



el periódico de la energía

10 temas clave del sector de la Energía en 2026

Febrero 2026

En colaboración con





Índice

El Periódico de la Energía y PwC.....	4
Motivación del informe	5
El sector energético en 2025: Lo más destacado	7
Claves del sector energético en 2026	13
1. Falta de capacidad en las redes para conectar nueva demanda, ¿se van a celebrar los tan esperados concursos de demanda en 2026?	16
2. Almacenamiento energético. Cumplimiento de objetivos a 2030, integración con renovables, etc.....	20
3. Seguridad de suministro. Control de tensión por parte de las energías renovables y el desarrollo de otros servicios de ajuste.....	23
4. Cierre nuclear y prórroga del cierre de Almaraz, ¿Almaraz sí o no?	26
5. Complejidad en la operación de la red derivado de la integración de las energías renovables	30
6. DataCenters: modernización de la red eléctrica para atraer inversión en España ...	33
7. ¿Seguiremos con el bloqueo legislativo actual?, ¿y si cambia el Gobierno este año?	36
8. Los servicios de ajuste y el modo de operación reforzada. ¿cuánto está costando y durante cuánto tiempo se va a seguir produciendo?	40
9. La nueva planificación de la red de transporte, ¿se publicará este 2026?	43
10. Biocombustibles y gases renovables: ¿qué se espera para este 2026?	46
Conclusiones	49

El Periódico de la Energía y PwC

El Periódico de la Energía es un medio digital especializado en información y análisis del sector energético en España. Desde su creación en 2014, se ha consolidado como una referencia informativa para profesionales, empresas y administraciones públicas, ofreciendo una cobertura continuada de la actualidad regulatoria, económica y tecnológica del sector. Su labor se orienta a la difusión de información contrastada y al seguimiento de los principales debates que afectan al sistema energético, con el objetivo de favorecer un conocimiento riguroso y transparente en un ámbito estratégico para la economía y la sostenibilidad.

A través de su actividad informativa, El Periódico de la Energía ha contribuido a generar un espacio de análisis y reflexión sobre la evolución del modelo energético, sirviendo como plataforma de encuentro entre los distintos agentes implicados y facilitando el acceso a información especializada en un entorno caracterizado por una elevada complejidad normativa y técnica.

PwC es una firma líder en servicios profesionales a escala global que colabora con numerosas organizaciones de referencia en todo el mundo. Su propósito es generar confianza en la sociedad y contribuir a la resolución de los principales retos económicos y sociales.

En el ámbito energético, PwC acompaña a empresas e instituciones en procesos de transformación vinculados a la transición energética, la adaptación regulatoria y la planificación estratégica. Su conocimiento del sector y su experiencia en proyectos complejos permiten aportar un enfoque técnico y estructurado al análisis de los cambios que se están produciendo en el sistema energético.

La colaboración entre PwC y El Periódico de la Energía en la elaboración de este informe responde a la voluntad de combinar la experiencia informativa y el conocimiento sectorial, con el fin de consolidar un documento de referencia que sirva de guía para el seguimiento y la comprensión de la política energética en España en 2026, mediante el análisis y la síntesis de los principales temas que marcarán la agenda del sector, desde una perspectiva objetiva y basada en datos.

Motivación del informe

El sector energético atraviesa una transformación estructural impulsada por la transición energética, la evolución de los mercados y un marco regulatorio en continua adaptación, en un contexto donde confluyen objetivos climáticos, avances tecnológicos, necesidades de inversión en infraestructuras y cambios en el consumo. La integración creciente de renovables, la electrificación de usos finales y el despliegue de soluciones de flexibilidad están redefiniendo la planificación, operación y financiación del sistema, mientras factores técnicos, económicos y normativos condicionan el desarrollo de proyectos. A ello se suman exigencias de seguridad y resiliencia y la gestión de la volatilidad y dependencias de suministro, con especial intensidad en España por el peso de las renovables, el aumento de demanda industrial y la necesidad de reforzar y digitalizar las redes.

En este contexto, PwC y El Periódico de la Energía presentan un informe que identifica las diez claves que marcarán la evolución del sector energético en 2026. El documento tiene como finalidad ofrecer a Administraciones Públicas, empresas, inversores, expertos y demás actores del sector una visión clara, estructurada y actualizada de los principales factores que condicionarán el próximo ejercicio. Para ello, el informe sintetiza los elementos que previsiblemente concentrarán mayor atención en el debate sectorial y en la agenda de gestión: desde la evolución del diseño de mercado y los marcos retributivos, hasta la planificación de redes, el desarrollo de nuevas capacidades de flexibilidad, la electrificación de la industria y del transporte, y la consolidación de nuevas cadenas de valor asociadas a tecnologías emergentes.

El informe prioriza y analiza las tendencias más relevantes para 2026 desde una perspectiva integrada que recoge regulación, tecnología y mercado, considerando los cambios normativos que afectan a la inversión y operación de activos, la evolución tecnológica y las dinámicas de mercado, con el objetivo de ofrecer una radiografía ordenada de los factores transversales que condicionan el sistema y las decisiones estratégicas: capacidad de infraestructuras, coordinación público-privada, acceso a financiación y adaptación de los modelos de negocio en un entorno más variable y exigente.

La característica más importante y diferencial de este informe es que los principales temas que serán tendencia en 2026 se han seleccionado a través de un proceso participativo que ha involucrado a profesionales del sector energético

Se ha realizado una encuesta masiva, promovida por El Periódico de la Energía, dirigida a líderes empresariales, agentes de la Administración Pública y especialistas para conocer su percepción sobre los temas más relevantes que marcarán la actualidad del sector en 2026. Concretamente, la encuesta planteaba dos preguntas principales: **cuáles serían los temas prioritarios en 2026 en el ámbito energético y cuáles impactarían más en la actividad profesional de los participantes.**

El objetivo último del informe es contribuir a una mejor comprensión del momento que atraviesa el sector energético en España y facilitar un marco de referencia para la planificación y la toma de decisiones en un entorno caracterizado por la incertidumbre regulatoria y la necesidad de adaptación permanente. Con un enfoque periodístico y analítico, el informe pretende ordenar información relevante, identificar los puntos de atención para 2026 y ofrecer una base común para el seguimiento de los cambios que se produzcan a lo



largo del ejercicio. En definitiva, se presenta como una herramienta de apoyo para interpretar la evolución del sector desde una perspectiva integral, conectando los principales vectores que condicionarán su desempeño: regulación, mercado, tecnología, infraestructuras, inversión y transformación de la demanda.

El sector energético en 2025: Lo más destacado

El año 2025 quedará en la memoria del sector energético europeo, y especialmente del español, como el ejercicio en que la transición energética dejó de medirse en objetivos a 2030 para evaluarse en tiempo real, con sus fortalezas y sus vulnerabilidades plenamente expuestas. Para entender el contexto energético que hemos vivido durante un 2025 irrepetible, o al menos eso esperamos, es necesario analizar las principales novedades que introdujo el año 2024 como prolegómeno a un 2025 que no dejó indiferente a nadie.

A nivel europeo, 2024 destacó por dos temas principales. En primer lugar, la aprobación de la reforma del diseño del mercado eléctrico de la Unión Europea (UE) en abril de 2024 introdujo un marco orientado a estabilizar los precios para los consumidores y a reducir su dependencia de la volatilidad de los combustibles fósiles, reforzando a la vez las señales de inversión en generación limpia. Entre sus ejes destacan el impulso a la contratación a largo plazo (incluidos los PPAs) y el uso de contratos por diferencias (CfDs) como instrumento para aportar certidumbre de ingresos a determinados activos, junto con medidas de protección y opciones contractuales para el consumidor. La trasposición nacional, con hitos y plazos fijados por la normativa europea, situó este paquete como referencia de fondo para la actualización de reglas y mecanismos en España durante el periodo 2025–2026.

En segundo lugar, el avance regulatorio del hidrógeno renovable se consolidó en torno a dos vectores: la definición de criterios de “renovabilidad” y el despliegue de instrumentos para su trazabilidad e integración en el sistema. Los actos delegados del Parlamento Europeo establecieron condiciones para que el hidrógeno y otros combustibles renovables de origen no biológico (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, RFNBOs) puedan considerarse renovables y fijaron metodologías para el cálculo del ahorro de emisiones en ciclo de vida. En España, este marco se complementó con desarrollos asociados a garantías de origen y a reglas de acceso/conexión para plantas de gases renovables, en paralelo al avance de infraestructuras estratégicas como el corredor H2Med, donde Enagás desempeña un papel central como operador e impulsor.

Por otro lado, la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030 en septiembre de 2024 operó como el principal marco de planificación energética y climática, al alinear objetivos, trayectorias y necesidades de inversión para el horizonte 2030. La revisión formalizó un aumento de ambición en el despliegue renovable y en la electrificación, incorporando metas cuantificadas y líneas de actuación que condicionan la planificación de redes, el diseño de mecanismos de apoyo y la priorización de proyectos. Asimismo, elevó la relevancia del almacenamiento y la flexibilidad como elementos habilitadores del sistema, al recoger objetivos específicos que sirven de referencia para el desarrollo normativo y la programación sectorial. La nueva versión actualizada del PNIEC renovó la ambición de España en liderar la transición energética europea, incrementó sustancialmente los objetivos en todos sus vectores y acrecentó la polémica y las opiniones encontradas sobre la viabilidad o no de su futuro cumplimiento.

España arrancó 2025 alcanzando cifras récord de generación eólica y solar, consolidando un mix eléctrico en el que las tecnologías renovables alcanzaron cuotas históricas. Sin embargo, ese liderazgo comenzó pronto a tensionar la operativa del sistema que culminaría con el apagón del 28 de abril

Es en este escenario en el que España arrancó 2025, alcanzando cifras récord de generación eólica y solar, consolidando un mix eléctrico en el que las tecnologías renovables alcanzaron cuotas históricas. Sin embargo, ese liderazgo comenzó pronto a tensionar la operativa del sistema. La saturación de determinados nudos y la limitada capacidad de evacuación provocaron un aumento significativo de vertidos renovables, con episodios en los que en torno al 7% de la generación verde diaria no pudo integrarse en el sistema por restricciones técnicas. Este fenómeno se trasladó al mercado mayorista en forma de múltiples horas con precios cercanos a cero e incluso negativos, reflejo de la abundancia de oferta en determinadas franjas y de la rigidez de la demanda.

La presión sobre la red situó en el centro del debate la planificación del transporte y la distribución. Durante el primer semestre se intensificaron las consultas para revisar prioridades de inversión y adaptar la red a un sistema más electrificado y descentralizado. Al mismo tiempo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) avanzó en la revisión de la metodología de retribución de las redes eléctricas, incluyendo la discusión sobre la tasa de rentabilidad financiera aplicable en el nuevo periodo regulatorio. En un contexto de tipos de interés superiores a los vigentes en el anterior marco, el regulador tuvo que equilibrar la necesidad de atraer inversiones multimillonarias en infraestructuras con la protección de los consumidores frente a incrementos excesivos en los peajes.

El punto de inflexión del año llegó el 28 de abril. El apagón que afectó a buena parte del sistema peninsular abrió una etapa de escrutinio técnico y político sin precedentes recientes. Los análisis posteriores señalaron como factor relevante la insuficiente capacidad de control dinámico de tensión, en un contexto de elevada penetración renovable, baja demanda y red tensionada que dio lugar a episodios de sobretensiones sin precedentes. Aunque no se atribuyó oficialmente a un exceso de renovables, el incidente puso de relieve los desafíos derivados de operar un sistema con menor inercia y mayor complejidad operativa.

Tras el apagón, la operación del sistema entró en una fase reforzada, con mayor recurso a tecnologías convencionales para garantizar estabilidad y control de tensión. Esta nueva configuración tuvo un impacto económico inmediato. Las restricciones técnicas se dispararon tras el 28-A, tanto en volumen como en coste, con un incremento del 49,5% respecto al ejercicio anterior. El encarecimiento de estos servicios de ajuste elevó el coste sistémico y alimentó el debate sobre cómo repartir la carga entre generadores y consumidores, especialmente en un entorno con precios mayoristas frecuentemente deprimidos.

2025 fue un año de grandes cambios tanto en legislación como en la operativa del sistema, propiciados por el apagón del 28 de abril y la posterior incertidumbre sobre la fiabilidad de la red eléctrica

En paralelo, el regulador aceleró la modificación de los procedimientos de operación (P. O.) vinculados al control de tensión y a la seguridad del sistema. Se aprobaron cambios relevantes en normas técnicas largamente debatidas, con el objetivo de reforzar la resiliencia de la red ante escenarios de alta penetración renovable y baja generación síncrona. La lección del 28 de abril fue clara: la transición exige no solo más megavatios verdes, sino también más flexibilidad, almacenamiento y herramientas de gestión avanzadas.

El apagón conllevó grandes enfrentamientos políticos que aumentaron la incertidumbre en el sector. El debate y la posterior derogación del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el

que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, se convirtió en un hito regulatorio por sus implicaciones inmediatas sobre el marco de refuerzo del sistema. La no convalidación parlamentaria supuso la caída del paquete de medidas urgentes orientadas, entre otros aspectos, a reforzar la resiliencia operativa y a introducir ajustes en ámbitos como la flexibilidad del sistema (servicios de ajuste y respaldo), el papel del almacenamiento y determinadas exigencias técnicas y de integración para el despliegue renovable, reabriendo el debate sobre cómo articular estos elementos en la regulación española. El episodio tuvo además un efecto de incertidumbre regulatoria a corto plazo, seguido de una atención significativa por parte del mercado y los agentes sectoriales, en un momento de elevada sensibilidad tras el apagón. Posteriormente, en noviembre, se aprobaron nuevas medidas a través del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, orientadas a reforzar la seguridad jurídica, racionalizar el crecimiento del parque renovable y ajustar instrumentos de mercado.

Adicionalmente, el sistema eléctrico también sufrió cambios en su modelo retributivo. Se publicaron la Circular 8/2025 de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el tercer período regulatorio (2026-2031) y la Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, y se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2026-2031.

En línea con la necesidad de aumentar el refuerzo el sistema eléctrico, el Gobierno planteó elevar de forma excepcional, hasta 2030, los límites máximos de inversión en redes con derecho a retribución regulada, referenciados al PIB, con el objetivo de acelerar el refuerzo de las infraestructuras de transporte y distribución ante el incremento previsto de nueva demanda y la integración de generación renovable. La propuesta contempla un aumento del tope en torno al 62% y se articula a través de un proyecto normativo específico (“Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”), manteniendo la lógica de control de costes trasladables a tarifa, pero ampliando el margen inversor para habilitar nuevas capacidades de red. En términos de magnitud, el Ejecutivo situó la inversión ligada a la red de transporte en 13.600 millones de euros (2025–2030) y cuantificó incrementos adicionales del orden de 7.700 millones de euros para distribución (1.540 millones de euros anuales) y 3.600 millones de euros para transporte (720 millones de euros anuales), con impacto directo en los principales gestores y titulares de redes.

A pesar de que las redes eléctricas se situaron como el principal desafío en España, durante el año 2025 se produjeron novedades de gran interés para el sector energético. Es el caso del debate nuclear, que fue ganando intensidad a lo largo del año. La central de Almaraz, situada en Extremadura, cuya aportación ronda el 7% de la producción eléctrica nacional, se convirtió en epicentro de la discusión sobre el calendario de cierre del parque nuclear español. Con las primeras fechas previstas para el cese de actividad acercándose, aumentó la presión para revisar los plazos y valorar posibles extensiones hasta el entorno de 2030, en un contexto marcado por la volatilidad de precios y la preocupación por la seguridad de

suministro. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) mantuvo oficialmente la hoja de ruta acordada, aunque el debate evidenció la tensión entre objetivos climáticos, estabilidad del sistema y competitividad industrial.

El sector gasista reforzó su posición en la operación del sistema eléctrico ya que fueron los ciclos combinados los encargados de actuar como respaldo durante la fase de operación reforzada post-apagón, y consiguió mantener estabilidad en los precios

En el ámbito del gas natural, 2025 fue un año de relativa estabilidad en precios respecto a los picos de la crisis energética, pero con un papel estratégico reforzado tras el apagón. Los ciclos combinados actuaron como respaldo esencial en momentos de menor producción renovable y durante la fase de operación reforzada. Paralelamente, los gases renovables comenzaron a consolidar su presencia. El biometano inyectado en red experimentó un crecimiento superior al 50% en términos de volumen vehiculado, reflejo de la entrada en operación de nuevas plantas y del avance regulatorio. Asimismo, avanzaron los desarrollos técnicos y administrativos de la futura red troncal de hidrógeno, concebida como infraestructura estratégica para conectar polos industriales y facilitar la descarbonización de sectores intensivos en energía.

Adicionalmente, se produjeron avances en el desarrollo de la red troncal de hidrógeno en España: Enagás firmó en junio de 2025 el *Grant Agreement* para la recepción de 32,5 millones de euros del *Connecting Europe Facility* (CEF) para los estudios e ingeniería de la red troncal. Adicionalmente, lanzó el Plan de Participación Pública de la red troncal, que recorrerá 13 Comunidades Autónomas, con sus correspondientes, Ayuntamientos, Administraciones Públicas, asociaciones, organismos, principales agentes, etc.

En el último año, el desarrollo del almacenamiento ha venido impulsado de forma destacada por la convocatoria de Almacenamiento con fondos FEDER, que ha asignado 818,3 millones de euros y ha permitido adjudicar 9,4 GWh de capacidad (2,2 GW) a 126 proyectos, sobre un total de 1.750 solicitudes. Esta convocatoria ha contribuido a acelerar la maduración del *pipeline*, aportando visibilidad sobre el volumen de iniciativas en tramitación y facilitando la movilización de inversión en un ámbito clave para la integración renovable y la operación del sistema. En paralelo, los concursos de nudos de transición justa han incorporado proyectos de bombeo, reforzando el avance de soluciones de flexibilidad de larga duración y su papel potencial en el almacenamiento de carácter más estacional en España, en un contexto donde la estabilidad del sistema requiere complementar la generación variable con capacidad gestionable.

Para los consumidores domésticos, 2025 combinó alivio puntual —reflejado en numerosas horas con precios mayoristas cercanos a cero— con una mayor complejidad en la factura, en la medida en que ganaron peso los componentes regulados y los costes asociados a la operación del sistema (servicios de ajuste, restricciones técnicas y otros elementos necesarios para garantizar el equilibrio y la seguridad de suministro). Para la industria, especialmente la electrointensiva, el eje del año fue la competitividad: cómo convertir la mayor disponibilidad de generación renovable en condiciones de suministro estables y predecibles —vía contratación a largo plazo, instrumentos de cobertura y marcos que reduzcan la exposición a la volatilidad— que permitan sostener producción y atraer inversión en un entorno global más exigente. Este enfoque se vio reforzado por el creciente énfasis institucional, también a nivel europeo mediante diversas comunicaciones de la Comisión

Europea, en situar la competitividad industrial como prioridad desde comienzos de año, subrayando la necesidad de combinar descarbonización con señales regulatorias claras, acceso efectivo a red y energía a precios competitivos para los sectores estratégicos.

El despliegue del almacenamiento y el impulso a la competitividad de la industria supuso un aumento en las solicitudes de acceso a posiciones de demanda, lo que situó a los concursos de acceso de la demanda a la red de transporte en el punto de mira. En 2025 se celebró el primero de estos concursos, sentando un precedente para el futuro. En nudos saturados, se activó un proceso competitivo basado en criterios objetivos de impacto ambiental, inversión y viabilidad. Se priorizaron proyectos que contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente los que electrifican procesos industriales o sustituyen combustibles fósiles. El concurso ha implicado 8 nudos ubicados en zonas de alto interés industrial y estratégico (Huelva, Zaragoza, Ciudad Real, Tarragona, Vigo, País Vasco), con una capacidad total ofertada de 3.681 MW.

Por último, la aprobación y entrada en vigor de la Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible, configuró un marco estatal de planificación y gobernanza de la movilidad con impacto transversal en administraciones y empresas, incorporando obligaciones específicas para la gestión de la movilidad asociada a la actividad económica. Entre los elementos más relevantes para el tejido empresarial, la norma establece que, en el plazo de 24 meses desde su entrada en vigor, las empresas y entidades del sector público deberán disponer de Planes de Movilidad Sostenible al Trabajo para centros con más de 200 personas trabajadoras o 100 por turno, planes que deben negociarse con la representación legal y someterse a seguimiento periódico mediante informes recurrentes. Estos planes contemplan medidas orientadas a promover soluciones de movilidad sostenible, como transporte colectivo, movilidad activa y opciones de bajas o cero emisiones, incluyendo actuaciones vinculadas a la recarga, integrando la movilidad en las políticas de sostenibilidad y en la gestión operativa de los centros de trabajo

El año cerró así con un mensaje dual: ambición intacta en materia de transición energética, pero creciente conciencia de la necesidad de acompañarla con planificación rigurosa y estabilidad normativa. Además, el mensaje que llegaba desde Bruselas era inequívoco: la descarbonización avanzaba, pero el verdadero cuello de botella estaba en las redes. En este sentido, la Comisión Europea (CE) presentó en diciembre de 2025 su esperado “*grid package*”, un conjunto de iniciativas destinadas a reforzar la planificación, acelerar inversiones y modernizar la infraestructura eléctrica europea. La prioridad era integrar volúmenes crecientes de generación renovable sin comprometer la estabilidad del sistema ni la competitividad industrial.

En definitiva, 2025 fue el año en que el sistema energético español consolidó su capacidad de liderazgo renovable, pero evidenció sus fragilidades estructurales

El sistema energético español mostró durante el año 2025 tanto su capacidad de liderazgo renovable como sus fragilidades estructurales: congestión en nudos, incremento de restricciones técnicas, revisión profunda de la operación del sistema, debate nuclear abierto y reformas regulatorias en marcha. La transición avanzó con determinación, pero dejó claro que su éxito dependerá no solo de instalar más potencia limpia, sino de reforzar redes,



asegurar firmeza y ofrecer señales económicas coherentes a lo largo de toda la cadena de valor, desde la generación hasta el consumidor final.

Claves del sector energético en 2026

Existen dos características singulares y diferenciales de este informe respecto a otros informes sectoriales: por un lado, su carácter participativo (son los encuestados los que han identificado los temas más relevantes) y, por otro lado, su carácter prospectivo (el informe no hace balance pasado sino pretende dar una visión sobre los temas que probablemente marcarán la agenda de 2026).

En este sentido, se incluyeron **20 temas** en la encuesta con el objetivo de obtener una visión clara y comparable sobre las prioridades del sector para 2026. A cada participante se le pidió **ordenar los temas por importancia** desde dos perspectivas: su relevancia para el **sector energético en su conjunto** y su impacto en el **ámbito profesional** específico de cada encuestado. Este enfoque permite diferenciar qué asuntos se perciben como estructurales para el sistema en su conjunto y cuáles concentran una mayor prioridad en función del rol, el subsector o la responsabilidad de cada participante. Los temas propuestos fueron los siguientes:

- | | |
|--|--|
| 1 Cierre nuclear y prórroga de Almaraz | 2 Transposición RED III y sus impactos regulatorios |
| 3 Falta de capacidad en redes para conectar nueva demanda y posibles concursos en 2026 | 4 Ciberseguridad en infraestructuras críticas |
| 5 Movilidad eléctrica: evolución y perspectivas a 2030 | 6 Almacenamiento energético: cumplimiento de objetivos y su integración con renovables |
| 7 Fiscalidad energética y sus impactos para el consumidor final | 8 Subastas de cogeneración para 2026 |
| 9 Complejidad en la operación de la red por la integración de renovables | 10 Servicios de ajuste y modo de operación reforzado: costes y duración |
| 11 Seguridad de suministro y control de tensión con renovables | 12 Consecuencias del apagón y judicialización |
| 13 Impulso del hidrógeno verde: regulación y viabilidad | 14 Competitividad de consumidores electrointensivos |
| 15 Nuevos marcos retributivos para actividades reguladas 2026-2031 | 16 Bloqueo legislativo actual |
| 17 Nueva planificación eléctrica de transporte y su posible publicación en 2026 | 18 Modernización de la red para atraer inversión en Data Centers |
| 19 Cambios en la política energética ante un posible cambio de Gobierno | 20 Mecanismo ETS2 y su impacto en calefacción doméstica |

*Ilustración 1 Temas propuestos en la encuesta realizada por El Periódico de la Energía
Fuente: Elaboración propia*

Entre estos temas se recogen la mayoría de las temáticas que actualmente articulan la agenda del sector energético, abarcando de forma integrada los ámbitos regulatorio, tecnológico, operativo y de mercado. La selección permite capturar tanto cuestiones estructurales —como la capacidad de red, la planificación y la seguridad de suministro— como palancas de transición y competitividad —almacenamiento, electrificación de la demanda, gases renovables y nuevas cargas intensivas en energía—. En conjunto, el listado ofrece una base homogénea para comparar prioridades, identificar tendencias comunes y detectar diferencias de enfoque según el perfil y la actividad de los participantes.

Los diez temas con mayor número de votos coincidieron en ambos ejercicios de priorización —tanto para el conjunto del sector energético como para el ámbito profesional de los participantes—, si bien se observaron **variaciones en el orden de preferencia**. Entre los ajustes más destacados, aumentó de forma significativa la relevancia atribuida a los **posibles cambios en la política energética ante un eventual cambio de Gobierno**, que pasó del **puesto 7 al 3** en la priorización profesional. En sentido contrario, el **cierre nuclear** perdió peso relativo en ese mismo análisis, descendiendo del **puesto 3 al 9**.

Por tanto, los diez temas más votados por los participantes de la encuesta han obtenido los siguientes resultados:

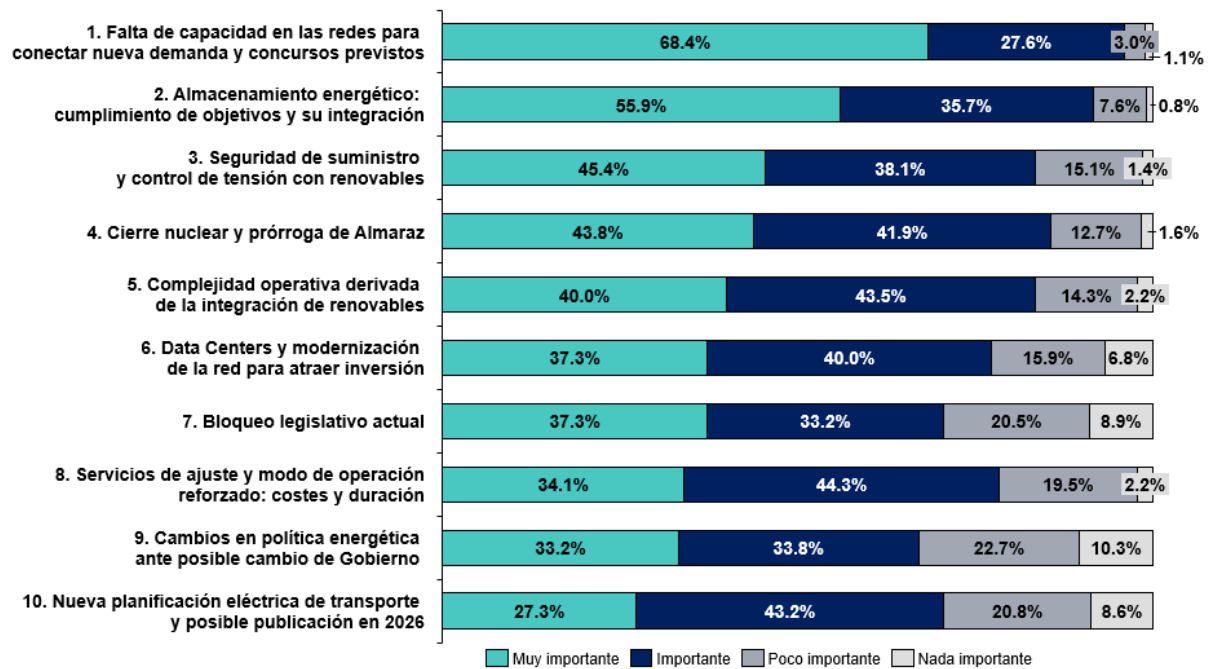


Ilustración 2 Resultados de la encuesta para los temas más votados
Fuente: Análisis PwC

Adicionalmente, dado que tanto los temas de **Bloqueo legislativo actual** y **Cambios en la política energética ante un posible cambio de Gobierno** han entrado ambos entre los diez más votados, y al tener un alto grado de relación entre sí, **se ha decidido fusionarlos para realizar el análisis**. Por tanto, **se ha incluido un tema que no estaba inicialmente entre los 20 temas propuestos, pero que se ha repetido con gran frecuencia** entre los participantes, cuando se les preguntaba si consideraban de interés algún otro tema que no estuviese recogido en la encuesta. Este tema es el relacionado con los **Biocombustibles y gases renovables**.

El informe se ha estructurado siguiendo el **orden de preferencia establecido por los encuestados**, de modo que los contenidos se presentan de forma coherente con las prioridades identificadas en la encuesta. Esta lógica permite recorrer, de manera progresiva, los asuntos que concentran mayor atención para 2026, facilitando una lectura clara y comparativa entre temas.

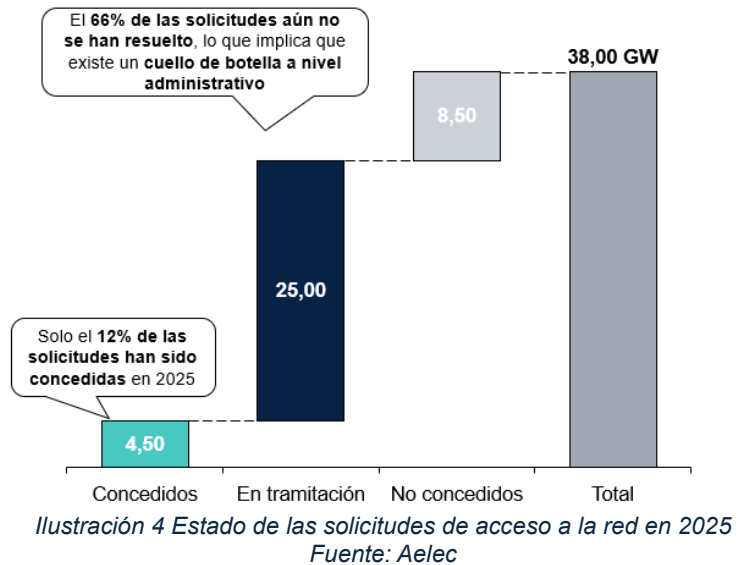


Ilustración 3 Estructura del análisis en base a los diez temas seleccionados
Fuente: PwC

Asimismo, el enfoque basado en la priorización contribuye a contextualizar cada apartado dentro de un marco común, destacando tanto los factores transversales que afectan al conjunto del sistema como aquellos elementos que adquieren mayor relevancia por su impacto regulatorio, tecnológico u operativo. Con ello, el informe ofrece una visión ordenada de las principales tendencias del año, alineada con la percepción de los profesionales del sector.

1. Falta de capacidad en las redes para conectar nueva demanda, ¿se van a celebrar los tan esperados concursos de demanda en 2026?

A lo largo de 2025, la falta de capacidad en las redes eléctricas se consolidó como uno de los principales obstáculos para el avance de la electrificación y el desarrollo industrial. La publicación de los mapas de capacidad de las distribuidoras a finales de 2025 permitió dimensionar el alcance del problema: aproximadamente el 83,4% de los nudos gestionados por distribuidores carecían de capacidad suficiente para conectar nueva demanda, y solo en torno al 12% de las solicitudes tramitadas durante el año lograron materializarse.



La saturación se extendió también a los nudos de interconexión entre las redes de transporte y distribución. A cierre de 2025, únicamente el 26% de estos nudos contaba con acuerdos sobre valores de referencia. En términos agregados, distintas estimaciones situaban en torno al 90% los nudos con capacidad nula o muy limitada.

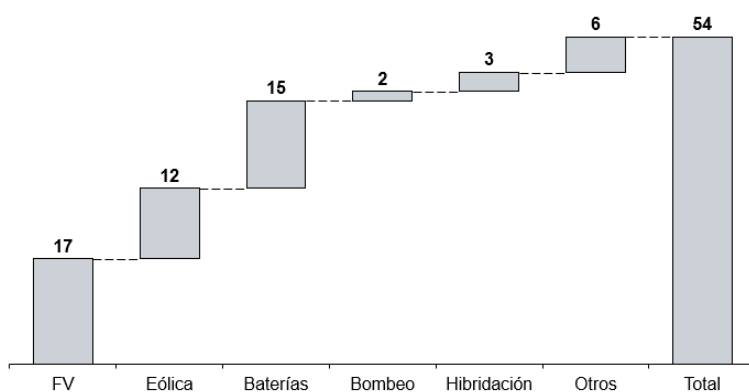


Ilustración 5 Expedientes de conexión a red en tramitación a cierre de 2025, GW.

Fuente: APPA Renovables

5,9 GW correspondientes a otras tecnologías renovables y no renovables, además de 3,1 GW en procesos de hibridación.

Ese incremento de solicitudes se entiende mejor si se observa la evolución de fondo: **entre 2008 y 2025, la potencia renovable instalada aumentó un 169%, mientras que la demanda anual en barras de central se redujo un 9% en el mismo periodo.** Este desacople —más generación limpia y una demanda que no crece a la par— se combina con el hecho de que muchos proyectos de nueva demanda ni siquiera llegan a materializarse por falta de capacidad disponible.

Las cifras de demanda en transporte evidencian la magnitud del reto. **Las solicitudes de acceso de consumo en la red de transporte alcanzan 90.426 MW**, asociadas a 122 solicitudes, muy por encima de la capacidad disponible actualmente. En 2025 se solicitaron en torno a 40 GW de acceso y conexión para demanda; de ese volumen, solo se concedió

aproximadamente el 12% (4,5 GW). Además, el 66% de las solicitudes (unos 25 GW) no pudo ser atendido, y el 22% permaneció en tramitación, con impacto directo sobre proyectos industriales, logísticos y residenciales.

En el plano regulatorio, 2025 también estuvo marcado por el debate sobre cómo habilitar inversiones en red. El año pasado la CNMC publicó la propuesta de nueva Circular de metodología de retribución de distribución eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031, sometida a consulta pública en julio, en un momento en el que también se esperaba la propuesta de planificación eléctrica de transporte a 2030 y el proyecto de Real Decreto sobre planes de inversión. El enfoque del Real Decreto de planes de inversión elevaba los límites para promover la inversión y conectar más demanda, mientras que el modelo de la CNMC era más restrictivo en ese punto.

Tras un proceso amplio de consultas y trámites —incluyendo siete consultas públicas previas, cinco audiencias públicas, cinco consultas al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), dictámenes del Consejo de Estado y reuniones con agentes—, la CNMC aprobó a finales de diciembre la Circular de tasa de retribución financiera, fijándola en un 6,58%, así como la Circular de metodología de distribución eléctrica —limitando la inversión retribuida hasta el 0,13% del PIB— y la Circular de metodología de transporte eléctrico. La fijación de la tasa en el 6,58% se situó por debajo de los niveles solicitados por el sector y de referencias empleadas en otros países del entorno europeo, manteniendo abierto el debate sobre el grado de incentivo necesario para acelerar la inversión en redes. **La introducción de cambios en la metodología de retribución tampoco ha contado con el beneplácito de los agentes, que han visto en el recorte en la retribución de los costes operativos y la introducción de limitantes a la inversión, señales opuestas al “momentum” de atracción de inversiones** que requiere la deseada transición energética e industrial.

A nivel europeo, el 19 de diciembre de 2025 se publicó la Comunicación C/2025/6703 sobre “Orientaciones sobre conexiones a la red eficientes y oportunas”. En ella se detallan como causas de los retrasos, entre otras, la planificación y desarrollo inadecuados de la red, la falta de transparencia sobre la capacidad disponible y de incentivos de ubicación, la existencia de solicitudes especulativas o no maduras, y limitaciones organizativas en la gestión. También se recogen líneas de solución centradas en planificación y desarrollo, transparencia e incentivos, y procedimientos más eficientes de conexión.

En este contexto se celebró en **2025 el primer concurso de acceso de demanda en nudos saturados**, con un enfoque competitivo basado en criterios objetivos de impacto ambiental, inversión y viabilidad. Se priorizaron proyectos que contribuyan a reducir emisiones, especialmente aquellos que electrifican procesos industriales o sustituyen combustibles fósiles. Ese primer concurso incluyó 8 nudos en zonas de alto interés industrial y estratégico (en 6 comunidades autónomas: Huelva, Zaragoza, Ciudad Real, Tarragona, Vigo y País Vasco) y ofreció 3.681 MW de capacidad.

A principios de 2026, la presión sobre la red se mantiene elevada y traslada al primer plano la gestión de la **nueva demanda** y la capacidad de absorción del sistema. Red Eléctrica de España (REE) ha identificado **93 nudos de la red de transporte reservados para concursos de demanda**, reflejando la necesidad de ordenar el acceso de nuevos consumidores —principalmente industriales— en un contexto de elevada concurrencia. En este marco, se registran **1.517 solicitudes de acceso y conexión**, de las cuales **58**

corresponden a **ampliaciones de capacidad ya otorgada, 926 a proyectos de almacenamiento y 533 a nueva demanda** de consumo.

En este contexto, **2026 se perfila como un ejercicio clave** por la posible **convocatoria y resolución de nuevos concursos**, con la expectativa de que se active al menos uno que contribuya a aliviar la congestión en nudos especialmente tensionados. Más allá del componente administrativo, la relevancia de estas convocatorias reside en su capacidad para **desbloquear inversiones industriales y logísticas**, facilitar la **electrificación de consumos existentes** y crear condiciones de acceso más predecibles para proyectos intensivos en energía. En la práctica, su ejecución puede influir en la **atracción y retención de actividad productiva** y en la **competitividad territorial**, al reducir incertidumbres de conexión y acelerar decisiones de inversión con impacto económico y social asociado.

En lo que respecta a la red de transporte, la **publicación por parte de REE de los mapas de capacidad de acceso de la demanda el 20 de febrero de 2026** ha aportado una referencia pública y homogénea sobre la **capacidad disponible por nudo**, mejorando la visibilidad para los agentes que dependen de estas señales para planificar proyectos. La información permite identificar con mayor precisión los puntos con margen para nueva demanda y aquellos donde la capacidad es limitada, contribuyendo a orientar decisiones de localización y calendario y a anticipar, cuando proceda, la necesidad de recurrir a mecanismos de asignación competitiva o a nuevas convocatorias de concursos de demanda.

El desarrollo de estas medidas permitirá evaluar hasta qué punto la red puede acompañar el crecimiento de la electrificación y del consumo industrial en un contexto de elevada presión sobre las infraestructuras

Por último, será noticia el proceso de aprobación del proyecto de real decreto que regulará los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de electricidad que, entre otras cuestiones, aprueba los nuevos límites temporales de inversión en redes. A la luz del informe de la CNMC reciente sobre dicho texto, se anticipa un nuevo frente entre Ministerio, CNMC y agentes introduciendo incertidumbre adicional sobre un entorno ya suficientemente complejo.

En 2026, el foco se desplazará desde el análisis del problema hacia su gestión práctica. La convocatoria y posible resolución de nuevos concursos de acceso, junto con la publicación y actualización de los mapas de capacidad, marcarán el ritmo de incorporación de nueva demanda al sistema. **La aplicación efectiva de los nuevos marcos regulatorios será clave** para determinar si se logra aliviar la congestión en los nudos más saturados, en especial a lo que **refiere a los nuevos requisitos que sean introducidos en los derechos de acceso y conexión para forzar la liberación de capacidad y resolver la congestión contractual especulativa**. Anticipamos que dichos criterios, si bien son absolutamente necesarios, no dejarán de ser polémicos y derivar con alta probabilidad en litigiosidad.



2. Almacenamiento energético. Cumplimiento de objetivos a 2030, integración con renovables, etc.

El almacenamiento ha ido ganando peso en la agenda energética española como respuesta a una doble necesidad: integrar un volumen creciente de renovables y, al mismo tiempo, reforzar la estabilidad y la seguridad de suministro. En términos de planificación, España cuenta con referencias claras. La **Estrategia de Almacenamiento Energético (febrero de 2021)** fijó un objetivo de **20 GW** de capacidad de almacenamiento para **2030** y **30 GW** para **2050**. A nivel europeo, la **Recomendación de la Comisión Europea (marzo de 2023)** insistió en el papel del almacenamiento en un sistema descarbonizado y seguro, destacando su contribución a la estabilidad, la fiabilidad, la integración renovable y la seguridad de suministro. Y, en el ámbito nacional, el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** establece **22,5 GW en 2030**, con un desglose en **12,5 GW** de almacenamiento **diario y semanal** y **10 GW** de almacenamiento **estacional**.

Para acercar esos objetivos, se han desplegado convocatorias de ayudas en los últimos años. En 2023 se impulsaron líneas específicas para almacenamiento **stand-alone**, con **150 millones de euros** repartidos y **2,92 GWh** de capacidad, y también para proyectos **hibridados**, con otros **150 M€** y **410,83 MWh**. En 2025, la convocatoria de **Almacenamiento FEDER** supuso un salto en volumen: **818,3 millones de euros** asignados y **9,4 GWh** de capacidad (equivalentes a **2,2 GW**) para **126 proyectos**, seleccionados entre **1.750 solicitudes**. El reparto de beneficiarios reflejó diversidad tecnológica y de configuración: **69 proyectos de almacenamiento hibridado**, **39 stand-alone**, **15 de almacenamiento térmico** y **3 de bombeo**.

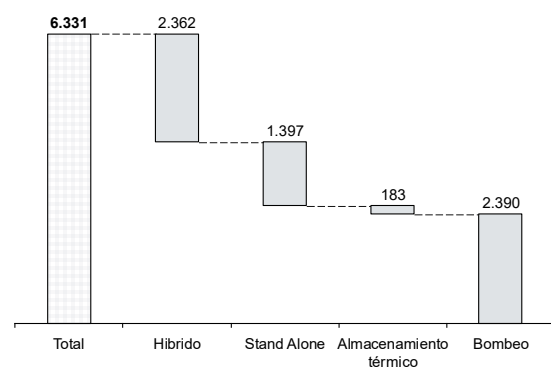


Ilustración 6 Almacenamiento con ayuda concedida (MW)
Fuente: Análisis PwC

En 2026, uno de los principales retos es el **desarrollo del almacenamiento de larga duración**, especialmente para cubrir la variabilidad estacional. Aunque la mayor parte de los proyectos se concentran en soluciones intradiarias, **el objetivo de 10 GW estacionales fijado en el PNIEC sigue siendo un elemento central**. En esta línea, cabe destacar el papel de los concursos de nudos de transición justa, en los que varios de los adjudicatarios están siendo proyectos de bombeos, como el nudo de Meirama.

La expectativa para este año es que una parte significativa del pipeline pase de la etapa de planificación a fases más avanzadas: **permitting y construcción**. En concreto, ya hay **462 proyectos de BESS (Battery Energy Storage System)** que han iniciado su tramitación administrativa, con una capacidad agregada de **7.614 MW**. Adicionalmente existen **más de 11 GW** con permiso de acceso a la red ya concedido y **más de 2 GW** que ya han recibido una **DIA favorable**.

En esta línea, el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, **ofrece simplificaciones a nivel del proceso de tramitación para los almacenamientos que se habían derogado** en el Real Decreto-

ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.

Tras la **publicación de los mapas de capacidad de REE el pasado 20 de febrero de 2026**, los inversores disponen de una referencia pública sobre la **capacidad disponible para conectar nueva demanda en la red de transporte**, lo que mejora la visibilidad para orientar decisiones de localización y calendario. Como principales novedades, los mapas aportan una **foto por nudo** del margen de acceso, incorporan **criterios homogéneos de cálculo** conforme a las especificaciones aprobadas por la CNMC y se plantean como una herramienta **actualizable de forma periódica**, de modo que refleje la evolución de la capacidad a medida que se tramitan solicitudes y se consolidan valores técnicos en los puntos de interconexión con la distribución.

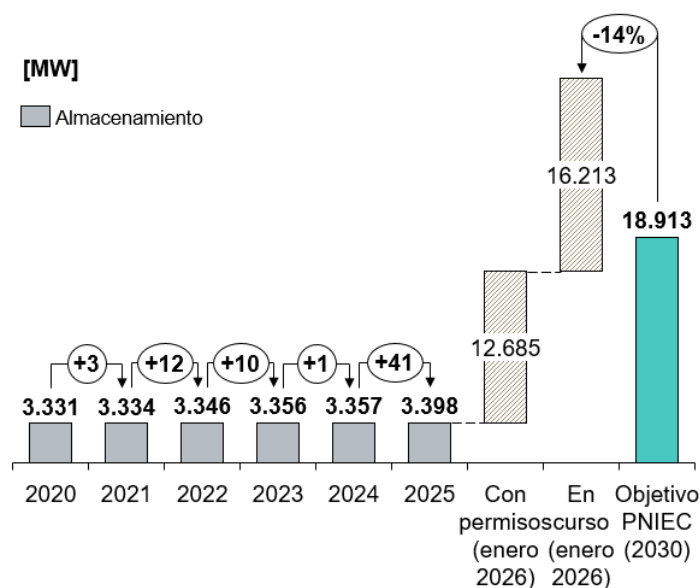


Ilustración 7 Evolución de la potencia instalada de almacenamiento y estado de los permisos de acceso y conexión. 2020 – 2025 (MW)
Fuente: Análisis PwC

En el plano regulatorio y de mercado, el año puede incorporar nuevos mecanismos de ingresos. **La entrada en funcionamiento del mercado de servicios de tensión asociado al Procedimiento de Operación 7.4** permitiría habilitar una vía adicional de retribución ligada a servicios al sistema. Asimismo, el avance del mercado de capacidad, cuya propuesta se publicó en 2024, podría suponer un impulso adicional para estas tecnologías.

El **mercado de capacidad**, cuya propuesta de orden se publicó en 2024, constituye un elemento relevante para el **despliegue del almacenamiento**. Es un mecanismo diseñado para garantizar la seguridad de suministro, remunerando a los generadores, sistemas de almacenamiento (baterías) y gestión de la demanda por estar disponibles cuando el sistema lo requiere. En el mercado de capacidad se retribuye la disponibilidad de potencia (MW), no la energía producida (MWh) como en el caso del mercado diario. Adicionalmente, se prevén **subastas principales** orientadas a cubrir necesidades de firmeza a largo plazo (abiertas a instalaciones nuevas y existentes), **subastas transitorias** para asegurar la cobertura hasta la entrada en vigor de los compromisos adjudicados en las principales, y **subastas de capacidad de ajuste** para necesidades no atendidas por la subasta principal. La retribución se articularía como un pago **mensual y fijo**, financiado por los comercializadores mediante precios unitarios.

En el plano administrativo y de tramitación, existe la expectativa de **simplificar la financiación y la regulación** para acelerar la ejecución y conexión de proyectos. Varias regiones —como **Galicia, Andalucía y Comunidad Valenciana**— están revisando sus marcos normativos para agilizar permisos de almacenamiento stand-alone e híbrido.



3. Seguridad de suministro. Control de tensión por parte de las energías renovables y el desarrollo de otros servicios de ajuste

El sistema eléctrico español ha experimentado cambios significativos en términos de equilibrio en los últimos años. La **generación síncrona**, tradicionalmente responsable de aportar inercia y control de tensión, ha perdido peso frente al crecimiento de renovables, muchas conectadas mediante electrónica de potencia. **Este cambio de dinámica requiere nuevas herramientas operativas, especialmente en el control de tensión.**

Actualmente, **una parte importante de los parques eólicos y fotovoltaicos está técnicamente preparada para regular controlar tensión**, mientras que otros necesitan inversiones adicionales. Hasta ahora, **este servicio dependía principalmente de tecnologías convencionales**, como los ciclos combinados o centrales nucleares, dentro de un marco de remuneración considerado poco transparente y el Procedimiento de Operación que regula el control de tensión (el P.O 7.4), del año 2000, estaba totalmente obsoleto. **En términos operativos, en 2024 el 60% de las restricciones técnicas del sistema fueron por problemas de tensión en la red.** Esto fue en 2024, previo al apagón.

Para abordar esta transformación, **Red Eléctrica de España (REE) solicitó en 2020 la aprobación del Procedimiento de Operación 7.4 (P.O. 7.4), centrado en el control de tensión.** La aprobación se produjo en **junio de 2025**, precipitadamente tras haber sucedido el apagón semanas antes, y estableció la **base para un mercado remunerado y transparente de control de tensión.** El P.O. 7.4 introduce varias piezas clave: por un lado, amplía la participación a **todas las tecnologías** capaces de prestar el servicio: renovables, hidráulica, ciclos combinados, almacenamiento, entre otras. Por otro, incorpora **penalizaciones** por incumplimiento de consignas del control de tensión. Además, plantea una estructura de **mercados zonales**, donde las diferentes tecnologías compiten por aportar control de tensión en cada zona. Antes de participar, cada instalación debe superar un proceso de **habilitación**, para demostrar que cumple los requisitos técnicos exigidos.

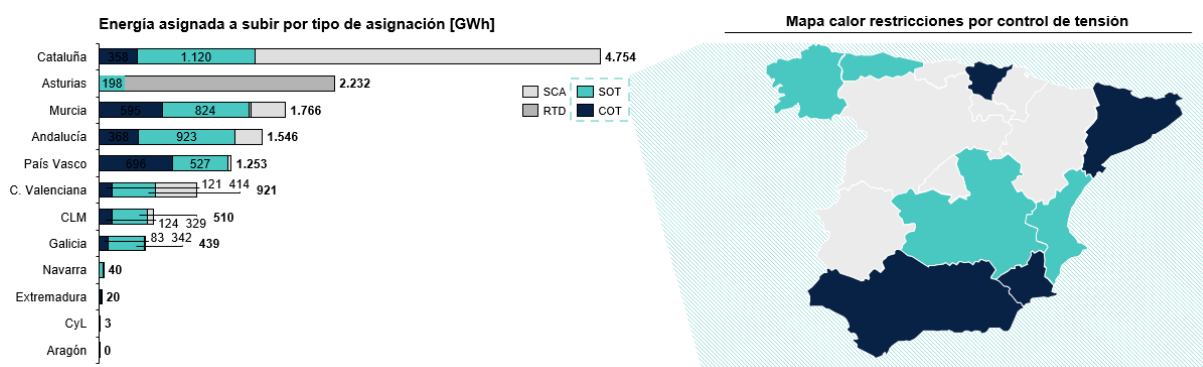


Ilustración 8 Localización de las plantas con asignaciones a subir en RRTT en el mercado diario (2024)
Fuente: Archivos I90 REE y Análisis PwC.

A finales de octubre de 2025, según REE se habían presentado **168 solicitudes para participar en este mercado**, de las cuales **125 correspondían a instalaciones renovables no gestionables**. Sin embargo, **solo 24 estaban listas para iniciar pruebas**; el resto debía completar documentación o no podía seguir consignas de tensión. Las renovables habilitadas recibirán, además, incentivos operativos, como prioridad de despacho y posibilidad de reducir las rampas máximas de producción.

El año 2026 será clave para la implementación del nuevo esquema, con especial atención a la definición de los mercados zonales y al inicio de operaciones. Se espera que la entrada en funcionamiento del mercado **contribuya a reducir el sobrecoste asociado a la operación reforzada. El impacto estructural más relevante se prevé entre 2027 y 2029**, cuando el **mercado esté consolidado** y se ejecuten refuerzos adicionales en la red, incluyendo **reactancias y compensadores síncronos para reforzar la seguridad de suministro e integración de renovables**.

Paralelamente, sigue ganando relevancia el **Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)**, un mecanismo que permite que determinados consumidores reduzcan o modulen temporalmente su consumo eléctrico a requerimiento del operador del sistema, aportando **flexibilidad** para mantener el equilibrio entre generación y demanda y contribuir a la **seguridad de suministro** en situaciones de tensión. En funcionamiento desde 2022 y actualizado en marzo de 2025, para los meses de enero a junio de 2026 Red Eléctrica de España cuenta con **1.725 MW** de potencia, un **incremento del 50%** respecto a 2025, equivalente al **74%** de la capacidad requerida para el primer semestre de 2026. El servicio ya se ha activado en **dos ocasiones** en lo que llevamos de 2026.

La demanda también puede contribuir al control de tensión. La CNMC prorrogó hasta 2027 un proyecto piloto que permite a grandes consumidores mantener un factor de potencia inductivo, consumiendo energía reactiva excedentaria **a cambio de retribución variable y exención del término de reactiva en sus peajes**.

En conjunto, la seguridad de suministro en 2026 se sitúa en una fase de transición desde un modelo apoyado mayoritariamente en generación síncrona hacia un esquema más diversificado, donde renovables, almacenamiento y demanda deben aportar servicios esenciales para la operación.

La **aprobación del nuevo P.O. 7.4 y el despliegue del mercado de control de tensión** constituyen el marco habilitador para avanzar hacia una prestación más transparente y competitiva del servicio, si bien los datos de habilitación muestran que la plena participación de las renovables requerirá completar adaptaciones técnicas y operativas. Paralelamente, **mecanismos como el SRAD y los esquemas de participación de la demanda en reactiva** refuerzan la cartera de herramientas disponibles para REE, aportando flexibilidad en momentos de tensión. **La evolución de 2026 será determinante para consolidar el diseño zonal y el arranque operativo del mercado**, sentando las bases para una **reducción progresiva de los sobrecostes de operación reforzada** y para un impacto estructural más visible conforme se materialicen los refuerzos de red previstos entre 2027 y 2029.



4. Cierre nuclear y prórroga del cierre de Almaraz, ¿Almaraz sí o no?

El calendario de cierre nuclear en España se mantiene como la hoja de ruta oficial para el cese de la operación del parque nuclear. Dentro de este programa, las fechas más próximas son especialmente relevantes: **Almaraz I tiene previsto su cierre en 2027 y Almaraz II en 2028**. La central extremeña concentra el interés por su peso en el mix eléctrico y por la proximidad de los hitos administrativos y técnicos asociados al cese de operación.

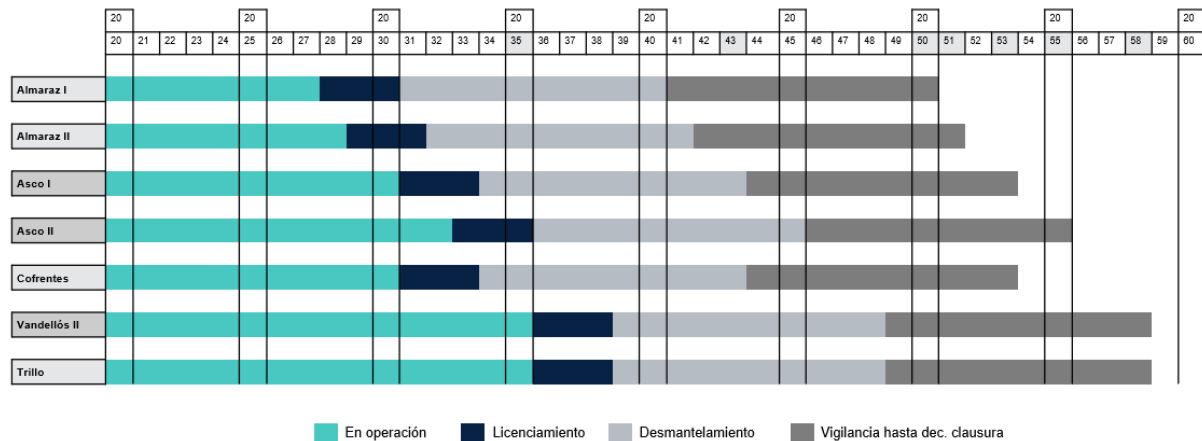


Ilustración 9 Calendario de cierre, desmantelamiento y vigilancia de las centrales nucleares 2027-2035
Fuente: Enresa.

Durante 2025, los propietarios de las centrales nucleares destacaron la carga fiscal como factor determinante para la continuidad de las instalaciones, ya que alcanzó los 28,2 €/MWh en 2025, lo que supone un incremento del 70% desde que se inició el protocolo de cierre nuclear en 2019. Esta carga, específica para las centrales nucleares, incluye por un lado la tasa ENRESA, cuyo nivel máximo pactado ya se había alcanzado y volvió a incrementarse posteriormente, y, por otro, las ecotasas autonómicas, aún en discusión en varias comunidades y el Impuesto al Combustible Nuclear gastado, que no se destina a ninguna actividad relacionada con el combustible nuclear y se estableció como media para financiar el déficit del sistema eléctrico (Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética). En la Comunidad Valenciana, en mayo de 2025, se anunció la perspectiva de eliminar la ecotasa para la central nuclear de Cofrentes a partir de 2027, y recientemente se está considerando la reducción de la ecotasa para la central nuclear de Almaraz en Extremadura.

Además de los aspectos fiscales y administrativos, el cierre nuclear forma parte de un escenario energético más amplio, donde la reducción de la generación nuclear debe equilibrarse con la integración de energías renovables y, sobre todo, de almacenamiento que permita cubrir generación en horas sin recurso renovable.

El debate sobre Almaraz I giró en torno al “punto de no retorno”, dado que la fecha de cierre prevista es el 1 de noviembre de 2027. Según el marco regulatorio, el titular de la central debe comunicar un año antes su intención de cesar la actividad, y el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) debe emitir un informe preceptivo, cuya referencia temporal se sitúa en septiembre de 2026.

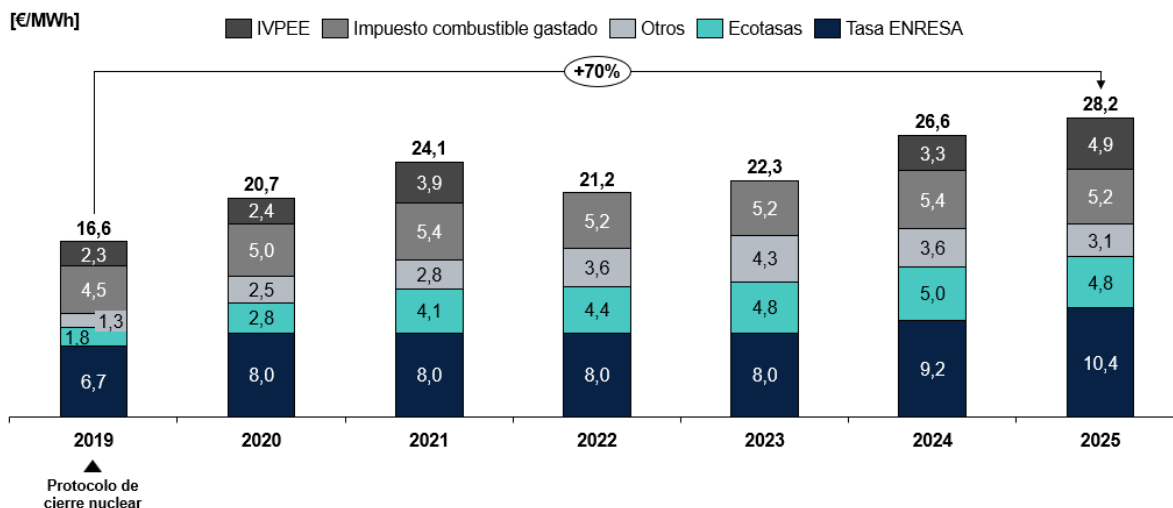


Ilustración 10 Evolución de las tasas e impuestos aplicables al parque nuclear 2019-2025.

Fuente: Análisis de PwC

La situación actual se centra en el informe que está preparando el **Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) sobre la viabilidad de prorrogar el cierre de los dos reactores de Almaraz hasta junio de 2030**. El calendario previsto incluye la recepción de información técnica y operativa por parte del titular antes del 18 de febrero y la publicación del informe del CSN en verano de 2026. El documento evaluará la seguridad operacional, considerará la revisión de sistemas de contención, planes de mantenimiento, capacidad para operar dentro de los límites de seguridad, resultados de inspecciones recientes y simulaciones de contingencias. **En caso de que el informe concluya que la prórroga es viable, la central podría operar hasta 2030, ajustando su operación según los criterios que el CSN establezca.**

El proceso también implica la coordinación con otros actores regulatorios y técnicos, como el **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Red Eléctrica de España y los órganos autonómicos** encargados de parte de la fiscalidad de las centrales. Los informes de estos organismos aportan información sobre capacidad de red, previsión de demanda y planes de inversión en infraestructura, elementos necesarios para definir un calendario de cierre seguro y coordinado con la operación del sistema.

El caso de Almaraz evidencia la complejidad asociada al cierre (o eventual prolongación) de la generación nuclear en España, al combinar consideraciones técnicas, criterios económicos y fiscales y necesidades de planificación del sistema eléctrico. En 2026 se prevé una mayor definición del expediente, ya sea mediante la confirmación de los calendarios y condiciones de cese, o mediante un acuerdo que permita mantener la instalación en funcionamiento bajo un marco actualizado. En ambos escenarios, la decisión tendrá **implicaciones relevantes para la estrategia energética nacional, la señal regulatoria del sector y la gestión de la seguridad de suministro en los próximos años**. En los próximos meses, en los que tendremos una situación similar a la vivida en la primavera del pasado 2025 del apagón, volveremos a ver grandes contribuciones de renovables en un contexto de demanda baja. En este caso, el modo de operación reforzada será distinto, con una mayor contribución de generación síncrona. La más que probable llamada de los grupos de Almaraz en el mercado de restricciones avivará el debate sobre la criticidad del parque nuclear en la estabilidad del sistema, también en momentos en los que hay un aparente exceso de generación.

El debate sobre el cierre nuclear y la posible prórroga de Almaraz se consolida en 2026 como un punto de decisión relevante para la planificación energética y la operación del sistema en el corto y medio plazo

La proximidad de los hitos regulatorios —en particular, los plazos asociados a la comunicación de cese y a los informes preceptivos del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)—, junto con el peso de los elementos fiscales y la necesidad de coordinar la salida progresiva de potencia nuclear con el despliegue de renovables y, especialmente, de almacenamiento, sitúan este expediente como un caso de referencia para una transición ordenada. **La resolución del marco aplicable a Almaraz** ya sea mediante la confirmación del calendario vigente o mediante un acuerdo de continuidad bajo condiciones actualizadas, **será determinante para reducir la incertidumbre**, anticipar necesidades de capacidad firme y orientar decisiones de inversión en tecnologías y redes que garanticen seguridad de suministro y estabilidad del sistema en los próximos años.



5. Complejidad en la operación de la red derivado de la integración de las energías renovables

La operación del sistema eléctrico español ha ganado complejidad en los últimos años, no solo por la gestión directa de la generación renovable, sino por la interacción de dos tendencias que avanzan a distinto ritmo: **el aumento de la penetración de energías renovables junto con la consecuente reducción del peso de la generación síncrona tradicional**, y una demanda que no crece de forma proporcional, parcialmente por limitaciones de capacidad de acceso. **Este cambio de equilibrio requiere herramientas de control más avanzadas y una operación de la red más exigente.**

El sistema opera en un contexto de complejidad creciente y de mayor tendencia a la inestabilidad. En escenarios de alta generación renovable y baja presencia de potencia síncrona firme se incrementa la exposición a desviaciones operativas relevantes. **Episodios recientes ponen de relieve la necesidad de contar con capacidades de control de tensión e inercia para garantizar la resiliencia del sistema eléctrico ante un escenario futuro con mayor exposición a oscilaciones de magnitud creciente.**

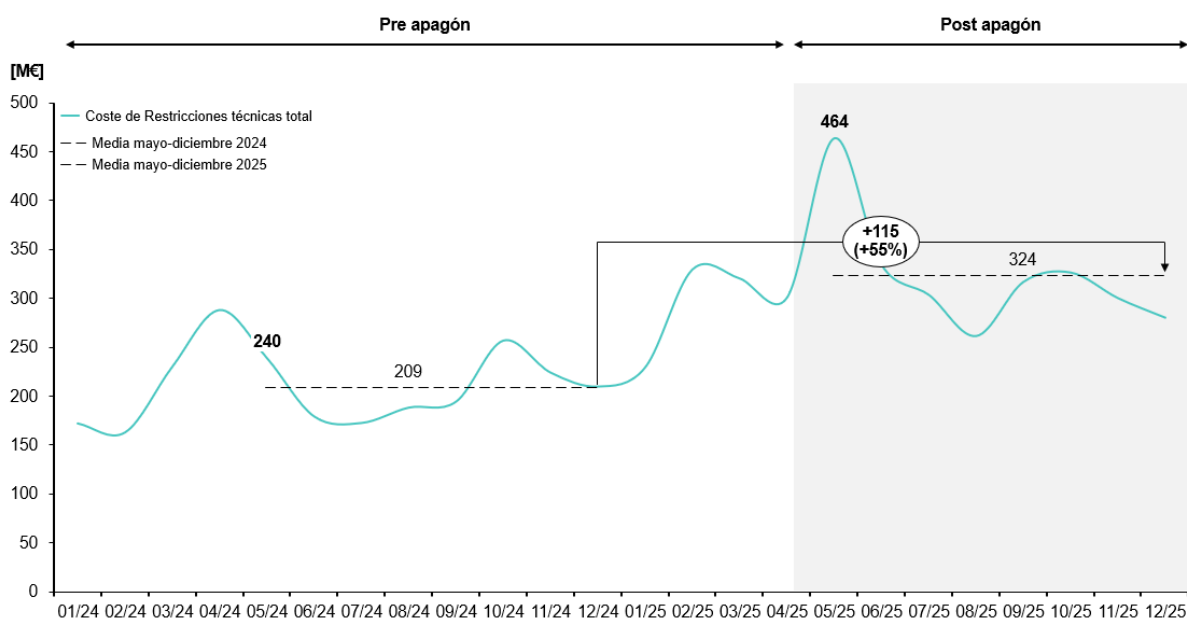


Ilustración 11 Coste mensual de energía gestionada en restricciones técnicas
Fuente: ESIOs, Análisis PwC

La evolución del mercado también refleja este nuevo entorno. La implantación del mercado cuarto-horario permite capturar con mayor granularidad las condiciones reales de operación, mientras que el ámbito de restricciones técnicas ha incrementado su relevancia y volumen en los últimos años, como instrumento para asegurar la **seguridad del sistema**.

En julio de 2025, el Gobierno aprobó un listado de **65 actuaciones clave** e incorporó estas medidas al **Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021–2026**, con el objetivo de acelerar refuerzos orientados a la resiliencia del sistema y a la integración de nueva generación y demanda. De cara a 2026, se prevé un avance en la ejecución de aquellas actuaciones más alineadas con las necesidades operativas identificadas, destacando —por su relación directa con la estabilidad y el **control de tensión**— la **instalación de compensadores síncronos**, la incorporación de **equipos de compensación de reactiva**

(incluidas **reactancias** y otros sistemas de soporte de tensión), el **refuerzo y adecuación de subestaciones y elementos de transformación**, y la **modernización de sistemas de protección, control y supervisión** para mejorar la observabilidad y la gestión en tiempo real. Estas líneas de actuación buscan reducir episodios de operación reforzada y dotar a la red de mayores capacidades para operar con un mix con mayor peso de renovables y almacenamiento.

En 2026 se prevé un avance en la ejecución de medidas identificadas como prioritarias para mejorar la resiliencia del sistema y facilitar la integración de renovables y almacenamiento. Entre las líneas de actuación destacan la **instalación de compensadores síncronos y reactancias**, orientados a reforzar estabilidad y controlar tensión, y la **implementación de soluciones FACTS** (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna) en Cataluña, destinadas al control de tensión y soporte dinámico. Estas tecnologías permiten gestionar flujo de potencia, tensión y estabilidad en tiempo real, facilitando la operación segura en un sistema con menor presencia de generación síncrona. También se incluyen la **renovación de equipos y subestaciones y la creación de nuevas conexiones en los sistemas no peninsulares**.

Junto a la infraestructura, **se prevé un mayor énfasis en innovación tecnológica**, con el desarrollo de algoritmos basados en el control de **corriente reactiva** como vía para facilitar la integración renovable y mejorar el control de tensión en un sistema con menor presencia de generación síncrona.

A nivel europeo, la **Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía** (ACER, por sus siglas en inglés) **aprobó una prórroga de seis meses, hasta junio de 2026, para que los reguladores nacionales de 23 países alcancen un acuerdo sobre la norma vinculada a las reservas destinadas a evitar desequilibrios graves en la red**. La discusión se centra en el periodo mínimo de activación de las reservas: los operadores consideran que el cómputo debe iniciar desde la primera detección de desviaciones, mientras que los reguladores sostienen que debe empezar al activar el estado de alerta previsto en la normativa europea.

En definitiva, en 2026 se espera un avance en la ejecución de las actuaciones orientadas a reforzar la estabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico, con especial atención a las inversiones en control de tensión, soporte dinámico y modernización de infraestructuras. **La puesta en servicio de nuevos equipos de compensación y de tecnologías de control permitirá mejorar la gestión operativa en un contexto de mayor penetración renovable y menor presencia de generación síncrona.**



Grid Frequency



Renewable Power



Grid Status Power

Grid Status Power

Renewable Power:



6. DataCenters: modernización de la red eléctrica para atraer inversión en España

España se consolidó en 2025 como un destino atractivo para nuevas inversiones en DataCenters, impulsadas por grandes actores nacionales e internacionales. Factores como la disponibilidad de suelo y la competitividad de precios en el mercado mayorista, influida por el peso creciente de la generación renovable, respaldan esta tendencia.

No obstante, la competitividad del pool eléctrico no siempre se traduce en un menor coste final de la electricidad, debido al peso significativo de los componentes regulados en la factura. Además, la saturación de la red de transporte y distribución constituye un condicionante estructural relevante para la expansión del sector.

En términos de dimensión sectorial, se estima que España cuenta con alrededor de 200 centros de datos, con una potencia instalada aproximada de 300 MW IT. El análisis realizado por PwC a partir de fuentes públicas indica que para el horizonte 2030, España contará con una potencia instalada de centros de datos superior a 8.700 MW IT.

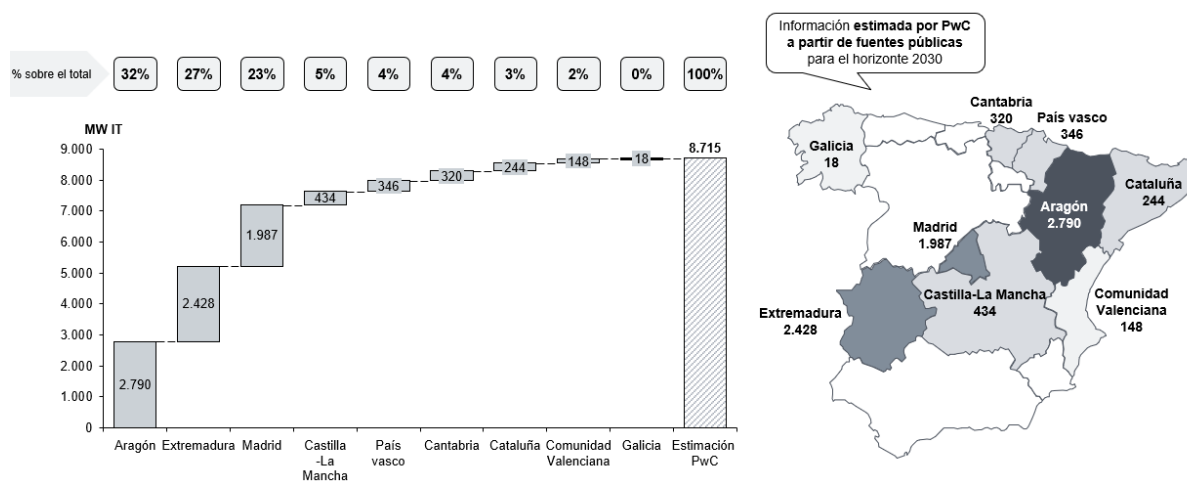


Ilustración 12 Proyectos de Data Centers en desarrollo en España

Fuente: Análisis PwC

El borrador de planificación de transporte eléctrico reconoce por fin la necesidad de contar en la planificación el desarrollo de una infraestructura crítica para España como son los DataCenters. Dicha planificación plantea atender **3,8 GW de demanda para DataCenters en 2030**. Sin embargo, esa misma planificación reconoce que hay más de 20 GW de potencia solicitada para nuevos consumos de DataCenters, lo que pone de manifiesto que los 3,8 GW establecidos en la planificación no serán suficientes para atender a todos los proyectos que se encuentran en estado de tramitación.

El 15 de septiembre de 2025 cerró el plazo de alegaciones del proyecto de Real Decreto sobre eficiencia energética y sostenibilidad de data centers. Su aprobación elevará los estándares exigibles, incluyendo la reutilización de calor residual, la obligación anual de reporte de indicadores y el cumplimiento de criterios de eficiencia y sostenibilidad.

En 2026, el marco regulatorio específico para DataCenters será un eje central de atención, junto con la posible reforma del estatuto de consumidores electrointensivos,

que podría incluir a estos grandes consumidores y reducir parte de los costes regulados asociados al suministro.

La planificación eléctrica también condicionará el despliegue de nuevas instalaciones. Se espera que la aprobación de la **planificación desbloquee inversiones en redes y aumente los puntos de conexión disponibles, con impacto proyectado especialmente hacia 2027.**

En este contexto, se prevé un incremento de la actividad de PPAs para DataCenters, orientados a mejorar la previsibilidad de costes y gestionar el impacto de los componentes regulados. **La eventual inclusión como consumidores electrointensivos reforzaría esta tendencia.**

La principal restricción para materializar el crecimiento previsto del sector en 2026 será el acceso efectivo a capacidad eléctrica, en un contexto de saturación tanto en distribución como en transporte. Los proyectos de mayor escala requieren potencias elevadas y, en numerosos casos, deben tramitar conexión directamente a la **red de transporte**, lo que **intensifica la competencia por los nudos con capacidad disponible y aumenta la exposición a plazos de tramitación y a incertidumbres operativas.** Esta situación debe leerse en continuidad con el problema general de acceso de nueva demanda: la limitación de capacidad en redes, los cuellos de botella en determinados nudos y la congestión administrativa condicionan la localización, el calendario y, en última instancia, la viabilidad de parte de los proyectos de data centers actualmente en desarrollo.

En 2026 la atención se centrará en la definición del marco regulatorio aplicable a los centros de datos y en su encaje dentro de la política energética e industrial

La eventual aprobación del Real Decreto sobre eficiencia y sostenibilidad y una posible reforma del estatuto de consumidores electrointensivos marcarán las condiciones económicas y técnicas del sector. Al mismo tiempo, la planificación de redes y la disponibilidad de nuevos puntos de conexión condicionarán el ritmo de puesta en marcha de proyectos. En este escenario, se prevé un aumento del recurso a contratos bilaterales de suministro (PPAs) como instrumento para estabilizar costes y facilitar decisiones de inversión en un entorno de elevada competencia por la capacidad eléctrica disponible.



7. ¿Seguiremos con el bloqueo legislativo actual?, ¿y si cambia el Gobierno este año?

La elevada fragmentación política en 2025 trasladó al ámbito energético un nivel de incertidumbre que se materializó principalmente en forma de bloqueo legislativo. **Varias iniciativas relevantes quedaron estancadas debido a la dificultad de articular mayorías parlamentarias.** Un ejemplo destacado fue **el Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, orientado a medidas urgentes para reforzar el sistema eléctrico, que no llegó a consolidarse.**

El atasco afectó especialmente a normas que requieren rango de ley o real decreto-ley, cuya aprobación depende directamente de acuerdos parlamentarios. Por el contrario, **algunas medidas pudieron avanzar mediante real decreto u orden ministerial, un procedimiento más directo que no requiere la misma aritmética parlamentaria.**

En 2025, la agenda energética también estuvo condicionada por el marco normativo europeo, que establece obligaciones mínimas y plazos. Esto limitó la discrecionalidad de la política nacional, aunque el nivel de ambición adicional y la orientación de ciertas medidas podían variar según la posición política.

Para 2026 se espera que convivan dos realidades en la política energética:

1. **Ámbitos con escaso margen de cambio político:** Algunas medidas continuarán **independientemente de la composición del Gobierno**, ya que responden a **compromisos europeos obligatorios.** Entre ellas se incluyen la transposición de directivas europeas, como la Directiva de Energías Renovables III (**RED III**), **los requisitos del mecanismo de comercio de emisiones (ETS), las normas sobre gases renovables e hidrógeno, el paquete europeo de redes y ciertos programas de ayudas y subvenciones públicas** (como los IPCEIs). Estas obligaciones fijan plazos y criterios que condicionan la planificación nacional y limitan la discrecionalidad política.
Asimismo, **la política industrial europea incorpora marcos de ayudas de Estado** que condicionan el diseño nacional de medidas de apoyo a consumidores energéticos, incluyendo la posibilidad de **esquemas temporales de alivio de costes eléctricos** para usuarios electrointensivos bajo criterios y condiciones definidos por la Comisión Europea.
2. **Ámbitos con mayor flexibilidad:** En otros temas, **la política nacional tiene margen de maniobra para definir objetivos, calendarios y prioridades.** Aquí se incluyen aspectos como **el ritmo de implantación de renovables, la prórroga o continuidad del calendario de cierre nuclear, la convocatoria de subastas de cogeneración, la agilización de la planificación eléctrica** para facilitar inversiones en red, **el impulso a gases renovables** con criterios de aceptación social, y **ajustes en la fiscalidad energética.** Asimismo, **se incorpora la repotenciación**, cuyo desarrollo estará vinculado a la nueva Hoja de Ruta prevista para agosto, y cuyo diseño podrá influir en el calendario y en las prioridades de despliegue. En estos casos, un eventual cambio de coalición podría modificar las decisiones y orientar la política hacia diferentes prioridades.

Adicionalmente, una parte de la agenda de 2026 se articula en clave europea y transfronteriza, donde la coordinación entre Estados miembro condiciona hitos, calendarios e implementación. En este bloque se incluyen el **desarrollo de interconexiones eléctricas** (como la interconexión del Golfo de Bizkaia, orientada a elevar la capacidad de intercambio entre España y Francia hasta 5.000 MW) y el **avance de infraestructuras estratégicas de hidrógeno como H2Med**, promovidas en coordinación con otros operadores y países.

El debate sobre la asequibilidad energética y el abaratamiento de la factura se ha trasladado también al plano europeo en este inicio de 2026: tras la reunión informal de líderes de la UE del 12 de febrero, el Eurogrupo señaló que sus próximas reuniones abordarían, entre otras prioridades urgentes, los “precios de la energía y la competitividad”. En paralelo, algunos Estados miembro han adoptado **medidas nacionales con foco en el coste energético**; por ejemplo, Italia aprobó un paquete de apoyo para reducir facturas y anunció un incremento del impuesto italiano IRAP (Impuesto Regional sobre las Actividades Productivas) a empresas energéticas para financiar parte de esas medidas.

La posición de España en Europa y el alineamiento con los intereses de otros países va a ser fundamental para **avanzar en medidas orientadas a abaratar la factura energética**, en un marco donde muchas palancas dependen de decisiones europeas o de criterios comunes. En particular, la coordinación a nivel de la UE condicionará el alcance de iniciativas vinculadas al **diseño de mercado**, al **tratamiento de los costes regulados** y a los **marcos de ayudas de Estado** que permiten aliviar determinados componentes de la factura para hogares y, especialmente, para la industria electrointensiva, así como la capacidad de articular respuestas coherentes y comparables entre Estados miembros ante episodios de tensión de precios.

Medida / ámbito	Probabilidad de verse afectada
Planificación eléctrica y desarrollo de redes, subastas y concursos de acceso a las redes	 Más probable
Normativa de acceso y conexión (asignación, congestión, tramitación)	 Menos probable
Marco retributivo de redes (tasa y metodología/límites de inversión)	 Menos probable
Despliegue y ambición de renovables (ritmo y mecanismos)	 Más probable
Calendario de cierre nuclear y prórrogas	 Más probable
Mercado de capacidad (puesta en marcha y diseño)	 Menos probable
Gases renovables e hidrógeno (transposición y desarrollo de mercado)	 Menos probable
Transposición de RED III (objetivos y obligaciones sectoriales)	 Menos probable

*Ilustración 13 Matriz de probabilidades de cambios legislativos
Fuente: Elaboración propia*

Al mismo tiempo, **se anticipa que determinadas reformas seguirán siendo difíciles de aprobar si persiste el bloqueo legislativo a nivel nacional.** Este grupo comprende iniciativas que requieren rango de ley o real decreto-ley, **como la simplificación de la tramitación ambiental que implique cambios en la Ley 21/2013** (a pesar de que algunos cambios de esta ley se puedan realizar mediante Real Decreto), **el restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE) o medidas similares a las contempladas en el Real Decreto-ley 7/2025**, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, **que no fue convalidado por el Congreso y quedó derogado en julio de 2025**, reabriendo el debate sobre el instrumento normativo y el consenso parlamentario necesarios para articular reformas estructurales en materia energética.

Por el contrario, **algunas medidas pueden avanzar con mayor facilidad a través de real decreto u orden ministerial**, incluyendo la aprobación de la tasa de retribución de redes, determinados nombramientos del Consejo de Seguridad Nuclear, la posible puesta en marcha del mercado de capacidad, la convocatoria de subastas de cogeneración y ajustes en normativa de acceso y conexión a redes de transporte y distribución.



CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

8. Los servicios de ajuste y el modo de operación reforzada. ¿cuánto está costando y durante cuánto tiempo se va a seguir produciendo?

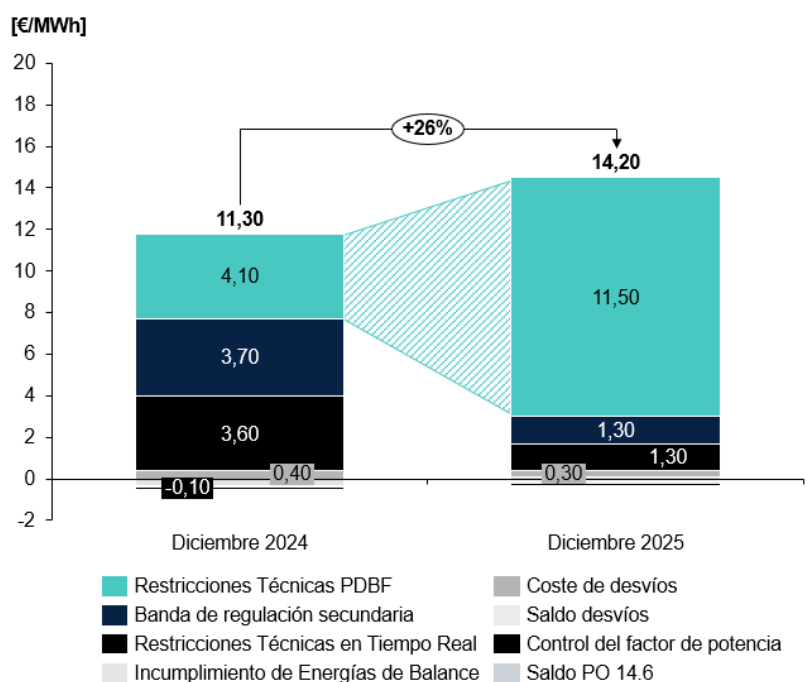
El apagón del 28 de abril de 2025 marcó un punto de inflexión en la operación del sistema eléctrico. Tras este incidente, se activó el denominado **modo de operación reforzada**, que implicó una programación más conservadora. El operador del sistema recurre, vía restricciones técnicas, al uso de mayor generación convencional (principalmente ciclos combinados) de los que normalmente se habrían programado, con el objetivo de aumentar la seguridad en la operación del sistema.

Para sostener este esquema, Red Eléctrica de España solicitó a la CNMC la modificación de procedimientos de operación relacionados con programación y restricciones técnicas. Inicialmente, **la operación reforzada se planteó como medida temporal, si bien continua a día de hoy a la espera de que entren en funcionamiento otras medidas.**

El cambio se refleja en el despacho que se hace en la fase I de restricciones técnicas: **entre mayo y diciembre de 2025, la cobertura de demanda con ciclos combinados aumentó un 39% respecto al mismo periodo de 2024.** Aunque el precio del mercado mayorista se mantiene relativamente estable ya que es un mercado puramente económico y previo a la fase de restricciones técnicas, **los costes asociados a restricciones técnicas se han incrementado, impactando directamente en el coste final para el consumidor.** Los efectos sobre la factura se hicieron visibles especialmente en los meses posteriores al apagón.

Entre **mayo y diciembre de 2025**, los **costes mensuales medios** asociados a restricciones técnicas aumentaron un **33%** frente a **mayo-diciembre de 2024**. En el caso de los consumidores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (**PVPC**), el incremento del coste medio por restricciones fue todavía más acusado, con una subida del **125%**.

En 2026 se prevé que el modo de operación reforzado se mantenga. Su horizonte de salida depende de dos factores que son inmediatos. El primero es que el nuevo mercado de control de tensión gane peso efectivo, previsto para los años 2027-2029. El segundo es que la ejecución de las inversiones en reactancias y compensadores síncronos (actuaciones vinculadas a la planificación de la red de transporte), previstas también para los años 2027-2030.



Fuente: ESIOS, Análisis PwC

A finales de este año, sí se espera cierta reducción gradual de la exigencia del modo reforzado o, al menos, del sobrecoste económico asociado. Esto podría ocurrir si el mercado de control de tensión empieza a operar con participación de renovables y se inician algunas de las instalaciones previstas para reforzar estabilidad e inercia. En este sentido, cobra relevancia **clarificar el marco de funcionamiento de la Operación Reforzada**: su alcance, criterios técnicos de aplicación, grado de exigencia y horizonte temporal, así como los mecanismos de **transparencia y supervisión** que permitan evaluar su necesidad y efectividad. En paralelo, el incremento de los costes asociados a las restricciones técnicas ha trasladado al primer plano el análisis de **quién debe soportar el sobrecoste** y cómo debe articularse su recuperación, tanto por el impacto directo en los consumidores —con especial sensibilidad en el PVPC— como por las implicaciones para las comercializadoras en un entorno de costes difícilmente gestionables mediante coberturas. En este contexto, **una posible vía de actuación** consistiría en **dar un tratamiento regulado** a una parte de estos sobrecostes y, en su caso, **integrarlos en los peajes**, con el objetivo de aportar **mayor previsibilidad** y una **asignación más trazable** de los costes derivados de la operación del sistema.



9. La nueva planificación de la red de transporte, ¿se publicará este 2026?

La planificación de la red de transporte llega a 2026 marcada por **dos problemas estructurales** que se han ido agravando en los últimos años: **la falta de capacidad disponible y la congestión derivada de permisos que no se traducen en proyectos reales**. Se estima que **más de 16.000 MW de permisos de conexión ocupan capacidad sin materializarse en infraestructura operativa**, lo que se ha calificado como **congestión especulativa**. Entre 2020 y 2023 se tramitaron **55.000 MW de solicitudes de conexión**, de los cuales **se concedieron 24.000 MW**, aunque **menos del 25% de estas previsiones terminará ejecutándose**. Esta brecha evidencia un problema no solo de capacidad física, sino de eficiencia en la asignación y desarrollo de proyectos.

En paralelo, **se habían diseñado mecanismos de flexibilidad para aliviar congestiones y trasladar energía a zonas con mayor demanda**, apoyándose en generación distribuida y gestión de la demanda. Sin embargo, **la derogación del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, interrumpió parte de estas medidas**, ralentizando la ejecución de instrumentos destinados a acelerar inversiones y resolver cuellos de botella. La magnitud del reto se refleja también en la inversión requerida: **para cumplir los objetivos del PNIEC, España necesitaría destinar más de 50.000 millones de euros en redes (transporte y distribución) hasta 2030, más del doble del ritmo registrado en la última década**.

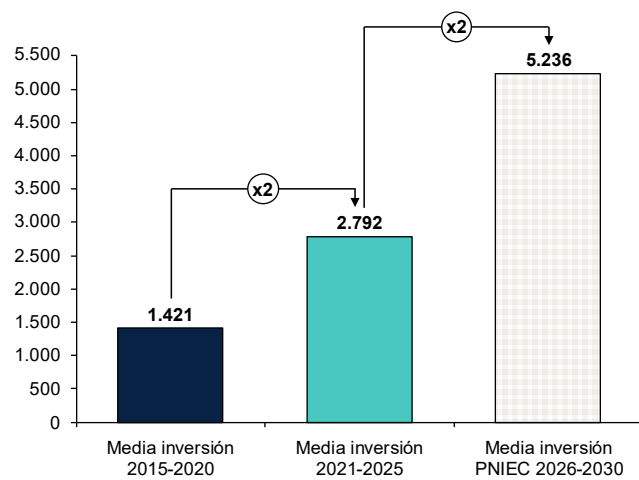


Ilustración 15 Incremento de inversiones en redes (M€)
Fuente: PNIEC 2023-2030, Análisis PwC

Durante 2025, el **proceso de planificación** avanzó hacia la nueva fase de estudios y elaboración, en la que Red Eléctrica de España **revisa e incorpora alegaciones recibidas**, antes de remitir una propuesta actualizada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Posteriormente, la **fase de consolidación incorporará la valoración de la CNMC** y la declaración ambiental estratégica, previo a la aprobación final por Gobierno y Congreso.

Para 2026, se espera que el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2025-2030 pueda aprobarse a finales de año. Su contenido supone un salto tanto en magnitud como en enfoque, con una **planificación más orientada a la demanda**. Se contemplan **mejoras en aproximadamente un 21% de la red para atender una demanda planificada de 27,7 GW en transporte y 5,3 GW en distribución**, incluyendo industrias, sector residencial, ferrocarril, puertos, hidrógeno verde y DataCenters. **La planificación también incorporará nuevas conexiones alineadas con los objetivos de generación renovable a 2030**, que incluyen 60 GW eólicos, 150 GW fotovoltaicos y más de 100 GW de almacenamiento, **junto con la creación de nuevos ejes de transporte y**

distribución, mayor digitalización y refuerzo de la planificación territorial y la protección de fauna.

La aprobación del plan será un elemento determinante para desbloquear inversiones en la red y evitar que la planificación actúe como un factor limitante para la electrificación y la reindustrialización, al aportar una señal de certidumbre sobre la capacidad disponible y los plazos de ejecución de proyectos, consolidando la estrategia de expansión y modernización de la red española de transporte. No obstante, en un contexto de crecimiento acelerado y cambiante de la demanda —con nuevas cargas industriales, almacenamiento y grandes consumidores—, la efectividad del marco no dependerá únicamente de la publicación del plan, sino también de la capacidad para **actualizar y ajustar la planificación con ciclos de ejecución más cortos** que permitan responder de forma ágil a necesidades emergentes. En esta línea, el propio enfoque regulatorio en discusión incorpora elementos de flexibilidad para acompasar inversión y demanda, incluyendo la posibilidad de **adaptar los límites de inversión mediante orden ministerial** en función de su evolución, así como una planificación más abierta con participación de agentes.



10. Biocombustibles y gases renovables: ¿qué se espera para este 2026?

Los gases renovables, y en particular el biometano, han ido ganando presencia en el debate energético español, impulsados por su potencial de recurso, los avances regulatorios y el interés inversor. **España cuenta con un potencial estimado de hasta 163 TWh**, lo que lo sitúa entre los países europeos con mayor capacidad de desarrollo en este ámbito. El crecimiento del sector se refleja en el aumento de plantas y producción. **Entre 2022 y 2024, el número de instalaciones pasó de 5 a 14, con un incremento de producción de 75 GWh**. En paralelo, el Reporte Estadístico de la *European Biogas Association* (EBA) sitúa a España como el país europeo con mayor volumen de inversiones programadas hasta 2030, con un total de 4.800 millones de euros.

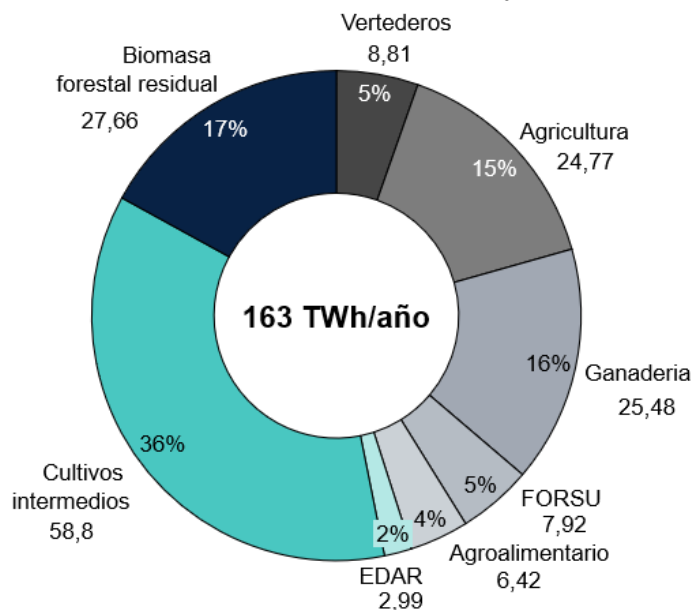


Ilustración 16 Potencial de biometano en España, TWh
Fuente: Sedigás, Biovic, Análisis PwC

En 2025 también se consolidaron avances normativos que buscan ordenar y agilizar la conexión de estas plantas a la red de transporte o distribución de gas natural. La Resolución de la CNMC del 13 de junio de 2025 estableció el procedimiento de gestión de solicitudes y contratación de la conexión de biometano y otros gases renovables. Entre sus elementos, define criterios y plazos para la tramitación administrativa, sustituye la normativa anterior de abril de 2024 y diferencia entre gases que se mezclan con gas natural y los que no.

El desarrollo del biometano convive además con factores de aceptación social. Por ejemplo, en Navarra se consensó en octubre de 2025 una moratoria de 12 meses para nuevas instalaciones de biometano, lo que refleja la importancia de equilibrar despliegue técnico con aceptación local. **A nivel europeo, el *Hydrogen and Gas Decarbonisation Package* actúan como estímulo, favoreciendo la producción e inyección de biometano, y debe ser transpuesto por los Estados miembro antes de mediados de 2026.**

En el transporte, sigue vigente la obligación de mezcla de biocombustibles en carretera, con incrementos progresivos. **La normativa establece que en 2026 la mezcla energética debe alcanzar el 14%**, frente al 12% previsto anteriormente en el Real Decreto-ley 5/2026, de 8 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, con el fin de actualizar el objetivo de venta o consumo de biocarburantes para el año 2026, lo que supone un aumento de ambición para ese año.

En 2026 se espera consolidar la operativa de herramientas europeas para la trazabilidad y comercio de biometano. La *Union Database* (UDB) se perfila como pieza habilitadora para armonizar el seguimiento de consignaciones y el intercambio entre Estados miembro, facilitando la interoperabilidad entre **garantías de origen (GdO)** y **pruebas de sostenibilidad (PoS)** en un mercado cada vez más integrado.

Dentro de esta cartera, **14 proyectos** podrían comenzar a inyectar gas verde a lo largo de **2026**, reforzando el ritmo de puesta en servicio y la disponibilidad de volúmenes certificados en el mercado.

Se espera además un crecimiento del sistema nacional de garantías de origen, a medida que nuevas plantas entren en operación, consolidando volumen, trazabilidad y capacidad de integración comercial en el mercado. Este sistema permitirá una contabilización clara de los gases renovables inyectados en la red, facilitando tanto la comercialización nacional como la exportación de certificados de sostenibilidad.

El marco regulatorio nacional estará condicionado por la transposición de RED III, que fija a nivel europeo objetivos a 2030 y refuerza obligaciones de descarbonización en el transporte mediante metas de reducción de emisiones y subobjetivos energéticos. Sobre esa base, los borradores publicados en enero de 2026 en España desarrollan el esquema de cumplimiento con una senda y mecanismos de flexibilidad hasta 2040, aportando continuidad y certidumbre a los inversores y a los agentes del mercado.

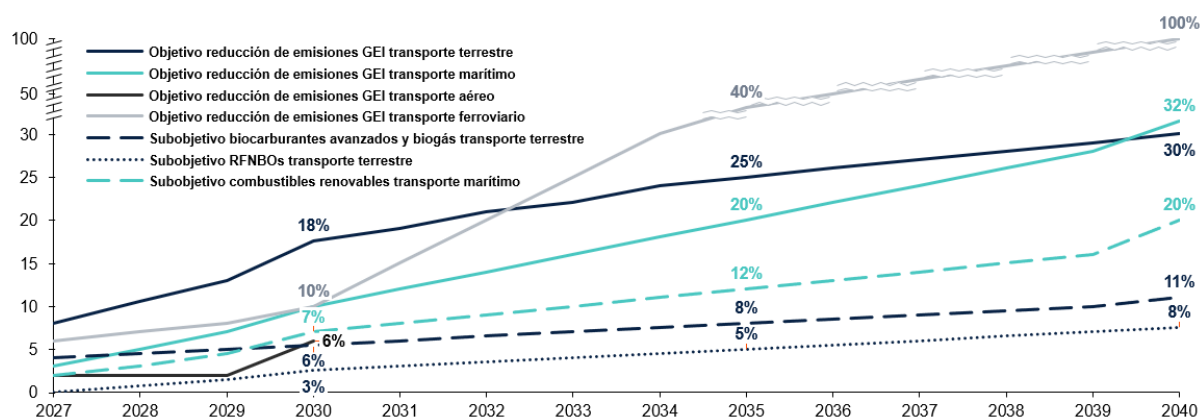


Ilustración 17 Objetivos establecidos por RED III con horizonte 2040

Fuente: Análisis PwC

Este desarrollo introduce una mayor granularidad regulatoria en transporte, al definir **objetivos por tipología de transporte y por tipología de combustible**, lo que previsiblemente actuará como catalizador del avance de los **biocombustibles** y de los **combustibles sintéticos** como vectores de descarbonización. En la práctica, el marco amplía el foco más allá de la electrificación —que ha concentrado en los últimos años buena parte de la política energética, del despliegue regulatorio y de los incentivos—, al incorporar obligaciones y señales específicas para combustibles renovables en segmentos donde la electrificación presenta mayores limitaciones. Adicionalmente, los borradores contemplan **un objetivo específico de penetración de bioalcoholes** y mecanismos de flexibilidad orientados a facilitar el cumplimiento, completando el conjunto de metas sectoriales previsto.

El desarrollo del sector de biocombustibles estará condicionado por la planificación de infraestructuras, los mecanismos de apoyo y la coordinación entre normativa nacional y europea

La combinación de objetivos de mezcla obligatoria en transporte, el impulso normativo europeo y la expansión de la capacidad instalada confirman que 2026 será un año clave para consolidar el mercado de biometano en España, afianzando tanto la producción como su integración operativa y comercial.



Conclusiones

En 2026, el sector energético afronta un ejercicio en el que la **capacidad de red** se mantiene como el principal factor habilitador —o limitante— de la electrificación y de la nueva actividad industrial. Tras un 2025 marcado por la constatación de la saturación en distribución y en numerosos nudos de interconexión transporte-distribución, el foco se desplaza hacia la **gestión ordenada de la nueva demanda** y la evolución de los instrumentos regulatorios asociados. En este contexto, la actualización de referencias de capacidad —incluida la publicación del mapa de REE— y la posible **convocatoria de nuevos concursos de demanda** concentran la atención, en paralelo al debate sobre el ritmo y el alcance de la inversión en redes bajo el marco retributivo 2026-2031.

Sobre ese mismo eje de sistema, el **almacenamiento** se consolida como pieza necesaria para integrar un volumen creciente de renovables y reforzar estabilidad. Las cifras acumuladas en convocatorias de ayudas y el aumento del *pipeline* sitúan 2026 como un año de transición desde la planificación hacia la **ejecución**, con especial seguimiento del avance de proyectos hacia permisos, construcción y conexión. En paralelo, el desarrollo de marcos de ingresos adicionales —como el mercado de control de tensión y el mercado de capacidad— se perfila como un elemento relevante para dotar de mayor visibilidad financiera a estas inversiones, particularmente en soluciones de mayor duración.

La transformación del mix también se traduce en una agenda operativa centrada en **seguridad de suministro y control de tensión**. La pérdida de peso relativo de la generación síncrona y la mayor presencia de energías renovables conectadas mediante electrónica de potencia han elevado la exigencia técnica del sistema. En 2026, el despliegue del nuevo **P.O. 7.4** y la progresiva puesta en marcha del mercado de control de tensión constituyen el núcleo del cambio, complementado por mecanismos de flexibilidad como el **SRAD** y esquemas de participación de demanda en reactiva. El año se configura así como un punto de arranque operativo y de definición práctica de reglas, habilitaciones y funcionamiento zonal.

En paralelo, el debate sobre el **cierre nuclear** adquiere un carácter especialmente relevante por la proximidad del calendario de **Almaraz** y por la convergencia de factores técnicos, fiscales y de planificación del sistema. En 2026, el seguimiento se focaliza en los hitos regulatorios y técnicos asociados a los informes del CSN y a la coordinación con el resto de los actores competentes, en un escenario donde la definición del marco aplicable —confirmación del calendario o eventual continuidad bajo condiciones actualizadas— influye directamente en las necesidades de capacidad firme y en la planificación de la transición.

Esta agenda se inserta en un entorno de **creciente complejidad operativa** derivada de la integración renovable. El apagón de abril de 2025 elevó la prioridad de la resiliencia y aceleró la identificación de actuaciones de red orientadas a estabilidad y control de tensión. En 2026, la atención se centra en el avance de la ejecución de medidas incluidas en el Plan de Desarrollo 2021–2026 —compensación de reactiva, compensadores síncronos, refuerzos en subestaciones, modernización de protección y control, y soluciones FACTS—, así como en la evolución del marco europeo de reservas, en la medida en que condiciona criterios y tiempos de respuesta ante desequilibrios.

Sobre el plano de demanda, los **DataCenters** continúan figurando como uno de los vectores de inversión más visibles, con un potencial relevante de crecimiento, pero condicionado por dos variables estructurales: la disponibilidad de capacidad de red y el peso de los

componentes regulados en el coste final de suministro. En 2026, el desarrollo del marco regulatorio específico de eficiencia y sostenibilidad, la posible evolución del estatuto electrointensivo y el recurso a **PPAs** como instrumento de previsibilidad configuran el núcleo de seguimiento, mientras la planificación de redes actúa como factor determinante para el despliegue a partir de los próximos ejercicios.

A nivel institucional, 2026 se desarrolla en un contexto donde el **bloqueo legislativo** observado en 2025 sigue siendo un riesgo para reformas que requieren rango de ley o real decreto-ley. El año combina, por un lado, obligaciones europeas con plazos y requisitos definidos —que reducen la discrecionalidad nacional— y, por otro, ámbitos con margen político para modular ritmo y prioridades (incluyendo calendario nuclear, subastas específicas o fiscalidad). En este escenario, parte de la agenda puede avanzar mediante real decreto u orden ministerial —tasa de retribución de redes, ajustes en acceso y conexión, puesta en marcha de mecanismos—, mientras otras reformas continuarán condicionadas a mayorías parlamentarias.

En la operación diaria, los **servicios de ajuste** y el **modo de operación reforzada** siguen siendo un elemento central por su impacto en costes y por su vínculo con la seguridad del sistema tras el apagón. En 2026 se prevé la continuidad del esquema, con una trayectoria de salida estrechamente vinculada a dos palancas: la efectividad del nuevo mercado de control de tensión y la materialización de refuerzos físicos en red (reactancias y compensadores síncronos). La evolución de estos hitos determinará el grado en que el sobrecoste asociado pueda moderarse de forma gradual.

Todo lo anterior converge en la relevancia de la **nueva planificación eléctrica de transporte 2025–2030**, que llega a 2026 con el reto acumulado de falta de capacidad y congestión por permisos no materializados, en un contexto de necesidades de inversión elevadas para alinearse con el PNIEC. El seguimiento del año se concentra en la progresión del proceso formal —estudios, consolidación, informes y evaluación ambiental— y en la expectativa de aprobación a final de ejercicio, por su papel como señal de certidumbre para inversión y como instrumento para habilitar nueva demanda y generación de forma coordinada.

Finalmente, 2026 también se perfila como un año de consolidación para **biocombustibles y gases renovables**, especialmente el **biometano**, donde el crecimiento del *pipeline* y los avances normativos de conexión y certificación empiezan a traducirse en una mayor estructuración del mercado. La operativa de herramientas europeas de trazabilidad, la evolución del sistema de garantías de origen y la transposición de marcos europeos —incluida RED III y el paquete de descarbonización del gas e hidrógeno— condicionarán el ritmo de integración comercial y el despliegue efectivo. En España, la cartera de proyectos con contratos de inyección y las entradas en operación previstas a lo largo de 2026 reforzarán la disponibilidad de volúmenes certificados, en paralelo a obligaciones de mezcla en transporte y a la coordinación entre planificación de infraestructuras, apoyo regulatorio y aceptación social.

En conjunto, los diez temas configuran un hilo conductor claro para 2026: **redes y operación** como base del sistema, **flexibilidad y almacenamiento** como habilitadores del nuevo mix, **definiciones regulatorias** con impacto directo en inversión, y **nuevas demandas y vectores de descarbonización** —industria, DataCenters y gases renovables— como palancas para materializar la transición energética en España con criterios de seguridad, competitividad y previsibilidad.



Ramón Roca Salamero

Director. El Periódico de la
Energía



Óscar Barrero Gil

Socio. Líder del Sector Energía
en PwC España
Oscar.barrero.gil@pwc.com
+34 915 684 993



Esther Martínez Arroyo

Directora. Área de consultoría
Sector Energía en PwC España
esther.martinez.arroyo@pwc.com
+34 915 684 993



Almudena Gómez Jordán

Manager. Área de consultoría
Sector Energía en PwC España
almudena.gomez.jordan@pwc.com
+34 915 684 993



En colaboración con

El propósito de PwC y El Periódico de la Energía es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 155 países con más de 284.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2026 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.