nucnet.org/news/alliance-identifies-nine-initial-nuclear-reactor-projects-for-support-10-2-2024>
33. Redeia. La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros [Internet]. Red Eléctrica. [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
34. Dardour S, Ayres D, Zamora L. Renewable Power Generation Costs in 2024 [Internet]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2025 jul [citado 23 de enero de 2026]. Report No.: 978-92-9260-669-5. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf
35. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima: Actualización 2023-2030 [Internet]. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO); 2024 sep [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
36. Petropoulos A, Wanner B. Batteries and Secure Energy Transitions [Internet]. Paris: International Energy Agency; 2024 abr [citado 23 de enero de 2026]. (International Energy Agency, ed. World Energy Outlook Special Report). Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>
37. OMI PESA (OMIE). OMIE [Internet]. OMIE. Madrid, España: OMI, Polo Español S.A. (OMIE); [citado 26 de agosto de 2025]. Disponible en: <https://www.omie.es/es>
38. Agencia Tributaria (AEAT). Tipo impositivo [Internet]. Impuesto especial sobre la electricidad: Liquidación y pago del Impuesto. España: Agencia Tributaria; 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en:

<https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/impuestos-especiales-medioambientales/impuesto-especial-sobre-electricidad/liquidacion-pago-impuesto/tipo-impositivo.html>

39. España. Jefatura del Estado. Real Decreto-ley 10/2024, de 23 de diciembre, para el establecimiento de un gravamen temporal energético durante el año 2025 [Internet]. Boletín Oficial del Estado, BOE-A-2024-26916 Madrid; dic 24, 2024. Disponible en: <https://boe.es/boe/dias/2024/12/24/pdfs/BOE-A-2024-26916.pdf>

40. España. Jefatura del Estado. Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico [Internet]. Boletín Oficial del Estado, BOE-A-2025-12857 Madrid; jun 25, 2025. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-12857>

41. Alvargonzález L. Los beneficios de las energías renovables en España: un impulso local. El Periódico de la Energía [Internet]. 14 de abril de 2025 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-beneficios-de-las-energias-renovables-en-espana-un-impulso-local/>

42. Mengden A. Excise Duties on Electricity in Europe, 2024 [Internet]. Tax Foundation (Data). 2024 [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: <https://taxfoundation.org/data/all/eu/excise-duties-electricity-europe-2024/>

43. Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (Text with EEA relevance) [Internet]. OJ L oct 27, 2003. Disponible en: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/96/oj>

44. European Commission DG for T and CU (DG T. Revision of the Energy Taxation Directive [Internet]. Taxation and Customs Union. European Commission; [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation/excise-duties/revision-energy-taxation-directive_en

45. Jiang T, Shen D, Zhang Z, Liu H, Zhao G, Wang Y, et al. Battery technologies for grid-scale energy storage. Nat Rev Clean Technol. 2025;1-19.

46. Patil A, Vonk WA. Stakeholder Perspectives on EU Regulatory Frameworks: Navigating Critical Raw Materials, Battery Innovation, and Recycling Challenges. Open Res Eur. 2025;5:104.

47. Gómez-Calvet R, Martínez-Duart JM, Gómez-Calvet AR. The 2030 power sector transition in Spain: Too little storage for so many planned solar photovoltaics? Renew Sustain Energy Rev. 2023;174:113094.

48. International Energy Agency. Advancing Clean Technology Manufacturing [Internet]. Paris: International Energy Agency; 2024 may [citado 23 de enero de 2026]. (Energy Technology Perspectives Special Report). Disponible en: <https://www.iea.org/reports/advancing-clean-technology-manufacturing/executive-summary>

49. Red Eléctrica. Informe del Sistema Eléctrico 2024 [Internet]. 2025 mar [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf

50. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo. Últimas noticias (Sala de prensa) – MITECO [Internet]. 24 de septiembre de 2024 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>

51. Frate GF, Ferrari L, Desideri U. Energy storage for grid-scale applications: Technology review and economic feasibility analysis. *Renew Energy*. 2021;163:1754-72.
52. Koolen D, DE FM, Busch S. Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems. 2023.
53. Kerscher S, Arbolea P. The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework. *Int J Electr Power Energy Syst* [Internet]. enero de 2022 [citado 3 de julio de 2025];134:107361. Disponible en: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061521006001>
54. Božičević Vrhovčak M, Malbašić B. Unlocking the Value of Aggregated Demand Response: A Survey of European Electricity Markets. *Energies*. 2023;16(17):6386.
55. Luttenberger Marić L, Keko H, Delimar M. The role of local aggregator in delivering energy savings to household consumers. *Energies*. 2022;15(8):2793.
56. Burger S, Chaves-Ávila JP, Batlle C, Pérez-Arriaga IJ. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. septiembre de 2017 [citado 3 de julio de 2025];77:395-405. Disponible en: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117305191>
57. Gilson Dranka G, Ferreira P, Vaz AIF. Co-benefits between energy efficiency and demand-response on renewable-based energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* [Internet]. noviembre de 2022 [citado 18 de agosto de 2025];169:112936. Disponible en: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122008176>
58. Otte M, Kamsamrong J, Lehnhoff S. How can Aggregators Improve the TSO-DSO-Customer Coordination in Digitalised Power Systems? 2024;
59. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Consulta pública específica para la revisión de las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación de los sistemas [Internet]. Madrid: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; 2024 jul [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/1_CIR_DE_005_24_Consulta_publica_especifica_%20mercado.pdf
60. European Parliament, Council of the European Union. Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) [Internet]. Diario Oficial de la Unión Europea, CELEX: 32019L0944 jun 14, 2019 p. 125-99. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>
61. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Memoria del análisis de impacto normativo del proyecto de real decreto por el que se aprueba el reglamento general de suministro y contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica [Internet]. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO); 2024 jul [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-suministros-y-contratacion/MAIN_PRD_ContrataciónySuministro%20IP.pdf
62. Agencia Española de Protección de Datos (AEPD). Resolución de archivo de actuaciones (Expediente N.º EXP202309152) [Internet]. Madrid: Agencia Española de Protección de Datos; 2023 [citado 23 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.aepd.es/documento/ai-00220-2023.pdf>
63. Kim N. The Value of Demand Flexibility [Internet]. Paris: International Energy Agency; 2025 dic [citado 23 de enero de 2026]. (International Energy Agency, ed. Policy Brief). Disponible en:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/4f11d63f-ebb0-44a4-9a53-ed98f264dc38/TheValueofDemandFlexibility.pdf>

64. Gade PA, Skjøtskift T, Bindner HW, Kazempour J. Ecosystem for demand-side flexibility revisited: The Danish solution. *Electr J*. 2022;35(9):107206.

65. Johannessen MR, Berntzen L, Vesin B, Meng Q, Brekke T, Laur I. User Sentiments Towards Smart Grid Flexibility-A survey of early adopters' attitude towards allowing third parties to control electricity use in households. 2021;

66. Meng Q. The Aggregator as a Trust Builder in a Renewable Energy System. 2023;

67. España. Jefatura del Estado. Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico [Internet]. Boletín Oficial del Estado, BOE-A-2025-12857 Madrid; jun 25, 2025 p. 83927-74. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-12857>

68. Bristol City Council. Our climate action on electricity [Internet]. Bristol City Council. Bristol, United Kingdom: Bristol City Council; [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.bristol.gov.uk/council/policies-plans-and-strategies/our-action-on-climate-and-ecology/our-climate-action-on-electricity>

69. FlexPower Amsterdam. Information FlexPower Amsterdam [Internet]. 2019 mar [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://www.evdata.nl/wp-content/uploads/2019/04/Information-FlexPower-Amsterdam_EN02.pdf

70. Fundación Ecología y Desarrollo (ECODES), Redeia, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). II Informe de indicadores de comunidades energéticas [Internet]. Zaragoza, España: Fundación Ecología y Desarrollo (ECODES); 2025 jun [citado 8 de enero de 2026]. (Observatorio de Energía Común (Informe de indicadores 2024)). Disponible en: https://www.energiacomun.org/ficheros/publicaciones/ECODES.Informe_Indicadores_2024_Energia_Comun.pdf

71. Dioba A, Giannakopoulou A, Struthers D, Stamos A, Dewitte S, Fróes I. Identifying key barriers to joining an energy community using AHP. *Energy*. 2024;299:131478.

72. Caramizaru A, Uihlein A. Energy communities: an overview of energy and social innovation. Vol. 30083. Publications Office of the European Union Luxembourg; 2020.

73. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). El IDAE publica el mapa de proyectos de más de 40 comunidades energéticas de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) – Últimas noticias [Internet]. 24 de enero de 2023 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/01/el_idae_publica_elmapadeproyectosdemasde40comunidadesenergeticas.html

74. The European Community Power Coalition. Driving the transition: Community Power in National Energy and Climate Plans [Internet]. Brussels, Belgium: The European Community Power Coalition; 2024 abr [citado 8 de enero de 2026]. (Briefing). Disponible en: <https://communitypowercoalition.eu/wp-content/uploads/2024/04/Driving-the-transition-NECP-Brief-2.pdf>

75. Palou JTV, Gonzalez JS, Santos JMR, Alonso CA, Fernandez JMR. Sharing approaches in collective self-consumption systems: A techno-economic analysis of the Spanish regulatory framework. *Energy Strategy Rev*. 2023;45:101055.

76. Güell Ó. Briefing: Public Financing Opportunities for Energy Communities in Europe [Internet]. Brussels, Belgium: REScoop.eu vzw; 2023 mar [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://bankwatch.org/wp-content/uploads/2023/03/Briefing-Public-Financing-Opportunities-for-Energy-Communities-in-Europe.pdf>
77. Lode ML, Felice A, Alonso AM, De Silva J, Angulo ME, Lowitzsch J, et al. Energy communities in rural areas: The participatory case study of Vega de Valcarce, Spain. *Renew Energy*. 2023;216:119030.
78. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental. Inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero: informe resumen. Edición 1990-2023 [Internet]. Madrid, España: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO); 2024 nov [citado 8 de enero de 2026]. (Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera: Emisiones de gases de efecto invernadero (Serie 1990-2023)). Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen-Inventario-GEI-2025.pdf>
79. Bobbo S, Lombardo G, Menegazzo D, Vallese L, Fedele L. A technological update on heat pumps for industrial applications. *Energies*. 2024;17(19):4942.
80. Comisión Europea. Dirección General de Comunicación. Brújula para la Competitividad [Internet]. Comisión Europea. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/competitiveness-compass_es
81. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2025 [Internet]. International Energy Agency (IEA); 2025 sep [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/12d92ecc-e960-40f3-aff5-b2de6690ab6b/GlobalHydrogenReview2025.pdf>
82. Olcese A. El empleo industrial retrocede a su mínimo histórico y sólo ha creado dos de cada 100 nuevos puestos desde la pandemia. *EL MUNDO* [Internet]. 9 de abril de 2024 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.elmundo.es/economia/2024/04/09/6613ff61fdddf21688b458e.html>
83. Comisión Europea. Plan de Acción para una Energía Asequible: Explotar el verdadero valor de nuestra Unión de la Energía para garantizar una energía asequible, eficiente y limpia para todos los europeos [Internet]. Bruselas, Bélgica: Comisión Europea; 2025 feb [citado 8 de enero de 2026]. (Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones). Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52025DC0079>
84. Red Eléctrica (REE). The Spanish electricity system [Internet]. System reports: Electricity system report (Report 2024). Madrid, Spain: Red Eléctrica; 2024 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/en/spanish-electricity-system>
85. Abnett K. EU to fast-track power grid projects in race to lower energy prices. *Reuters* [Internet]. 10 de diciembre de 2025 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/eu-fast-track-power-grids-projects-race-curb-energy-prices-2025-12-10/>
86. European Commission SG. A Competitiveness Compass for the EU [Internet]. Brussels, Belgium: European Commission; 2025 ene [citado 8 de enero de 2026]. (Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions). Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52025DC0030>
87. European Commission. Directorate-General for Communication. Net-Zero Industry Act [Internet]. European Commission. Brussels, Belgium: European Commission; 2023 [citado 8 de enero de 2026].

Disponible en:

https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en

88. European Commission. Questions and Answers on the Critical Raw Materials Act [Internet]. Brussels, Belgium; 2024 may [citado 8 de enero de 2026]. (European Commission - Questions and answers).

Disponible en:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_24_2749/QANDA_24_2749_EN.pdf

89. European Commission. Questions and Answers on the EU Action Plan for Grids [Internet]. Brussels, Belgium; 2023 nov [citado 8 de enero de 2026]. (European Commission - Questions and answers).

Disponible en:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_23_6045/QANDA_23_6045_EN.pdf

90. Hofbauer L, McDowall W, Pye S. Challenges and opportunities for energy system modelling to foster multi-level governance of energy transitions. *Renew Sustain Energy Rev.* 2022;161:112330.

91. Park E. Social acceptance of green electricity: Evidence from the structural equation modeling method. *J Clean Prod.* 2019;215:796-805.

92. Baur D, Emmerich P, Baumann MJ, Weil M. Assessing the social acceptance of key technologies for the German energy transition. *Energy Sustain Soc.* 2022;12(1):1-16.

93. Levenda AM, Behrsin I, Disano F. Renewable energy for whom? A global systematic review of the environmental justice implications of renewable energy technologies. *Energy Res Soc Sci.* 2021;71:101837.

94. Büchs M, Cass N, Mullen C, Lucas K, Ivanova D. Emissions savings from equitable energy demand reduction. *Nat Energy.* 2023;8(7):758-69.

95. Martínez J. Precio del gas: evolución y coste del m3 [Internet]. Kelisto. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.kelisto.es/gas/consejos-y-analisis/precio-gas-natural>

96. Segura M. La evolución del precio de la luz en 2025 en España [Internet]. Fundación General UCLM. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en:

<https://fundaciongeneraluclm.es/la-evolucion-del-precio-de-la-luz-en-2025-en-espana/>

97. OZDEMIR E, KOUKOUFIKIS G. Addressing Housing Affordability and Energy Poverty: A Dual Challenge for the EU. 2025;

98. Gladkykh G, Koljonen T, Thiene M, Franceschinis C, Paier M, Kort J, et al. Energy demand reduction as part of the clean energy transition in Europe: Research and policy strategies. En: *Energy Demand Reduction as part of the Clean Energy Transition in Europe: Research and Policy Strategies.* 2023.

99. Bertoldi P. Policies for energy conservation and sufficiency: Review of existing policies and recommendations for new and effective policies in OECD countries. *Energy Build.* 2022;264:112075.

100. Kubli M, Looock M, Wüstenhagen R. The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy.* 2018;114:540-8.

101. European Commission. Directorate-General for Communication. Spain - Final updated NECP 2021-2030 (submitted 2024) [Internet]. European Commission; 2024 sep [citado 8 de enero de 2026].

Disponible en:

https://commission.europa.eu/publications/spain-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en

102. Hutter C, Ruiz P. Backup power for Europe - part 4: Spain's BESS market is heating up [Internet]. Rabobank; 2025 abr [citado 8 de enero de 2026]. (RaboResearch). Disponible en: <https://www.rabobank.com/knowledge/d011476239-backup-power-for-europe-part-4-spain-s-bess-market-is-heating-up>
103. Guillermo B, Jan V, Han V, Irena K. Smart building and district retrofitting for intelligent urban environments. En: Intelligent Environments. Elsevier; 2023. p. 395-420.
104. European Commission DG for E (DG E. Energy Efficiency First principle [Internet]. European Commission – Energy. Brussels, Belgium: European Commission; [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en
105. European Commission. Directorate-General for Education Y Sport and Culture (DG EAC). The Youth Policy Dialogues during the first 100 days of the new mandate of the European Commission [Internet]. Brussels, Belgium: European Commission; 2025 jun [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://youth.europa.eu/sites/default/files/youth_strategy/library/Youth-Policy-Dialogues-General-Report---100-days.pdf
106. Boza-Kiss B, Bertoldi P, Della Valle N, Economidou M. One-stop shops for residential building energy renovation in the EU. Publications Office of the European Union; 2021.
107. Balteanu I, Viani F. The energy dependency of the EU and Spain. Banco Espana Artic. 2023;2.
108. Mišík M. The EU needs to improve its external energy security. Energy Policy. 2022;165:112930.
109. Dai J, Alvarado R, Ali S, Ahmed Z, Meo MS. Transport infrastructure, economic growth, and transport CO2 emissions nexus: Does green energy consumption in the transport sector matter? Environ Sci Pollut Res. 2023;30(14):40094-106.
110. Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC). Las ventas de vehículos electrificados crecen un 15,4% en septiembre [Internet]. Madrid, España: ANFAC; 2024 oct [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://anfac.com/wp-content/uploads/2024/10/NP-Matriculaciones-vehiculos-electrificados-y-de-bajas-emisiones-Septiembre-2024-COMPLETA.pdf>
111. Eurostat (European Commission). Energy consumption in transport at pre-pandemic levels. Eurostat News articles [Internet]. 8 de octubre de 2024 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20241008-1>
112. European Environment Agency (EEA). Sustainability of Europe's mobility systems [Internet]. Copenhagen, Denmark: European Environment Agency (EEA); 2024 oct [citado 8 de enero de 2026]. (Web report no. 01/2024). Report No.: 978-92-9480-683-3. Disponible en: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/sustainability-of-europes-mobility-systems>
113. Transport & Environment (European Federation for Transport and Environment AISBL). State of European Transport: Where we are and what's at risk if we slow down the transition [Internet]. Transport & Environment. 2025 [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: <https://www.transportenvironment.org/state-of-european-transport>
114. European Parliament, Council of the European Union. Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO2 emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, and repealing Regulations (EC) No 443/2009 and

(EU) No 510/2011 (recast) (Text with EEA relevance) [Internet]. Official Journal of the European Union abr 25, 2019 p. 13-53. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/631/oj>

115. European Parliament, Council of the European Union. Regulation (EU) 2024/1610 of the European Parliament and of the Council of 14 May 2024 amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, amending Regulation (EU) 2018/858 and repealing Regulation (EU) 2018/956 (Text with EEA relevance) [Internet]. Official Journal of the European Union, CELEX: 32024R1610 jun 6, 2024. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1610/oj/eng>

116. European Parliament, Council of the European Union. Regulation (EU) 2023/1804 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU (Text with EEA relevance) [Internet]. Official Journal of the European Union sep 22, 2023 p. 1-47. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj/eng>

117. European Parliament, Council of the European Union. Directive (EU) 2019/1161 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles (Text with EEA relevance) [Internet]. Official Journal of the European Union jul 12, 2019 p. 116-30. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/1161/oj/eng>

118. European Commission. Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future [Internet]. Brussels, Belgium; 2020 dic [citado 8 de enero de 2026]. (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions). Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0789>

119. Borragán G, Ortiz M, Böning J, Fowler B, Dominguez F, Valkering P, et al. Consumers' adoption characteristics of distributed energy resources and flexible loads behind the meter. *Renew Sustain Energy Rev.* 2024;203:114745.

120. European Commission JRC (JRC). Pilot living labs at the JRC [Internet]. The Joint Research Centre: EU Science Hub. European Commission; [citado 8 de enero de 2026]. Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/living-labs-jrc_en

121. Hanß LM. Living Labs: Co-Creating the Future of Urban Mobility. CIVITAS [Internet]. 17 de marzo de 2025 [citado 8 de enero de 2026]; Disponible en: <https://civitas.eu/news/living-labs-co-creating-the-future-of-urban-mobility>

122. ITF. Shaping post-covid mobility in cities: Summary and conclusions. ITF Roundtable Rep No 190. 2023;

123. Fallahnejad M, Kranzl L, Haas R, Hummel M, Müller A, García LS, et al. District heating potential in the EU-27: Evaluating the impacts of heat demand reduction and market share growth. *Appl Energy.* 2024;353:122154.

Anexo 1: Marco de referencia para las proyecciones de potencia eléctrica instalada en una vivienda española media

Nota: Los valores son estimaciones calculadas para un piso medio de 90–100 m² en clima templado de España. Se comparan dos escenarios: uno de una vivienda convencional que usa gas para calefacción y

agua caliente sanitaria (ACS), y otra, donde el hogar está totalmente electrificado (aerotermia, ACS eléctrico, ventilación mecánica y vehículo eléctrico). Las cifras son orientativas y pueden variar según clima, hábitos de uso y eficiencia de los equipos.

A1.1 Objetivo y alcance

Este anexo define un marco de referencia para estimar la potencia eléctrica instalada (kW) asociada a una vivienda española media y su evolución bajo un escenario de electrificación completa. El objetivo es cuantificar el incremento de potencia instalada y contextualizar sus implicaciones sobre la infraestructura doméstica y la operación de la red de distribución.

A1.2 Supuestos y metodología

Las potencias consideradas representan potencias nominales instaladas o valores de referencia, y no deben interpretarse como consumos simultáneos. En la práctica, la demanda real depende de la simultaneidad, del comportamiento de los usuarios y de la gestión de cargas. Los valores se asignan por uso final, considerando tecnologías típicas de mercado y rangos de potencia habituales en aplicaciones residenciales.

A1.3 Estimación de potencia instalada por uso (Box 2)

Para una vivienda tipo, se adopta una potencia instalada de referencia por uso que incluye electrodomésticos, climatización, ACS, movilidad eléctrica, ventilación y carga digital. En particular, se considera que los grandes electrodomésticos no operan simultáneamente, por lo que su potencia simultánea media se aproxima a 1 kW. Para calefacción y ACS se emplean valores típicos de bombas de calor, mientras que para el vehículo eléctrico se toma como referencia un punto de recarga doméstico monofásico de 7,4 kW.

A1.4 Resultados e implicaciones del incremento de potencia instalada

La figura asociada a este anexo ilustra el aumento significativo de potencia instalada derivado de la electrificación. Al comparar una vivienda convencional (electricidad + gas) con una vivienda completamente electrificada, se observa que la incorporación de tecnologías clave de descarbonización, especialmente, pero no únicamente, la aerotermia para calefacción y ACS y el vehículo eléctrico, incrementan la potencia eléctrica instalada desde aproximadamente 1,9 kW hasta valores cercanos a 14 kW. Este aumento implica una mayor exigencia de dimensionamiento en la instalación doméstica y plantea desafíos relevantes para la red, en particular en lo relativo a picos de demanda, coordinación de cargas y estabilidad de suministro en escenarios de electrificación masiva.

A1.5 Nota técnica: potencia instalada, potencia contratada y gestión de carga

Aunque la suma de potencias nominales no se traduce necesariamente en demanda simultánea, su magnitud condiciona la potencia contratada y los requisitos de red si no existe gestión de carga. En España, la potencia contratada media ($\approx 4,1$ kW) incorpora márgenes por simultaneidad y picos. En escenarios electrificados, la integración de control inteligente de la recarga del vehículo eléctrico, gestión coordinada de aerotermia/ACS (inercia térmica y almacenamiento), tarifas horarias y almacenamiento

residencial permite reducir la potencia contratada necesaria respecto a la suma teórica y mitigar picos sostenidos a nivel de red de baja tensión.

Anexo 2: Marco de referencia para las proyecciones de la evolución del consumo eléctrico de una vivienda española media

Nota: Se aplican las mismas consideraciones metodológicas y supuestos generales que en el Anexo 1.

A2.1 Objetivo y alcance

Este anexo establece un marco de referencia para estimar el consumo eléctrico anual (kWh/año) de una vivienda española media en dos escenarios y cuantificar cómo la electrificación de usos térmicos y de movilidad modifica el perfil de demanda eléctrica del hogar.

A2.2 Supuestos y metodología

Las estimaciones se basan en consumos típicos por uso final y en parámetros técnicos representativos. Para climatización y ACS se emplean rendimientos estacionales de bombas de calor (COP) coherentes con el estado de la técnica y las condiciones climáticas templadas. Para movilidad eléctrica se asume un recorrido anual típico y consumos específicos en el rango de 14–16 kWh/100 km. Los valores representan órdenes de magnitud orientativos y no sustituyen un cálculo detallado por tipología edificatoria o zona climática.

A2.3 Estimación de consumo anual por uso

En la vivienda convencional, el consumo eléctrico se concentra en electrodomésticos y usos digitales, que representan la mayor parte de la demanda, mientras que la calefacción y el ACS se cubren mayoritariamente con gas y, por tanto, generan un consumo eléctrico reducido. En la vivienda totalmente electrificada, los usos térmicos y de movilidad se trasladan al sistema eléctrico, aumentando el consumo anual principalmente por la calefacción mediante aerotermia, la producción eléctrica de ACS, una mayor demanda de refrigeración y la recarga del vehículo eléctrico. La ventilación mecánica con recuperación de calor añade un consumo adicional moderado y, aunque los usos digitales tienden a crecer ligeramente por una mayor conectividad del hogar, este efecto se ve parcialmente compensado por mejoras en la eficiencia de los equipos.

A2.4 Resultados e implicaciones del incremento de consumo eléctrico

El escenario de la vivienda electrificada refleja un aumento sustancial del consumo eléctrico anual respecto a la convencional, impulsado por la sustitución del gas por electricidad en calefacción y ACS, y por la introducción de movilidad eléctrica. Aunque las bombas de calor reducen la energía final requerida frente a tecnologías menos eficientes, el efecto neto sobre el sistema eléctrico es un incremento del consumo y una redistribución temporal de la demanda, con mayor estacionalidad (invierno/verano) y mayor sensibilidad a picos horarios.

A2.5 Nota técnica: variabilidad del consumo y relevancia de flexibilidad

La magnitud del consumo proyectado depende fuertemente de la eficiencia del edificio, la zona climática, los hábitos de uso y la estrategia de control de equipos. En particular, la flexibilidad en la recarga del vehículo eléctrico, la programación de ACS y la gestión térmica de la vivienda (inercia y almacenamiento) permiten desplazar demanda hacia horas valle y reducir la congestión en redes de distribución, complementando la electrificación con medidas de eficiencia y gestión de demanda.

Referencias anexos

IDAE/Iberdrola (2020) Consumo medio eléctrico por hogar y reparto por usos (iberdrola.es); IDAE Proyecto SECH-SPAHOUSEC: Distribución del consumo energético residencial en España (sunflowerenergias.es); NTT Data & APPA (2025) El Momento de la Electrificación (ESEficiencia, eseficiencia.es); Repsol e Iberdrola artículos divulgativos sobre consumos por aparato y eficiencia energética (repsol.es; iberdrola.es); Datos técnicos: consumos de vehículo eléctrico (grupocarwagen.com), bicicleta eléctrica (repsol.es), sistemas de ventilación (satt.es); ChatGPT (2025) estimaciones y cálculos complementarios sobre escenarios de electrificación residencial.



Red de Asociaciones de
Investigadores y Científicos
Españoles en el Exterior

