

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

16925 *Resolución de 22 de julio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios para la liquidación por el operador del sistema de los días 28 y 29 de abril de 2025.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, en su sesión de 16 de julio de 2026, resuelve:

Antecedentes de hecho

Primero.

Como consecuencia del cero eléctrico ocurrido en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el día 28 de abril a las 12:33 h, los operadores del sistema y del mercado eléctrico español suspendieron las actividades de mercado, en aplicación del artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, y el Procedimiento de Operación del Sistema Eléctrico 3.9 (PO 3.9) «Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado». Adicionalmente, el operador del sistema activó el plan de reposición del sistema previsto en el artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/2196 y en el artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Por consiguiente, el operador del sistema estableció la programación de la generación necesaria durante el proceso de reposición, de conformidad con los artículos 25.3 y artículo 35.3 del Reglamento (UE) 2017/2196 y el P.O.1.6 sobre «establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema» hasta las 23:59 h del día 29 de abril, ya que para el día 30 fueron restablecidas la totalidad de las actividades de mercado.

En el procedimiento de operación P.O.3.9 «Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado» se regulan las situaciones que pueden desencadenar en una suspensión de mercados, su comunicación a los sujetos del mercado y las normas para la liquidación. En particular, en el apartado 5 se establecen las normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías en caso de suspensión de las actividades de mercado.

En el apartado 5.1 se establece que los precios de liquidación de las entregas y de las tomas de energía para cada periodo de programación serán los precios del mercado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15. En caso de que no exista tampoco precio del mercado diario, o éste fuese negativo, se aplicará el valor medio aritmético de los precios positivos del mercado diario establecidos en el mismo periodo de programación del último mes anterior disponible multiplicados por un factor de 1,15.

Finalmente, en el apartado 6 se regula la posibilidad de que el operador del sistema liquide a precios distintos de los calculados en el apartado 5 cuando así se lo requiera la CNMC.

Segundo.

Mediante escrito de fecha 7 de mayo de 2025 el operador del mercado (OMIE) solicitó instrucciones a la CNMC sobre cómo proceder en relación con las liquidaciones de los mercados que gestiona en los días 28 y 29 de abril. Por otra parte, mediante

comunicación de fecha 20 de mayo, el operador del sistema (RE) solicitó indicaciones sobre el criterio de aplicación del P.O.3.9 para la liquidación de los días 28 y 29 de abril.

En respuesta a estas peticiones, la CNMC remitió sendos oficios a los operadores del sistema y del mercado el 26 de mayo de 2025, instando a los mismos a proceder a la liquidación de la generación y el consumo realizados durante la suspensión del mercado, comprendidos entre la hora 14 (periodo entre las 13:00 y las 14:00 h) y 24 del día 28 de abril y las horas 1 a 24 del día 29 de abril. Teniendo en cuenta la pérdida de efecto de los programas de mercado, estas energías se corresponderían con los desvíos medidos, y deberían ser liquidadas por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el apartado 5 del P.O.3.9.

De igual manera se recordaba a los operadores del sistema y del mercado la necesidad de compensar a los sujetos por la falta de eficacia de los flujos económicos derivados de la ejecución de los derechos de cobro y las obligaciones de pago resultantes de los mercados, durante las horas de suspensión del mercado antes citadas, tanto en el ámbito de los mercados diario e intradiarios como de los servicios de ajuste, debido a la pérdida de efecto del programa resultante de las transacciones en mercado de los sujetos del sistema eléctrico español. En todo caso, se debía mantener la firmeza de los programas transfronterizos establecidos en las interconexiones intracomunitarias conforme a lo establecido en el Reglamento 2015/1222.

Con fecha de 30 de mayo de 2025, el operador del mercado pidió confirmación de los criterios que consideraban más adecuados aplicar para la reliquidación de los mercados de su competencia en los periodos que estuvieron suspendidos. Con fecha 5 de junio de 2025, la CNMC remitió oficio indicando al operador del mercado que no realizaba objeción a esos criterios, entendiendo que los mismos se habían coordinado con el operador del sistema y aclarando que la respuesta se ceñía únicamente a la zona de precios española.

Por último, se requería al operador del sistema que informara a la CNMC sobre la intervención de la generación –en función de sus tecnologías– en las diferentes fases de la reposición y que realizase una estimación preliminar de los costes incurridos por las instalaciones en este proceso para las que pudiera proceder la liquidación de precios diferentes de los calculados en aplicación del citado apartado 5 e informase, asimismo, sobre los intercambios de apoyo solicitados a sistemas eléctricos vecinos y otros aspectos que pudieran requerir de la aportación de fondos adicionales para el pago de la liquidación del operador del sistema.

Bajo las premisas anteriores los operadores del sistema y del mercado procedieron a compensar a los sujetos de mercado y a liquidar las energías en los periodos donde se habían suspendido los mercados los días 28 y 29 de abril.

Tercero.

Con fecha 24 de noviembre de 2025 tuvo entrada en registro de la CNMC, informe del operador del sistema «Estimación de costes en el proceso de reposición los días 28 y 29 de abril de 2025», dando respuesta al requerimiento de información de la CNMC. El informe consta de una introducción y objeto del informe, una explicación de la intervención de la generación por tecnologías en las distintas fases de la reposición, una descripción de varias metodologías para la estimación de los costes incurridos por las instalaciones y los cálculos de dichas estimaciones, el resumen de los intercambios internacionales de apoyo y la liquidación del incumplimiento de control de factor de potencia.

El informe determina la energía entregada por cada una de las unidades de programación que participaron en el proceso de reposición del servicio, de acuerdo con los planes de reposición desarrollados y aplicados los días 28 y 29 de abril, todas ellas pertenecientes a las siguientes tecnologías: unidades térmicas de ciclos combinados, unidades térmicas de carbón, unidades de gestión hidráulica, unidades de turbinación de bombeo.

Por otro lado, como se ha indicado anteriormente, el operador del sistema propone distintas alternativas para el cálculo de los costes incurridos por la generación en el

proceso de reposición diferenciando por tecnologías. De forma general propone la posibilidad de valorar para cada unidad de programación la energía horaria media de acuerdo con el precio de la oferta horaria a subir presentada por los participantes en el mercado al proceso de restricciones técnicas al PDBF. Otra alternativa consiste en valorar el precio medio obtenido por la participación de las unidades de producción con datos históricos en el mercado diario, en las subastas intradiarias, mediante contratación bilateral valorando su energía al precio marginal del mercado diario, así como su participación en restricciones y en los mercados de balance. En el caso de las tecnologías hidráulicas se han considerado diferentes opciones, utilizando como referencia la valoración de la energía horaria mediante las ofertas horarias a subir en RRTT en PDBF de la tecnología de ciclo combinados para toda o la parte de la energía que finalmente fue producida y no se había ofertado en RRTT.

Respecto a los intercambios internacionales de apoyo, el operador del sistema recibió apoyo a través de la interconexión con Marruecos y Francia. Con respecto a la interconexión con Marruecos, a petición del operador del sistema marroquí (ONEE), han sido liquidados en especie a través del mecanismo bilateral de compensación de desvíos en la interconexión MA-ES. En el caso de los apoyos recibidos a través de la interconexión con Francia, su liquidación está pendiente y la energía se había liquidado a precio cero.

Cuarto.

Con fecha 16 de marzo de 2026, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por el que se establecen los criterios para la liquidación de las energías durante la suspensión de los mercados los días 28 y 29 de abril de 2025». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 15 de abril de 2026.

Quinto.

Con fecha 17 de marzo de 2026, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial.*

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 22 sentó las bases para la regulación de la suspensión del mercado siguiendo los criterios establecidos en el Reglamento (UE) 2017/2196 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio. Asimismo, establece que la liquidación de desvíos y de energías de balance

en caso de suspensión de las actividades de mercado serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 39.1 del Reglamento (UE) 2017/2196.

El 11 de diciembre de 2019 se aprobaron mediante Resolución de la CNMC las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance del sistema eléctrico peninsular español. Estas condiciones han sido modificadas por última vez mediante la resolución de 25 de abril de 2024, de la CNMC, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.

En particular, el capítulo 4 de dichas condiciones, aborda la suspensión y restauración de las actividades de mercado, disponiendo en el artículo 28 que las normas para la suspensión y restauración de las actividades de mercado y las normas para la liquidación en caso de suspensión del mercado serán las establecidas en el procedimiento de operación 3.9.

El procedimiento de operación 3.9 «Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado» (P.O 3.9) fue aprobado mediante la Resolución del 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

En este procedimiento de operación se regulan las situaciones que pueden desencadenar en una suspensión de mercados, su comunicación a los sujetos del mercado y las normas para la liquidación. En particular, en el apartado 5 se establecen las normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías en caso de suspensión de las actividades de mercado.

Finalmente, en el apartado 6 se regula la posibilidad de permitir al operador del sistema liquidar a precios distintos de los calculados en el apartado 5 cuando así se lo requiera la CNMC.

Segundo. *Síntesis de la propuesta.*

Teniendo en cuenta el resultado de la liquidación realizada por el operador del sistema de los días 28 y 29 en base al apartado 5.1 del P.O 3.9 y teniendo en cuenta el mencionado apartado 6 de ese mismo procedimiento que regula la posibilidad de permitir la liquidación a precios distintos de los calculados en el apartado 5 cuando así se lo requiera la CNMC, se realiza esta propuesta para que, en el caso de estos días, se tengan en cuenta los criterios previstos en el anejo de esta resolución con respecto a las siguientes consideraciones:

- Precio de la energía producida por los generadores que participaron en la reposición del servicio durante la suspensión de los mercados en aplicación del apartado 6 del P.O.3.9 los días 28 y 29 de abril de 2025.
- Criterio para la liquidación de la generación que participó en la reposición del servicio los días 28 y 29 de abril de 2025.
- Criterio para la financiación de los costes soportados por el sistema eléctrico durante la suspensión de los mercados los días 28 y 29 de abril de 2025.

Tercero. *Consideraciones.*

Tercero.1 Liquidación de los costes incurridos por las instalaciones de generación en el proceso de reposición.

Tal y como se ha indicado anteriormente, la CNMC requirió al operador del sistema llevar a cabo las actuaciones necesarias para la liquidación de los días 28 y 29 de abril conforme a lo establecido en el apartado 5 del P.O.3.9. Suspensión y el restablecimiento de las actividades de mercado. Asimismo, también se le solicitó una estimación preliminar de los costes incurridos por las instalaciones en el proceso de reposición para

las que pudiera proceder la liquidación de precios diferentes de los calculados en aplicación del citado apartado 6 del P.O.3.9.

En el informe remitido por el operador del sistema respondiendo a esta petición se propone una estimación de los costes incurridos por las instalaciones durante el periodo comprendido entre el 28 de abril desde la hora 14 (periodo entre las 13:00 y 14:00 h) y el día 29 de abril completo.

De acuerdo con los planes de reposición desarrollados y aplicados los días 28 y 29 de abril de 2025, participaron en el proceso de reposición del servicio las siguientes tecnologías:

- Unidades térmicas de ciclo combinado.
- Unidades térmicas de carbón.
- Unidades de gestión hidráulica (UGHs).
- Unidades de turbinación de bombeo.

Teniendo en cuenta esto, mediante la presente resolución se establecen para las unidades de programación participantes en el proceso de reposición del servicio, las siguientes metodologías de estimación de la retribución razonable basada en coste incurridos, según su tecnología.

Generación de las unidades térmicas de ciclos combinados:

Como se ha indicado anteriormente, el operador del sistema plantea en su informe dos alternativas basadas en i) el precio de la oferta horaria a subir presentada por los participantes en el mercado al proceso de solución de restricciones técnicas al PDBF para los días 28 y 29 de abril, incluyendo el término correspondiente en los arranques identificados, determinando un valor de 246 euros/MWh y, ii) el precio medio mensual obtenido por la participación de los ciclos combinados en el mercado de producción, incluyendo todos los segmentos de mercado desde enero de 2023 hasta septiembre de 2025, donde los precios son más elevados en el mercado diario debido a la crisis del gas y la guerra de Ucrania, determinando un valor de 153 euros/MWh.

A este respecto se considera que, si bien ambas alternativas se basan en una metodología sencilla, se estima que pudieran estar incorporando un valor de oferta o un valor de ingresos que estuviera sobreestimando el coste real incurrido por parte de los ciclos combinados que participaron en el proceso de reposición, periodo en el que el mercado fue suspendido. Por una parte, hay que recordar que el mercado de restricciones técnicas es un mercado de oferta «pay as bid», por lo que puede no estar reflejando los costes variables incurridos por cada instalación, teniendo en cuenta además que en este mercado hay zonas que cuentan con un nivel de concentración elevado, tal y como se ha señalado en los informes de supervisión del mercado mayorista al contado de electricidad. Por otra parte, también hay que tener en cuenta la utilización de la referencia de los ingresos de los ciclos combinados en otros periodos podría incorporar la remuneración de ciertos costes de oportunidad derivados de la existencia de mercados que no deberían tenerse en cuenta en una situación donde el mercado fue suspendido.

Por ello, se considera más adecuado establecer como referencia a efectos de la liquidación de las instalaciones de ciclo combinado de esos días, una estimación del coste medio incurrido por una instalación tipo basado en referencias públicas y parámetros habitualmente utilizados por la CNMC de combustible, de CO₂, peajes de gas, costes de operación y mantenimiento variable, impuestos y otros costes.

En particular se propone utilizar la siguiente formulación:

$$C_{CCGT\ var}[\text{€/MWh}] = \left(\frac{(C_{comb} + C_{CO2} + C_{peaje\ gas})}{\eta} + C_{O\&M\ var} + C_B\ social \right) \times I_{gen}$$

Donde:

C_{CCGT} : Coste de generación variable de los ciclos combinados.

C_{comb} : Coste del consumo de gas.

C_{CO_2} : Coste de derechos de emisión de CO_2 .

$C_{peaje\ gas}$: Coste del peaje de gas.

η : Rendimiento del ciclo combinado.

$C_{O\&M\ var}$: Coste de operación y mantenimiento variable de los ciclos combinados.

I_{gen} : Factor de repercusión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE).

$C_B\ social$: Coste del bono social.

El valor de los parámetros utilizado se justifica a continuación:

– Rendimiento del ciclo combinado: 44%. Este valor es la media ponderada del rendimiento de la generación de ciclos combinados⁽¹⁾ durante los días 28 y 29 de abril.

⁽¹⁾ Calculado con los datos de consumo de gas estimados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista (Enagás) y datos de medida de producción eléctrica del Operador del Sistema Eléctrico en el periodo comprendido entre el 28 y 29 de abril, referido a los días del sistema gasista, cuyo computo se inicia a las 06:00 h.

– Precio del gas: Precio medio del MIBGAS D+1 en el periodo 1 de abril al 29 de abril de 2025, para reflejar el precio de las compras realizadas en los propios días de suspensión del mercado y en el horizonte cercano anterior. Se ha considerado adecuado utilizar un periodo reducido dado que el utilizar periodos más alejados podría estar reflejando unos valores muy distintos a los realmente incurridos. Tomando este periodo, resulta un precio medio de 34 euros/MWhPCS⁽²⁾.

⁽²⁾ Este valor es superior al precio medio del MIBGAS D+1 de los días 28 y 29, donde se registraron valores en el entorno de los 31-32 euros/MWhPCS.

– Precio del peaje de gas de acuerdo con la Resolución de 23 de mayo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2025. Para el cálculo de este precio se ha tenido en cuenta el multiplicador previsto para el producto diario por ser el producto con mayor volumen contratado en los días 28 y 29 de abril (Multiplicadores de aplicación los contratos de duración inferior a un año en las salidas hacia las redes locales en el mes de abril).

– Precio del CO_2 de 65 euros/ton CO_2 , de acuerdo con las cotizaciones medias registradas en el periodo 1 de abril al 29 de abril de 2025. Teniendo en cuenta un factor de emisión de 0,2017 ton CO_2 /MWhgasPCS del ciclo combinado, se obtiene un coste de 13,11 euros/MWhPCS por este concepto.

– Coste de operación y mantenimiento variable de los ciclos combinados valorado en 2,753 euros/MWh.

– Coste del bono social: Valor unitario correspondiente a los sujetos obligados que desarrollen la actividad de producción será de 0,432343 euros/MWh producido en el año 2025⁽³⁾.

⁽³⁾ Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.

– I_{gen} Es el factor de repercusión en el generador del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica⁽⁴⁾ que se situó en abril 2025 en 1,075.

⁽⁴⁾ IVPEE del 7% en abril de 2025, por lo que el $I_{gen} = 1/(1-0,07)$.

De conformidad a los supuestos anteriores, resulta un precio medio de 120,50 euros/MWh para la tecnología de ciclo combinado, lo que multiplicado por el valor de la energía producida por estas plantas en el proceso de reposición, durante los días 28 y 29 de abril de 2025, comunicado por el operador del sistema en su informe con sus datos más actualizados de 215.483 MWh⁽⁵⁾, da como resultado un coste estimado de 26 M€.

⁽⁵⁾ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones.

	Coste consumos [€/MWhgasPCS]	Coste eléctrico [€/MWh]	Coste tras impuesto de generación [€/MWh]
Coste combustible.	34,13	77,57	83,41
Peajes de acceso.	0,67	1,52	1,63
Coste CO ₂ .	13,11	29,79	32,03
C _{O&Mvar} .		2,75	2,96
C _{Bsocial} .		0,43	0,46
Coste variable Ciclo Combinado.		112,06	120,50

Generación de las unidades térmicas de carbón:

En el caso de las centrales de carbón, el operador del sistema plantea las mismas dos alternativas propuestas para las centrales de ciclo combinado: i) el precio de la oferta horaria a subir presentada por los participantes en el mercado al proceso de solución de restricciones técnicas al PDBF para los días 28 y 29 de abril, incluyendo el término correspondiente en los arranques identificados (lo que resulta en un valor de 140 euros/MWh) y, ii) el precio medio mensual obtenido por la participación de las centrales de carbón en el mercado de producción, incluyendo todos los segmentos de mercado desde enero de 2023 hasta septiembre de 2025 (lo que resulta en un valor de 158 euros/MWh).

Igualmente se considera que estas alternativas pudieran dar lugar a una sobreestimación de los costes incurridos por lo que se considera más ajustado realizar una estimación de costes en línea con el planteamiento realizado para los ciclos combinados.

En particular se propone utilizar la siguiente formulación:

$$C_{\text{Carbón var}} [\text{€/MWh}] = \left(\frac{(C_{\text{comb}} + C_{\text{CO}_2} + C_{\text{transp}}) \times I_{\text{esp}}}{\eta} + C_{\text{O\&M var}} + C_{\text{B social}} \right) \times I_{\text{gen}}$$

Donde:

$C_{\text{Carbón var}}$: Coste de generación variable de una central de carbón.

C_{comb} : Coste del consumo de carbón.

C_{CO_2} : Coste de derechos de emisión de CO₂.

C_{transp} : Coste del transporte de carbón puesto en central.

$C_{\text{O\&M var}}$: Coste de operación y mantenimiento variable de una central de carbón.

I_{esp} : Factor de repercusión del impuesto especial sobre el carbón.

η : Rendimiento de la central de carbón.

I_{gen} : Factor de repercusión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE).

$C_{\text{B social}}$: Coste del bono social.

El valor de los parámetros utilizado se justifica a continuación:

- Rendimiento: Se ha considerado un rendimiento medio de un 35 %.
- Precio del carbón: Precio medio del carbón referencia McCloskey en el periodo 1 de abril al 29 de abril de 2025, para reflejar el precio de las compras realizadas en los propios días de suspensión del mercado y en el horizonte cercano anterior, siguiendo el mismo criterio aplicado a los ciclos combinados. De esta forma resulta un precio del carbón de 100,7 \$/ton⁽⁶⁾.

⁽⁶⁾ Se ha empleado un factor de conversión de 7,25 MWhPCS/Ton.

- Precio del transporte de combustible a central: estimado en 1,484 euros/MWh (valor del transporte de carbón a las centrales del litoral).
- Precio del CO₂ de 65 euros/tonCO₂ de acuerdo con las cotizaciones medias registradas en el periodo 1 de abril al 29 de abril de 2025. Considerando un factor de emisión de 0,35 tonCO₂/MWh de las centrales de carbón, se obtiene un coste de 22,74 euros/MWhPCS por este concepto.
- Coste de operación y mantenimiento variable de las centrales de carbón valorado en 2,16 euros/MWh.
- Coste del bono social: Valor unitario correspondiente a los sujetos obligados que desarrollen la actividad de producción será de 0,432343 euros/MWh producido en el año 2025.
- I_{gen} es el factor de repercusión en el generador del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que se situó en abril 2025 en 1,075.

Teniendo en cuenta los supuestos anteriores, resulta un precio medio de 123,17 euros/MWh. Considerando el valor de la energía producida por las centrales de carbón en el proceso de reposición comunicado por el operador del sistema en su informe de 3.861 MWh⁽⁷⁾, se estima un coste de 0,47 M€ para las instalaciones de carbón.

⁽⁷⁾ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones.

	Coste consumos [€/MWhgasPCS]	Coste eléctrico [€/MWh _e]	Coste tras impuesto de generación [€/MWh _e]
Coste combustible.	12,62	36,05	38,76
Transporte combustible.	1,48	4,24	4,56
Coste CO ₂ .	22,74	64,98	69,87
Coste impuesto especial.	2,34	6,69	7,19
$C_{\text{O\&Mvar}}$		2,16	2,32
C_{Bsocial}		0,43	0,46
Coste variable carbón.		114,55	123,17

Generación de las unidades de gestión hidráulica (UGHs):

Para la estimación de los costes incurridos de la producción hidráulica, el operador del sistema ha valorado cuatro alternativas: i) la oferta horaria a subir presentada en el proceso de restricciones técnicas al PDBF de la hidráulica, determinando un valor

de 371,85 euros/MWh; ii) la oferta horaria a subir presentada en el proceso de restricciones técnicas al PDBF de los ciclos combinados sin tener en cuenta el coste del arranque, determinando un valor de 234,82 euros/MWh; iii) la oferta horaria a subir presentada en el proceso de restricciones técnicas al PDBF de la hidráulica, pero valorando la producción realizada por encima de la oferta al precio del bloque más alto, siempre que este precio sea inferior al de la oferta de los ciclos combinados (234,82 euros/MWh), determinando un valor de 172, EUR/MWh; iv) el precio final obtenido por la participación de la tecnología hidráulica en el mercado de producción desde enero de 2023 hasta septiembre de 2025, determinando un valor de 83,9 euros/MWh.

A este respecto, se considera que el pago por el servicio de reposición se debería realizar conforme a los ingresos a los que renunciaron por producir con las reservas hidráulicas que se utilizaron los días 28 y 29 por encima de lo que tenían previsto en su programa del PDBF. Por ello, se propone utilizar como referencia el coste de oportunidad del agua asimilándolo al coste variable de producción de las centrales de ciclo combinado en las semanas posteriores al incidente. Por simplificación, para la determinación de este valor se ha empleado el mismo coste estimado en este informe para los ciclos combinados de los días 28 y 29, dado que el rendimiento medio del año de estas instalaciones y las cotizaciones del precio del MIBGAS D+1 de 2025 en los días posteriores, se situaron en valores similares a los días del incidente⁽⁸⁾.

⁽⁸⁾ El precio medio de MIBGAS D+1 entre mayo y agosto de 2025 fue de 34,1 euros/MWhPCS y el rendimiento medio en los meses para los que se dispone de medidas de producción eléctrica definitivas –enero a marzo de 2025–, se sitúa en el entorno del 44 %.

Teniendo en cuenta el supuesto anterior, el precio a aplicar a la energía producida por las UGHs por encima de su programa del PDBF sería de 120,50 euros/MWh. Considerando el valor de la energía producida por las centrales hidráulicas en el proceso de reposición por encima de su programa del PDBF durante el periodo de suspensión de los mercados⁽⁹⁾ en 17.900 MWh⁽¹⁰⁾, se estima un coste de 2,1 M€ para estas instalaciones. El resto de la producción se valora al precio establecido en el apartado 5 del PO 3.9 (precios del mercado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15), lo que supone 3,8 M€. En consecuencia, el coste total estimado sería de 5,9 M€.

⁽⁹⁾ Se tomará la diferencia entre la energía entregada agregada entre las 13:00 h del día 28 de abril y las 24:00 h del día 29 de abril menos la energía programada en el PDBF agregada para ese mismo periodo.

⁽¹⁰⁾ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones ya que se estima como el valor agregado de la energía producida por encima del programa del PDBF durante las horas de suspensión del mercado para cada una de las unidades de gestión hidráulica.

Generación de las unidades de turbinación de bombeo:

Para la estimación de los costes incurridos de la producción del bombeo, el operador del sistema ha valorado dos alternativas: i) la oferta horaria a subir presentada en el proceso de restricciones técnicas al PDBF del bombeo, determinando un valor de 177,5 euros/MWh; ii) la oferta horaria a subir presentada en el proceso de restricciones técnicas al PDBF del bombeo pero valorando la producción realizada por encima de la oferta al precio del bloque más alto, siempre que este precio sea inferior al de la oferta de los ciclos combinados (234,82 euros/MWh), resultando en un valor de 176,91 euros/MWh. Asimismo, el operador del sistema indica el precio final obtenido por la participación de las centrales de bombeo en el mercado de producción desde enero de 2023 hasta septiembre de 2025, 74 euros/MWh.

A este respecto, se considera que el pago por el servicio de reposición se debería realizar conforme a los ingresos a los que renunciaron en los días siguientes por producir con las reservas hidráulicas que se gastaron los días 28 y 29 por encima de lo que tenían previsto en su programa del PDBF. Por ello, se propone utilizar como referencia el coste de oportunidad del agua asimilándolo al coste de producción de las centrales de ciclo

combinado en las semanas posteriores al incidente, empleando exactamente los mismos valores de los parámetros ya expuestos para el caso de las centrales hidráulicas.

Teniendo en cuenta el supuesto anterior, el precio ascendería a 120,50 euros/MWh. Considerando el valor de la energía producida por las centrales de bombeo en el proceso de reposición por encima de su programa del PDBF durante el periodo de suspensión de los mercados⁽¹¹⁾ en 2.920 MWh⁽¹²⁾, se estima un coste de 0,35 M€. El resto de la producción se valora al precio establecido en el apartado 5 del PO 3.9 (precios del mercado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15), lo que supone 0,4 M€. Por tanto, el coste total estimado sería de 0,75 M€.

⁽¹¹⁾ Se tomará la diferencia entre la energía entregada agregada entre las 13:00 h del día 28 de abril y las 24:00 h del día 29 de abril menos la energía programada en el PDBF agregada para ese mismo periodo.

⁽¹²⁾ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones ya que se estima como el valor agregado de la energía producida por encima del programa del PDBF durante las horas de suspensión del mercado para cada una de las centrales de bombeo.

Tercero.2 Sobre la financiación de los costes soportados por el sistema eléctrico.

De conformidad con las estimaciones anteriormente expresadas, el coste total de la reposición relativo a las instalaciones de generación se situaría en torno a los 33,1 M€. Adicionalmente habría que añadir aquellos costes asociados a los intercambios de apoyo en la interconexión con Francia. A este respecto, cabe mencionar que parte del coste total de la energía importada en la frontera con Francia va dirigida a rentas de congestión y otra parte se correspondería con un coste soportado por el sistema. Este reparto aún no ha sido determinado y, en base a estimaciones del operador del sistema español, el coste no financiado por rentas de congestión sería de 5,6 M€. Por lo tanto, el coste total estimado podría situarse en torno a 38,7 M€. A los efectos de la liquidación habría que considerar que la generación que ha participado en la reposición ya ha recibido parte de este importe, ya que ha ingresado el resultado de aplicar al apartado 5 del PO 3.9, estimando estos ingresos en 9,1 M€⁽¹³⁾. En consecuencia, el importe estimado susceptible de liquidación de conformidad con los criterios establecidos en la presente resolución ascendería aproximadamente a 29,6 M€.

⁽¹³⁾ Dato estimado por el operador del sistema, que puede sufrir variaciones tras la liquidación final definitiva.

Tipo de coste		Valor [M€]
Coste reposición generación.		33,1
	Ciclo combinado.	26
	Carbón.	0,47
	Hidráulica.	5,9
	Bombeo.	0,75
Coste intercambio de apoyo interconexiones.		5,6
Coste total reposición.		38,7
Importe ya liquidado según apartado 5 del P.O.3.9 a la generación que ha participado en la reposición.		9,1
Importe estimado de liquidación.		29,6

En materia de financiación, esta Comisión considera que los costes incurridos por el sistema eléctrico para la reposición del servicio eléctrico tras el cero eléctrico son unos costes que, debido a sus características de excepcionalidad, podrían financiarse a través

de vías alternativas, sin tener que ser directamente financiada por la demanda dentro del componente de energía como, por ejemplo, a través de los cargos del sistema.

No obstante, esta modalidad de repercusión del coste antes citada requeriría la adaptación previa de regulación de rango superior. Por ello, esta Comisión propone la financiación de los costes soportados por el sistema eléctrico durante la reposición los días 28 y 29 de abril como componente del coste de la energía, es decir proporcional a la demanda horaria, aplicándole así la misma vía de financiación prevista en el apartado 5 del PO 3.9.

Por otro lado, se considera que la financiación no debe aplicarse a la demanda correspondiente a los días 28 y 29 de abril por representar un coste muy elevado concentrado en unas pocas horas y por penalizar, sin justificación, a la demanda que recuperó antes el servicio. En su lugar, se estima más adecuado incorporar dicha financiación en la demanda futura durante un periodo no superior a un año, con el fin de distribuir el coste de manera laminada y evitar impactos puntuales significativos.

Asimismo, en relación con la liquidación del coste correspondiente a la generación que participó en la reposición, se propone aplicar los mismos criterios establecidos para la demanda. En consecuencia, la recuperación de dicho coste se realizará de forma progresiva a lo largo de un periodo de un año, coincidiendo con el calendario previsto para la liquidación del coste en la demanda.

A título informativo, considerando que el coste estimado total que ha soportado el sistema eléctrico por la reposición del servicio se sitúa en 38,7 M€, y suponiendo una liquidación en doce meses, con una demanda del sistema peninsular similar a la del año móvil hasta febrero de 2026⁽¹⁴⁾ (241.595 GWh), el coste unitario estimado para la demanda sería de unos 0,16 euros/MWh. El coste unitario que faltaría liquidar, tomando las mismas hipótesis citadas, pero considerando los costes estimados a liquidar (29,6 M €), estaría en el entorno de los 0,12 euros/MWh.

⁽¹⁴⁾ Cierre mensual de febrero de 2026 de REE: <https://www.ree.es/es/balance-diario/peninsula/2026/02/28>.

Cuarto. *Sobre el resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Un total de dieciséis entidades, que incluyen empresas, asociaciones de representantes de empresas, consumidores y el operador del sistema han presentado alegaciones al trámite de audiencia al que se ha sometido la presente propuesta de resolución.

A continuación, se resumen las principales opiniones recabadas en este trámite de audiencia y su análisis sobre los dos aspectos más relevantes de esta resolución: sobre los precios para retribuir a los generadores por los costes de la reposición y sobre la financiación de esta retribución por parte de la demanda. Adicionalmente se han aceptado determinadas propuestas de mejora de redacción o aclaratorias.

Cuarto.1 Sobre el precio de la energía generada durante la reposición.

Algún agente de demanda apoya el enfoque de la CNMC de no utilizar las ofertas presentadas al proceso de restricciones técnicas del PDBF con anterioridad a la suspensión del mercado, al considerar que dichas ofertas pueden no reflejar los costes variables reales de estas instalaciones.

Un agente alega que el cálculo de los costes reconocidos a los generadores térmicos no se ajusta plenamente al concepto de coste de oportunidad, que debe incorporar los costes de los insumos que se utilizan en la generación vigentes en el momento en el que los generadores envían sus ofertas a partir de los precios existentes en estos mercados. Por ello proponen que se emplee el precio de cotización del gas natural, carbón y derechos de emisión de los días concretos y no los precios medios mensuales. Sin embargo, la metodología propuesta no pretende determinar el coste de oportunidad específico de cada instalación en un momento concreto, sino establecer un criterio general, objetivo y trazable que permita aproximar un coste medio representativo para el

conjunto de las instalaciones de una misma tecnología. A estos efectos, la utilización de referencias medias en un periodo suficientemente próximo al evaluado permite reducir la dependencia de cotizaciones puntuales que pueden estar afectadas por circunstancias coyunturales, y ofrece una señal más estable y homogénea para la liquidación.

Algunos sujetos titulares de instalaciones de ciclo combinado alegan que el precio fijado en la propuesta de resolución se basa en una estimación del coste variable medio de una central tipo, que, a su juicio, se aleja del coste real de generación de energía durante la reposición, el cual consideran más adecuadamente reflejado en las ofertas presentadas al mercado de restricciones técnicas. En este sentido, algunos sujetos sostienen que, tal como propuso el operador del sistema, deberían emplearse para el cálculo del precio las ofertas a restricciones técnicas registradas por dicho operador. Otros proponen utilizar el precio medio de las asignaciones correspondientes a los mercados de restricciones técnicas del PDBF y de tiempo real en un periodo próximo al incidente. No obstante, esta Comisión reitera que los valores de las ofertas a restricciones técnicas pueden situarse por encima de los costes variables reales de las instalaciones, por las razones ya expuestas en el apartado correspondiente.

Determinados titulares de generación sostienen que debería reconocerse un rendimiento específico para algunas centrales de ciclo combinado que participaron en la reposición, en lugar de aplicar un valor común al conjunto de estas instalaciones, ya que argumentan que sus rendimientos pudieron situarse por debajo del promedio. Sobre esta cuestión se considera que la utilización de un rendimiento común para esta tecnología permite aplicar un criterio objetivo y uniforme, más coherente con la finalidad de la resolución y el código de red de emergencia y reposición. En este sentido, de forma generalizada las alegaciones apoyan la aplicación de un criterio uniforme por parte de los agentes para no dilatar el proceso de liquidación y facilidad en la aplicación y trazabilidad.

Un agente ha señalado que no fue posible contratar toda la capacidad necesaria para atender el consumo de gas, lo que habría dado lugar a penalizaciones no recuperables con la metodología propuesta. Por ello, solicita que se reconozca el coste real de contratación del ATR de gas correspondiente a cada central. Con respecto a la estimación individualizada de estos costes, debe tenerse en cuenta que la metodología adoptada responde a un criterio estandarizado de estimación de costes por las razones ya analizadas.

Por otra parte, otro agente solicita la revisión de determinados parámetros que influyen en la determinación del precio de las centrales térmicas de ciclo combinado. En concreto, propone elevar el coste variable de operación y mantenimiento hasta 2,753 euros/MWh y considerar unas emisiones netas de CO₂ de 0,2052 tCO₂/MWhgasPCS del gas natural, al entender que ambos valores son los utilizados como parámetros del estudio europeo de cobertura del año (ERAA 2026). Asimismo, solicita que se reconozca el coste del bono social, que cifra en 0,432343 euros/MWh para 2025.

A este respecto, se ha actualizado el valor del coste variable de operación y mantenimiento al tratarse de una referencia reciente, definida en el ámbito europeo. También se ha actualizado el factor de emisión de CO₂ del gas natural. No obstante, se considera más adecuado utilizar un factor de emisión nacional, dado que dicho parámetro puede variar en función de la procedencia del gas natural y, por tanto, diferir entre países de la Unión Europea. En consecuencia, se ha tomado como referencia el factor de emisión de CO₂ del gas natural correspondiente a 2025, utilizado para la elaboración de los informes anuales de emisiones de ese ejercicio y determinado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 0,2017 tCO₂/MWhgasPCS.

Asimismo, se incorpora el reconocimiento del coste asociado al bono social eléctrico, al no haber sido incorporado en la propuesta sometida a audiencia. En consecuencia, todas estas modificaciones se han integrado en la metodología de determinación de los precios de retribución de cada tecnología recogida en el apartado Tercero.1. Como resultado de estas actualizaciones, el precio aplicable a los ciclos combinados se sitúa en 120,50 euros/MWh mientras que para las centrales de carbón el precio resultante

asciende a 123,17 euros/MWh. En conjunto, estas modificaciones incrementan el coste total estimado en aproximadamente 0,2 M€.

Un titular de instalaciones hidráulicas ha alegado que la metodología propuesta sólo retribuye, al precio determinado por el coste de oportunidad del ciclo combinado, la energía producida por encima del programa del PDBF, lo que, a su juicio, no resulta adecuado en aquellos casos en que dicho programa final P48 es inferior al programa del PDBF de la instalación. A este respecto, cabe señalar que el PDBF es un indicativo del volumen que el sujeto está dispuesto a producir al precio del mercado diario, ya que una reducción posterior del programa en otros segmentos de mercado obteniendo beneficio por ello no estaría garantizada, y, por tanto, no procede añadirle ningún tipo de retribución de oportunidad.

Por otro lado, algunos sujetos señalan que el Reglamento (UE) 2017/2196, relativo a Emergencia y Reposición, exige que la liquidación de la energía durante la reposición incentive la contribución de los sujetos al restablecimiento del suministro, por lo que proponen aplicar un factor multiplicador de 1,15 sobre los valores medios del precio que se proponga. No obstante, no se considera adecuado aplicar de forma adicional el factor multiplicador de 1,15 sobre los valores medios determinados en esta resolución, en la medida en que ello podría alejar el precio resultante del objetivo perseguido, que es aproximar de forma razonable el coste medio incurrido por las instalaciones durante la reposición.

Cuarto.2 Sobre la financiación de los costes de reposición.

Con carácter general, los sujetos no comparten la propuesta de esta Comisión en relación con la financiación de los costes de reposición y solicitan que dicha financiación se articule con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE), en coherencia con el tratamiento otorgado a otros costes extraordinarios del sistema eléctrico. En este sentido, alegan que la imputación de estos costes a la demanda resulta cuestionable, por cuanto el hecho que los origina es ajeno a cualquier responsabilidad de los consumidores. A este respecto, debe señalarse que esta Comisión carece de competencias para establecer la financiación del coste de reposición a través de los Presupuestos Generales del Estado, por lo que, en su caso, dicha posibilidad tendría que ser prevista por otros órganos de la Administración.

De forma alternativa, numerosos sujetos sostienen que, si no se aceptara la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, esta debería instrumentarse a través de los cargos del sistema. Se argumenta que, aun cuando ello implicaría un traslado del coste a los consumidores, se trataría de un coste regulado y, por tanto, tendría efectos neutros para los comercializadores. No obstante, la incorporación de este concepto a los cargos del sistema exigiría una modificación del real decreto que los regula, extremo que tampoco se encuentra dentro del ámbito competencial de esta Comisión.

Por ello, dado que esta Comisión no dispone de competencias para articular ninguna de las dos vías anteriormente señaladas, considera que la financiación prevista en la presente resolución constituye la única opción viable dentro de su ámbito de actuación.

Por otro lado, determinadas asociaciones de consumidores señalan que la repercusión directa al consumidor del coste de la reposición constituiría una práctica abusiva, al trasladarle las consecuencias económicas de fallos o errores de gestión que no le serían imputables. No obstante, conviene precisar que no se trata de trasladar al consumidor el coste de los daños derivados de la interrupción del suministro producida el 28 de abril de 2025, sino de determinar el precio de las entregas de energía realizadas tras dicha interrupción como medio para restablecer el suministro, en un contexto en el que las actividades de mercado, que habrían permitido fijar ese precio, se encontraban suspendidas. Tales entregas de energía se produjeron y respondieron a un consumo efectivo de la demanda tras la interrupción del suministro. Precisamente para este supuesto, en el que se ha producido una interrupción del suministro y se ha decretado la suspensión de las actividades de mercado, el apartado 5.1 del Procedimiento de

Operación 3.9 prevé la aplicación del valor medio aritmético de los precios positivos del mercado diario establecidos en el mismo periodo de programación del último mes anterior disponible, multiplicado por un factor de 1,15, admitiendo su apartado 6 la posibilidad de una liquidación a precios distintos cuando la CNMC aprecie justificación suficiente en atención a su coste. Adicionalmente, debe señalarse que este procedimiento emana del Reglamento (UE) 2017/2196, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

Por su parte, los comercializadores reconocen que el mecanismo de financiación determinado por la CNMC presenta una aplicación sencilla y que podría resultar razonable para los nuevos contratos que suscriban los comercializadores, en la medida en que permitiría incorporar este nuevo coste en su estructura de precios. No obstante, señalan, con carácter general, que su tratamiento como un mero componente del precio de la energía les perjudica de forma significativa, al considerar que no dispondrán de una protección regulatoria suficiente para repercutir dichos costes a los consumidores, tanto en el caso de contratos a precio fijo como de contratos indexados o dinámicos.

A este respecto, cabe recordar lo indicado por la CNMC a las consultas planteadas por los comercializadores sobre el traslado al consumidor de un determinado coste fijado por la regulación⁽¹⁵⁾. En particular, se indicaba que, «con carácter general, de acuerdo con la información obtenida en la labor de supervisión de la CNMC, las comercializadoras en mercado libre, contemplan en sus contratos el traspaso de nuevos componentes fijados por la regulación al consumidor y bajo este marco, estarían contemplando, en los casos en los que proceda, el traslado al consumidor de un concepto separado en la factura con el coste correspondiente que hayan tenido que soportar efectivamente estas empresas». En los casos en los que esté previsto su traslado, este deberá realizarse con la debida claridad y transparencia al consumidor bajo el cumplimiento de las obligaciones previstas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en particular en los artículos 44 (derechos del consumidor) y 46 (obligaciones de los comercializadores).

⁽¹⁵⁾ Acuerdo por el que se da contestación a las consultas formuladas por varias empresas y se emiten recomendaciones a comercializadores sobre facturación a consumidores finales, en relación con el mecanismo de ajuste establecido por el Real Decreto-ley 10/2022 https://www.cnmc.es/sites/default/files/4272724_0.pdf.

Lo mismo sucede con las comercializadoras de referencia (COR), que han solicitado que estos costes puedan ser trasladados a los consumidores finales, al considerar que, de no ser así, se vulneraría el marco jurídico aplicable al suministro de referencia. A este respecto, se recuerda que la metodología de cálculo del PVPC se regula en el Real Decreto 216/2014, por lo que la CNMC no es competente para modificar sus términos.

Algunos sujetos alegan que la propuesta de la CNMC debería repercutirse sobre la demanda nacional, y no únicamente sobre la demanda peninsular, invocando el principio de solidaridad en el reparto de los costes y el principio de precio uniforme. A este respecto, debe recordarse que el precio aplicable a la demanda en los territorios no peninsulares se determina en el Real Decreto 738/2015 y, por tanto, se liquidará a dicha demanda de conformidad a sus disposiciones.

Asimismo, varios sujetos han solicitado que el coste de los intercambios de apoyo recibidos a través de la interconexión con Francia sea financiado con cargo a las rentas de congestión generadas en dicha interconexión. A este respecto, cabe señalar que la utilización de las rentas de congestión responde a finalidades expresamente previstas en el Reglamento (UE) 2019/943 y en la metodología desarrollada a tal efecto, por lo que no resulta posible destinarlas a la financiación de los intercambios de apoyo sin incurrir en un incumplimiento de la normativa europea. En consecuencia, se ha optado por seguir el procedimiento ordinario de repercusión de estos costes en condiciones normales de mercado, esto es, su traslado a la demanda. No obstante, debe precisarse que otros costes derivados de actuaciones realizadas en la interconexión con Francia durante esos días, en este caso las medidas denominadas de «countertrading», sí serán financiadas mediante las rentas de congestión, al tratarse de uno de los usos expresamente permitidos por la normativa aplicable.

Cuarto.3 Sobre los plazos de liquidación.

Con carácter general, las alegaciones valoran positivamente que el periodo de liquidación se haya fijado en un plazo máximo de 12 meses, así como el efecto de suavización que ello produce sobre la demanda al evitar un sobrecoste puntual. No obstante, varios sujetos solicitan ampliar el plazo de inicio de la liquidación. En la propuesta sometida a audiencia, dicho inicio se preveía para el día 1 del segundo mes siguiente a la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado», y diversas alegaciones proponen ampliarlo de tres a cinco meses. Asimismo, se solicita que el operador del sistema publique, con al menos dos meses de antelación, el valor del concepto que deba repercutirse a la demanda. Esta Comisión considera adecuado ampliar dicho plazo a 4 meses, requiriendo al operador del sistema que publique el coste mensual de la reposición y el calendario de liquidación con una antelación mínima de dos meses respecto del inicio de su liquidación.

En alguna alegación se propone que el plazo total de liquidación sea inferior a 12 meses, por estimarse suficiente un periodo de 6 meses. No obstante, se considera que es preferible un plazo amplio con el fin de laminar el impacto para el consumidor. Todo ello sin perjuicio de que se recaude el coste de la reposición antes de los 12 meses en función de la evolución de la demanda.

Cuarto.4 Sobre otras cuestiones.

Un sujeto ha señalado que la propuesta no precisa si la liquidación se realizará con medida cuartohoraria ni si, en el caso de las tecnologías hidráulica y de bombeo, la retribución se aplicará sobre la energía adicional respecto del PDBF calculada con esa misma granularidad. A este respecto, se precisa que la liquidación se efectuará conforme a los estándares habituales. Asimismo, para determinar la energía generada por dichas tecnologías que exceda la programada en el PDBF –esto es, la remunerada al precio establecido en esta resolución–, se tomará la diferencia entre la energía entregada agregada entre las 13:00 h del día 28 de abril y las 24:00 h del día 29 de abril menos la energía programada en el PDBF agregada para ese mismo periodo, y no la diferencia evaluada por cuartos de hora, dado que la finalidad es retribuir únicamente la energía adicional no comprometida previamente en el mercado diario durante todo el periodo de suspensión. Se ha modificado la redacción del apartado Tercero.1 para incorporar dicha aclaración.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero. Aprobar los criterios que ha de aplicar el operador del sistema para la liquidación de los costes soportados por el sistema durante la suspensión de los mercados los días 28 y 29 de abril de 2025, que se incluyen en el anejo.

Segundo. Requerir al operador del sistema la aplicación de los criterios generales de liquidación, establecidos en el anejo, con el fin de que dicho operador pueda proceder a la liquidación de los costes soportados por el sistema eléctrico en la reposición de los días 28 y 29 de abril. El inicio del periodo de liquidación establecido en el anejo a esta resolución será como máximo el primer día del mes siguiente transcurridos cuatro meses desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado». El operador del sistema publicará, con una antelación de dos meses con respecto al inicio de la liquidación, el coste mensual de reposición y el calendario para su liquidación.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE), y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 22 de julio de 2026.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO

Criterios para la liquidación de los costes soportados por el sistema durante la suspensión de los mercados durante los días 28 y 29 de abril de 2025

Precio de la energía de los generadores que participaron en la reposición del servicio durante la suspensión de los mercados en aplicación del apartado 6 del P.O.3.9 los días 28 y 29 de abril de 2025.

Los precios aplicables son:

- Precio para las centrales de ciclo combinado: 120,50 euros/MWh.
- Precio para las centrales de carbón: 123,17 euros/MWh.
- Precio para las centrales hidráulicas: 120,50 euros/MWh para la energía medida que exceda el programa casado en el PDBF de cada unidad de programación hidráulica en todo el periodo de suspensión de los mercados.
- Precio para las centrales de bombeo: 120,50 euros/MWh para la energía medida que exceda el programa casado en el PDBF de cada unidad de programación de bombeo en todo el periodo de suspensión de los mercados.

Criterio para la liquidación de la generación que participó en la reposición del servicio los días 28 y 29 de abril de 2025.

En el plazo máximo de 12 meses se liquidará a la generación indicada el importe reconocido por su participación en la reposición de los días 28 y 29 de abril de 2025. Para ello, el operador de sistema calculará el importe mensual que resulta de valorar la energía producida al precio indicado en la resolución para cada tecnología descontando el importe que resulta de valorar la energía producida al precio establecido en el apartado 5 del PO 3.9, que habrá sido liquidada en la liquidación final definitiva del operador del sistema del mes de abril de 2025. Este importe total a percibir se incorporará mensualmente en la liquidación del operador del sistema como un derecho de cobro.

Criterio para la financiación de los costes soportados por el sistema eléctrico durante la suspensión de los mercados los días 28 y 29 de abril de 2025.

En cada uno de los meses en que se incorpore el derecho de cobro a la generación que participó en la reposición del servicio los días 28 y 29 de abril de 2025, el importe mensual se asignará a la demanda de comercializadores y consumidores directos en proporción a su consumo elevado a barras de central como una obligación de pago de las liquidaciones del operador del sistema.

Asimismo, una vez acordado el importe de los intercambios de apoyo con Francia, el coste se liquidará en un plazo máximo de 12 meses. El importe mensual que resulte se asignará a la demanda de comercializadores y consumidores directos en proporción a su consumo elevado a barras de central como una obligación de pago de las liquidaciones del operador del sistema.