



Estimados asociados,

Os adelantamos las novedades regulatorias nacionales **adicionales a la publicación de los RO para el 1 T2026 y la convocatoria RENOCOGEN 2** correspondientes a la primera semana de enero, y que repasaremos entre otros temas en la **Junta de Enero del próximo Jueves 15 de Enero** (de 11.30 h a 14 h en Naturgy, Avda. San Luis 77, Madrid).

Así mismo os recordamos que estamos consolidando las cuentas que tenemos en redes, y en concreto en LinkedIn, dejando una sola marca **Cogen España** (<https://es.linkedin.com/company/cogen-esp%C3%B1a>), eliminando **Cogen España oficial** (<https://www.linkedin.com/company/cogen-esp%C3%B1a-oficial/>) que únicamente nos ha servido de forma transitoria en los últimos meses mientras reorganizábamos este área. Os agradecemos vuestro apoyo y colaboración y en cualquier caso en la Junta del 15 de enero comentaremos estas actividades en detalle.

Además estamos reforzando también las funcionalidades de la página **WEB de Cogen España** (<https://cogenspain.org/>), encontrándose totalmente operativa y actualizada, por lo que os animamos a registraros (o actualizar las contraseñas en su caso) para acceder a los contenidos de la parte de asociados que estamos reforzando. En este sentido en breve implementaremos nuevas herramientas, como la búsqueda avanzada de la información mandada cada semana (Newsletter nacional y europea y otra documentación relevante del sector), que se va subiendo a la WEB en los últimos meses.

La próxima semana, dejaremos también disponible en la WEB el borrador del programa del **Workshop de data centers del 10 de Feb**, que ya está prácticamente cerrado, en cuanto vayamos confirmando las ultimas solicitudes de participación, tras este periodo pasado de navidades.

Por último, desde este pasado jueves 8 de enero estamos mandando entre semana un **Boletín de noticias renovado** directamente por el proveedor Auditmedia, de carácter diario, con las noticias más relevantes de cogeneración y de tratamiento de residuos (de porcino,..) y biocombustibles, complementado con noticias de sector energético y del contexto económico relevantes. El que desee borrarse del servicio encontrará a pie de página la opción para hacerlo en cualquier momento, aunque esperamos sea de vuestro interés, intentándolo mejorar con vuestras aportaciones.

NACIONALES RELEVANTES

1. [NUEVA PRÓRROGA MEDIDAS TEMPORALES MODIFICACIÓN PPOO ESTABILIZACIÓN DE TENSIÓN](#)
2. [CONSULTA PÚBLICA CONSOLIDACION CAMBIOS P.O. 3.1, 3.2 Y 7.2 PARA ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN](#)
3. [RETRIBUCIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2026](#)
4. [CUOTAS CORES](#)
5. [EXCEPCIÓN ACERCAMIENTO HORA DE CIERRE MERCADO INTERZONAL INTRADIARIO](#)
6. [LISTADO DE OPERADORES DOMINANTES Y PRINCIPALES](#)
7. [PERFIL CONSUMO PUNTOS DE MEDIDA TIPO 4 Y 5 PARA CONSUMIDORES SIN REGISTRO HORARIO DE CONSUMO](#)
8. [REE - COMUNICACIÓN DE TRANSPARENCIA SOBRE TIEMPO DE RESPUESTA](#)

AYUDAS

9. [AYUDAS DESCARBONIZACIÓN INDUSTRIA MANUFACTURERA PERTE](#)

10. [SEGUNDA CONVOCATORIA RENORED](#)

NACIONALES RELEVANTES

1. [PRÓRROGA MEDIDAS TEMPORALES MODIFICACIÓN PPOO ESTABILIZACIÓN DE TENSIÓN](#)

Se ha publicado en el BOE un nuevo [Acuerdo de la CNMC](#) que prorroga por segunda vez de la **modificación temporal de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2** para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

Está prórroga de 15 días naturales **surtirá efecto a partir del vencimiento de la prórroga anterior (4 de enero)**.

2. [CONSULTA PÚBLICA CONSOLIDACION CAMBIOS P.O. 3.1, 3.2 Y 7.2 PARA ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN](#)

La CNMC ha sacado a [Consulta pública](#) la propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español basada en la propuesta definitiva remitida por el OS tras la consulta pública realizada en noviembre–diciembre de 2025 y la reunión mantenida con los agentes del mercado el 2 de diciembre.

De acuerdo con el texto publicado por la CNMC, la **propuesta tiene por objeto**:

- **Incorporar con carácter permanente las medidas temporales** de estabilización de tensión aplicadas desde octubre de 2025.
- Modificar determinados aspectos del **proceso de programación y de resolución de restricciones técnicas**, con el fin de reducir el riesgo de variaciones bruscas de tensión.
- Establecer de forma expresa el **seguimiento del PTR en todos los periodos de programación** por parte de las instalaciones habilitadas en regulación secundaria.

La CNMC justifica la propuesta en la evolución reciente del sistema eléctrico (mayor penetración de instalaciones que siguen factor de potencia, negociación cuarto-horaria, precios negativos, mayor peso del tiempo real, etc.) y en el seguimiento realizado desde octubre, en el que no se han identificado impactos negativos relevantes ni sobre los costes soportados por la demanda ni sobre el funcionamiento del mercado.

En sus consideraciones la CNMC comenta que:

*En el proceso de debate con el sector se han discutido otras posibles soluciones alternativas a esta modificación de los procedimientos 3.1, 3.2 y 7.2. **La opción más efectiva sería la exigencia de rampas para cambio de programa a todas las instalaciones de generación del sistema eléctrico peninsular, acompañado de la imposición de un control de tensión dinámico en sustitución del factor de potencia, lo que obligaría a las instalaciones anteriores a la Orden TED/749/2020 a acometer inversiones. Otra herramienta que sería efectiva para garantizar la estabilidad de las tensiones sería una habilitación rápida y generalizada de las instalaciones asíncronas en el servicio de control de tensión con seguimiento de consignas. Pero este proceso podría no estar lo suficientemente avanzado cuando cambien de nuevo las circunstancias del sistema en primavera, con el descenso de la demanda y el aumento de la producción solar.***

En consecuencia, se considera conveniente proceder con la tramitación de las modificaciones de procedimientos solicitadas por el operador del sistema. Las modificaciones que ahora se aprueban podrán ser revisadas más adelante en tanto se desarrollen otras soluciones de medio plazo que también puedan contribuir a la reducción de las variaciones bruscas de tensión, como el citado servicio de control de tensión.

Cambios propuestos

P.O. 3.1 – Proceso de programación

Reducir el plazo de **publicación del Programa Diario Base Final (PDBF)** de **30 a 15 minutos**.

Reducir el plazo para las **nominaciones de contratos bilaterales al OS** tras el PDBF de **20 a 10 minutos**.

Reordenar los plazos de **envío de desgloses de programa**, manteniendo un tiempo total disponible aproximado de **25 minutos**.

Mantener el plazo actual de hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF para el envío de ofertas de restricciones técnicas.

P.O. 3.2 – Restricciones técnicas

Establecer que la **solución de las restricciones técnicas del PDBF sea siempre completa**, sin trasladar volumen a la gestión en tiempo real.

Permitir la **programación de grupos térmicos por insuficiencia de reserva de potencia a subir (RSI)** en el proceso de solución de restricciones técnicas.

Excluir del proceso de reequilibrio generación–demanda las interconexiones con Marruecos y Andorra.

P.O. 7.2 – Regulación secundaria

Establecer el **seguimiento obligatorio del programa PTR en todos los periodos de programación** por parte de las instalaciones habilitadas en regulación secundaria, con independencia de que existan o no ofertas válidas de aFRR.

En los periodos con ofertas válidas de aFRR, exigir el **envío de consignas cada 4 segundos**.

Realizar la **liquidación de desvíos del BSP** frente a la **integral del PTR rampeado**, también en los periodos sin ofertas válidas de aFRR.

3. RETRIBUCIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2026

Se ha publicado en el BOE la [Resolución](#) de la CNMC que establece la retribución provisional del operador del sistema eléctrico para 2026 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación.

Los importes finalmente aprobados **suben muy significativamente** tanto con respecto a 2025 como con respecto a la propuesta sometida a consulta pública.

Retribución del Operador del Sistema (M€):

La **retribución total aprobada para 2026** asciende a **107,8 M€**, lo que supone **+21,7 M€ (+25%)** respecto a 2025 **+10,8 M€ (+11%)** respecto a la propuesta (97,026 M€)

Desglose:

- **Base de retribución: 98,3 M€** Incremento de **+21,1 M€ (+27%)** vs 2025 y **+6,3 M€ (+6,8%)** vs propuesta
- **Cuenta regulatoria por nuevas obligaciones: 7,5 M€** Se sitúa en niveles similares a 2025 y **muy por encima de lo previsto en la propuesta.** (3,196 M€)

- **Retribución por incentivos: 2,0 M€** Se mantiene el **cumplimiento máximo (+2%)**, con incremento automático al aumentar la base
 - **Precios a repercutir a los agentes**
- **Cuota fija: 200 €/mes** Sin cambios.
- **Cuota variable: 0,20332 €/MWh** Incremento de **+20,7%** respecto a 2025 (0,16853 €/MWh) y **+11,2%** respecto a la propuesta (0,18285 €/MWh)
 - **La CNMC justifica el incremento de la retribución del OS 2026** en los siguientes elementos, de acuerdo con lo recogido en la resolución y su memoria justificativa:
- **Actualización de la base retributiva:** la base retributiva aprobada para 2026 se incrementa de forma significativa como consecuencia de la revisión de los **costes reales del periodo 2021–2023**, que sirven de referencia para fijar la retribución del nuevo periodo regulatorio **2026–2028**. La CNMC concluye que los costes observados en dicho periodo son superiores a los considerados en la fijación de la base anterior y que este incremento afecta tanto a **costes operativos** como a **amortización y retribución financiera**, debido al aumento del **inmovilizado regulatorio**.
- **Incorporación de nuevas funciones y obligaciones de carácter estructural:** el OS ha asumido nuevas funciones derivadas de la normativa europea y nacional, que la CNMC considera **permanentes**. Entre ellas se incluyen, entre otras, la integración en plataformas europeas de balance (**MARI, PICASSO, TERRE, IGCC**), la implantación del **mecanismo FSKAR**, el desarrollo del **nuevo sistema de regulación secundaria**, la **programación cuarto-horaria** y el refuerzo de funciones nacionales como la **Oficina Técnica de Acceso**. La CNMC considera que estas obligaciones suponen una **carga operativa recurrente**, lo que **justifica su integración estable en la base retributiva**.
- **Incremento del inmovilizado regulatorio:** se identifica un aumento significativo del inmovilizado regulatorio asociado al desarrollo de **sistemas, herramientas informáticas e infraestructuras** necesarias para el desempeño de las nuevas funciones. Este incremento tiene un impacto directo en la **amortización estándar** y en la **retribución financiera**, ambas incluidas en la base retributiva.
- **Tratamiento de la cuenta regulatoria:** en relación con la cuenta regulatoria, la CNMC explica que el importe aprobado para 2026 responde al **reparto de saldos pendientes** derivados de costes reconocidos en ejercicios anteriores que no habían sido completamente recuperados. Para asegurar la **recuperación íntegra** de dichos costes, el importe anual aprobado resulta **superior al previsto inicialmente en la propuesta**.
- **Mantenimiento del incentivo en el nivel máximo del 2%:** la CNMC mantiene la retribución por incentivos en el **nivel máximo del 2% de la base retributiva**, señalando que dicho límite ya fue aplicado en los periodos **2020–2022** y **2023–2025**, y se mantiene para el periodo **2026–2028**. La incorporación del incentivo se realiza con carácter **provisional**, dado que el importe definitivo será objeto de **regularización ex post** en función del grado real de cumplimiento de los indicadores establecidos.

4. CUOTAS CORES

Se ha publicado en el BOE la [Orden TED/1525/2025](#), de 23 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2026.

En ella se establecen cuotas unitarias por grupo de productos petrolíferos (gasolinas, gasóleos, querosenos, y fuelóleos) que habrán de satisfacer los sujetos obligados para el sostenimiento de Cores y para los gases licuados del petróleo y del gas natural para el año 2026 son:

- Gases licuados del petróleo: 0,11 € por tonelada métrica vendida o consumida.

- Gas natural: 4,93 €/GWh de ventas o consumos firmes.

5. EXCEPCIÓN ACERCAMIENTO HORA DE CIERRE MERCADO INTERZONAL INTRADIARIO

Se ha publicado en el BOE la [Resolución](#) de la CNCM **excepción** prevista en el artículo 2(5) del Reglamento (UE) 2024/1747, en materia del **acercamiento de la hora de cierre del mercado interzonal intradiario hasta 30 minutos antes del tiempo real**.

El Reglamento (UE) 2024/1747 exige reducir ese cierre a 30 min antes del tiempo real antes del 1 de enero de 2026, si bien permite solicitar dos excepciones sucesivas (la primera, hasta el 1 de enero de 2029).

Concede a REE la excepción del acercamiento de la hora de cierre del mercado interzonal intradiario hasta 30 min antes del tiempo real hasta el 1 de enero de 2029

Deberá desarrollar su plan de acción en un calendario de actuaciones, en colaboración con OMIE y otros operadores del sistema y deberá ser publicado en 6 meses y mantener actualizado. El operador del del sistema y mercado deben informar periódicamente a la CNMC y garantizar participación de sujetos del mercado mediante consultas públicas.

6. LISTADO DE OPERADORES DOMINANTES Y PRINCIPALES

Se han publicado en BOE la [Resolución](#) de la CNMC que publica los **operadores dominantes** en los sectores energéticos y la [Resolución](#) de la CNMC que publica los **operadores principales** en los sectores energéticos.

Los Operadores Dominantes son empresas o grupos empresariales con **una cuota de mercado superior al 10 %**.

- **Obligación en su caso de venta en mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora (RD-L17/2012).** *“Serán sujetos vendedores en las subastas de contratos de compra de energía a largo plazo aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en la generación de energía eléctrica”.*
- **Limitaciones en la representación de instalaciones de producción renovable** en el mercado eléctrico.
- Obligaciones en relación con la liquidez del mercado de gas (**Market maker**).

Atendiendo a que las medidas limitativas para el sector eléctrico se adoptan, en general, por tipo de actividad, para este sector los operadores dominantes se establecen de forma diferenciada por actividad.

Operadores dominantes en el sector eléctrico: Lo más relevante es que EDP sale de la lista de OD de actividad de suministro y por tanto de la total, Naturgy ya lo estaba desde el año pasado.

Actividad total	Actividad generación electricidad	Actividad suministro electricidad
Grupo Endesa	Grupo Iberdrola	Grupo Endesa
Grupo Iberdrola	Grupo Endesa	Grupo Iberdrola
	Grupo EDP	
	Grupo Naturgy	

Operadores dominantes en los sectores de gas natural, carburantes y gases licuados del petróleo:

Sector gas natural	Sector carburantes	Sector GLP

Grupo Naturgy	Grupo Repsol	Grupo Repsol
Grupo Endesa	Grupo Moeve	Grupo Moeve
Grupo Repsol		

Los Operadores Principales son los operadores de los mercados o sectores que **ostente una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector correspondiente.**

- Limitación/autorización para las personas físicas o jurídicas que participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sector, en una proporción igual o superior al 3 % del total. Esta limitación también aplica en caso de participación de un operador principal en otro operador principal en un mismo mercado o sector.
- Limitación de adquisición en mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora (RD-L17/2012). Los sujetos compradores no podrán pertenecer a alguno de los grupos empresariales cuya matriz haya sido considerada en cada momento por resolución de la CNMC como operador principal en el sector eléctrico.
- Obligación al pago del gravamen temporal energético (Ley 38/2022) (ya no aplica, solo 2022 y 2024)

Sector eléctrico	Sector gas natural	Sectores carburantes	Sector GLP
Endesa, S.A.	Naturgy Energy Group, SA.	Repsol, SA.	Repsol, SA.
Iberdrola, SA.	Endesa, SA.	Moeve, SA.	Moeve, SA.
Naturgy Energy Group, SA.	Iberdrola, SA.	BP España, SAU.	Gasib Sociedad Ibérica de Gas Licuado, SLU.
EDP Energías de Portugal, SA	Moeve, SA.	Nieves Family Corporation, SL.	BP España, SAU.
Acciona, SA.		Hatta Energy, SL.	Disa Corporación Petrolífera, SA.

7. PERFIL CONSUMO PUNTOS DE MEDIDA TIPO 4 Y 5 PARA CONSUMIDORES SIN REGISTRO HORARIO DE CONSUMO

Se ha publicado en el BOE la [Resolución](#) DGPEyM aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos puntos de medida tipo 4 y tipo 5 de consumidores que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, para el año 2026.

8. REE – COMUNICACIÓN DE TRANSPARENCIA SOBRE TIEMPOS DE RESPUESTA

- REE recuerda que desde el **10.12.2024** están disponibles los **plazos máximos orientativos** para la atención de consultas, [CC-000083](#).

- **Nuevo avance en transparencia:** el **Portal de REE** mostrará ahora el **tiempo medio de respuesta de los últimos cuatro meses** para cada categoría de consulta.
- **Advertencia metodológica:** el tiempo real de respuesta puede **superar la media publicada** en función de la complejidad de cada consulta.

AYUDAS

9. AYUDAS DESCARBONIZACIÓN INDUSTRIA MANUFACTURERA PERTE

Se han convocado las **Ayudas a proyectos de actuación integral para la descarbonización de la industria manufacturera dentro del PERTE-DI (SEPIDES) (SNPSAP)**

- **Importe: 329.741.822,50 €**
- Tipo: Concesión directa – canónica
- Tipos de actuación
 - Reducción de emisiones directas
 - Mejora sustancia de la eficiencia energética
 - Instalaciones de energías renovables
 - Instalaciones para el almacenamiento de energía
 - Inversiones para la producción de combustibles hipocarbónicos para el autoconsumo de la instalación principal
 - Inversiones en equipamiento de captura de carbono
- Plazo de solicitud: **entre el 2 de febrero y el 13 de febrero de 2026**
- **Sesión informativa: 12:00 13 de enero 2026 [Enlace de registro previo](#)**

10. SEGUNDA CONVOCATORIA RENORED

El MITECO, a través del IDAE, ha lanzado la **segunda convocatoria del programa RENORED**, con **50 M€** en ayudas a **redes de calor y frío alimentadas exclusivamente con energías renovables** (PRTR - NextGenerationEU).

Plazo de solicitud: del **21 de enero al 27 de febrero de 2026** (sede electrónica del IDAE).

Actuaciones subvencionables

- Nuevas centrales de generación, redes de distribución y ampliaciones de redes existentes.
- Potencia mínima: **1 MW**.
- Uso **exclusivo de energías renovables** (biomasa, geotermia, solar de concentración, etc.).
- Quedan excluidas las redes que utilicen combustibles fósiles.
- Instalaciones finalizadas **antes del 30 de junio de 2029**.
- Se exige, entre otros, etiquetado energético, mejor tecnología disponible, monitorización energética y ambiental y cumplimiento del RITE cuando aplique.

Programas y presupuesto

- **Programa 1: beneficiarios con actividad económica – 40 M€.** [Segunda convocatoria de Programas de Incentivos a proyectos de redes de calor y frío que utilicen fuentes de energía renovable \(programa RENORED\)](#), en el marco del PRTR, financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU- (Programa de incentivos 1)
- **Programa 2: beneficiarios sin actividad económica – 10 M€.** [Segunda convocatoria de Programas de Incentivos a proyectos de redes de calor y frío que utilicen fuentes de energía renovable \(programa RENORED\)](#), en el marco del PRTR, financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU- (Programa de incentivos 2)

Intensidad de ayuda:

- Programa 1 (con actividad económica): **35%** (+10% pymes / +5% medianas).
- Programa 2 (sin actividad económica): **70%**.
+5% adicional en municipios de reto demográfico o transición justa.

Límites:

- Ayuda máxima **15 M€ por proyecto** | inversión mínima **450.000 €**.

Las ayudas se perciben una vez verificada la ejecución y certificada la inversión, con posibilidad de solicitar **anticipos de hasta el 80%**

