

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN 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.

(INF/DE/143/25)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep María Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D^a. María Jesús Martín Martínez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a xx de xxxx de 2026

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, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

ANTECEDENTES DE HECHO	3
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	6
Primero. Habilitación competencial	6
Segundo. Síntesis de la propuesta	7
Tercero. Consideraciones.....	8
Cuarto. Sobre el resultado del trámite de audiencia e información pública	16
RESUELVE	16
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 ...	18

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” y 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 artículo 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 permitir al operador del sistema liquidar 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 la generación y el consumo realizados durante la suspensión del mercado, comprendidos entre la hora 13 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, las posibles 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 de 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, 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 16 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 artículo 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 proponen una estimación de los costes incurridos por las instalaciones durante el periodo comprendido entre el 28 de abril desde la hora 13 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
- 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 costes incurridos, según su tecnología.

Generación de las centrales 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 €/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 €/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 e impuestos.

En particular se propone utilizar la siguiente formulación:

$$C_{CCGT\ var} [\text{€/MWh}] = \left(\frac{(C_{comb} + C_{CO_2} + C_{peaje\ gas})}{\eta} + C_{O\&M\ var} \right) \times I_{gen}$$

Donde:

$C_{CCGT\ var}$ Coste de generación variable de los ciclos combinados

C_{comb} Coste del consumo de gas

C_{CO_2} Coste de derechos de emisión de CO₂

$C_{peaje\ gas}$ 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} Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

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 combinados¹ durante los días 28 y 29 de abril.
- 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 muy anteriores podría estar reflejando unos valores muy distintos a los realmente incurridos. Tomando este periodo, resulta un precio medio de 34 €/MWhPCS².
- 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 CO₂ de 65 €/tonCO₂, 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 0,2 tonCO₂/MWhgasPCS del ciclo combinado, se obtiene un coste de 13 €/MWhPCS por este concepto.

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.

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 €/MWhPCS.

- Coste de operación y mantenimiento variable de los ciclos combinados valorado en 2,5 €/MWh.

De conformidad a los supuestos anteriores, resulta un precio medio de 119,49 €/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 MWh³, da como resultado un coste estimado de 25,7 M€.

	Coste consumos [€/MWhgasPCS]	Coste eléctrico [€/MWh _e]	Coste tras impuesto de generación [€/MWh _e]
Coste combustible	34,13	77,57	83,41
Peajes de acceso	0,67	1,52	1,63
Coste CO₂	13,00	29,54	31,76
C_{O&Mvar}		2,50	2,69
Coste variable Ciclo Combinado		111,13	119,49

Generación de las centrales 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 €/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 €/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:

³ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones.

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

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} Impuesto especial sobre el carbón

η Rendimiento de la central de carbón

I_{gen} Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

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 \$/ton⁴.
- Precio del transporte de combustible a central: estimado en 1,484 €/MWh (valor del transporte de carbón a las centrales del litoral).
- Precio del CO₂ de 65 €/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 €/MWhPCS por este concepto.
- Coste de operación y mantenimiento variable de las centrales de carbón valorado en 2,16 €/MWh.

Teniendo en cuenta los supuestos anteriores, resulta un precio medio de 122,71 €/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

⁴ Se ha empleado un factor de conversión de 7,25 MWhPCS/Ton.

su informe de 3.861 MWh⁵, se estima un coste de 0,47 M€ para las instalaciones de carbón.

	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 _{O&Mvar}		2,16	2,32
Coste variable carbón		114,12	122,71

Generación de las centrales hidráulicas:

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 €/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 €/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 €/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 €/MWh.

A este respecto, se considera que el pago por el servicio de reposición se debería realizar en base 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

⁵ Este valor es provisional y pudiera sufrir variaciones.

cotizaciones del precio del MIBGAS D+1 de 2025 en los días posteriores, se situaron en valores similares a los días del incidente⁶.

Teniendo en cuenta el supuesto anterior, el precio medio sería de 119,49 €/MWh. Considerando el valor de la energía producida por las centrales hidráulicas en el proceso de reposición por encima de su programa del PDBF en 17.900 MWh⁷, 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).

Generación de las centrales 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 €/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 €/MWh), resultando en un valor de 176,91 EUR/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 €/MWh.

A este respecto, se considera que el pago por el servicio de reposición se debería realizar en base 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 medio ascendería a 119,49 €/MWh. Considerando el valor de la energía producida por las centrales de

⁶ El precio medio de MIBGAS D+1 entre mayo y agosto de 2025 fue de 34,1 €/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%.

⁷ 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.

bombeo en el proceso de reposición por encima de su programa del PDBF en 2.920 MWh⁸, 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).

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

En base a las estimaciones anteriormente expresadas, el coste total de la reposición relativo de las instalaciones de generación se situaría en torno a los 28,7 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 por los operadores español y francés y, en base a estimaciones del operador del sistema español, el coste no financiado por rentas de congestión podría variar en el rango de 5,6 M€ y 22,9 M€. Por lo tanto, el coste total estimado podría variar en torno a 34,3 M€ y 51,6 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 coste, ya que ha ingresado el importe de aplicar al apartado 5 del PO 3.9, estimando estos ingresos en 9,1 M€⁹. En consecuencia, el importe estimado susceptible de liquidación de conformidad con los criterios establecidos en la presente Resolución estaría aproximadamente entre 25,2 M€ y 42,5 M€.

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, estas modalidades de repercusión del coste antes citadas requerirían 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

⁸ 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.

⁹ Dato estimado por el operador del sistema, que puede sufrir variaciones tras la liquidación final definitiva

la misma fórmula de financiación prevista para algunos servicios del sistema, como las restricciones técnicas.

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 el rango entre 34,3 M€ y 51,6 M€, y suponiendo una liquidación en 12 meses, con una demanda del sistema peninsular similar a la del año móvil hasta febrero de 2026¹⁰ (241.595 GWh), el coste unitario estimado para la demanda sería de unos 0,14 €/MWh – 0,21 €/MWh. El coste unitario que faltaría liquidar, tomando las mismas hipótesis citadas, pero considerando los costes estimados a liquidar (25,2 M€ y 42,5 M€), estaría en el entorno de los 0,10 €/MWh y 0,18 €/MWh.

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

[Pendiente de elaborar tras el trámite de audiencia pública de la CNMC con las conclusiones de este]

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.

¹⁰ Cierre mensual de febrero de 2026 de REE: <https://www.ree.es/es/balance-diario/peninsula/2026/02/28>

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 durante de los días 28 y 29 de abril. La liquidación se realizará como máximo hasta el día 1 del segundo mes tras la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial del Estado.

Tercero. Los criterios de liquidación aprobados por la presente resolución surtirán efecto desde el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, S.A. y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE), 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.

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: 119,49 €/MWh.
- Precio para las centrales de carbón: 122,71 €/MWh.
- Precio para las centrales hidráulicas: 119,49 €/MWh para la energía medida que exceda el programa casado en el PDBF de cada unidad de programación hidráulica y en cada periodo de programación.
- Precio para las centrales de bombeo: 119,49 €/MWh para la energía medida que exceda el programa casado en el PDBF de cada unidad de programación de bombeo y en cada periodo de programación.

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.