

INFORME A LA PROPUESTA ORDEN POR LA QUE SE ACUERDA EL RECONOCIMIENTO DE LAS REPERCUSIONES ECONÓMICAS DERIVADAS DE LA ADOPCIÓN DE MEDIDAS TEMPORALES Y EXTRAORDINARIAS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO EN LAS ISLAS DE GRAN CANARIA, TENERIFE Y FUERTEVENTURA

(IPN/CNMC/009/25)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Josep Maria Salas Prat

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Rafael Iturriaga Nieva

D. Pere Soler Campins

D. Enrique Monasterio Beñaran

D^a María Vidales Picazo

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 8 de julio de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la *'Propuesta de Orden por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura'* (en adelante, 'la propuesta') el Pleno, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. OBJETO Y ANTECEDENTES

El 27 de mayo de 2025 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta, que tiene por objeto acordar el reconocimiento de los costes derivados de la instalación de grupos de emergencia para garantizar el suministro en los sistemas eléctricos no peninsulares de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura, por una potencia de hasta 137,8 MW, 71,6 MW y 32,8 MW, respectivamente.

Orden TED/433/2024. Revocación.

La 'Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro' que ampara la instalación de los citados grupos de emergencia es objeto del artículo 59 del Real Decreto, 738/2015, de 31 de julio¹ (en adelante, RD 738/2015), cuyo apartado 2 establece que:

«Por orden de [la persona titular del ahora MITERD], se reconocerá[n], en su caso, las repercusiones económicas que pudieran derivarse de la adopción de estas medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro para una potencia determinada, según las características técnicas y económicas aprobadas y por un periodo de tiempo determinado.»

La orden ministerial que revocaría (y sustituiría) la propuesta ahora sometida a informe fue publicada en el Boletín Oficial del Estado («BOE») de 10 de mayo de 2024 como TED/433/2024, de 8 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura (TED/433/2024).

Informe del operador del sistema

El 31 de marzo de 2025 Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema (OS), remitió a la SEE el informe de cobertura de la demanda de Canarias para el año móvil abril 2025 - marzo 2026, en el que consideraba necesaria la puesta en servicio urgente de 138 MW de generación adicional en Gran Canaria y 80 MW en Tenerife. Adicionalmente recomendaba poner en servicio otros 50 MW en Fuerteventura, para poder realizar labores de mantenimiento y de desarrollo de la red sin comprometer los requerimientos de reserva previstos en los procedimientos de operación del sistema.

¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Estos valores de potencia superan las necesidades identificadas con motivo de la publicación de la TED/433/2024, que cifraba los valores de potencia de generación adicional requerida en estos sistemas en hasta 50,8 MW en Gran Canaria, 71,6 MW en Tenerife y 32,8 MW en Fuerteventura.

Solicitud del Gobierno de Canarias

El 5 de mayo de 2025 tuvo entrada en el Registro del MITERD escrito de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias en el que solicita el reconocimiento de las repercusiones económicas por las medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura, detallando la potencia, período de tiempo, ubicación y tecnología acordes con lo indicado en el informe del OS, todo ello conforme a lo previsto en el artículo 59.1 del RD 738/2015.

«En aquellos casos en los que el [OS] ponga de manifiesto riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo, la comunidad o ciudad autónoma afectada deberá, en virtud de lo establecido en el artículo 7.5² de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre [del Sector eléctrico, LSE], solicitar al [hoy MITERD] el reconocimiento de las repercusiones económicas para la adopción de medidas para la garantía del suministro, con carácter previo a su adopción.

Junto con la solicitud, la comunidad o ciudad autónoma deberá indicar el periodo de tiempo, la potencia necesaria, la ubicación de los grupos y en su caso, la tecnología necesaria para cubrir el riesgo de cobertura de la demanda»

Introducción de un mecanismo de reconocimiento anual. Necesidad de la propuesta.

El artículo 59.5 del RD 738/2015 difiere el reconocimiento de las repercusiones económicas hasta la publicación por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de la resolución por la que aprueba la cuantía definitiva del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares.³

² El apartado 5 del artículo 7 ('Garantía de suministro') de la LSE prevé que «[...] en el caso de que en los territorios no peninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las medidas allí previstas podrán ser también adoptadas por las comunidades o ciudades autónomas afectadas, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del [hoy MITERD] que así lo autorice».

³ «La [DGPEM], previa comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la orden [...] en este caso, la TED/433/2024], procederá a aprobar, si procede, en la resolución definida en el artículo 72.3.e), la cuantía definitiva de los costes de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro. [...]

A la fecha de redacción de este informe, la última resolución de reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares, publicada el pasado 21 de febrero de 2025 en virtud de lo previsto en el artículo 72.3.e)⁴ del RD 738/2015, corresponde al ejercicio 2020.

Se tiene además que, en el caso de los «costes de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro», el repetido artículo 59.5 del RD 728/2015 contempla que «se podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias⁵ [...] y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. El valor empleado [...] será el [...] Euríbor a un año del último día hábil del mes anterior a que se produzca la firma de la resolución incrementado en 50 puntos básicos.»

De otro lado, el fundamento de derecho segundo de la propuesta justifica que la temporalidad de las medidas extraordinarias a aprobar habrá de ser mantenida por un periodo de tres años, potencialmente prorrogables, hasta que la cobertura de la demanda pueda ser garantizada *«mediante la potencia participante en el procedimiento de concurrencia competitiva convocado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 21 de junio de 2024»* («BOE» de 4 de julio), que se espera entre en servicio en 2028.

Subraya el carácter extraordinario que reviste la implantación de estas instalaciones el hecho de que no serán inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) ni tenidas en cuenta para calcular la cobertura de la demanda, y solo serán despachadas cuando exista riesgo cierto para la seguridad del suministro, por lo que tampoco

La energía correspondiente a estas instalaciones y sus costes se integrará como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema.

El órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico [es decir, la CNMC] integrará en sus liquidaciones este coste como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.»

⁴ «La [DGPEM], a propuesta de la [CNMC] y previo informe favorable de la Intervención General de la Administración del Estado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, procederá a aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, así como la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico, la cuantía de los costes de los servicios de ajuste y la cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares definido en el artículo 71.2, así como la desviación entre el extracoste reconocido y la compensación que haya sido entregada a cuenta por este concepto, diferenciando las partidas con cargo a Presupuestos Generales del Estado y al sistema eléctrico.»

⁵ Esto es, antes del 1 de diciembre del año siguiente al que corresponda la adopción de las medidas extraordinarias, según el artículo 18.2 de la LSE.

requerirán las resoluciones de reconocimiento de datos técnicos y económicos reguladas por los artículos 11 y 12 del RD 738/2015.

De lo anterior se deduce por qué el fundamento de derecho tercero de la propuesta expone que *«se considera necesario prever un mecanismo de reconocimiento **anual** de los costes e inversiones provisionales en que incurran los titulares de las instalaciones autorizadas, incluyendo las subcontrataciones que, en su caso, resulten necesarias para llevar a término el proyecto, de conformidad con esta orden. Dicho reconocimiento de costes e inversiones provisionales, que realizará la [CNMC...], se efectuará en forma de pagos a cuenta de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares [...]»*

Es decir, de no aprobarse la propuesta ahora objeto de informe, el pago de los costes derivados de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro no podría incorporarse a una liquidación previa a la resolución por la que se apruebe el reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares del ejercicio, lo cual podría demorarse por un tiempo superior a los tres años en que inicialmente se prevé su operación. Esos costes se incrementarían además con un interés igual al Euribor más 50 puntos básicos a partir de, aproximadamente, el 1 de diciembre de 2026, pues los primeros grupos a los que aplica esta normativa entrarán en servicio en la primavera de 2026.

Remisión al Consejo Consultivo de Electricidad

El 28 de mayo de 2025, conforme a la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde la recepción de la documentación. A la redacción de este informe no se habían recibido alegaciones.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de orden consta de una exposición de hechos, unos fundamentos de derecho y siete apartados. En la descripción del 'Objeto y antecedentes' de la propuesta se ha hecho una síntesis de los hechos y fundamentos de derecho.

El apartado **primero** acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la instalación de grupos de emergencia por potencias de hasta 137,8 MW, 71,6 MW y 32,8 MW en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura, respectivamente, y establece que *«Los pagos que, en su caso, se realicen al amparo de lo establecido en este apartado tendrán la consideración de pagos a cuenta de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no*

peninsulares prevista en el artículo 72 del [RD 738/2015] y en el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto [RD 680/2014].»

El apartado **segundo** da de plazo hasta el **1 de abril** *«del año siguiente al del ejercicio en el que se haya incurrido en los costes e inversiones provisionales cuyo reconocimiento se solicita»* para que el Gobierno de Canarias dé traslado a la DGPEM de la solicitud de reconocimiento de las repercusiones económicas presentada por el titular de la instalación, acompañada de la correspondiente auditoría de los costes en que se haya incurrido.

El apartado **tercero** concede **dos meses** a la CNMC para que, a solicitud de la DGPEM, *«elabore una propuesta de costes e inversiones provisionales a reconocer por las medidas temporales y extraordinarias adoptadas para asegurar el suministro eléctrico [...] al amparo de esta orden»*. La CNMC podrá requerir a los titulares de las instalaciones información adicional, que será facilitada en un plazo máximo de **diez días** hábiles.

Tras la recepción de la propuesta, el apartado **cuarto** concede **un mes** a la DGPEM para resolver la cuantía de costes e inversiones (siempre todavía provisionales) a reconocer. La DGPEM dará traslado a la CNMC para que los reconozca *«en la liquidación definitiva [es decir, en la número 15 o 'liquidación de cierre', en la terminología empleada por el artículo 18.2 de la LSE] del sector eléctrico del ejercicio en el que se haya solicitado el reconocimiento de costes.»*

El segundo párrafo de este mismo apartado cuarto especifica que:

«Sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la generación de energía eléctrica, que serán integrados en las liquidaciones como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Asimismo, solo procederá el reconocimiento de los costes e inversiones provisionales a partir de la fecha de puesta en servicio del grupo de emergencia correspondiente, cuya acreditación deberá ser remitida por la Comunidad Autónoma de Canarias a la [DGPEM].»

El apartado **quinto** establece en **tres años** el periodo durante el que se mantendrá el reconocimiento de las repercusiones económicas. El apartado **sexto** revoca la TED/433/2024, y el **séptimo** determina la aplicación de la orden al día siguiente de su publicación en el «BOE».

⁶ Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

El segundo párrafo del apartado sexto prevé una sucesión sin solución de continuidad entre la TED/433/2024 y la propuesta, de modo que *«Aquellos proyectos que [...] hubieran iniciado su tramitación y ejecución al amparo de la orden ahora revocada y cuyos titulares hubieran solicitado a la Comunidad Autónoma de Canarias el reconocimiento de dichas repercusiones económicas, junto con una auditoría de los costes en los que hayan incurrido, [...] se entenderán integrados en el reconocimiento de las repercusiones económicas [...] de esta orden.»*

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre la excepcionalidad del reconocimiento anual

La exposición de hechos de la propuesta, en parte reproducida en los antecedentes de este informe, explican por qué no convendría esperar para abonar estas repercusiones económicas hasta el reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares: no se aprueban hasta varios años después, y habría que pagar intereses (Euribor más 50 ppbb) a partir de la fecha de aprobación de la liquidación de cierre del ejercicio en el que se hubiera incurrido en los costes.

Sin embargo, dado que el procedimiento contemplado en el artículo 59 del RD 738/2015, norma de rango reglamentario en la que se ampara la propuesta, es el de su reconocimiento en la liquidación del cierre del ejercicio y es este el que se ha venido aplicando en la década transcurrida desde su entrada en vigor, se aconseja reforzar si cabe la justificación de la excepcionalidad adoptada. Por esta motivación reforzada, se considera conveniente mencionar expresamente dos motivos relevantes para justificar dicha excepcionalidad en el procedimiento y que han sido omitidos en la propuesta:

1. Se trata de una potencia y coste asociado extraordinariamente elevados y prolongados en el tiempo.
2. Estos grupos podrían suponer una gran parte (en el extremo, la totalidad) de la flota de generación extrapeninsular de sus titulares.

Respecto al primer motivo, cabe destacar que, con anterioridad, las ‘medidas temporales y extraordinarias’ a las que atiende el repetido artículo 59 del RD 738/2015 habían tenido un alcance mucho más limitado, tanto en el tiempo como en términos de potencia instalada y, consiguientemente, en su coste.

Ejemplos recurrentes de aplicación de esta disposición reglamentaria eran los pequeños grupos electrógenos instalados en Formentera⁷ con motivo de cada campaña estival (que luego han devenido innecesarios gracias al refuerzo de la interconexión con Ibiza). A mayor escala, pero sin carácter recurrente, pueden señalarse los grupos movilizados por un tiempo hasta La Palma tras la erupción del volcán Cumbre Vieja, parte de los cuales fueron luego desplazados transitoriamente a La Gomera.

Ninguno de los ejemplos citados se acerca a una potencia combinada de casi 250 MW, como es el caso de la propuesta, ni a una duración de tres años.

Respecto al segundo motivo, en el pasado, el despliegue de grupos electrógenos ha sido asumido por alguna de las sociedades integradas en el grupo empresarial titular hasta la fecha de la práctica totalidad del parque de generación no peninsular. El coste derivado de la utilización de esos grupos representaba una muy pequeña fracción de la retribución reconocida al grupo por la actividad de producción en los TNP.

Por el contrario, los grupos ahora considerados podrían constituir gran parte o incluso la totalidad del parque generador asociado a la actividad para sus titulares, ajenos al citado grupo empresarial⁸.

Uno y otro motivo, combinados, subrayan la conveniencia de prever un procedimiento que no demore el pago provisional y a cuenta de estas medidas extraordinarias hasta el reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares, por lo que se recomienda ponerlos expresamente de manifiesto en el preámbulo de la propuesta, para mejor justificar su excepcionalidad.

⁷ Por ejemplo, la Orden TED/319/2022, de 1 de abril, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera, desde el 15 de mayo hasta el 15 de octubre de 2022.

⁸ El detalle de los proyectos adjudicatarios puede consultarse en los anuncios de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias por los que se someten a información pública las respectivas solicitudes de Autorización Administrativa y de Declaración de Utilidad Pública de los proyectos eléctricos denominados 'Planta de Generación de Emergencia' enumerados a continuación:

- Los Abrigos, en Granadilla de Abona (Tenerife), de 14,8 MW, expediente GE25/014.
- La Garita, en Salinetas (Gran Canaria), de 14,8 MW, con n.º de expediente GE25/015.
- Tigaiga, en Los Realejos (Tenerife), de 14,8 MW, con n.º de expediente GE25/017.
- La Herradura, en Puerto del Rosario (Fuerteventura), de 18 MW, expediente GE25/018.

Segundo. Sobre la financiación de los costes reconocidos

La disposición adicional decimoquinta (DA15^a) de la LSE establece que *«los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de acuerdo a lo dispuesto en esta [LSE], serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado [PGE]»*.

Añade además que, aunque *«Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema eléctrico, [...] En todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.»*

La CNMC actúa como 'organismo encargado de las liquidaciones del sector eléctrico' en virtud de las competencias atribuidas por la disposición adicional octava y la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, aplicando lo previsto en la citada DA15^a LSE y en el artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del RD 738/2015 y el RD 680/2014.

La propuesta establece que las repercusiones económicas *«tendrán la consideración de pagos a cuenta de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los [TNP]»*, pagos a cuenta que la CNMC liquida mes a mes, conforme a lo previsto en la DA15^a LSE, en un 50 % con cargo a PGE y en un 50 % con cargo al sistema eléctrico, actuando este último como mecanismo de financiación subsidiario, en su caso.

Cuando el apartado cuarto de la propuesta dice que la CNMC *«procederá a reconocer dichos costes en la liquidación definitiva del sector eléctrico [...]»* parece deducirse que, provisionalmente, la totalidad de las repercusiones económicas serán financiadas con cargo a los costes del sistema eléctrico, y solo con motivo de la aprobación por la DGPEM de la resolución de reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares se procederá a realizar el ajuste conforme al cual el 50 % se financie con cargo a PGE.

Se recomienda que la redacción de la propuesta aclare expresamente que esta interpretación es correcta: pago inicial íntegramente con cargo al sistema eléctrico, y posterior reparto al 50 % con cargo a PGE en el momento en que se realice el reconocimiento definitivo de costes extrapeninsulares.

En cuanto al pago con cargo a PGE, se señala la complejidad que supondrá estimar la compensación presupuestaria del extracoste de producción de estos grupos de emergencia —debido precisamente a su naturaleza extraordinaria— a efectos de su inclusión en la memoria acreditativa que elabora anualmente esta CNMC en cumplimiento de lo establecido en el artículo 3.2 del RD 680/2014.

Tercero. Sobre los plazos

Se solicita extender en un mes, hasta sumar tres, el plazo otorgado a esta CNMC para elaborar la propuesta de costes e inversiones provisionales a reconocer.

De no atenderse esta solicitud, se pide que subsidiariamente se prolonguen los dos meses previstos en los mismos diez días hábiles concedidos a los titulares de las instalaciones, en el caso de que les sea requerida información adicional.

Alternativa o adicionalmente a lo expuesto, se propone adelantar la remisión a la DGPEM de la solicitud y auditoría de costes en fecha previa al 1 de abril del año siguiente al del ejercicio en el que se haya incurrido en los costes.

La conveniencia de contemplar un mayor plazo se justifica en la necesidad de realizar una inspección, análisis e informe de carácter novedoso y singular que, como expresamente refleja la propia propuesta, no podrá apoyarse en las resoluciones de reconocimiento de datos técnicos y económicos reguladas por los artículos 11 y 12 del RD 738/2015, y que además deberá solaparse y, en lo posible, compaginarse con el resto de actividades de inspección, liquidación y revisión de documentación que ya viene desempeñando la CNMC y se concentran en unas concretas semanas de cada año⁹.

IV. CONCLUSIONES

El Pleno de la CNMC considera que la propuesta de orden por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura contribuye a asegurar la cobertura de la demanda y a reforzar la operación de esos sistemas eléctricos no peninsulares, al amparo de lo previsto en los artículos 7.5 de la Ley del Sector eléctrico y 59 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en tanto se pongan en servicio los nuevos grupos (o la renovación de los existentes) como resultado de la culminación del procedimiento de concurrencia competitiva convocado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 21 de junio de 2024.

Sin perjuicio de lo anterior, el informe recomienda reforzar la justificación de introducir un reconocimiento provisional (como pago a cuenta del definitivo) de carácter anual para estas medidas temporales y extraordinarias, así como aclarar que la inclusión de las repercusiones económicas en la liquidación de

⁹ A modo ilustrativo, la acreditación de las condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones, o de la sostenibilidad de la biomasa para su utilización como combustible, debe también satisfacerse antes del 31 de marzo del año siguiente al ejercicio evaluado.

cierre del sector eléctrico del ejercicio en el que se haya solicitado el reconocimiento de costes se financiará, también provisionalmente, de forma íntegra con cargo a los costes del sistema eléctrico.

De otro lado, se solicita reconsiderar los plazos concedidos a esta Comisión para elaborar la propuesta de costes e inversiones a reconocer.