

Estimados asociados,

Os enviamos hoy las novedades regulatorias nacionales de la semana, y resumen de los eventos de esta semana.

Seguimos a la espera de la publicación de la OM con las características de las subastas

Por ultimo, os recordamos que el plazo de alegaciones de la [consulta pública](#) sobre el proyecto de Real Decreto que modifica el Real Decreto 1184/2020 que establecen **las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones** aplicados por su uso vence el próximo **9 de julio**.

NACIONALES RELEVANTES

1. [REAL DECRETO LEY 18/2026 EN EL MARCO DEL PLAN INTEGRAL DE RESPUESTA A LA CRISIS EN ORIENTE MEDIO](#)
2. [CONSULTA PÚBLICA REAL DECRETO MEDIDAS URGENTES PARA ACELERAR INTEGRACIÓN DE RENOVABLES, AGILIZAR PROCEDIMIENTOS DE ACCESO Y CONEXIÓN Y AUTORIZACIONES EN SECTORES ELÉCTRICO Y GASISTA](#)
3. [CONSULTA PÚBLICA REAL DECRETO MECANISMO DE CONTRATOS POR DIFERENCIA DE CARBONO](#)
4. [CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA ASIGNACIÓN GRATUITA DE DERECHOS DE EMISIONES A LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA 2026-2030](#)
5. [NUEVO PO.6 SERVICIO DE ARRANQUE AUTÓNOMO](#)
6. [APROBADAS MODIFICACIONES DE LOS PPOO 9.2 Y 14.4: LIQUIDACIÓN DE PENALIZACIONES Y CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES DE TELEMEDIDAS](#)
7. [CONSULTA PÚBLICA MODIFICACIÓN COEFICIENTES DE CORRECCIÓN PARA ACTUACIONES EN EDIFICIOS RESIDENCIALES](#)
8. [GUÍAS DE REE Y CNMC SOBRE LA PRESTACIÓN POR RESERVA DE CAPACIDAD DE ACCESO](#)
9. [INFORME CNCM SOBRE LA PROPUESTA INICIAL DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE 2025-2030 Y LA MODIFICACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 2021-2026](#)
10. [REE PUBLICA LAS PRIMERAS RENUNCIAS A PERMISOS DE ACCESO Y ACTUALIZA LA CAPACIDAD DISPONIBLE](#)
11. [RESOLUCIÓN TUR Q3 2026](#)

AYUDAS

12. [RESOLUCIÓN DEFINITIVA SEGUNDA CONVOCATORIA RENOCOGEN](#)
13. [RESOLUCIÓN DEFINITIVA DEL PROGRAMA RENOVAL 2](#)

JORNADAS

14. [GRABACIONES DE LOS WEBINARS DEL PROGRAMA INNOVAE](#)
15. [DOCUMENTACIÓN SESIONES FORMATIVAS DE GDO](#)

NACIONALES RELEVANTES

1. [REAL DECRETO LEY 18/2026 EN EL MARCO DEL PLAN INTEGRAL DE RESPUESTA A LA CRISIS EN ORIENTE MEDIO](#)

Se ha publicado en el **BOE** el **Real Decreto-ley 18/2026**, que incorpora un amplio conjunto de medidas en **materia energética, fiscal y regulatoria**.

En la nota adjunta podréis encontrar las principales novedades que afectan al sector energético

Os destacamos lo siguiente:

1. **La reforma del régimen de acceso y conexión de la demanda, con nuevas medidas**
 - o **Regula las consecuencias derivadas del incumplimiento de las obligaciones de pago de la reserva de capacidad. El incumplimiento de dichas obligaciones podrá dar lugar a la caducidad automática** de los permisos de acceso y conexión, así como a la pérdida del derecho a la devolución o minoración de las cantidades abonadas por la reserva de capacidad.
 - o **Se elimina (deroga), el mecanismo transitorio para la reasignación de capacidad de acceso liberada en las redes de transporte y distribución.** En concreto, preveía que, **transcurridos cuatro meses desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 7/2026**, los gestores de red comunicaran la capacidad liberada y que, cuando en un nudo se hubieran liberado más de **5 MW**, la Secretaría de Estado de Energía pudiera abrir un procedimiento temporal para la recepción y evaluación de nuevas solicitudes de acceso y conexión de demanda
2. **La modificación de diversos preceptos de la Ley del Sector Eléctrico,**
 - o **Nuevas obligaciones para las instalaciones de producción: Infraestructuras de evacuación compartida:**
 - § **se establece que las infraestructuras: deberán operar en los términos que se desarrollen reglamentariamente.**
 - § *Obligaciones de los titulares de instalaciones de producción: se incorporan nuevas obligaciones para las instalaciones que compartan infraestructuras de evacuación, incluyendo su operación y mantenimiento conforme a la normativa aplicable.*
 - § **Intercambio de información con los gestores de red:** se añade la obligación de facilitar al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución la información necesaria para garantizar la coordinación entre redes y la operación segura del sistema eléctrico.
 - o **Nuevas funciones de las empresas distribuidoras:** se incorpora expresamente entre sus funciones **la realización de las actuaciones e instrucciones necesarias para la correcta operación de sus redes, incluyendo el control de tensión**, en coordinación con el resto de gestores de la red.
 - o **Reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la utilización de sistemas de almacenamiento con baterías para prestar reserva rodante en los territorios no peninsulares,** definiendo los requisitos para su reconocimiento y los criterios de financiación.
3. **Las modificaciones de la fiscalidad energética, que incluyen cambios en el Impuesto Especial sobre la Electricidad, el Impuesto sobre Hidrocarburos, el IVA energético, y el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), con un nuevo mecanismo de activación de determinadas medidas vinculado a la evolución de los precios de la energía. (ver detalles en la nota)**

Os destaco la modificación de modifican el régimen del **Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE)** mediante un esquema de transición durante 2026 y una modificación permanente de la Ley 15/2012.

Para el **ejercicio 2026**, En concreto:

- **Primer trimestre:** minoración del **10 %** de las retribuciones.
- **Segundo trimestre:** minoración del **100 %**.
- **Tercer trimestre:** minoración del **30 %**.
- **Cuarto trimestre:** minoración del **40 %**.

Asimismo, adapta el cálculo de los pagos fraccionados para incorporar estas minoraciones durante el ejercicio 2026.

Con carácter permanente, el **artículo 15** modifica la **Ley 15/2012** para fijar un **tipo impositivo del 3,5 % durante el ejercicio 2027** y un **tipo del 0 % a partir del 1 de enero de 2028**, sustituyendo el régimen temporal aplicable durante 2026.

· **Expresamente se dispone que la modificación del IVPEE tendrá la consideración de cambio regulatorio a efectos de la revisión de los contratos e**

instrumentos de cobertura a plazo de electricidad.

4. Establece una aportación **extraordinaria de 315M€** al sistema eléctrico **para compensar** la reducción de ingresos derivada de la modificación del **IVPEE**
5. **Prevé la actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico para adecuarse a los temas inpositivos.**
6. Adicionalmente **se deroga art 53.8 de la Ley 24/2013**. La Exposición de Motivos señala que la reforma de la Ley 24/2013 responde, entre otros objetivos, a la necesidad de **adaptar el marco regulatorio tras la autorización del mecanismo de capacidad, y permitir el cierre de instalaciones cuando este no comprometa la seguridad de suministro**. No obstante, el articulado no modifica el régimen sustantivo del artículo 53 de la Ley 24/2013 sino que únicamente **deroga su apartado 8, suprimiendo el plazo especial de un año para resolver las autorizaciones de competencia estatal y el régimen específico de silencio administrativo desestimatorio**. Supongo que será para agilizar los trámites cuando se ponga en marcha
7. Se incorpora **una nueva DA al RD 7/2026 para desarrollar el estándar de excelencia social y territorial para proyectos renovables y el sello de excelencia social, territorial y ambiental del biometano**, regulando su desarrollo mediante normas técnicas, su certificación por entidades acreditadas por ENAC y la financiación pública de dichas normas técnicas.
8. **Introduce modificaciones en el régimen de supervisión del mercado de carburantes**

2. CONSULTA PÚBLICA REAL DECRETO MEDIDAS URGENTES PARA ACELERAR INTEGRACIÓN DE RENOVABLES, AGILIZAR PROCEDIMIENTOS DE ACCESO Y CONEXIÓN Y AUTORIZACIONES EN SECTORES ELÉCTRICO Y GASISTA

El MITECO ha sacado a Consulta Pública [el proyecto de Real Decreto](#) por el que se modifican **los Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, y **Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de electricidad y gas natural respectivamente. **Hasta 13 de julio**

El objetivo es acelerar la **integración de generación renovable en el sistema eléctrico y gasista**, agilizar los **procedimientos de acceso, conexión y autorización de instalaciones eléctricas y gasistas** y eliminar obstáculos normativos que ralentizan el despliegue de infraestructuras energéticas.

En un primer vistazo el proyecto introduce las siguientes medidas urgentes: Lo analizaremos en detalle y ampliaremos contenido la semana que viene

1. Procedimientos de acceso y capacidad

- Se crean procedimientos de liberación y adjudicación de capacidad de acceso en nudos reservados para concurso:
- Repotenciación de instalaciones renovables, especialmente eólicas.
- Autoconsumo renovable vinculado a grandes demandas industriales.

2. Cambios en el RD 1955/2000 (electricidad)

- Inclusión de los Dynamic Line Rating (DLR) como modificaciones no sustanciales, permitiendo aumentar capacidad de líneas existentes mediante monitorización en tiempo real.
- Exención del informe de la CNMC en ciertos supuestos de acreditación de capacidad legal, técnica y económica.
- Adaptación del artículo 137.1 a las necesidades del mercado de capacidad.
- Ampliación del período de información pública en procedimientos de utilidad pública: de 20 a 45 días.

3. Cambios en el RD 413/2014 (renovables, cogeneración y residuos)

- Actualización del marco de control de tensión, permitiendo que las renovables participen activamente en este servicio del sistema.

4. Cambios en el RD 1434/2002 (gas natural)

- Obligación de informar en la factura del origen del gas y del porcentaje de gas renovable.
- Actualización del código QR y enlace al comparador de precios de la CNMC para incluir datos personalizados del consumidor (código postal y consumo anual).

5. Cambios en órdenes ministeriales

- Orden TED/749/2020: modificación puntual sobre rampas de subida y bajada de potencia.
- Orden TED/1315/2022: incorporación de un componente adicional por costes de transporte y puesta en puerto del gas en Canarias y Melilla, en cumplimiento de sentencia del Tribunal Supremo.

3. CONSULTA PÚBLICA REAL DECRETO MECANISMO DE CONTRATOS POR DIFERENCIA DE CARBONO

El Ministerio de Industria y Turismo ha sacado a Consulta pública el **Proyecto de Real Decreto por el que se regula mecanismo de contratos por diferencia de carbono para apoyar la descarbonización de sectores industriales intensivos en energía dentro de Sección B del Fondo para el Impulso de la Descarbonización Industrial (FIDI)**. **Hasta 16 de julio**

Este RD desarrollará el **mecanismo de contratos por diferencia de carbono (Carbon Contracts for Difference - CCfD)**, incorporado por el [Real Decreto-ley 7/2026](#) dentro de la **Sección B del Fondo para el Impulso de la Descarbonización Industrial (FIDI)**.

Mediante este instrumento se pretende **apoyar las inversiones en tecnologías industriales de bajas emisiones**, compensando durante un periodo determinado la diferencia entre los costes de las tecnologías descarbonizadas y las señales económicas derivadas del **precio del carbono y de la energía**.

El objetivo es **acelerar la descarbonización de la industria, reducir la dependencia de los combustibles fósiles** y aportar mayor certidumbre a las inversiones. La asignación de los contratos se prevé, con carácter general, mediante **procedimientos de subasta**.

Dado que se trata de una **consulta pública previa**, aún no se ha elaborado el texto articulado del futuro Real Decreto. En esta fase, el Ministerio de Industria y Turismo **somete a consideración** de los interesados una serie de **preguntas orientativas** con el fin de recabar sus aportaciones, sin perjuicio de que **puedan formularse libremente otras observaciones** o propuestas que se consideren relevantes.

- Pregunta 1. ¿Qué sectores industriales deberían priorizarse en las primeras convocatorias de CCfD en España?
- Pregunta 2. ¿Debería el marco normativo diferenciar las convocatorias según el nivel de temperatura requerido por el proceso industrial? En su caso, ¿Qué niveles propone?
- Pregunta 3. Para el contexto español, ¿es preferible un enfoque bilateral (bidireccional) que proteja al Estado y recupere fondos si el precio del CO₂ supera el precio de referencia, o un enfoque unilateral (unidireccional) donde el desarrollador simplemente deje de percibir la ayuda, pero retenga los beneficios adicionales?
- Pregunta 4. ¿Qué mecanismos de indexación o ajuste dinámico del precio de referencia de carbono deberían introducirse para reflejar la volatilidad de los costes operativos (OPEX)?
- Pregunta 5. ¿La asignación de los CCfD debe realizarse exclusivamente mediante subastas competitivas en precio por tonelada de CO₂ equivalente evitada, o deben incluirse criterios no de precio (como el impacto en el empleo local o la madurez tecnológica)?
- Pregunta 6. ¿Cuál considera que debe ser la duración óptima de los contratos (ej. 10, 15 o 20 años) para asegurar la amortización de las inversiones en tecnologías limpias sin comprometer en exceso los fondos públicos a largo plazo?
- Pregunta 7. ¿Cómo debe estructurarse el sistema de garantías financieras exigido a los adjudicatarios para evitar la especulación y asegurar que los proyectos adjudicados lleguen a la fase de operación comercial en los plazos previstos?

4. CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA ASIGNACIÓN GRATUITA DE DERECHOS DE EMISIONES A LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA 2026-2030

El MITECO ha sometido a [Consulta pública](#) la propuesta de **asignación preliminar de derechos de emisión, correspondiente al periodo 2026-2030**, al conjunto de instalaciones afectadas por el sistema europeo de comercio de derechos de emisión que han solicitado asignación gratuita conforme al artículo 19 de la Ley 1/2005 por la que se regula el RCDE y al Real Decreto 203/2024 que se desarrolla aspectos relativos a la asignación gratuita de derechos de emisión para los años 2026-2030 y otros aspectos relacionados con el régimen de exclusión de instalaciones a partir de 2026.

El periodo de consulta pública finaliza el 13 de julio de 2026.

Esta consulta se realiza con motivo de la publicación [Reglamento de Ejecución \(UE\) 2026/1412](#) de la Comisión que se determinan los valores revisados de los parámetros de referencia para la asignación gratuita de derechos de emisión en el período comprendido entre 2026 y 2030

Las observaciones se deben remitir, preferentemente, siguiendo las instrucciones proporcionadas y a través del [Formulario para la presentación de observaciones](#)

Esta **propuesta no es la definitiva, entre otras cuestiones, no incluye el valor de corrección intersectorial** (a definir en una fase posterior por la comisión). Este valor es el factor de corrección para ajustar la asignación total solicitada a la asignación disponible (CAP europeo).

Esta asignación se ha definido en base a valores de producción 2019-2024, por ello puede verse ajustada en 2027, a la hora de realizar el INA 2026 si se da una variación del nivel de actividad (HAL) mayor al 15%.

Este listado incluye todas las instalaciones que hayan solicitado asignación gratuita, incluso aquellas que paralelamente han solicitado la exclusión voluntaria o su autorización se haya revocado su autorización de emisiones con posterioridad al 2024.

Se prevé la publicación de la Asignación por Consejo de Ministros para julio o septiembre de 2026, pero no especifica la fecha de traspaso de la asignación 2026.

[Nota explicativa sobre la propuesta de asignación preliminar de derechos de emisión. Periodo 2026-2030.](#)

5. NUEVO PO.6 SERVICIO DE ARRANQUE AUTÓNOMO

Se ha publica la [Resolución de la CNMC](#) por la que se aprueba el nuevo **PO.6 – Servicio de arranque autónomo**, desarrollando las Condiciones aplicables a los Servicios de No Frecuencia (SNF).

Este nuevo procedimiento regula **por primera vez el servicio de arranque autónomo (black start)**, destinado a garantizar la energización de la red y la recuperación del suministro eléctrico tras un cero eléctrico total o parcial, estableciendo los requisitos técnicos de las instalaciones, el procedimiento de asignación, el régimen retributivo y su financiación.

La propuesta fue objeto de dos trámites de audiencia. Tras el primero, REE introdujo diversas modificaciones como consecuencia del cero eléctrico del 28 de abril de 2025, especialmente en materia de control de tensión, reguladores, monitorización y pruebas de habilitación.

El texto finalmente aprobado mantiene el esquema general inicialmente previsto, incorporando diversas aclaraciones técnicas.

Principales aspectos de la resolución

1. Implantación en dos fases

· Fase 1:

- **Asignación directa a las instalaciones que actualmente actúan como iniciadores de isla** en los Planes de Reposición. La propia CNMC reconoce expresamente que, en la actualidad, estas instalaciones son **todas de tecnología hidroeléctrica**.
- Prestación del servicio con **carácter voluntario**.
- Procedimiento específico en caso de rechazo de la asignación.

- Los proveedores dispondrán de un **plazo máximo de nueve meses** para remitir la documentación necesaria para su habilitación, pudiendo habilitarse antes aquellas instalaciones que acrediten el cumplimiento de los requisitos
- **Fase 2** (pendiente de desarrollo):
 - o Evaluación periódica de necesidades por el operador del sistema al menos cada 5 años.
 - o La primera evaluación deberá realizarse antes de finalizar el cuarto año desde la entrada en vigor del procedimiento.
 - o Posible incorporación de nuevos proveedores y tecnologías.
 - o La CNMC aprobará, en su caso, el inicio del proceso y el mecanismo de asignación aplicable.

2. Requisitos técnicos

El procedimiento establece los requisitos que deberán cumplir las instalaciones para prestar el servicio, entre ellos:

- capacidad de arranque autónomo en menos de 15 minutos;
- control de frecuencia y tensión durante el proceso de reposición;
- disponibilidad de reservas de energía primaria durante cuatro horas;
- superación de pruebas periódicas de habilitación;
- nuevos requisitos de comunicaciones, monitorización y registro de eventos.

Además, Red Eléctrica deberá publicar en un plazo máximo de seis meses una **nota técnica** con los criterios de validación y los protocolos de pruebas.

3. Retribución

Durante la **Fase 1** se establece una retribución regulada compuesta por tres conceptos:

- **Término fijo más un término variable en función de la potencia asignada**, destinado a remunerar la disponibilidad de la instalación para prestar el servicio:
 - o **< 50 MW:** 125.000 €/año + 140 €/MW/año.
 - o **50 MW ≤ Potencia ≤ 100 MW:** 125.000 €/año + 510 €/MW/año.
 - o **> 100 MW:** 125.000 €/año + 1.220 €/MW/año.
- **Pruebas periódicas**
 - o **990 €/MW por prueba**, siempre que ésta sea superada satisfactoriamente.
- **Inversión**
 - o Se mantiene un término fijo destinado a compensar las inversiones necesarias para adaptar las instalaciones a los requisitos del servicio. Como principal novedad respecto a la propuesta sometida a audiencia, la CNMC **reduce el período de amortización considerado de 10 a 7 años, incrementando la cuantía retributiva asociada a este concepto.**

4. Financiación

Como consecuencia, el coste estimado del servicio aumenta desde los **7,3 M€/años** previstos inicialmente hasta aproximadamente **7,7 M€/año**.

Hasta que exista un mecanismo específico de rango superior, el coste del servicio se repercutirá transitoriamente sobre la demanda como un componente más del coste de la energía. La CNMC continúa considerando que, en el **futuro, podrían analizarse otras alternativas de financiación** (como los cargos del sistema o su integración en la retribución del operador del sistema), lo que requerirá modificaciones regulatorias adicionales.

5. Entrada en vigor

Aunque el procedimiento ya ha sido aprobado, el nuevo servicio **no será operativo de forma inmediata**. Antes será necesario que **Red Eléctrica publique la nota técnica y los protocolos de pruebas** y adapte los procedimientos de liquidación correspondientes, para lo que dispone de un plazo máximo de seis meses

6. APROBADA MODIFICACIÓN DE LOS PPOO 9.2 Y 14.4: LIQUIDACIÓN DE PENALIZACIONES Y CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES DE TELEMEDIDAS

Se ha publicado la [Resolución de 19 de junio de 2026](#) por la que se modifican los procedimientos de operación **P.O. 9.2 (Intercambio de información en tiempo real con el Operador del Sistema)** y **P.O. 14.4 (Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste)**, con entrada en vigor el **1 de septiembre de 2026**.

Como antecedente, cabe recordar que la CNMC modificó el P.O. 9.2 en 2023 para introducir penalizaciones por incumplimientos en la adscripción a centros de control y en el envío y calidad de las telemedidas, quedando pendiente regular su liquidación. La resolución ahora publicada completa dicho desarrollo e incorpora diversas mejoras y aclaraciones técnicas al procedimiento.

El procedimiento además afecta a:

- **Aplica a la demanda** conectada a la **red de transporte**, que participen en **SRAD y servicios de ajuste del sistema** o dispongan de instalaciones de **autoconsumo** sujetas a las obligaciones de intercambio de información en **tiempo real**.
- **Instalaciones de generación** (incluidas las asociadas a autoconsumo) y almacenamiento que superen los **umbrales regulatorios (>1MW)** o **participen en servicios de ajuste**. En las instalaciones híbridas, el umbral se calcula **sumando la potencia instalada de todos los módulos**.
- Centros de control de generación y demanda y gestores de redes de distribución que intercambian información en tiempo real con el Operador del Sistema.

Principales novedades

- Se habilita la **liquidación de las penalizaciones** por incumplimientos de las obligaciones de adscripción a centros de control y de envío y calidad de las telemedidas, incorporando estos conceptos al P.O. 14.4. Los importes recaudados se destinarán a minorar el coste de los servicios de ajuste repercutido a la demanda.
- **Se introducen diversas aclaraciones y mejoras en el P.O. 9.2** relativas al ámbito de aplicación, las instalaciones de enlace, las instalaciones híbridas, el autoconsumo, el intercambio de información con los gestores de redes de distribución y los criterios de validación de las telemedidas.
- **Se flexibiliza el régimen de penalizaciones**, ampliando determinados **plazos de adaptación** e incorporando la posibilidad de **eximir de penalización los incumplimientos debidos a causas de fuerza mayor debidamente justificadas**.

En términos prácticos, la principal novedad de la resolución es que **las penalizaciones previstas desde 2023 pasan a poder liquidarse efectivamente**, completándose así el marco regulatorio aplicable al

PENALIZACIONES

- **Incumplimiento de envío de la telemedida:** A partir del 4º mes consecutivo de incumplimiento a 120 €/mes + 30 €/MW.
- **Incumplimiento de la calidad de la telemedida:** A partir del 3º mes consecutivo de incumplimiento a 60 €/mes + 15 €/MW.
- **Incumplimiento de adscripción a un centro de control:** A partir del 3º mes consecutivo de incumplimiento a 60 €/mes + 15 €/MW.

Asimismo, aprovechamos para recordar que de conformidad con el artículo 7 del RD 413/2014 el cumplimiento de estas obligaciones es condición necesaria para la percepción del régimen retributivo específico

7. CONSULTA PÚBLICA MODIFICACIÓN COEFICIENTES DE CORRECCIÓN DE CAES PARA ACTUACIONES EN EDIFICIOS RESIDENCIALES

El MITECO ha sacado a trámite de [audiencia e información pública](#) la propuesta de **Resolución del Director General de Planificación y Coordinación Energética**, por la que se establecen los coeficientes de corrección para actuaciones en edificios residenciales por la sustitución de caldera por una bomba de calor hidrónica de accionamiento eléctrico ([Nota de prensa](#)) **Hasta 24 de julio**

La Propuesta desarrolla lo dispuesto en el artículo 9 del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, que establece un plan de impulso de la bomba de calor mediante Certificados de Ahorro Energético (CAE).

En el citado artículo se indica que se aprobarán coeficientes de corrección para promocionar el uso de bombas de calor mediante el uso de CAEs. No se prevén multiplicadores para la industria

Tipo de vivienda coeficiente y multiplicador

- Unifamiliar: coef 2
- Piso/apartamento: coef 2
- Bloque o bloques (Comunidad de propietarios): coef 2
- Paso de Bloque cald. indiv. a centralización BdC: coef 4

Los coeficientes de corrección de esta resolución indicados en el apartado anterior serán multiplicados por 1,5 en las actuaciones que se apliquen a viviendas donde residan personas que tengan la condición de consumidores vulnerables severos

8. GUÍAS DE REE Y CNMC SOBRE LA PRESTACIÓN POR RESERVA DE CAPACIDAD DE ACCESO

Red Eléctrica y la **CNMC** han publicado sendas guías sobre la aplicación de la prestación por reserva de capacidad de acceso regulada en el artículo 11 del Real Decreto-ley 7/2026..

Aunque ambas guías tienen un carácter eminentemente operativo, incorporan algunas aclaraciones relevantes sobre la aplicación práctica del nuevo mecanismo.

Guía de Red Eléctrica

La guía desarrolla el procedimiento de liquidación y facturación de la prestación, detallando el calendario de liquidaciones, el procedimiento de reclamaciones y la operativa a través del Portal de Servicios a Clientes.

Asimismo, confirma que, para los permisos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 7/2026, la fecha de inicio de aplicación de la prestación es el **22 de marzo de 2026**, manteniéndose la exención de pago durante los tres primeros meses.

Igualmente, aclara que los **incrementos semestrales del factor k** se computarán considerando el tiempo transcurrido desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley, por lo que el periodo de exención no retrasa la aplicación de dichos incrementos.

Os recordamos los valores transitorios del **factor k**:

Segmento tarifario Factor k inicial Incremento cada 6 meses

6.1 TD	0,4	+0,2
6.2 TD	0,6	+0,3
6.3 TD	1,0	+0,5
6.4 TD	1,5	+0,75

Nota de la CNMC

En relación con el **factor k**, la CNMC mantiene el mismo criterio interpretativo que Red Eléctrica respecto al cómputo de los incrementos para los permisos otorgados con anterioridad al Real Decreto-ley.

Adicionalmente, desarrolla el procedimiento mediante el cual los importes abonados por reserva de capacidad se incorporarán al sistema de liquidaciones y se devolverán posteriormente mediante la **minoración de los peajes de transporte y distribución**, confirmando así la naturaleza de la prestación como un **pago anticipado de peajes**.

En este sentido, establece que serán las **empresas transportistas y distribuidoras** quienes comunicarán a la CNMC tanto los importes abonados por cada titular como, una vez formalizado el contrato ATR, el importe que corresponda devolver mediante la minoración de peajes, definiendo así el circuito operativo para la gestión de la prestación.

Asimismo, incorpora una aclaración relevante sobre el cálculo del importe a devolver, al **indicar expresamente que éste se determinará tomando como referencia la potencia contratada en el periodo P1 en el momento de formalizar el contrato ATR**, multiplicada por la relación entre dicha potencia y la capacidad de acceso concedida. **La nota no establece requisitos específicos sobre el mantenimiento posterior de dicha potencia contratada.**

Por último, recuerda que la devolución se aplicará sobre la facturación de peajes de transporte y distribución y que, en cada ciclo de facturación, **el descuento no podrá superar el importe de los peajes devengados**, por lo que el plazo efectivo de recuperación dependerá de la facturación de cada suministro.

9. INFORME CNMC SOBRE LA PROPUESTA INICIAL DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE 2025-2030 Y LA MODIFICACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 2021-2026

La CNMC ha publicado su [Informe sobre la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2025-2030 y sobre la modificación de aspectos puntuales de la planificación 2021-2026](#)

A continuación se muestra una tabla en la que se resumen los principales retrasos identificados por la CNMC, así como algunas consideraciones relevantes sobre la priorización de las inversiones y el control de tensión.

Tabla 10: Análisis retraso de las actuaciones previstas incluidas en la propuesta inicial de planificación.

Red considerada	Año previsto Entrada en Servicio								Total general
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	
RdP.- Red de Partida Propuesta 2025-2030									5.859 M€
Planificación 2015-2020									38,86%
Modificaciones Aspectos Puntuales 2018									6,30%
Real Decreto-ley 15/2018									0,43%
Adaptaciones de Carácter Técnico 2019									0,36%
Adaptaciones de Carácter Técnico 2021									2,06%
Planificación 2021-2026									28,01%
Modificaciones Aspectos Puntuales 2024									11,99%
Modificaciones Aspectos Puntuales 2025									11,89%
Planificación 2025-2030									0,10%
Al. Actuaciones adicionales.									8.000 M€
Dentro Horizonte Planificación Propuesta 2025-2030									
Planificación 2015-2020									30,26%
Modificaciones Aspectos Puntuales 2018									0,32%
RDL 15/2018									0,01%
Adaptaciones de Carácter Técnico 2019									0,14%
Adaptaciones de Carácter Técnico 2021									1,12%
Planificación 2021-2026									19,97%
Modificaciones Aspectos Puntuales 2024									2,10%
Planificación 2025-2030									46,07%
Inversión NDP 25-30 dentro de Hzte 2030	215	2.009	1.587	1.079	3.078	2.014	3.878		13.860 M€

En relación con los **retrasos en la ejecución de las inversiones**, la CNMC destaca que una parte relevante de las **actuaciones incluidas en la nueva planificación no responde a nuevas necesidades del sistema, sino a la continuidad o reprogramación de proyectos ya previstos en ciclos anteriores y que todavía no se han materializado.**

En particular, señala que un porcentaje significativo de las inversiones procede de las planificaciones 2015-2020 y 2021-2026, **lo que evidencia retrasos acumulados y un desplazamiento sistemático de las actuaciones hacia los últimos años del horizonte de planificación.**

A juicio del regulador, **esta situación refleja limitaciones en la capacidad de ejecución e introduce incertidumbre sobre el cumplimiento de los plazos previstos, reduciendo la eficacia de la planificación como instrumento de ordenación de la red.**

Por otro lado, recomienda:

- **revisar el estado inicial de la red y actualizar las previsiones realizadas una vez se hayan hecho efectivas las caducidades en los próximos meses.** Todo ello con el fin

de evitar planificar infraestructuras innecesarias adicionales en nudos que presenten capacidad reservada para consumidores cuyos permisos han caducado.

- **fomentar la posibilidad de que sean los propios sujetos los que adelanten las inversiones** previstas en la planificación de acuerdo con lo previsto en el artículo 20 de la Circular 5/2019 y en el artículo 18.2 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre. **Cabe destacar que desde 2020, no se ha hecho uso de esta posibilidad.**

En relación con las **actuaciones de control de tensión**, la CNMC cuestiona que **la propuesta mantenga inversiones ya incorporadas a la modificación de la planificación 2021-2026 — 11 compensadores síncronos (aproximadamente 627 M€) y 16 reactancias (unos 30 M€)— sin aportar un análisis coste-beneficio ni valorar alternativas.** Entre ellas, cita la posible reutilización de generadores síncronos de antiguas centrales de carbón o la prestación del servicio por instalaciones de generación cuando resulte una solución más eficiente.

Como contraste, la **CNMC pone en valor que la tercera propuesta de modificación de la planificación sí incorpora un análisis económico que justifica las inversiones previstas en equipos de control de tensión**, cuantificando importantes ahorros frente al recurso a restricciones técnicas y al acoplamiento de generación convencional.

- evita mantener ciclos combinados acoplados para estabilidad oscilatoria, con ahorros estimados de **70 a 200 M€/año** frente a un coste anual de unos **31 M€** de los e-STATCOM;
- las nuevas reactancias para control dinámico podrían reducir el uso de generación térmica, con ahorros de hasta **150-160 M€/año**;
- las reactancias para control estático presentan un coste muy inferior al uso de restricciones técnicas (0,72 €/MVarh frente a 190-200 €/MVarh) y podrían reducir en al menos un **15%** los costes de restricciones técnicas por control de tensión, que en 2025 ascendieron a **672 M€**.

Por ello, solicita que la **planificación definitiva incorpore un análisis coste-beneficio equivalente para todas las actuaciones y compare estas inversiones con otras alternativas disponibles**, incluidas soluciones **basadas en generación renovable**.

10. REE PUBLICA LAS PRIMERAS RENUNCIAS A PERMISOS DE ACCESO Y ACTUALIZA LA CAPACIDAD DISPONIBLE

REE ha informado que en aplicación del Real Decreto Ley 7/2026, **16 instalaciones** han renunciado a los permisos de acceso otorgados, lo que ha supuesto un desistimiento total de **1.040 MW en la red de transporte**, bien por renuncias completas de sus permisos o de solo una parte. ([Nota de prensa](#))

Estas renuncias se produjeron antes del 22 de junio, fecha límite para evitar el pago de la nueva prestación por reserva de capacidad de acceso.

Como consecuencia de estas renuncias, y de acuerdo con el artículo 13 del Real Decreto-ley 7/2026, REE ha reservado capacidad superior a 5 MW en los nudos de **Balsicas 220 kV, Tabernas 220 kV y Totana 400 kV** para la recepción de nuevas solicitudes de demanda. La información ya ha sido remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas y, una vez publicada por la Secretaría de Estado de Energía, se abrirá un plazo de cuatro meses para presentar nuevas solicitudes, que posteriormente serán priorizadas conforme a los criterios establecidos en la norma.

Asimismo, REE ha publicado la actualización de los estudios de capacidad de acceso correspondientes al **1 de julio de 2026**, con la capacidad disponible y ocupada en la red de transporte.

Resultados de los estudios de capacidad con información actualizada a 01 de julio de 2026:

- Capacidad de acceso de demanda disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte ([Formato .pdf](#) y [Formato .csv](#))
- Capacidad de acceso de demanda disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte y diccionario de zonas ([Formato .xlsx](#))
- Capacidad de acceso de demanda ocupada por posición ([Formato .pdf](#))

Adicionalmente, diferentes fuentes del sector ([noticia](#) publicada en el Periodico de la Energía) estiman que desde junio han aflorado **alrededor de 12 GW de nueva capacidad de acceso para demanda**, principalmente en las redes de distribución.

11. RESOLUCIÓN TUR Q3 2026

Se ha **publicado en el BOE** la Resolución que determina el precio de la TUR del Q3 de 2026.

- La TUR para un **consumidor doméstico sube un 9% y para comunidades de vecinos en torno a un 12-16% (RL4-RL6)**.
- El motivo del aumento de la TUR se debe al incremento del precio del gas base (indexado al Brent, +32%), que origina un ascenso en el **coste de la materia prima de un 24%**, quedando en **26,48 €/MWh**.

AYUDAS

12. RESOLUCIÓN DEFINITIVA SEGUNDA CONVOCATORIA RENOCOGEN

Se ha publicado la [Resolución definitiva](#) de la **segunda convocatoria** del programa **RENOCOGEN**, destinada a impulsar proyectos de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de combustibles fósiles, dentro del Plan de Recuperación financiado por la UE en la que aparecen en la Tabla los 11 proyectos con la identificación del beneficiario, el nombre y breve descripción del proyecto, así como la potencia eléctrica y térmica asociada, importe subvencionable e importe de la ayuda adjudicada. [Nota de prensa](#)

- El presupuesto que había en esta línea de ayudas era de **50 M€** de los que finalmente se han **otorgado 20,3 M€**.
- Se han aprobado **11 proyectos**, con un importe total subvencionable de 31 M€ y una ayuda total concedida de **20,3 M€**
- Predomina la **solar fotovoltaica** —8 de los 11 proyectos—, seguida de la **biomasa** —2 proyectos— y una combinación de **fotovoltaica e hidrotermia** —1 proyecto—. Por territorios, **Navarra** concentra el mayor número de actuaciones, con 3 proyectos seleccionados.
- Las instalaciones deberán encontrarse completamente **finalizadas** antes del **30 de junio de 2029**.

RESULTADOS GLOBALES PARA LAS AYUDAS CONCEDIDAS			
Número expedientes	Ayuda total otorgada	Importe subvencionable	Potencia a instalar
11	20.332.240,42 EUR	31.087.104,00 EUR	Potencia eléctrica: 21,3 MW Potencia térmica: 17,3 MW Potencia total: 38,6 MW

13. RESOLUCIÓN DEFINITIVA DEL PROGRAMA RENOVAL 2

A través del IDAE, el MITECO ha aprobado la [resolución definitiva](#) del programa RENOVAL 2. ([Nota de prensa MITECO](#) y [Nota de prensa IDAE](#))

En total se han asignado más de **162 M€** a **40 proyectos** para la producción nacional de tecnologías limpias y sus componentes clave, con el objetivo de reforzar la cadena de valor industrial en España en el ámbito de la transición energética.

Las ayudas concedidas son a **proyectos de fabricación de diferentes equipos y sistemas de energías renovables**; desde baterías y otros componentes relacionados con el almacenamiento (11 proyectos) hasta tecnologías vinculadas a la red eléctrica (10), pasando por los destinados a la producción de componentes y equipos de energía eólica y renovables marinas (7), de hidrógeno renovable (5), de solar fotovoltaica (3), de bombas de calor (2) y de eficiencia energética (1) y descarbonización (1).

Los proyectos con ayudas concedidas se distribuyen por **12 comunidades autónomas**. El País Vasco aglutina el 40% de las iniciativas con 16 actuaciones, mientras que Andalucía y la Comunidad Valenciana cuentan con 4 proyectos cada una y Castilla y León y Galicia con 3. También se desarrollarán actuaciones en Canarias (2), Navarra (2), Aragón (2), Castilla-La Mancha, Madrid, La Rioja y la Región de Murcia

JORNADAS

14. GRABACIONES DE LOS WEBINARS DEL PROGRAMA INNOVAE

El IDAE ha publicado las grabaciones de los webinars informativos del Programa INNOVAE, una línea de ayudas dotada con **115 M€**, financiada con cargo al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, destinada a impulsar proyectos singulares e innovadores de ahorro y eficiencia energética.

Os recordamos las cuatro líneas de actuación del programa y os facilitamos el acceso a las grabaciones de las jornadas informativas:

- **Sector industrial:** mejora de la tecnología en procesos industriales (30 M€).
[Webinar informativo sobre el programa INNOVAE en el ámbito del sector industrial](#)
- **Sustitución de grandes generadores de frío** por sistemas de refrigeración de alta eficiencia (25 M€).
[Webinar informativo sobre el programa INNOVAE dedicado a la sustitución de generadores de frío](#)
- **Edificios existentes del sector terciario** (30 M€).
[Webinar informativo sobre el programa INNOVAE en el ámbito del sector terciario](#)
- **Movilidad sostenible** (30 M€).
[Webinar informativo sobre el programa INNOVAE en el ámbito de la movilidad sostenible](#)

Las ayudas se concederán en régimen de concurrencia competitiva y serán gestionadas por el IDAE.

Con el fin de facilitar la preparación de los proyectos, el IDAE ha puesto a disposición las grabaciones de los webinars celebrados para presentar cada una de las líneas del programa

15. DOCUMENTACIÓN SESIONES FORMATIVAS DE GdO

Se adjunta la documentación de las dos sesiones formativas GdO que ha realizado Enagas:

- 1ª Sesión formativa: Proceso de envío de medidas de producción de GGRR de plantas que inyectan en la red del Sistema Gasista
- 2ª Sesión formativa: Proceso alta instalaciones de producción en el Sistema de GdO y Expedición de GdO

