

Estimados asociados,

Os enviamos las principales novedades regulatorias nacionales de la semana.

Asimismo, os remitimos la **demanda presentada por ACOGEN, COGEN España y ADAP** ante el **Tribunal Supremo en el recurso contencioso-administrativo** interpuesto contra la **regulación de la prioridad de despacho establecida en el Real Decreto 917/2025**.

Aprovechamos también para recordaros que el próximo **martes 14 de julio** tendrá lugar la reunión mensual de socios de **COGEN España y ADAP**, que se celebrará en las oficinas de **Naturgy** (Avda. Diagonal, 525, **Barcelona**). El principal punto del orden del día será un **monográfico sobre las subastas de cogeneración**, centrado en el **Real Decreto 530/2026** y la **Orden TED/672/2026**. Tras la reunión se servirá un aperitivo en las mismas oficinas. Os rogamos que, quienes tengáis previsto asistir presencialmente, confirméis vuestra asistencia para poder comunicarla al control de acceso del edificio.

NACIONALES RELEVANTES

1. [MERCADO DE CAPACIDAD. PUBLICADA LA DECISIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA](#)
2. [ORDEN MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE COSTES INDIRECTOS DE CO2 Y PLAZO DE SOLICITUD](#)
3. [APROBACION MODIFICACIÓN PO 7.4 Y 14.4 PARA FOMENTAR LA PRESTACIÓN DINÁMICA DEL SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN](#)
4. [REE: REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE Y DE LOS PPOO](#)
5. [PROYECTO DE ORDEN METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DEL GESTOR DE GARANTÍAS DEL SISTEMA DE GAS NATURAL](#)
6. [PROYECTO DE REAL DECRETO AYUDAS PARA DIGITALIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y PARA INVERSIONES EN TRANSPORTE](#)
7. [CONCURSO DE CAPACIDAD DE ACCESO BEARIZ 400, GALICIA](#)

WEBMINAR

8. [PUBLICACIÓN DEL ESTUDIO DE PWC SOBRE EL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA](#)
9. [WEBINAR SOBRE EL MERCADO DE CAPACIDAD](#)

NACIONALES RELEVANTES

1. [MERCADO DE CAPACIDAD. PUBLICADA LA DECISIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA](#)

Se ha publicado la [Decisión de la Comisión Europea por la que se autoriza el mecanismo español de capacidad](#), cuyo texto adjuntamos.

El documento confirma, entre otros aspectos, que **las plantas de cogeneración** se contemplan **entre las tecnologías elegibles** para participar en el mecanismo, si bien las instalaciones que perciban **régimen retributivo específico quedan excluidas**.

La Comisión estima, con carácter indicativo, que, si se **contratan anualmente entre 40 y 45 GW de capacidad**, con un **coste medio de unos 20.000 €/MW**, el **presupuesto anual** del mecanismo podría situarse entre **800 y 900 millones de euros**.

Asimismo, la Decisión autoriza el mecanismo por un **periodo máximo de diez años** y establece que las condiciones de cada subasta deberán publicarse con al menos dos meses de antelación a su celebración. Los participantes dispondrán, además, de un plazo mínimo de un mes para presentar sus solicitudes de precalificación.

2. [ORDEN MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE COSTES INDIRECTOS DE CO2 Y PLAZO DE SOLICITUD](#)

Se ha publicado en el BOE la [Orden PJC/678/2026, de 6 de julio](#), por la que se modifican **los anexos I, II y III del Real Decreto 309/2022**, de 3 de mayo, que regula el mecanismo de compensación de los costes indirectos de CO₂ para los sectores expuestos a riesgo de fuga de carbono. ([Nota de prensa Ministerio de Industria y Turismo](#))

La modificación adapta el régimen español a la revisión de las Directrices de ayudas estatales del EU ETS aprobada por la Comisión Europea.

Las principales novedades son las siguientes:

Actualización de los sectores beneficiarios (Anexo I)

Se actualiza el listado de sectores y subsectores elegibles conforme a las nuevas Directrices europeas.

Se incorporan nuevos sectores, entre ellos la **fabricación de azulejos y baldosas de cerámica (CNAE 23.31)**.

Se mantienen otros sectores como aluminio, acero, papel y cartón, refino, vidrio, fibra de vidrio, química básica, fertilizantes o determinados productos minerales no metálicos.

El sector del cemento (CNAE 23.51) continúa sin figurar entre los sectores beneficiarios, por lo que sigue sin poder acceder al mecanismo de compensación de costes indirectos de CO₂. Tampoco se incorpora el **CNAE 23.52 (Fabricación de cal y yeso)**.

La Orden mantiene que no serán subvencionables otros sectores o subsectores, salvo que su admisibilidad sea demostrada por un Estado miembro y aprobada por la Comisión Europea.

Actualización de los parámetros para el cálculo de la ayuda (Anexo II)

Se actualizan los parámetros técnicos del Anexo II:

La intensidad máxima de ayuda aumenta del 75 % al 80 % para los sectores incluidos en el Cuadro 1, mientras que **los sectores del Cuadro 2 mantienen una intensidad máxima del 75 %**.

Se actualiza el **factor de emisión de CO₂**, que pasa a ser:

0,53 tCO₂/MWh para los costes correspondientes al periodo **2021-2025**.

0,47 tCO₂/MWh para los costes correspondientes al periodo **2026-2030**.

Se revisan asimismo los valores de referencia (benchmarks) empleados para el cálculo de la compensación.

La Orden prevé además que este último factor pueda revisarse en el futuro, previa autorización de la Comisión Europea.

Ajustes para evitar la doble compensación

No serán subvencionables los costes indirectos de CO₂ correspondientes a instalaciones que hayan recibido asignación gratuita por las emisiones indirectas cubiertas por el régimen europeo.

Asimismo, se limita la aplicación del factor de intercambiabilidad electricidad-combustible a las instalaciones que hayan recibido asignación gratuita de derechos de emisión por la fabricación del producto subvencionable.

Por otro lado, se ha colgado en la [web del portal de ayudas del Ministerio de industria y turismo](#) la [Presentación webinar convocatoria 2026 Ayudas compensatorias por costes de emisiones indirectas de CO₂](#), que tuvo lugar el 1 de julio.

3. MODIFICACIÓN PO 7.4 Y 14.4 PARA FOMENTAR LA PRESTACIÓN DINÁMICA DEL SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN

Se ha publicado en el BOE la [Resolución de 30 de junio de 2026](#), de la CNMC, por la que se modifican los **procedimientos de operación eléctricos 7.4**(control de tensión) **y 14.4**(derechos de cobro y obligaciones de pago) **para fomentar la prestación dinámica del servicio de control de tensión**.

Principales modificaciones introducidas

1. Nueva modalidad de prestación básica: consigna fija de tensión o de potencia reactiva, dirigida principalmente a instalaciones con capacidad para seguir una consigna fija, aunque no dispongan de los sistemas necesarios para recibir consignas variables en tiempo real.

La resolución aclara además diversos aspectos de esta modalidad:

- La adhesión será, **con carácter general, voluntaria**, previa solicitud de la instalación y aceptación por el Operador del Sistema cuando resulte de interés para el sistema. **No obstante, se prevé que pueda llegar a ser obligatoria para determinadas instalaciones sujetas a la Orden TED/749/2020 si así se establece normativamente.**
- La modalidad también **será aplicable a instalaciones conectadas a redes de distribución**. En estos casos, **el gestor de la red definirá las consignas y realizará las pruebas de habilitación**, mientras que REE seguirá siendo responsable de la **validación del servicio y de las liquidaciones**.
- Se fija un umbral mínimo de 1 MW para poder adherirse** y se prevén **procedimientos simplificados de habilitación**, especialmente para consignas fijas de potencia reactiva.
- Será posible habilitarse únicamente para la modalidad de consigna fija de tensión o únicamente para la de potencia reactiva.
- La CNMC no incorpora expresamente al PO ventajas específicas en materia de prioridad de despacho o reducción de tiempos de rampa, al considerar suficiente la regulación vigente (PO 3.2 y RD 413/2014), que ya permite al Operador del Sistema tener en cuenta estos aspectos cuando resulte necesario para garantizar la seguridad del suministro.**
- Se aclara que **la nueva modalidad puede coexistir con la modalidad transitoria de apertura del factor de potencia** puesta en marcha por REE en marzo de 2026.
- La modificación de **la consigna se comunicará con un preaviso mínimo de cuatro horas y deberá implementarse en un plazo máximo de 72 horas**.
- El autoconsumo sin excedentes no podrá acogerse a esta modalidad, mientras que las instalaciones de autoconsumo con excedentes sí podrán optar a ella.

2. Ajustes en la modalidad de consignas en tiempo real

- Se incorpora formalmente **el requerimiento de respuesta en rampa ante variaciones de consigna** (ya aplicado por especificación técnica).
- Se permite **la participación conjunta en PPS de instalaciones con potencia inferior a 5 MW**.

3. Modificación del régimen económico (PO 14.4 y PO 7.4)

Se revisa la retribución del servicio para incentivar la prestación dinámica del control de tensión:

- La retribución del seguimiento de consignas en tiempo real pasa a 2 €/Mvarh cuando la instalación está produciendo.
- Se establece una retribución específica para las horas sin producción:
 $0,05 \times 1,15 \times \text{PMDH} + 5 \text{ €/Mvarh}$ para el seguimiento de consignas en tiempo real.
 $0,05 \times 1,15 \times \text{PMDH} + 4 \text{ €/Mvarh}$ para la modalidad de consigna fija.
- Se introduce una retribución fija por potencia instalada:
 $0,7 \text{ €/MW} \cdot \text{día}$ para la modalidad de consigna fija.
 $2,7 \text{ €/MW} \cdot \text{día}$ para el seguimiento de consignas en tiempo real, incluyendo la compensación por la adaptación técnica de las instalaciones.
- Se revisa el régimen de penalizaciones en función de la modalidad de prestación y del signo de la potencia neta Q_{pen}

Tabla síntesis de modalidades de prestación del servicio de control de tensión y su marco retributivo

		Pot neta >0	Pot neta ≤0
Servicio básico general 6.1.1.a 6.1.2.	Qret.	0 €/Mvarh.	0 €/Mvarh.
	Qpen.	1 €/Mvarh.	1 €/Mvarh.
Servicio básico de consigna fija 6.1.1.b.	Qret.	0 €/Mvarh.	$0,05 \times 1,15 \times \text{pmd} + 4 \text{ €/Mvarh.}$
	Qpen.	1 €/Mvarh.	$1,2 \times (0,05 \times 1,15 \times \text{pmd} + 4 \text{ €/Mvarh.})$
	MW instalado.		$0,7 \text{ €/MW} \cdot \text{día.}$
Servicio voluntario de seguimiento de consignas de tensión o reactiva en tiempo real 6.2.	Qret.	2 €/Mvarh.	$0,05 \times 1,15 \times \text{pmd} + 5 \text{ €/Mvarh.}$
	Qpen.	$1,2 \times 2 \text{ €/Mvarh.}$	$1,2 \times (0,05 \times 1,15 \times \text{pmd} + 5 \text{ €/Mvarh.})$
	MW instalado.		$2,7 \text{ €/MW} \cdot \text{día.}$

5. Financiación y seguimiento

- Se mantiene el esquema actual de financiación del servicio, pero se refuerza el seguimiento del coste y del impacto en restricciones técnicas.

- El OS deberá remitir informes mensuales a la CNMC sobre la evolución del servicio.
6. Plazos de implementación

- **Retribución diferenciada en tiempo real: máximo 6 meses.**
- **Validación y liquidación de consigna fija: máximo 8 meses.**
- **Adaptación de instalaciones requeridas a consigna fija: mínimo 3 meses desde el requerimiento.** El gestor podrá conceder un plazo mayor si está justificado
- **Se amplía en 6 meses el plazo para implementar los mercados zonales de capacidad adicional.**

7. Mandatos adicionales al Operador del Sistema

- Informe mensual sobre la evolución del servicio: desde la entrada en vigor general.
- Propuesta de proyecto demostrativo para redes mancomunadas (6 meses).
- Informe integral sobre necesidades y recursos de control de tensión previo a la planificación 2025-2030, con actualización trimestral.

4. REE: REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE Y DE LOS PPOO

REE ha celebrado el seminario web **CC-000132. Primer seminario web sobre el análisis de medidas aplicables en la regulación de los servicios de ajuste**, con el que **inicia la revisión de la regulación de los servicios de ajuste y de los Procedimientos de Operación**, en cumplimiento del mandato contenido en el artículo 4.1.d del Real Decreto 997/2025, que encomienda al Operador del Sistema analizar posibles medidas aplicables a esta regulación.

He preparado la siguiente nota con los principales aspectos tratados durante la sesión. Mi idea es remitirla el viernes a todos los asociados, siempre que para entonces REE haya publicado la presentación en el Portal de Clientes (PASO), para poder adjuntarla junto con el resumen. Por el momento, os la envío únicamente a vosotros y a Gabriel por si me quiere hacer algún comentario

La principal novedad es el **enfoque elegido por REE** para abordar esta revisión. A diferencia de la tramitación habitual, en la que los agentes participan una vez elaborada una propuesta normativa, en esta ocasión el Operador del Sistema abre una **consulta previa** para identificar conjuntamente los principales problemas operativos del sistema y recabar propuestas antes de redactar las futuras modificaciones regulatorias.

Diagnóstico de REE

Antes de plantear las cuestiones que someterá a consulta, REE expuso su diagnóstico sobre la evolución del sistema eléctrico y explicó las razones que, a su juicio, hacen necesaria una revisión del marco regulatorio actual.

En particular, señaló que la creciente penetración de generación renovable y autoconsumo, el incremento del número de participantes, la implantación de los mercados cuartohorarios y la mayor complejidad de la operación están generando nuevos retos que el marco regulatorio actual no resuelve de forma óptima.

Para sustentar este diagnóstico presentó diversos ejemplos y gráficos de operación real que ilustran, entre otros aspectos:

- Incremento de las restricciones técnicas y de la energía gestionada para resolver congestiones.
- Desvíos entre la programación y la operación en tiempo real, especialmente asociados al autoconsumo y a la calidad de las previsiones.
- Escasa visibilidad geográfica de las unidades de programación tipo *portfolio*.
- Cambios bruscos en los programas de las interconexiones internacionales.
- Nuevas necesidades en materia de control dinámico de tensión.
- Incremento de la complejidad operativa derivada del crecimiento del número de proveedores de servicios de ajuste y de los intercambios de información.

Agenda regulatoria de REE para los próximos meses

A partir del diagnóstico expuesto, REE anunció que la consulta previa se articulará en torno a las siguientes cuestiones, explicando en cada una de ellas el problema identificado y el objetivo perseguido con la futura revisión regulatoria.

Las cuestiones planteadas permiten anticipar las principales líneas de trabajo que REE pretende desarrollar durante los próximos meses para adaptar los Procedimientos de Operación a la evolución del sistema eléctrico

¿Cómo se podría disponer de una mayor visibilidad geográfica de los programas y de las asignaciones en balance para una adecuada gestión de los flujos de energía y de su impacto sobre la tensión del sistema?

REE considera que las actuales unidades de programación, especialmente las de tipo *portfolio*, no permiten conocer con suficiente precisión dónde se localiza realmente la generación que participa en los distintos mercados. A su juicio, esta falta de visibilidad dificulta la gestión de los flujos eléctricos, el control de tensión y la resolución de restricciones técnicas.

¿Qué medidas propones para incentivar el cumplimiento de los programas gestionados en los mercados diario e intradiario? ¿Y para evitar los cambios elevados de programa en las interconexiones?

REE manifestó su preocupación por el incremento de los desvíos entre los programas de mercado y la producción o el consumo reales, así como por los importantes saltos que se producen entre cuartos de hora en las interconexiones internacionales. El objetivo es trasladar una mayor responsabilidad de ajuste a los agentes para que los mercados reflejen mejor la realidad física del sistema.

¿Qué propuestas podrían implantarse para reducir la energía que es necesario movilizar en los mercados de balance, actualmente muy próximos al periodo de entrega?

Según REE, los mercados de balance deberían corregir únicamente desviaciones residuales y no errores previsibles de programación. Por ello, solicita propuestas que permitan minimizar la energía que actualmente debe movilizarse mediante estos mecanismos.

¿Cómo crees que se podría simplificar el proceso de solución de congestiones?

REE considera que el volumen creciente de restricciones técnicas hace necesario revisar este proceso, simplificando la gestión de los programas, el tratamiento de los desgloses y los criterios utilizados para resolver las congestiones.

¿Qué actuaciones propones para incentivar el cumplimiento de las limitaciones establecidas en el proceso de solución de restricciones técnicas?

Se destacó que el incumplimiento de una limitación obliga, en ocasiones, a reducir adicionalmente la producción de otras instalaciones que sí están cumpliendo las consignas, por lo que REE quiere analizar posibles mecanismos que incentiven su cumplimiento efectivo.

¿Qué propondrías para simplificar el seguimiento de la prestación del servicio aFRR?

REE explicó que el fuerte incremento del número de proveedores e instalaciones habilitadas, especialmente renovables, está aumentando significativamente la complejidad técnica y administrativa del servicio, por lo que pretende identificar posibles medidas de simplificación.

¿Qué mejoras introducirías en los intercambios de información asociados al tiempo real (buzón único de ofertas, simplificaciones derivadas de los 96 gates, etc.)?

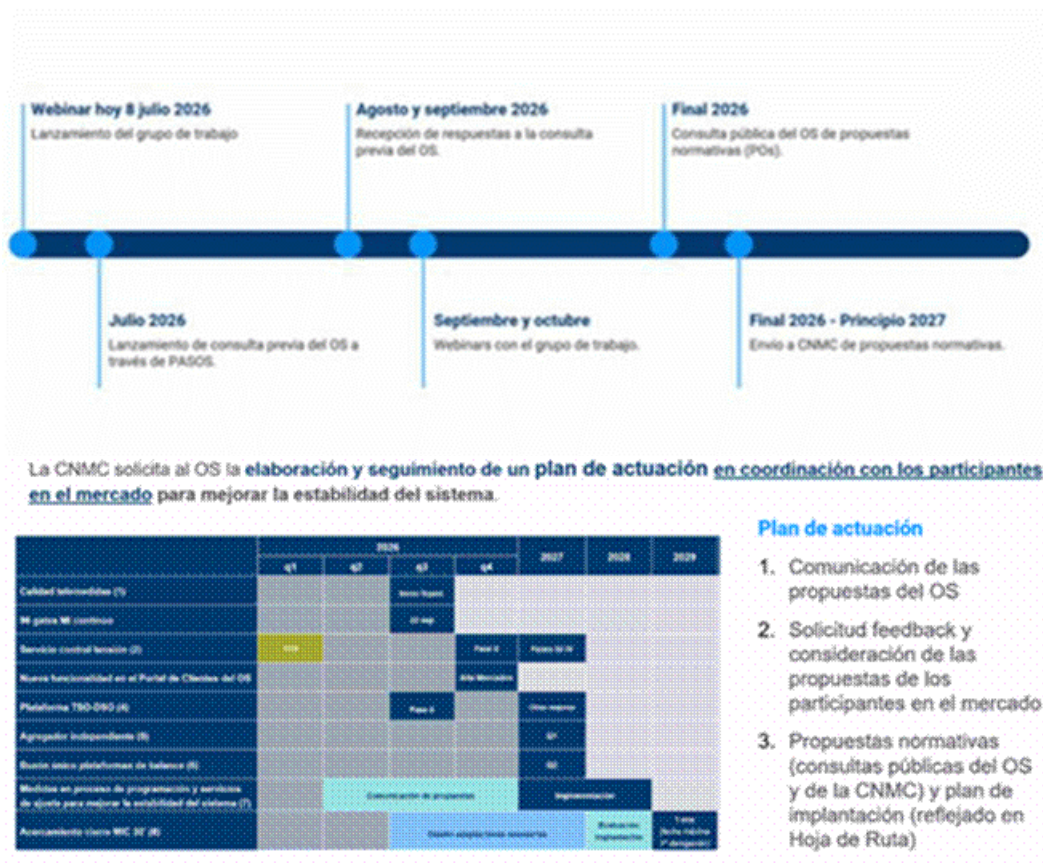
REE plantea revisar estos procesos para hacerlos más ágiles, robustos y preparados para futuras evoluciones regulatorias.

Próximos pasos

En los próximos días REE publicará en el **Portal de Clientes (PASOS)** la consulta previa, que permanecerá abierta hasta el **15 de septiembre**.

Posteriormente celebrará nuevos webinars durante los meses de septiembre y octubre para desarrollar las distintas líneas de trabajo antes de elaborar una o varias propuestas de modificación de los Procedimientos de Operación que posteriormente se tramitarán ante la CNMC y el MITECO.

REE indicó que estas cuestiones constituyen únicamente el inicio del proceso y que las propuestas concretas se presentarán progresivamente durante los webinars previstos para septiembre y octubre, antes de iniciar la tramitación normativa correspondiente.



Cuestiones planteadas por los participantes

Aunque el objeto principal del webinar era presentar el proceso de consulta, durante el turno de preguntas también surgieron varias cuestiones de interés que previsiblemente estarán presentes en el debate regulatorio de los próximos meses:

- La representación geográfica de las instalaciones agrupadas, especialmente cuando una misma planta cuenta con varios representantes. REE reconoció que el marco actual presenta limitaciones y que este proceso puede servir para plantear posibles cambios regulatorios.
- La mayor participación de las energías renovables en las restricciones técnicas y el posible aprovechamiento del producible no casado para prestar servicios de ajuste, así como una mayor transparencia sobre los criterios técnicos utilizados para programar generación convencional.
- La frecuencia de las limitaciones por congestión y la necesidad de mejorar la coordinación entre las limitaciones de seguridad y la programación de la explotación de las instalaciones.
- Los plazos de habilitación para la prestación del servicio de regulación secundaria (aFRR), cuya complejidad ha aumentado significativamente por el elevado número de nuevas instalaciones.
- La evolución del control combinado y de las redes mancomunadas, sobre las que REE confirmó que continúa trabajando.
- El incremento de los costes asociados a las restricciones técnicas y su repercusión sobre la demanda. REE defendió el modelo actual al considerar que refleja el coste efectivo de las actuaciones necesarias para garantizar la seguridad del sistema. No obstante, reconoció que existe un debate abierto sobre una posible integración de estos costes en los peajes, si bien señaló que esta cuestión excede el ámbito competencial del Operador del Sistema.

Os mantendremos informados de la publicación oficial de la consulta previa y de la documentación en el Portal de Clientes (PASO)

5. PROYECTO DE ORDEN METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DEL GESTOR DE GARANTÍAS DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

El Ministerio ha sometido a [CP el proyecto de Orden](#) por la que se establece la **metodología de cálculo de la retribución del gestor de garantías del sistema de gas natural**. **Hasta el 7 de agosto**

La norma desarrolla el art 65 ter de la Ley 34/1998 y establece, **por primera vez**, una **metodología permanente para retribuir a MIBGAS por el desempeño de la función de gestión de garantías del sistema gasista** así como el cálculo de la comisión que deberán abonar los comercializadores y consumidores directos en mercado que depositen garantías.

Hasta ahora esta actividad se financiaba mediante los cargos generales del sistema gasista. Con la nueva metodología, el coste pasa a ser soportado exclusivamente por los usuarios que utilizan el servicio, evitando su socialización entre el conjunto de consumidores.

La propuesta fija para el **primer periodo de aplicación (año de gas 2027)** un cargo unitario por la gestión de garantías de **0,000035**, que será **facturado mensualmente por MIBGAS a los comercializadores y consumidores directos en mercado en función del volumen medio de garantías depositadas**. El cargo entrará en vigor **el 1 de octubre de 2026**.

A continuación, se describe la metodología empleada.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN

Se articula en cuatro elementos:

Retribución base del periodo regulatorio

Se calcula a partir de los costes auditados, incorporando un margen del 6,5 %.

Solo se consideran los costes necesarios para prestar el servicio, excluyéndose expresamente conceptos como provisiones, deterioros, revalorizaciones, impuestos sobre beneficios, indemnizaciones por cese o retribuciones del consejo de administración.

Asimismo, los costes se imputan a la actividad mediante coeficientes obtenidos de la contabilidad analítica de MIBGAS.

Actualización anual de la retribución (RBA)

Se calcula en función de la evolución del volumen de garantías gestionadas. Se **compara el volumen medio de garantías depositadas durante los doce meses anteriores con el volumen de referencia utilizado para calcular la retribución base**.

Si el volumen de **garantías aumenta, la retribución también aumenta, aunque únicamente se reconoce el 50 %** de dicho incremento, trasladando el resto de las ganancias de productividad a los usuarios del sistema. En caso de que el volumen disminuya, la actualización nunca podrá situarse por debajo de la retribución base del periodo regulatorio.

Retribución anual (R)

Parte de la retribución base actualizada y posteriormente incorpora diversos ajustes. En concreto:

se descuenta el **50 % de los ingresos accesorios** obtenidos por el gestor de garantías (intereses financieros, penalizaciones y otros ingresos asociados a la actividad);

se regularizan las diferencias entre la retribución aprobada y los importes facturados mediante la comisión de gestión de garantías en ejercicios anteriores,

y, en su caso, se incorpora una retribución adicional cuando nuevas funciones sean atribuidas al gestor de garantías por normativa nacional o europea.

Comisión de gestión de garantías

La retribución anual reconocida se recuperará mediante una comisión cuyo importe se calcula dividiendo la retribución anual entre el volumen total de garantías depositadas durante los doce meses de referencia. MIBGAS facturará mensualmente a cada agente una comisión proporcional al **valor medio de las garantías que dicho agente haya mantenido depositadas durante ese mes**. El cargo unitario permanecerá constante durante todo el año de gas, salvo circunstancias excepcionales que hagan imprescindible su modificación para garantizar la continuidad del servicio.

VALORES INICIALES

La Orden fija la retribución base del primer periodo regulatorio, su actualización para el año de gas 2027 y la retribución finalmente reconocida para dicho ejercicio, cuyos valores son los siguientes:

Retribución base del periodo regulatorio 2027-2032	897.394,53 €
Retribución base actualizada para 2027	903.463,36 €
Retribución reconocida para el año de gas 2027	966.862,87 €
Cargo unitario por gestión de garantías	0,000035

La retribución correspondiente al año de gas 2027 incorpora, además, una regularización de **185.394,53 €** correspondiente al ejercicio 2025, derivada de la diferencia entre la retribución definitiva y la retribución provisional reconocida para dicho ejercicio.

ENTRADA EN VIGOR

a metodología comenzará a aplicarse a **partir del año de gas 2027**, desde el **1 de octubre de 2026**.

OTRAS MODIFICACIONES INCORPORADAS EN LA ORDEN

- **Disposición final primera. Modificación de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre**

Se modifica el sistema de liquidaciones del sector gasista para excluir los ingresos obtenidos mediante la comisión de gestión de garantías del sistema general de liquidaciones. De esta forma, los posibles déficits o superávits asociados a esta actividad serán asumidos exclusivamente por los usuarios del servicio y no por el conjunto del sistema gasista.

- **Disposiciones finales segunda y tercera.**

Se modifica la fecha de entrada en vigor de las revisiones mensuales de los **precios máximos del GLP envasado y de las tarifas máximas del GLP suministrado por canalización, que pasarán a aplicarse el día 15 de cada mes, en lugar del tercer martes**. Con ello se pretende reducir el desfase entre las cotizaciones internacionales utilizadas como referencia para el cálculo de los precios y el periodo efectivo de aplicación de los mismos.

6. PROYECTO DE REAL DECRETO AYUDAS PARA DIGITALIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y PARA INVERSIONES EN TRANSPORTE

El MITECO ha sometido a audiencia e información pública un [proyecto de Real Decreto](#) por el que se **modifican** el Real Decreto 1125/2021, **relativo a las ayudas para la digitalización de las redes de distribución**, y el Real Decreto 534/2025, que regula **las subvenciones para inversiones en la red de transporte de energía eléctrica financiadas con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**. **hasta el 14 de julio de 2026**.

La modificación **no introduce nuevas líneas de ayudas ni altera los criterios de concesión de las ya existentes**.

Según expone la memoria, se ha constatado que **parte de los fondos transferidos** a la CNMC, como entidad colaboradora en la gestión de estas ayudas, podría **no llegar a comprometerse mediante subvenciones, al resultar el volumen de actuaciones subvencionables inferior al inicialmente previsto**. Con el fin de evitar que estos recursos queden sin utilizar antes de la finalización del PRTR, **se establece un procedimiento que permitirá identificar y recuperar los fondos no comprometidos, junto con los intereses generados, para su posible reasignación a otras actuaciones del Plan**.

En concreto:

- En el ámbito de la **distribución**, la Secretaría de Estado de Energía podrá solicitar a la CNMC un informe sobre los fondos transferidos en las anualidades 2021, 2022, 2023 y 2025, **identificando las cantidades no comprometidas y los intereses generados por los 525 M€ inicialmente transferidos**. Sobre esa base, podrá ordenar su devolución al Ministerio, pudiendo repetir este procedimiento tantas veces como resulte necesario.
- Para la red de **transporte**, se modifica además la financiación prevista, fijando una **dotación máxima de 762 M€ para el periodo 2025-2026** (510 M€ en 2025 y 252 M€ en 2026), permitiendo **trasladar al ejercicio siguiente los fondos no utilizados**. Asimismo,

se establece un procedimiento equivalente para **recuperar los fondos e intereses no comprometidos correspondientes a las anualidades 2025 y 2026**

7. CONCURSO DE CAPACIDAD DE ACCESO BEARIZ 400, GALICIA

Se ha publicado en el BOE el [anuncio](#) de la Subdirección General de Energía Eléctrica por el que se da publicidad a la [Resolución de 2 de julio de 2026](#) de la Secretaría de Estado de Energía por la que se acuerda la **celebración de concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento**

Nudos para los que se acuerda la celebración de concurso de capacidad de acceso

Nudo y nivel de tensión	Comunidad Autónoma
BEARIZ 400	Galicia

WEBMINAR

8. PUBLICACIÓN DEL ESTUDIO DE PWC SOBRE EL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

PwC ha publicado un informe sobre la situación y perspectivas del almacenamiento energético en España, en el que analiza el papel que estas tecnologías desempeñarán en la integración de nueva capacidad renovable, la seguridad de suministro y la flexibilidad del sistema eléctrico.

El estudio aborda, entre otros aspectos, el desarrollo previsto del almacenamiento mediante baterías y bombeo, el impacto del almacenamiento sobre los precios del mercado eléctrico, la posición de España respecto a otros mercados europeos y los principales retos regulatorios y de mercado para impulsar su despliegue.

El informe se presentó en un seminario web en el que participaron Óscar Barrero (PwC), Raúl García (ASEALEN) y Matteo Bianciotto (International Hydropower Association).

[Descargar informe](#)

[Documento
ejecutivo](#)

[Vídeo
presentación](#)

9. WEBINAR SOBRE EL MERCADO DE CAPACIDAD

Cuatrecasas organizará el próximo **16 de julio, a las 10:00 horas**, el webinar "**El mercado de capacidad: una realidad inminente tras su aprobación por la Comisión Europea**".

La sesión analizará las principales características del mecanismo español de capacidad tras la reciente autorización de la Comisión Europea, así como los aspectos regulatorios y prácticos de su futura implantación.

Los asociados interesados pueden consultar el programa e inscribirse a través del [siguiente enlace](#)  facilitado por la organización.

