



Sección III. Otras disposiciones y actos administrativos
ADMINISTRACIÓN DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA
CONSEJERÍA DE EMPRESA, EMPLEO Y ENERGIA

12624 *Resolución sobre la solicitud de autorización administrativa de construcción de una instalación eléctrica consistente en la instalación de un conjunto de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal (exp. TR 3/2023)*

Antecedentes

1. El 9 de agosto de 2022, Red Eléctrica de España, SAU solicitó la declaración de la construcción de baterías de Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV como inversión de interés autonómico, adjuntando argumentos justificativos.
2. El 19 de septiembre de 2022 se requirió a Red Eléctrica de España, SAU la solicitud de inicio de la tramitación administrativa de la inversión y aportar proyecto para poder declarar la inversión de interés autonómico.
3. El 29 de diciembre de 2022 tuvo entrada en la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática una solicitud de Red Eléctrica de España, SAU de autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción y declaración, en concreto, de utilidad pública de la ampliación de la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 8/2022).

Exp.: TR 8/2022

Denominación de la instalación: ampliación de la subestación Mercadal 132 kV
Término municipal: Mercadal.
Presupuesto: 2.167.045 euros.
Descripción: la actuación consiste en la ampliación de la subestación Mercadal 132 kV tipo AIS con configuración de doble barra e intensidad de cortocircuito de corta duración de 31,5 kA mediante una nueva posición de línea, a fin de facilitar el acceso a la Red de Transporte a un Agente, y dos nuevas posiciones para el proyecto de baterías.

La ampliación de la subestación Mercadal 132 kV tipo AIS estará ubicada junto a la subestación Mercadal 132 kV. La ocupación de pleno dominio de la subestación es de 6.292 m².

Adjunta la siguiente documentación:

- Proyecto técnico administrativo de la instalación, redactado por David González Jouanneau, visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid con n.º 202202529 y fecha 25 de noviembre de 2022. Incluye relación de bienes y derechos afectados, anexo estudio de gestión de residuos de construcción y demolición y estudio de campos electromagnéticos.
- Declaración responsable para autorización administrativa de construcción de David González Jouanneau.
- Estudio de Impacto Ambiental Baterías de almacenamiento Mercadal 132 kV y ampliación de la SE Mercadal 132 kV.
- Documento de síntesis del Estudio de Impacto Ambiental de diciembre de 2022.

La relación de bienes y derechos afectados por la ampliación es la siguiente:

N.º parcela del proyecto	Propietario	Referencia catastral	Pol.	Parc.	Superficie parcela (m2)	Ocupación pleno dominio subestación (m2)	Ocupación pleno dominio acceso (m2)	Ocupación temporal (m2)	Naturaleza del terreno
1	EDISTRIBUCION REDES DIGITALES SLU	07037A015000370000RK	15	32	10.257	6.292	0	0	Urbano y rústico. Matorral.
2	LLORENS FEDELICH FRANCISCO PONS MARQUES RAFAELA	07037A015000320000RL	15	32	85.996	0	0	1.192	Rústico. Matorral.

https://intranet.caib.es/eboibfront/eboibfront/pdf/es/2024/161/1178116





4. El 3 de febrero de 2023 se requirió a Red Eléctrica de España, SAU, entre otras cosas, la solicitud de inicio de la tramitación administrativa de las baterías de almacenamiento Mercadal 132 kV y aportar proyecto que las contemple para en poder declarar la inversión de interés autonómico.

5. El 17 de febrero de 2023 tuvo entrada en la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática una solicitud de Red Eléctrica de España, SAU de autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción, declaración, en concreto, de utilidad pública y declaración de impacto ambiental de la instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 3/2023).

Adjunta la siguiente documentación:

- Proyecto técnico administrativo de la instalación, redactado por David González Jouanneau, visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid con n.º 202300907 y fecha 10 de febrero de 2023. Incluye relación de bienes y derechos afectados, anexo estudio de gestión de residuos de construcción y demolición y estudio de campos electromagnéticos.
- Declaración responsable para autorización administrativa de construcción de David González Jouanneau.

6. El 17 de febrero de 2023 tuvo entrada en la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática una solicitud de Red Eléctrica de España, SAU, para tramitar de forma independiente el proyecto de ampliación mencionado, posición EVRE y calles y ampliación de barras para Baterías (exp. TR 8/2022), y el proyecto propio de las baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 3/2023). Adjunta la siguiente documentación:

- Impreso justificante del pago de tasas sellado por la entidad bancaria (fecha de pago de 14/02/2023) del expediente TR 8/2022.

7. El 3 de marzo de 2023 se solicitó a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio Transición Energética y el Reto Demográfico un informe del expediente sobre la ampliación de la subestación Mercadal (exp. TR8/2022), a los efectos de lo que establecen el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 114 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

8. El 9 de marzo de 2023 se ha recibido informe favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre esta instalación a efectos de lo dispuesto en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 114 del Real Decreto 1955/2000.

9. El 28 de marzo de 2023 se publicó en el BOIB n.º 39 el Acuerdo del Consejo de Gobierno de 27 de marzo de 2023 por el que se declara de interés autonómico la ampliación de la subestación Mercadal 132 kV y la instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV.

10. El 28 de marzo de 2023 se requirió a Red Eléctrica de España, SAU, la subsanación de deficiencias del expediente TR 3/2023: instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV y los documentos justificativos del pago de las tasas.

11. El 11 de abril de 2023 tuvo entrada en la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática una reiteración de la solicitud de Red Eléctrica de España SAU, de autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción, declaración, en concreto, de utilidad pública y declaración de impacto ambiental de la instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 3/2023).

Exp.: TR 3/2023

Denominación de la instalación: Instalación de un conjunto de baterías en la subestación Mercadal.

Término municipal: Mercadal.

Presupuesto: 37.765.467 euros.

Descripción: la actuación consiste en la instalación de dos conjuntos de baterías de 25 MW cada una (con una potencia total de 50 MW) y capacidad de 18,75 MWh cada una (capacidad total de 37,5 MWh) en la subestación Mercadal 132 kV tipo AIS con configuración de doble barra.

La instalación del conjunto de baterías estará ubicada junto a la subestación Mercadal 132 kV. La ocupación de pleno dominio de la subestación es de 11.090 m².

Adjunta la siguiente documentación:

- Proyecto técnico administrativo de la instalación, redactado por David González Jouanneau, visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid con n.º 202300907 y fecha 10 de abril de 2023. Incluye relación de bienes y derechos afectados,



- anexo estudio de gestión de residuos de construcción y demolición y estudio de campos electromagnéticos.
- Estudio de Impacto Ambiental Baterías de almacenamiento Mercadal 132 kV y ampliación de la SE Mercadal 132 kV.
 - Documento de síntesis del Estudio de Impacto Ambiental de marzo de 2023
 - Impreso justificante del pago de tasas sellado por la entidad bancaria (con fecha de pago de 4 de abril de 2023).

La relación de bienes y derechos afectados por la ampliación es la siguiente:

N.º parcela del proyecto	Propietario	Referencia catastral	Pol.	Parc.	Superficie parcela (m2)	Ocupación pleno dominio subestación (m2)	Ocupación temporal (m2)	Naturaleza del terreno
1	LLORENS FEDELICH FRANCISCO PONS MARQUES RAFAELA	07037A015000320000RL	15	32	85.996	11.090	1004	Rústico. Matorral.

Esta documentación se considera suficiente con respecto a la autorización administrativa previa (que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica) que hace referencia al anteproyecto de la instalación como documento técnico que se tramitará conjuntamente con el estudio de impacto ambiental y la declaración, en concreto de utilidad pública.

12. El 11 de mayo de 2023 se solicitó a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio Transición Energética y el Reto Demográfico un informe del expediente sobre la ampliación de la subestación Mercadal (exp. TR8/2022), a efectos de lo que establecen el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 114 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

13. El 24 de mayo de 2023 la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio Transición Energética y el Reto Demográfico emitió informe favorable sobre esta instalación a efectos de lo dispuesto en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el artículo 114 del Real Decreto 1955/2000.

14. Esta actuación está incluida en la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica Horizonte 2026, aprobada por acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022, así como en el Plan Director Sectorial Energético (PDSE) de las Illes Balears, atendidas el artículo 19 del Decreto ley 3/2014, de 5 de diciembre, de medidas urgentes destinadas a potenciar la calidad, la competitividad y la desestacionalización turística en las Illes Balears, que modifica la disposición adicional segunda del Decreto 96/2005, de 23 de septiembre, de aprobación definitiva de la revisión del PDSE. Esta disposición adicional segunda establece que las obras e instalaciones previstas en la planificación estatal obligatoria de las redes de transporte de electricidad y de gas, así como las modificaciones en las subestaciones de distribución de energía eléctrica existentes o planificadas, desarrolladas de acuerdo con las leyes del sector eléctrico y de hidrocarburos, quedan automáticamente incluidas en las determinaciones del Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears especialmente, en cuanto a efectos de declaración de utilidad pública energética. Esta declaración de utilidad pública tiene los mismos efectos que los previstos en los artículos 25, 26.5 y 26.6 del mencionado Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears y debe seguir el procedimiento de declaración de utilidad pública regulado en el artículo 3 de la Ley 13/2012, de 20 de noviembre, de medidas urgentes para la activación económica en materia de industria y energía, nuevas tecnologías, residuos, aguas, otras actividades y medidas tributarias.

15. Estas actuaciones requieren evaluación ambiental ordinaria, de acuerdo con el Anexo I del Decreto Legislativo 1/2020, de 28 de agosto, por el que se aprueba el Texto refundido de la Ley de evaluación ambiental de las Illes Balears. De acuerdo con el artículo 21.3 de este Decreto Legislativo, el órgano sustantivo someterá a información pública durante un plazo no inferior a treinta días hábiles, previo anuncio en el *Boletín Oficial de las Illes Balears* y en su web, y alguno de los diarios de mayor difusión en lengua catalana y castellana de la isla de Menorca. Además, se publicará anuncio en el tablón de edictos y en la página web del Ayuntamiento de Mercadal.

16. El 25 de mayo de 2023, desde este servicio se realizó informe previo favorable para la información pública del proyecto, dictándose la apertura del trámite de información pública de autorización administrativa y declaración, en concreto, de utilidad pública del proyecto. Esta información pública se realizó simultáneamente con la información pública del procedimiento ambiental.

17. Se solicitaron informes a los siguientes organismos:

- Dirección General de Salud Pública
- Dirección General de Medio Ambiente, servicio de Espacios Naturales.
- Dirección General de Medio Ambiente, Servicio de Gestión Forestal.
- Dirección General de Medio Ambiente, Servicio de Protección del Suelo.

https://intranet.caib.es/eboibfront/eboibfront/pdf/es/2024/161/1178116





- Dirección General Medio Ambiente, Servicio de Protección de Especies.
- Dirección General de Recursos Hídricos.
- Dirección General de Emergencias e Interior.
- Dirección General de Industria y Polígonos Industriales.
- Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Carreteras.
- Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Economía.
- Consejo insular de Menorca, Dirección Insular de Medio Ambiente.
- Consejo insular de Menorca, Dirección Insular de Patrimoni.
- Consejo insular de Menorca, Dirección Insular de Ordenación de Territorio.
- Ayuntamiento de Mercadal.
- Servicio de Cambio Climático y Atmósfera.
- Agencia Estatal de Seguridad Aérea.
- Edistribución Redes Digitales, SL.

También se informó en aplicación del artículo 37 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, a las siguientes entidades:

- GOB (L14S1467/2021).
- Amics de la Terra (L14S1468/2021).

18. En el BOE n.º 130, de 1 de junio de 2023, y en el BOIB n.º 72, de 1 de junio de 2023, se realizó la información pública del proyecto.

19. El 5 de junio se realizó anuncio por parte del promotor del proyecto en el diario *Menorca* (pág. 9) y el 26 de junio en el diario *Última Hora*.

20. El 27 de junio de 2023 se recibió informe del Servicio de Cambio Climático y Atmósfera de la dirección General de energía y Cambio Climático en cuanto a la afección al cambio climático y la atmósfera. Como conclusiones indica:

Una vez evaluada la documentación de este proyecto presente en la página web de la Dirección General de Energía y Cambio Climático, sección de «Información pública de proyectos», la técnica abajo firmante considera que:

- El proyecto se alinea con los objetivos establecidos en la ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático, en materia de reducciones emisiones de CO₂, así como de adaptación al cambio climático y mejora de la resiliencia establecidas en la ley mencionada, y por tanto tiene un impacto positivo.
- Se deben seguir las medidas preventivas que establece el EIA para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (y por tanto, de la huella de carbono y la incidencia sobre el cambio climático) del proyecto:

- medidas para minimizar los movimientos de tierra y las afecciones sobre la vegetación y cultivos, principalmente arbórea.
 - Máximo aprovechamiento de los materiales extraídos para los rellenos bajo el criterio de proximidad y la minimización del transporte necesario para su reutilización o destino final, si procede.
 - Priorización en la elección de proveedores locales para minimizar el transporte de materiales y otros.
 - Revisión periódica de los manómetros que indican la presión de SF₆ para detectar posibles fugas de las celdas con SF₆ de la subestación.
- Se deben seguir las medidas preventivas que establece el EIA para disminuir la vulnerabilidad ante riesgos climáticos del proyecto:
- estudio hidrológico-hidráulico del emplazamiento para descartar cualquier tipo de riesgo de inundación de la nueva instalación.
 - medidas de prevención de incendios: franja exterior perimetral de seguridad de 30 metros, selección adecuada de maquinaria y equipos, disponer de extintores de mochila cargados y de las herramientas adecuadas que permitan sofocar cualquier conato que pudiera provocarse.
 - medidas para la prevención del embalamiento térmico de las baterías.

21. El 7 de julio de 2023 se recibió informe del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Ordenación de Territorio, que establece las siguientes conclusiones:

Del análisis de la documentación facilitada a través de la sede electrónica de la DGECC para la emisión del informe para la autorización previa, declaración de utilidad pública y autorización administrativa de construcción del proyecto de ampliación de la subestación Mercadal 132 kV y el proyecto de instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV promovido por la entidad Red Eléctrica de España, SAU, en cumplimiento de la normativa vigente y otras disposiciones aplicables, a los efectos expuestos en la solicitud de la DG mencionada en los antecedentes, se concluye lo siguiente:

PRIMERO. En cumplimiento del artículo 3 de la Ley 13/2012, de 20 de noviembre, de medidas urgentes para la activación económica en



materia de industria y energía, nuevas tecnologías, residuos, aguas, otras actividades y medidas tributarias, ajustado a lo que establece el artículo 127.2 del Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, dado que los proyectos no se ven obstaculizados por ningún instrumento de ordenación territorial ni de planeamiento municipal **se emite informe de conformidad siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones, motivadas en el cuerpo del informe, antes de su ejecución:**

1. El ámbito de ocupación del proyecto no podrá implicar ninguna afectación directa sobre el área de encinar ni actuaciones forestales que, para prevenir incendios, supongan la tala o la desaparición del área de encinar delimitada en las determinaciones gráficas de la RPTI como SRP-AANP.

2. La autorización del proyecto deberá disponer de informe preceptivo y vinculante de la administración competente en materia agraria, de conformidad del artículo 105 de la Ley 3/2019, de 31 de enero, agraria de las IB, al tratarse de una instalación no vinculada a una explotación agraria que afecta a una zona de alto valor agrario (ZAVA), delimitada por la revisión del PTI.

3. Será preceptivo el informe del organismo titular de la carretera Me-1, en este caso el Consejo Insular de Menorca, de conformidad del artículo 31 de la Ley 5/1990 de carreteras de las IB, al tratarse de es de una ampliación de una actividad existente que surja en el entorno de la carretera que afecta indirectamente a las zonas limitadas por unas líneas longitudinales paralelas a las aristas exteriores de la explanación ya una distancia de 50 metros.

SEGUNDO. En cumplimiento del artículo 37 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental y teniendo en cuenta los criterios del arte. 20 del Decreto 3/2022, dado que los proyectos no tienen porqué ocasionar consecuencias ambientales significativas **se emite informe favorable siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones, motivadas en el cuerpo del informe, antes de la ejecución:**

1. De conformidad a la RPTI que determina como SRP-AANP los terrenos de encinar que afectan al ámbito de ocupación del proyecto de baterías, será necesario que en el proyecto se incluyan las medidas correctoras y las modificaciones que sean necesarias en fin de que el ámbito de ocupación del proyecto no implique ninguna afectación directo sobre el área de encinar ni actuaciones forestales que, para prevenir incendios, supongan la tala o la desaparición del área de encinar delimitada en las determinaciones gráficas de la RPTI **2.** El informe preceptivo del organismo titular de la carretera Me-1 de la red primaria que se emita de conformidad del artículo 31 de la Ley 5/1990 de carreteras de las IB, deberá ser favorable al mantenimiento de las formaciones vegetales existentes en el entorno de la carretera o, en su caso, a las nuevas medidas que se propongan para asegurar los valores paisajísticos de la implantación del proyecto.

TERCERO. Habría que corregir los errores que aparecen en el texto del documento del proyecto. Al menos los enumerados en el apartado VI.3) de este informe.

1.- En el Anexo 4. Memoria final de prospección arqueológica superficial (ATENEA, Arqueología y Patrimonio Cultural) Apartado 6.2 Planeamiento urbanístico, se determina lo siguiente:

«En el caso Anadón, al no contar con un Planeamiento General, no tenemos constancia de la existencia de este tipo de articulación normativa.

La figura urbanística que aparece en el término municipal afectado por la nueva infraestructura es la siguiente:

NSPU: Normas Subsidiarias de Planeamiento Urbanístico»

El proyecto de referencia se desarrolla en el TM de Es Mercadal, no en Anadón (Teruel) y la normativa urbanística que le es de aplicación es la recogida en la Modificación puntual n.º 2: adaptación a la Ley del Suelo ya las DOT (BOIB 119 de 03/10/2002) y posteriores modificaciones puntuales de las Normas Subsidiarias (NNSS) del planeamiento de Es Mercadal.

2.- En el apartado 6.1 de la Memoria del EIA se determina por error: «Implantación del sistema de baterías contiguo a la actual SE San Antonio 66 kV»

El proyecto de referencia se desarrolla anexo al actual SE de Es Mercadal de 132 kV, no de San Antonio 66 kV.

22. El 13 de julio de 2023 se recibió de Endesa una serie de observaciones referentes al proyecto. Éstas se exponen a continuación:

1. Resumen ejecutivo

La Directiva 2019/944 establece en su exposición de motivos, al respecto de la propiedad de instalaciones de almacenamiento por parte de los gestores de redes, que:

«los gestores de redes no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. Los servicios de almacenamiento de energía deben basarse en el mercado y ser competitivos. En consecuencia, se deben evitar las subvenciones



cruzadas entre el almacenamiento de energía y las funciones reguladas de transporte y distribución. Dichas restricciones relativas a la propiedad de las instalaciones de almacenamiento energético tienen por objeto evitar una distorsión de la competencia, eliminar el riesgo de discriminación, garantizar el acceso equitativo a los servicios de almacenamiento de energía para todos los participantes en el mercado y fomentar un uso eficaz y eficiente de las instalaciones de almacenamiento de energía, más allá de la gestión de la red de transporte o distribución.”

Sólo en condiciones muy concretas la Directiva permite excepciones que, en todo caso, deben seguir un procedimiento concreto de autorización. Además, para que el almacenamiento pueda ser propiedad de los gestores de redes nunca puede realizar servicios de balance. Y, precisamente, las baterías de Mercadal desarrollarían claramente gestión de desvíos, es decir servicios de balance. Por ello, desde una perspectiva legal, consideramos que no deben autorizarse estas baterías al gestor de la red de transporte (Red Eléctrica, REE).

El almacenamiento electroquímico es una tecnología que apenas se ha implantado aún en nuestro sistema eléctrico, y que puede prestar diferentes servicios: arbitraje, ajuste de frecuencia, potencia firme o servicios de no frecuencia. Pero su desarrollo se ha retrasado por no existir una remuneración a la potencia firme y la regulación primaria, y por no estar regulado un servicio de frecuencia más rápido que la primaria convencional, fast frequency response (o respuesta rápida de frecuencia), que sí está regulado en otros países europeos.

Las baterías deben incorporarse al mercado eléctrico por su capacidad para ser competitivas en varios servicios y mercados respecto a otras tecnologías, lo que generará eficiencias que repercutirán en menores coste para el consumidor. Si transitoriamente necesitan ayudas para ser desarrolladas por generadores o agregadores, deben otorgarse a través de procedimientos de concurrencia competitiva.

Entendemos que autorizar a REE las baterías de Mercadal, además de contrario a la Directiva, sería ineficiente porque dichas baterías realizarían solo uno de los múltiples servicios que podrían prestar si operaran en condiciones de mercado. En este documento se muestra, además, que el presupuesto de REE está 2,5 veces por encima de referencias contrastadas.

Consideramos que se producen situaciones de conflicto de interés por el doble carácter de REE como operador del sistema y gestor de la red de transporte-transportista, como se deduce de la imposibilidad de los agentes del sistema de instalar baterías por falta de capacidad de acceso, según los informes de REE en su calidad de operador del sistema, en los mismos nudos donde REE, en su calidad de transportista, pretende instalarlos.

Por todo ello, consideramos que no debe autorizarse esta batería a REE y solicitamos que se inicien de forma urgente los procedimientos para que se presten de forma competitiva los servicios de balance que REE pueda precisar para una mejor explotación del enlace. Además, ya que España no ha transpuesto algunos elementos de la Directiva que afectan a esta cuestión ni se ha seguido el procedimiento sugerido por ésta, se solicita que, en aqueste trámite de autorización, se recabe informe sobre estas cuestiones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2. El artículo 54 de la Directiva 2019/944

El artículo 54 de la Directiva 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, determina que los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía. Igualmente, establece en qué circunstancias podría haber excepciones a este principio, en concreto:

- Que las baterías sean componentes de red plenamente integrados. En este sentido, conforme a las definiciones del artículo 2 de la Directiva, esto implica que se utilicen al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones. Además, las autoridades reguladoras deben haber concedido su aprobación. A este respecto, la disposición final segunda del RDL 29/2021 traspuso este artículo a nuestro ordenamiento jurídico, añadiendo en los artículos 34.1 y 38.2 de la Ley 24/2013 la definición de componentes de red plenamente integrados, y manteniendo la prohibición de que presten servicios de balance o resolución de congestiones. Por tanto, se admite la posibilidad de que los gestores de las redes tengan baterías plenamente integradas, pero respetando la prohibición de proporcionar servicios de balance y solución de restricciones/congestiones.

- Alternativamente, que se den las siguientes condiciones de forma simultánea:

- a) Ha tenido lugar previamente un proceso de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y aprobación de la autoridad reguladora, y no ha sido posible conceder a otras partes el derecho a poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no ha sido posible a un coste razonable y en tiempo oportuno;
- b) dichas instalaciones son necesarias para que los gestores de redes de transporte cumplan sus obligaciones con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de transporte y no son utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad; y
- c) la autoridad reguladora ha valorado la necesidad de dicha excepción, ha realizado un examen previo de la aplicabilidad del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones de este, y ha concedido su aprobación. Esta aprobación será revisada cada cinco años.

Este segundo condicionado no se ha transpuesto a la legislación española aún, ni hasta ahora se ha seguido este procedimiento. Por otro lado, la decisión de conceder una excepción debe ser notificada y justificada por el Estado miembro a la Comisión Europea (CE) y ACER.

Por otro lado, el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al mercado interior de la electricidad, y la propia Directiva 2019/944, establecen la posibilidad de otorgar excepciones a su aplicación para pequeños sistemas eléctricos aislados o pequeños sistemas conectados. Pero no hay constancia de que la CE haya otorgado ninguna excepción del citado artículo 54 en los territorios no peninsulares españoles para baterías.

3. Sobre la posible aprobación por el regulador y la consiguiente notificación a ACER y la Comisión Europea

La CNMC, en su informe de 3 de abril de 2020 sobre la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte eléctrico 2021-2026 (planificación 2021-2026) indicaba que:

“[...] es preciso señalar que, según se establece en el artículo 54 de dicha Directiva (UE) 2019/944: «Los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que se traten componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación.». Por tanto, si bien no ha sido todavía transpuesta la Directiva (UE) 2019/944, se considera que, al menos, el documento de planificación deberá incorporar la información necesaria para que pueda valorarse la conveniencia de la medida y, llegado el momento, previa solicitud al regulador nacional, se realice la aprobación pertinente”.

En un segundo informe de la CNMC sobre esta planificación, de 27 de mayo de 2021, no aparece una aprobación explícita sobre esta cuestión.

4. Las baterías de Mercadal y los servicios de balance

El Reglamento 2017/2195, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, define lo que es el “balance” y, por tanto, el alcance de los servicios de balance, que, como se ha indicado anteriormente, son los servicios que no pueden realizar los elementos que sean considerados como “plenamente integrados”. En concreto, se define del siguiente modo:

“1) «balance», todas las acciones y procesos, en todos los horizontes temporales, mediante los cuales los GRT aseguran, de forma ininterrumpida, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido [...]”.

En la planificación 2021-2026 se indica que se proponen las baterías para suplir la energía que dejase de suministrarse por los enlaces por una incidencia en alguno de ellos (n-1), hasta el arranque de la generación necesaria para cubrir la pérdida del enlace.

En un sistema eléctrico, si se produce un desequilibrio instantáneo entre la demanda y el suministro (generación en el propio sistema o importada de otro sistema por una interconexión o enlace), se produce una variación de frecuencia. Si la reducción de frecuencia alcanza un cierto valor, o si la rapidez con que cae la frecuencia es mayor que un umbral, se puede producir un fenómeno en cascada por la desconexión de otros equipos de generación por una de las razones anteriores. Las baterías pueden usarse para gestionar este desvío y evitar un impacto en la frecuencia del sistema y sus consecuencias posteriores.

Pero, como puede apreciarse en la definición que da el reglamento 2017/2195 para el balance, el mantenimiento de la frecuencia se realiza con los servicios de balance, que son precisamente los que no pueden proporcionar los “componentes plenamente integrados”.

La pérdida del enlace puede asimilarse a la pérdida de una gran central en operación, y, por ser un servicio de balance o gestión de desvíos, debe resolverse con la contratación de servicios de balance adecuados a los agentes oportunos (generadores, agregadores, operadores de almacenamiento, etc.), pero no con la autorización a REE de dichos sistemas de almacenamiento. Las baterías de Mercadal, por la función que van a tener, no pueden ser consideradas un componente “plenamente integrado”, pues prestarán servicios para mantener la frecuencia o, lo que es lo mismo, servicios de balance. Las reservas necesarias pueden ser proporcionadas por baterías o cualquier otra tecnología capaz de compensar el desequilibrio energético con suficiente rapidez y en la magnitud requerida.

5. La eficiencia económica

El presupuesto que aparece en el expediente del trámite de información pública es de 37,7 millones de euros (M€) para una capacidad de almacenamiento de 37,5 MWh. Es decir 1 M€/MWh (el inductor de costes es la energía, con una menor dependencia de la potencia).

Aunque podrían utilizarse múltiples referencias de empresas tipo BNEF, asociaciones sectoriales, etc., se considera relevante comparar esta referencia de coste unitario con las que aparecen en dos expedientes de ayudas de estado para almacenamiento aprobadas por la CE en los últimos meses, para Grecia y Rumanía:

- State Aid SA.64736-RRF-Greece: Financial support in favour of electricity storage facilities.



- State Aid SA.102761 (2022/N)-Romania RRF: State aid scheme aimed at developing electricity storage in Romania.

En la de Grecia, que es anterior al incremento en costes experimentado por las baterías durante 2022-2023, el coste por MWh considerado es de $554/2 = 277.000$ €/MWh.

En las de Rumania, publicada recientemente y que recoge de alguna forma dicho incremento de costes, el coste de referencia es de 390.000 €/MWh:

Table1: Projection of specific costs and revenues for storage units entering into operation of 2025

	High WACC scenario	Low WACC scenario
CAPEX [EUR/MW]	859.898	859.898
Average MWh per MW	2.2	2.2
CAPEX [EUR/MWh]	390.863	390.863

Es decir, el coste unitario planteado por REE es, como mínimo, 2,5 veces superior a los costes de referencia que la CE ha considerado razonables en expedientes de ayudas de estado notificadas y aprobadas recientemente. En una tecnología cuyos costes están evolucionando a la baja (con la excepción puntual de 2022 y 2023), autorizar una inversión sin un proceso competitivo que permita revelar el coste consideramos que es ineficiente.

Además, una segunda ineficiencia sería que estas baterías sólo prestarían uno de los múltiples servicios que podrían proporcionar. Según estimaciones de la asociación Aepibal, una batería operando en el mercado recuperaría al menos el 50% o 60% de la inversión con los mercados y servicios actualmente en vigor en España. Pero como las baterías que propone REE están dimensionadas, tal y como indica la planificación 2021-2026, para gestionar la caída del bipolo de mayor capacidad de las dos interconexiones con la Península, en cualquier momento en que se opere en la interconexión por debajo de esa capacidad, las baterías dispondrían una parte de la energía que se podría utilizar para otros servicios, con el diseño adecuado. Pero estos servicios, por los condicionantes ya indicados recogidos en la normativa europea, son los que no podrían ser ofrecidos por REE.

6. El acceso a la red y el almacenamiento

En las reuniones de 2022 del grupo de trabajo de especificaciones de detalle, en las que participan la CNMC y el Ministerio, diversas asociaciones han propuesto que se habilite una modalidad de acceso flexible, especialmente para el almacenamiento. Ya están implantadas las herramientas de gestionabilidad y observabilidad por parte del operador del sistema para que se pueda otorgar un acceso condicionado al almacenamiento que permita que el sistema se beneficie de las ventajas del mismo para resolver de forma eficiente y rápida determinadas cuestiones y que se limite la capacidad de acceso al mismo en determinadas circunstancias en que sea necesario para la seguridad o calidad.

Así, numerosas congestiones motivadas por la concentración de generación renovable en determinadas zonas de la red de 220 kV y niveles de tensión inferiores pueden ser resueltas de forma más rápida (con un periodo más corto de despliegue) y más eficiente (menor coste) dando un acceso condicionado o flexible a un almacenamiento que en esa zona operará en el 95% de las ocasiones en el sentido de resolver la congestión y, en el 5% restante, su acceso estará limitado. Esto puede ser más eficiente que un refuerzo de la línea, que es como se resuelven estos problemas en la actualidad.

Sin embargo, consideramos que se produce un conflicto de intereses: el almacenamiento será desarrollado por los agentes, mientras que las redes son desarrolladas por REE, que es al mismo tiempo operador del sistema y gestor de la red de transporte-transportista. REE se constituye como juez y parte en estos procesos.

En la tabla adjunta se refleja la capacidad publicada en junio de 2023 por REE (como operador del sistema), y se observa que en ninguno de los nudos de la red de transporte de Menorca hay capacidad disponible de acceso y conexión, ni por el criterio estático ni el dinámico:

Subestación	Margen no ocupado por estático	Margen no ocupado por dinámico
CIUADELA 132	0	0
DRAGONERA 132	0	0
MAHON 132	0	0
MERCADAL 132	0	0

No habiendo según el operador del sistema (REE) capacidad de acceso para las baterías de otros agentes en ninguna subestación de la isla, no parece razonable que el transportista (REE) sí pueda instalar baterías en Mercadal. Esto incide en el mencionado conflicto de intereses y va en contra del espíritu de la Directiva 2019/944, que prohíbe de forma general que los gestores de redes posean y gestionen almacenamiento.

La comunicación de la CE de marzo de 2023 sobre el almacenamiento hace énfasis en la necesidad de que los Estados miembros otorguen



permisos de acceso flexibles para que el almacenamiento pueda entrar en determinados nudos, como herramienta eficaz que es, para resolver problemas relacionados con la integración de renovables. Y no sólo es una recomendación, sino que la propuesta de diseño de mercado actualmente en tramitación en las instituciones europeas propone la inclusión de modificaciones en el artículo 31.3 de la Directiva 944/2019 y en el artículo 50 del Reglamento 943/2019. En ambos casos la modificación se refiere a las “conexiones flexibles para almacenamiento”.

Lo aquí expuesto constituye un argumento objetivo, no sólo para reiterar lo indicado sobre la autorización de las baterías concretas en Mercadal, sino para que se eliminen las barreras para el despliegue del almacenamiento por parte de los agentes. Si se impide a los agentes instalar almacenamiento allí donde éste resuelve congestiones y otros problemas, se está creando un entorno contrario a las normas europeas. Es preciso que se modifique la norma de acceso y conexión, para que el almacenamiento pueda acceder de forma flexible o condicionada allí donde haciéndolo en competencia resuelve congestiones o puede prestar servicios que el sistema necesita.

De forma adicional, ya que en España no se han transpuesto algunos elementos de la Directiva 2019/944 que afectan a esta cuestión, ni se ha seguido el procedimiento sugerido

por esta y todo ello tiene profundo impacto en la competencia, solicitamos a la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática del Gobierno Balear que, en el trámite de autorización, recabe informe sobre estas cuestiones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7. Disponibilidad de espacio para futuras ampliaciones de la subestación

La ampliación de la SE Mercadal, con 3 calles de 132 kV (2 para baterías + 1 para generación) y la instalación de baterías en terrenos adyacentes a las nuevas calles de 132 kV, parece limitar que por ese lado la subestación pueda ser ampliada a futuro para ubicar una calle de 132 kV para un cuarto transformador 132/15 kV para distribución.

Considerado que en el marco de la descarbonización se va a producir un incremento considerable de la electrificación, no prever un espacio para el crecimiento de la subestación allí donde el distribuidor ya tenía espacio de su propiedad reservado para ello es un factor limitante a gestionar.

Por ello, solicitamos que se requiera a REE que acredite, con un estudio detallado, que por el lado opuesto queda espacio suficiente para una calle adicional para posición de 132 kV y, en caso de no haberlo, se requiera que replantee el proyecto de tal manera que se asegure que dicho espacio queda disponible.

23. El 18 de julio de 2023 se da traslado al promotor de las observaciones formuladas por Endesa de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

24. El 19 de julio de 2023 tiene entrada un oficio del ayuntamiento de Mercadal certificando que el Ayuntamiento ha realizado la exposición pública de proyecto del 12 de junio hasta el día 13 de julio de 2023 en el tablón de anuncios municipal sin que se presente alegación alguna durante este plazo.

25. El 21 de julio de 2023 se recibió un oficio de AESA donde se indica lo siguiente:

La Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) comunica que, con relación al Oficio recibido a través del Sistema de Interconexión de Registros (SIR), no tiene competencia para pronunciarse respecto a las autorizaciones que pueda emitir su Administración, u otras administraciones públicas, en el ámbito de sus competencias.

AESA sólo es competente, en materia de autorización de obstáculos, en el ámbito de las servidumbres aeronáuticas, de acuerdo con el Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas, modificado por el Real Decreto 297/2013, de 26 de abril.

Sin perjuicio de lo anterior, y a efectos meramente informativos, se informa que su oficio, no constituye una solicitud de autorización en materia de servidumbres y que, por tanto, no se ha iniciado ningún procedimiento de autorización de servidumbres como consecuencia del mismo. AESA no atenderá peticiones o solicitudes de este tipo que lleguen por otra vía que no sean las establecidas, por ella misma, a tal efecto.

Asimismo, se informa que, de conformidad con el referido Decreto 584/1972, no se podrá llevar a cabo ninguna construcción, instalación o plantación ubicada en los espacios y zonas afectados por servidumbres aeronáuticas o que pueda constituir un obstáculo, entendiéndose como obstáculo todo objeto fijo (ya sea temporal o permanente) o móvil, o partes el mismo que penetre las servidumbres aeronáuticas, o bien supere los 100 metros de altura respecto al nivel del terreno o agua circundante, sin resolución favorable de AESA en zonas afectadas por servidumbres aeronáuticas civiles o del Ministerio de Defensa en zonas afectadas por servidumbres aeronáuticas militares.

Por tanto, se puede constatar que no se encuentra dentro de las servidumbres aeronáuticas civiles en España que delimitan las zonas donde se requiere, previamente a la ejecución de construcciones, instalaciones o plantaciones, acuerdo previo favorable de AESA, de acuerdo con lo



establecido en el Real Decreto 369/2023, de 16 de mayo, por el que se regulan las servidumbres aeronáuticas de protección de la navegación aérea. Cualquier obstáculo situado fuera de dichos contornos no requiere acuerdo previo favorable de AESA salvo que tenga una altura igual o superior a 100 m sobre el nivel del terreno o agua circundante.

26. El 26 de julio de 2023 se da traslado al promotor de los informes recibidos tanto del Servicio de Cambio Climático y Atmósfera como el de AESA, de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

27. El 27 de julio de 2023 el promotor informa a este servicio que tienen la consideración favorable de los informes recibidos del Servicio de Cambio Climático y Atmósfera y de AESA.

28. El 7 de agosto de 2023 el promotor responde cada uno de los puntos mencionados por Endesa a las alegaciones formuladas, exponiendo lo siguiente:

En relación con el escrito de alegaciones remitido por Endesa y recibido por esta mercantil el 19 de julio de 2023, dentro del trámite de instalaciones arriba referenciadas, Red Eléctrica de España S.A.U. (en adelante RED ELÉCTRICA), por la presente, y para que así conste en el expediente a los efectos oportunos, manifiesta su disconformidad con dicho escrito alegando que:

PRIMERO.- Que se ha recibido oficio de la CONSEJERÍA DE EMPRESA, EMPLEO Y ENERGÍA Servicio de Transporte y Distribución de Energía y Generación Térmica del Gobierno de Baleares).

- N. Registro: REGAGE23e00047382639 por medio del cual se nos da traslado del escrito de alegaciones de ENDESA, respecto de la tramitación administrativa para la Autorización Administrativa y la Declaración, en concreto, de Utilidad Pública del proyecto de la instalación de baterías en la subestación de Mercadal 132 kV expediente TR8/2022 y TR3/2023, promovido por RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A.U. en la isla de Menorca.

SEGUNDO.- Que, por medio daqueste escrito, se toma razón de lo trasladado por la mercantil en virtud de lo establecido en los artículos 125 y 126 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

TERCERO.- Que, entre las obligaciones del transportista, están las determinadas en el Artículo 36 de la Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/20213, que dice:

1.º El transportista será responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.

2.º El transportista adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones establecidas en el apartado 1 del artículo 30 para el operador del sistema.

3.º Serán funciones del transportista las siguientes:

- a) Ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.
- b) Ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.
- c) Cumplir en todo momento las instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.
- d) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por la Administración Pública competente en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.
- e) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la evaluación y seguimiento de los planes de inversiones anuales y plurianuales a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.
- f) Garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada, de tal manera que se asegure el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos coherentes y de mínimo coste.
- g) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red de transporte, proporcionando a los usuarios la información que necesiten para conectarse eficientemente a la red.
- h) Aportar al operador del sistema toda aquella información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.
- i) Otorgar el permiso de conexión a la red de transporte.
- j) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.
- k) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.
- l) Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices a las que hace referencia el



párrafo l) del artículo 30.2.

m) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

n) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

4.º El transportista cumplirá en todo momento las instrucciones impartidas por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones.

CUARTO.- SOBRE LA APLICACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.

Las actuaciones objeto del proyecto en trámite administrativo se encuentran recogidas en el documento de **«Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026»**, responsabilidad del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 22 de marzo de 2022 y publicada por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de fecha 8 de abril de 2022 («Boletín Oficial del Estado» n.º 93, de 19 de abril de 2022), tras el informe positivo de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

Las instalaciones de transporte de energía eléctrica deben acometerse en los términos establecidos en la Planificación Eléctrica ya que son infraestructuras que requieren de Informe previo del Ministerio de Industria respecto de las afecciones a los planes de desarrollo de la red, la gestión técnica del sistema y el régimen económico de las instalaciones.

La citada Planificación eléctrica es vinculante para RED ELÉCTRICA, como sujeto que actúa en el Sistema Eléctrico, habiendo participado la Comunidad Autónoma Balear en la propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en virtud de lo establecido en el artículo 4 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico que determina:

1. La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen.

2. La planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia.

Será sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, y abarcará periodos de seis años.

QUINTO.- SOBRE LA NATURALEZA DE LAS BATERÍAS Y OTROS DISPOSITIVOS COMO ELEMENTOS PLENAMENTE INTEGRADOS EN LA RED DE TRANSPORTE.

La ley 24/2013, del Sector Eléctrico, define en su artículo 34 la red de transporte de energía eléctrica, estableciendo la diferenciación entre red de transporte primario y red de transportesecundario. La red de transporte primario “está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares”. Por otra parte, la red de transporte secundario “está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte”.

En ambos casos, tanto para el transporte primario como para el secundario, la Ley 24/2013 presupone que pueden existir otros elementos eléctricos, adicionalmente a las líneas, parques y transformadores, que son constitutivos de la red de transporte.

Con posterioridad, el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, introdujo en su Disposición Final segunda la modificación del artículo 34.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico incorporando a la normativa española de manera explícita estos elementos:

De la misma forma, también se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte los componentes de red de transporte plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.

Un párrafo similar se introduce también en el Art. 38.2 para los componentes de red plenamente integrados en la red de distribución.

El RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de

autorización de instalaciones de energía eléctrica, define de forma más detallada que la Ley 24/2013, qué instalaciones pueden formar parte de la red de transporte de energía eléctrica.

En su artículo 5, letra e), establece que también es red de transporte “cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 220 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte” y en sus letras g) y h) abre la posibilidad a que, a propuesta del Operador del Sistema y previo informe de la CNMC, se pueda incluir en la red de transporte cualquier instalación que cumpla “funciones de transporte”.

En esta definición tiene cabida, tras la publicación del RDL 23/2020 de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, la consideración de elementos de la red de transporte a instalaciones de almacenamiento.

También tienen cabida otros dispositivos, además de reactancias y FACTS, que puedan realizar una función de control de la potencia reactiva, dado que no vincula la capacidad de realizar esta función a ninguna tecnología concreta.

La Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el Mercado Interior de Electricidad, ha introducido el concepto de “componentes de red plenamente integrados”, estableciendo que son aquellos “componentes de red integrados en la red de transporte o distribución, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que se utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.

Entre los «componentes de red plenamente integrados», la propia definición explicita la inclusión, no exclusiva, de las instalaciones de almacenamiento en esta tipología de elementos. A este respecto, cabe, adicionalmente, reseñar que, en los considerandos de la propia Directiva 2019/944 se mencionan distintas tecnologías de almacenamiento: “Dichos componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de inercia, que prestan servicios importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema.” **[Considerando (63)]**

Para la gestión de la red de transporte, la Directiva contempla además como «servicios auxiliares», «todos los servicios que son necesarios para la operación de la red de transporte o distribución, incluidos servicios de balance y servicios auxiliares de no frecuencia, pero no la gestión de congestiones». Al referirse a los «componentes de red plenamente integrados» explicita que deben circunscribirse a «garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y distribución, y excluir el balance o la gestión de congestiones».

De este modo, las funcionalidades que pueden aportar son las relativas a los servicios auxiliares de no frecuencia, que la Directiva 2019/944 define como «un servicio utilizado por un gestor de la red de transporte o de distribución para el control de tensión en régimen permanente, inyecciones rápidas de corriente reactiva, inercia para la estabilidad de la red local, corriente de cortocircuito, capacidad de arranque autónomo y capacidad de funcionamiento aislado».

El RDL 23/2020 citado introduce además un nuevo sujeto en la Ley del Sector Eléctrico, los “titulares de instalaciones de almacenamiento”, a la vez que se definen las instalaciones de almacenamiento, posibilitando que, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013 en relación a desarrollo de proyectos de bombeo por el Operador del Sistema en los Sistemas Eléctricos de los Territorios no Peninsulares, también los productores, los consumidores y los titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones. Esto equivale a reconocer de facto que soluciones con baterías, sujetas a las condiciones que reglamentariamente se establezcan y que no están incluidas en este RDL, pueden formar parte de la planificación de las redes de transporte, pues el transportista es un sujeto que sólo puede desarrollar aquellas actuaciones que están planificadas.

En lo que respecta al desarrollo de la red de transporte, la Orden TEC/212/2019, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía, contempla una serie de principios rectores para plantear su desarrollo. Entre otros, figuran el cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima, la maximización de la integración de las energías renovables.

Con relación a la red existente y la incorporación de nuevas tecnologías contempla como principio rector: “La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes”. [Principio rector h)]

El Plan de desarrollo de la red de transporte en el horizonte 2026, está alineado con el principio rector de «maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías». En este sentido, la elaboración de dicho Plan se basó en la aplicación de una metodología que sistemáticamente comparaba las soluciones tradicionales de incremento de capacidad de la red de transporte (repotenciación de líneas existentes y desarrollo de nuevas líneas) con otras alternativas basadas en la aplicación de nuevas tecnologías: tanto en sensorización y digitalización (monitorización de la capacidad dinámica de transporte de líneas y control automático de generación para resolver sobrecargas en tiempo real) como mediante la incorporación de dispositivos de control de flujos de potencia (desfasadores, FACTS,...) o de nuevos dispositivos (compensadores y baterías); seleccionando siempre la solución más sostenible y eficiente desde el punto de vista del sistema conjunto.

En el caso del sistema eléctrico balear, la aplicación de esta metodología condujo a la planificación de un conjunto de actuaciones

sistémicamente relacionadas que permiten incrementar la capacidad de intercambio tanto entre islas como con la Península en condiciones de seguridad.

Este conjunto de actuaciones incluye la aplicación de soluciones de redes inteligentes, combinando enlaces existentes y planificados con compensadores síncronos y baterías como componentes de red plenamente integrados en la Red de Transporte.

El esquema de desarrollo de red consiste en la combinación de tres tipologías de elementos: enlaces submarinos, tanto los existentes entre Península-Mallorca, Mallorca-Ibiza y Mallorca-Menorca, como un nuevo enlace HVDC Península-Mallorca planificado, así como baterías y compensadores síncronos. En concreto, la actuación de refuerzo planificada engloba, para el horizonte 2026:

- un nuevo enlace submarino en corriente continua, con tecnología VSC, entre la Península y Mallorca, de 2x200 MW,
- un conjunto de baterías de 140 MW y 105 MWh de capacidad distribuidas en las islas de Ibiza (90 MW) y Menorca (50 MW) y
- Un compensador síncrono (1x100 MVA) ubicado en la isla de Mallorca en la subestación de Santa Ponça.

Más allá del horizonte 2026:

- una serie de compensadores síncronos (4x100 MVA) ubicados en la isla de Mallorca en tres subestaciones de la red de 220 kV.

Todos estos elementos funcionan de forma conjunta con el objeto único de maximizar la utilización de los enlaces, de forma que la capacidad de intercambio entre la Península y Mallorca pase de 300 a 740 MW, entre Mallorca e Ibiza de 90 a 180 MW y de Mallorca a Menorca de 30 a 80 MW.

Por este motivo, resultan críticos tanto las baterías como los compensadores síncronos que son los que la Directiva define como componentes plenamente integrados en la red de transporte pues son elementos diseñados con el «único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte» -en este caso en concreto, del conjunto de enlaces existentes y planificado- «sin afectar a los servicios de balance, ni interferir en el proceso de resolución de congestiones».

En efecto, el diseño de baterías y compensadores busca exclusivamente garantizar el funcionamiento seguro de la red de transporte, permitiendo incrementar el intercambio desde la Península hacia el sistema balear y entre islas de este sistema.

De esta forma, se sustituye la generación térmica existente en las islas por generación procedente de la Península, caracterizada por una participación muy relevante de generación renovable, lo que permite alcanzar la reducción de emisiones requerida para la transición energética en Baleares al tiempo que se reduce el coste variable de generación de su suministro eléctrico sin merma de la seguridad del sistema eléctrico balear. El incremento del grado de integración del sistema eléctrico balear en el sistema eléctrico peninsular (y europeo) se puede medir a través del % de participación en la cobertura de la demanda de Baleares de la generación del Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE); En 2019, la demanda balear suministrada desde el SEPE fue del 28 %, mientras que en 2026, de materializarse la actuación propuesta, ascendería al 65 % de la demanda balear.

A continuación, se abunda en el principio de funcionamiento de baterías y compensadores síncronos con objeto de justificar su tratamiento como componentes plenamente integrados en la red de transporte en el sentido expuesto y que define la Directiva 944/2019 y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La capacidad de intercambio entre sistemas eléctricos viene determinada por la capacidad de las líneas/enlaces que lo componen. Sin embargo, por criterios de seguridad nunca se utiliza toda la capacidad de las líneas/enlaces ya que debe garantizarse que, ante el tempestivo de cualquiera de ellas, se mantienen los niveles de intercambio. Por ello, con objeto de aumentar la capacidad de transporte de una interconexión submarina entre sistemas, clásicamente se planteaba construir un enlace submarino adicional. Sin embargo, el avance tecnológico y la reducción de costes de las baterías, permite acelerar un refuerzo de red de transporte más barato mediante la puesta en servicio de baterías estratégicamente dimensionadas y situadas en los extremos de la interconexión.

De esta forma, en condiciones de total disponibilidad de la red, se podrá utilizar la máxima capacidad de todos los enlaces existentes, mientras que, ante el fallo de uno cualquiera de ellos, serán las baterías las que permitan garantizar la seguridad del sistema transitoriamente el tiempo suficiente para resolver la incidencia en las interconexiones de la Red de Transporte o mediante el acoplamiento de grupos térmicos en el sistema balear, ajustando el funcionamiento y el intercambio a un valor compatible con la nueva situación.

En definitiva, en situación normal -sin contingencia en los enlaces-, las baterías están cargadas al 100 % y en situación de “stand by” sin afectar para nada al funcionamiento del sistema (ni en los mercados de balance ni en la gestión de congestiones). Pasarán a entregar la energía almacenada exclusivamente en caso de producirse la desconexión intempestiva de uno cualquiera de los enlaces considerados en el diseño del esquema propuesto, con el objetivo de garantizar el correcto y seguro funcionamiento del sistema tras el incidente. Por tanto, las baterías planificadas se utilizarán al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red en situación de contingencia, sin intervenir en los procesos de restricciones técnicas o de balance. Dada la baja probabilidad de estas situaciones de fallo intempestivo, el número de ciclos de funcionamiento es muy reducido y, por tanto, se obtiene un alargamiento de su vida útil estándar.

El incremento de la capacidad de intercambio que se consigue con la instalación del nuevo enlace y de las baterías anteriores lleva aparejado un incremento de la contribución de los enlaces (actuales y futuros) a la cobertura de la demanda del sistema eléctrico balear (SEB) que alcanzaría, tal y como se ha indicado anteriormente, un valor del 65 % de media anual. Este valor de cobertura se traduce en la drástica reducción de la generación térmica (síncrona) en las islas; reducción que tiene varias consecuencias directas sobre las características (y por consiguiente sobre el comportamiento) del sistema eléctrico balear. En concreto, conlleva la reducción en el SEB de la inercia, de la capacidad de control dinámico de la tensión y, directamente relacionado con el asunto que nos ocupa, de la potencia de cortocircuito.

El enlace HVDC actualmente en servicio entre Península y Baleares es de tecnología LCC, por lo que requiere de una potencia mínima de cortocircuito en el sistema balear para funcionar correctamente. En ausencia de otros elementos, se requiere mantener suficiente generación convencional -térmica- acoplada en Baleares que proporcione la potencia de cortocircuito que garantice el correcto funcionamiento de dicho enlace; limitando la capacidad de intercambio y, por ende, la transición energética en Baleares. Esta situación se hará más palpable en el horizonte 2030 con la incorporación de un segundo cable Mallorca-Menorca. Alternativamente, los compensadores síncronos planificados han sido diseñados para aportar la potencia de cortocircuito necesaria para el correcto funcionamiento del enlace actual, garantizando la maximización del uso de los enlaces en condiciones de seguridad. Con esta funcionalidad, resultan ser un componente indisoluble de los enlaces y baterías, constituyendo todo ello una actuación conjunta con una finalidad común de refuerzo de la capacidad de intercambio con la Península y entre islas.

Así pues, la incorporación de compensadores síncronos es condición necesaria para el funcionamiento del esquema propuesto cuyo objetivo es “garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte” tanto en condiciones normales como ante contingencias, en línea con lo establecido en la legislación para los componentes plenamente integrados en la red. Adicionalmente, los compensadores síncronos planificados han sido diseñados con una funcionalidad que no interviene “a efectos de balance o de gestión de congestiones” del sistema, en concordancia con la definición de componente de red plenamente integrado que establece tanto la normativa europea como nacional.

Además de permitir el funcionamiento estable y seguro del HVDC actual en escenarios futuros, los compensadores síncronos planificados proveerán de inercia y de capacidad dinámica de control de tensión, como beneficios suplementarios a su objetivo de diseño. Esta aportación de inercia y control dinámico de tensión van a ser clave en la integración segura de producción local basada en fuentes de energía renovables; apoyando la consecución de los objetivos de descarbonización contemplados en el PNIEC para los sistemas no peninsulares.

Cabe recordar a este respecto que la Directiva 944/2019, incluye entre sus considerandos que los “componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de inercia, que prestan servicios importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema.” [Considerando (63)] que justifica su aplicación como componente de red completamente integrado, cuando se trata de la provisión de servicios de inercia al sistema. La inercia y, por extensión, los restantes servicios auxiliares de no frecuencia, como el control de tensión, pueden, por tanto, ser proporcionados por componentes de red plenamente integrados, en cuyo caso no aplica la obligación de que el TSO se provisione de estos servicios a través de mecanismos abiertos de licitación (art 40.7 de la Directiva).

A modo de ejemplo, resaltar que la inclusión de compensadores síncronos en la planificación como elementos de red de transporte plenamente integrados viene avalada por antecedentes tanto en Europa como en el mundo; en efecto, algunos TSO europeos, en concreto, Energinet (Dinamarca), Tennet (Alemania), Amprion (Alemania) y Terna (Italia) son propietarios de compensadores síncronos.

Es particularmente interesante el caso de aplicación de los compensadores síncronos en Cerdeña (Terna) por su similitud con el caso del sistema balear. Terna (TSO italiano) instaló, en 2014, dos compensadores síncronos, de 250 MVA cada uno, en la isla de Cerdeña, sistema similar al sistema balear: conectado al sistema continental a través de un enlace HVDC y a través de un enlace AC con Córcega, que esta a su vez conectada al sistema continental mediante otro enlace HVDC. Ambos enlaces son de tecnología LCC como lo es el enlace Península – Mallorca actualmente en servicio. Al igual que en los compensadores planificados en Baleares, ambos compensadores fueron diseñados para aportar inercia y potencia de cortocircuito con el objetivo de permitir la operación estable de los enlaces HVDC.

SEXTO.- SOBRE LA DISPONIBILIDAD FUTURA DE ESPACIO PARA EL DESARROLLO DE LA RdD Y LA EFICIENCIA ECONÓMICA DE LA BATERÍA.

La idoneidad y beneficios que aportará esta instalación al sistema eléctrico balear quedan recogidos en el documento de planificación, aprobado por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (Home | Planificación eléctrica 2021-26 (www.planificacionelectrica.es)), en el que se incluye un detallado estudio coste-beneficio de la instalación de las baterías en Baleares, realizado conforme a las mejores prácticas europeas. En efecto, este análisis está inspirado en la metodología CBA 2.0 de ENTSO-E aprobada por la Comisión Europea en 2018 tras consulta pública de la misma. Según ello, la instalación, por sí sola, de las baterías en Baleares es extremadamente beneficiosa para el sistema eléctrico balear permitiendo un **aumento de la producción renovable de 92 GWh al año, una reducción de emisiones asociadas al sector eléctrico de 203 kt al año de CO₂ y una reducción 41 M€ al año** en costes de producción.

En cuanto al presupuesto contemplado en el proyecto técnico administrativo, cabe indicar que la estimación de los costes de la batería se ha



obtenido en base a la información recibida por suministradores de prestigio de este tipo de equipos tras un proceso de consulta internacional no vinculante (Request for Information RFI a través de la plataforma TED tenders electronic daily de la UE). Este presupuesto es el incluido en la solicitud de singularidad presentada a la CNMC. En todo caso, el proyecto será sometido a una auditoría de costes.

Los presupuestos mostrados en el escrito de alegación no corresponden al mismo equipamiento, alcance ni funcionalidad por lo que no pueden ser comparables.

SÉPTIMO.- SOBRE EL ACCESO A LA RED Y LOS COMPONENTES DE RED PLENAMENTE INTEGRADOS

Como se ha indicado en los apartados anteriores, la Directiva 2019/944 introduce el concepto de “componentes de red plenamente integrados”, estableciendo que son aquellos “componentes de red integrados en la red de transporte o distribución, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que se utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones”. Como elementos de la red de transporte, estos componentes de red plenamente integrados deben incluirse en la planificación y, por tanto, forman parte indisoluble de la red de transporte planificada, no requiriendo acceso y conexión a la red de transporte.

En efecto, así se recoge en el apartado 2 del Art. 3 sobre el ámbito de aplicación del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica:

Asimismo, no será de aplicación a las instalaciones de almacenamiento cuando estas tengan el carácter de componentes plenamente integrados en la red de transporte, en aplicación de lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, ni cuando las mismas nunca inyecten energía a las redes de transporte o distribución.

En este sentido, no puede haber competencia entre las instalaciones de almacenamiento de los promotores y elementos de almacenamiento como componentes de red plenamente integrados para la obtención de capacidades de acceso, puesto que los segundos forman parte de la red de transporte planificada y, como se expone en el apartado anterior, no les es de aplicación los procesos de acceso y conexión.

De hecho, el Anexo I sobre “Criterios para evaluar la capacidad de acceso” de la Circular 1/2021 de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, establece que “los estudios de acceso se realizarán teniendo en cuenta las hipótesis de generación y consumo incluidas en la planificación vigente con influencia en ese punto de conexión, así como las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes y planificadas con influencia en ese punto de conexión”; es decir, los cálculos de las capacidades de acceso deben tener en cuenta la inclusión de los componentes de red plenamente integrados en la red de transporte planificada para calcular las capacidades de acceso para los generadores, consumidores e instalaciones de almacenamiento. Así, las capacidades publicadas por el Operador del Sistema en Mercadal 132 kV y en el resto de nudos donde las baterías como elementos de red plenamente integrados tienen influencia, han sido ya calculadas teniendo en cuenta la inclusión de estos elementos como parte de la red de transporte planificada.

CONCLUSIONES

El esquema de refuerzo de las interconexiones del sistema eléctrico balear (tanto con la Península como de las internas), incluido en el Plan de desarrollo de la red de transporte con horizonte actualmente vigente, ofrece las máximas prestaciones de reducción de emisiones e incremento de generación renovable en la cobertura de la demanda del SEB y responde a la búsqueda de soluciones de desarrollo de la red de transporte que satisfagan las directrices establecidas en la Orden TEC/212/2019, en concreto al principio rector h) que alude a la “La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes”.

Para ello, este esquema incorpora una serie de elementos -baterías y compensadores síncronos que son parte sistémica de la actuación que permite el incremento de capacidad de transporte por los enlaces entre islas y con la Península. La ausencia de cualquiera de los elementos incorporados en dicho esquema y, en particular de aquellos que incorporan nuevas tecnologías (baterías y compensadores síncronos), imposibilitaría el aprovechamiento eficiente y de forma segura de la capacidad técnica de los enlaces (nuevos y existentes). Es más, sin estas nuevas soluciones tecnológicas, la descarbonización del sistema eléctrico balear puede conllevar mayores dificultades económicas y de impacto en el territorio.

Por tanto, la funcionalidad tanto de las baterías como de los compensadores síncronos incluidos en la actuación de refuerzo de la interconexión entre la Península y Baleares, tiene como objetivo maximizar el uso de la red de transporte “garantizando un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte”, no utilizándose “a efectos de balance o de gestión de congestiones”; ajustándose, por tanto, ambos tipos de elementos a la definición de “componentes de red plenamente integrados” establecida tanto a nivel europeo por la Directiva 2019/944 como a nivel nacional en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.



En base a lo anteriormente expuesto, RED ELÉCTRICA está cumpliendo estrictamente con las obligaciones legalmente establecidas en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y en el instrumento de Planificación Eléctrica vigente, por lo que se ruega se continúen los trámites para la obtención de las resoluciones interesadas.

29. El 17 de Agosto de 2023 se recibió el informe del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Patrimonio, que establece que el proyecto no afecta al patrimonio histórico.

30. El 6 de septiembre de 2023 se da traslado al promotor del informe recibido, del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Patrimonio y Dirección Insular de Territorio, de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

31. El 18 de septiembre de 2023 se recibió el informe de la Dirección General de Emergencias e Interior, en el que se establece que el proyecto no dispone de una normativa sectorial específica que establezca las obligaciones de autoprotección en los términos que define la Norma Básica de Autoprotección, y que por tanto, no le corresponde informar sobre este expediente.

32. El 20 de septiembre de 2023 se da traslado al promotor del informe recibido de la Dirección General de Emergencias e Interior, de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

33. El 21 de septiembre de 2023 el promotor responde a los informes recibidos del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Patrimonio y Dirección Insular de Ordenación del Territorio, considerándolos favorables y aceptando los condicionantes expuestos.

34. El 2 de Octubre de 2023 se da traslado a Endesa del informe del promotor sobre la respuesta a las alegaciones formuladas en relación al proyecto de ampliación de la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 8/2022) y el proyecto de instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 3/2023).

35. El 14 de octubre de 2023 se publica en el BOE n.º 246 el anuncio de notificación de 6 de octubre de 2023 en procedimiento notificación del trámite de información pública para la solicitud de autorización administrativa previa, procedimiento de evaluación de impacto ambiental y declaración, en concreto, de utilidad pública de la ampliación de la subestación Mercadal 132 kV (exp. TR 8/2022) y la instalación de un conjunto de baterías en la subestación Mercadal (exp. TR 3/2023).

36. El 23 de octubre de 2023 se recibieron de Endesa unas segundas observaciones referentes a la respuesta del promotor a las primeras observaciones realizadas. Éstas se exponen a continuación:

Con fecha 3 de octubre de 2023 la Dirección General de Economía Circular, Transición Energética y Cambio Climático del Gobierno de Baleares nos ha notificado informe de Red Eléctrica de España (REE) de contestación a las alegaciones presentadas por Endesa el 13 de julio de 2023, dentro del trámite de autorización de la ampliación de la subestación de Mercadal 132 kV para la instalación de baterías de almacenamiento.

Tal y como prevé el artículo 127.4 del RD 1955/2000, por medio daqueste se realizan las siguientes observaciones a lo indicado por REE:

• En su contestación, REE ha evitado tratar el elemento sustancial de las alegaciones de Endesa, que no es otro que el hecho de que las baterías objeto del trámite van a prestar servicios de balance. Los componentes de red plenamente integrados, justificación bajo la que REE pretende que se autoricen estas baterías, tienen prohibida la prestación de tales servicios. En consecuencia, no procede su autorización. En este sentido, se adjunta como anexo el informe pericial preparado por D Luis Rouco Rodríguez, de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas, en el que concluye que estas baterías prestarían servicios de balance, que están prohibidos para los elementos de red penamente integrados. Pasamos a reproducir a continuación las conclusiones del informe adjunto:

5 CONCLUSIONES

El presente informe se puede resumir en los siguientes términos

1. La planificación de la red de transporte 2021-2026 (aprobada por acuerdo del Consejo de Ministros, en su reunión de 22 de marzo de 2022) contempla la instalación de dos sistemas de almacenamiento de energía en baterías en el sistema Balear: un de 50 MW/37,5 MWh en la subestación Mercadal (Menorca) y otro de 90 MW/67,5 MWh en la en la subestación de San Antonio (Ibiza) como componentes de red plenamente integrados según la directiva UE 2019/944.

2. El real decreto ley 29/2021 de 22 de diciembre ha modificado el artículo 34.1 de la ley 24/2013 del sector eléctrico en el que señalan los elementos constituyentes de la red de transporte y ha incorporado los denominados componentes de red plenamente integrados la directiva UE 2019/944 a la red de transporte.

3. Según la directiva UE 2019/944 y la ley 24/2013 del sector eléctrico tras la modificación introducida en ella por el real decreto ley 29/2021, los componentes de red plenamente integrados son componentes de red integrados en la red de transporte o distribución, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que se utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o



distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.

4. Tanto los servicios auxiliares (entre los que se encuentran los servicios de balance y los servicios auxiliares de no frecuencia) como los servicios de gestión de congestiones tienen por finalidad asegurar el funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte.

5. Según el reglamento UE 2019/943, balance son todas las acciones y procesos, en todos los plazos, con que los gestores de redes de transporte garantizan, de manera continua, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido y la conformidad con la cantidad de reservas necesaria con respecto a la calidad exigida.

6. El reglamento UE 2019/943 define la congestión en un entorno de mercado. Sin embargo, los recursos de generación en el sistema Balear no se asignan por un mercado sino en virtud de un despacho económico centralizado. En este entorno, el servicio de gestión de congestiones puede definirse como el conjunto de acciones sobre el despacho de generación que aseguren que los flujos físicos estén en los márgenes que la red pueda acoger.

7. La planificación de la red de transporte 2021-2026 plantea las baterías de Menorca e Ibiza como método para aumentar la capacidad de intercambio de un enlace formado por varias líneas en caso de la pérdida de una de las líneas del enlace.

8. Concretando al caso práctico del sistema Balear, hay tres tipos de incidencias relacionadas con los enlaces contempladas en las hipótesis realizadas por el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026: (i) la pérdida de uno de los polos de los enlaces (aqueste y el futuro) en corriente continua península-Mallorca, (ii) la pérdida del cable del enlace Mallorca-Menorca o (iii) la pérdida de uno de los cables del enlace Mallorca-Ibiza.

9. En caso de pérdida de uno de los polos de los enlaces en corriente continua, la activación de las Reservas de Contención de la Frecuencia (RCF) (disponibles en cada polo de los enlaces, en cada generador físico o en cada batería del sistema Balear) es gobernada por la frecuencia puesto que el objetivo es el mantenimiento de la misma. Por tanto, las baterías de Menorca e Ibiza prestan servicios de balance.

10. En caso de pérdida del cable del enlace Mallorca-Menorca, la activación de las Reservas de Contención de la Frecuencia (RCF) (disponibles en cada generador físico del subsistema de Menorca o en la propia batería de Menorca) es gobernada por la frecuencia puesto que el objetivo es el mantenimiento de la misma en el subsistema de Menorca. Por tanto, la batería de Menorca también presta un servicio de balance.

11. En caso de pérdida de uno de los cables del enlace Mallorca-Ibiza, y si el Operador del Sistema valorara que se ha producido una violación de los límites de las variables de control del sistema impuestos en estado normal de funcionamiento, procedería a un reajuste de la generación en el subsistema de Ibiza (de generadores físicos y de la batería) para volver a llevar al sistema dentro de los citados límites. Por tanto, la batería de Ibiza presta un servicio de gestión de congestiones.

En conclusión, desde nuestro punto de vista técnico, los dos servicios asignados por la planificación de la red de transporte 2021-2026 a los sistemas de almacenamiento de energía en baterías a instalar en las subestaciones de Mercadal (Menorca) y San Antonio (Ibiza) son servicios de balance y de gestión de congestiones.

En particular, la batería de Menorca presta servicios de balance mientras que la de Ibiza presta tanto servicios de balance como de gestión de congestiones dependiendo de la incidencia que pueda ocurrir.

La directiva UE 2019/944 establece procedimientos para proveer al sistema de los servicios de balance y de gestión de congestiones (licitación y excepción otorgada por la autoridad reguladora) que la planificación de la red de transporte 2021-026 no explora.

Por tanto, el papel asignado por la planificación de la red de transporte 2021-2026 a los citados sistemas de almacenamiento de energía en baterías NO SE CORRESPONDE con el papel asignado a los componentes de red plenamente integrados de la directiva UE 2019/944 944 y de la ley 24/2013 del sector eléctrico tras la modificación introducida en ella por el real decreto ley 29/2021. Ninguno de los servicios auxiliares de no frecuencia ha sido esgrimido por la citada planificación.

• Además, la argumentación de REE se fundamenta en la redacción del artículo 5 del RD 1955/2000, que define los elementos constitutivos de la red de transporte, artículo que, sin embargo, no fue revisado tras la transposición en nuestro país del artículo 54 de la Directiva 2019/944. Por el contrario, la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, en su modificado artículo 34, sí contempla lo regulado en la citada Directiva al recoger como constitutivos de la red de transporte los elementos de red plenamente integrados y establecer que estos no pueden prestar servicios de balance ni de gestión de congestiones. Por el principio de jerarquía normativa, siendo además la Ley 24/2013 una norma posterior al RD 1955/2000, prevalece lo establecido en el artículo 34.1 de la Ley 24/2013 y el artículo 54 de la Directiva 2019/944 sobre lo dispuesto en el artículo 5 del RD 1955/2000.

Por todo ello, nos reiteramos en la necesidad de que, en aqueste trámite de autorización, se recabe informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia respecto a las cuestiones trasladadas en nuestras observaciones de 13 de julio de 2023 junto con el informe



pericial que se adjunta.

37. El 25 de octubre de 2023 se da traslado al promotor de las segundas alegaciones formuladas por Endesa, de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

38. El 9 de noviembre de 2023, desde este servicio se realizó el informe previo favorable por el traslado del expediente a la Comisión de Medio Ambiente de las Illes Balears (CMAIB) para llevar a cabo el análisis técnico de impacto ambiental del expediente y la formulación de la declaración de impacto ambiental.

39. El 13 de noviembre de 2023 se recibió del promotor la contestación de las segundas observaciones hechas por Endesa, que son comunes por el expediente TR 6/2023 (ampliación de la subestación Sant Antoni e instalación de baterías de almacenamiento en el parque de 66 kV) y este expediente. Éstas exponen los siguientes puntos:

En relación con el escrito de alegaciones presentado por Endesa S.A., y recibido por esta mercantil el 26 de octubre de 2023, mediante el cual la citada mercantil contestaba a nuestro escrito de fecha 4 de agosto de 2023 de contestación, a su vez, al escrito presentado por Endesa SA de fecha 18 de julio de 2023, dentro del trámite de autorizaciones arriba referenciadas, Red Eléctrica de España S.A.U.(en adelante RED ELÉCTRICA), por la presente, y para que así conste en el expediente a los efectos oportunos,

MANIFIESTA:

1.- En relación con el informe pericial aportado por Endesa S.A. con este segundo escrito, y preparado por D Luis Rouco Rodríguez, de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas, en el que concluye que estas baterías prestarían servicios de balance y de gestión de congestiones, que están prohibidos para los elementos de red penamente integrados, debemos señalar que, según establece la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, las baterías incluidas en la actuación de refuerzo de la interconexión entre la Península y Baleares tienen como objetivo maximizar el uso de la red de transporte “garantizando un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte”, no utilizándose “a efectos de balance o de gestión de congestiones”; ajustándose, por tanto, a la definición de “componentes de red penamente integrados” establecida tanto a nivel europeo por la Directiva 2019/944 como a nivel nacional en la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Como ya se informó en nuestro escrito de fecha 4 de agosto, en cuyo contenido nos reiteramos, su uso será exclusivamente para maximizar la capacidad de transporte operativa de los enlaces, permitiendo su explotación con la mayor capacidad técnicamente viable. Al no estar entregando energía, salvo en caso de incidente, estos equipos no participarán de ningún tipo de mercado de energía.

El funcionamiento normal previsto por el sistema de baterías, por tanto, no sustituye ningún servicio que actualmente se preste con los grupos térmicos, ni interfiere en el balance del sistema ni en la resolución de congestiones.

Tampoco se asignará a las baterías ningún tipo de banda de regulación como se asigna a los proveedores del servicio de regulación primaria, secundaria y terciaria. La regulación primaria y secundaria actúa según el comportamiento y las variaciones en la frecuencia del sistema balear, mientras que el sistema de baterías actuará según la disponibilidad de los enlaces que se monitoricen en cada momento, siendo la señal de activación de las baterías en funcionamiento normal completamente independiente de la frecuencia del sistema.

Se describe a continuación, en mayor detalle, cómo será la actuación del sistema de baterías cuando se produce un disparo de grupo en el sistema balear, o cuando se produce el disparo de alguno de los enlaces, eventos que, como se puede comprobar, son distintos por su naturaleza, y tras los cuales el sistema de baterías se comportará de manera totalmente distinta:

- Disparo de grupo. En caso de disparo de un grupo en el sistema balear, los enlaces Península-Mallorca tomarán carga aumentando el flujo de potencia desde la Península para compensar la pérdida de generación hasta alcanzar su potencia nominal y, al mismo tiempo, la regulación primaria y secundaria asignada a los grupos de generación térmica o a cualquier otro proveedor del servicio se activará hasta reestablecer de nuevo el equilibrio entre generación y demanda en el sistema balear y devolver el intercambio con la península al valor programado. En ningún caso se producirá una activación del sistema de baterías por este motivo, o por cualquier otro relacionado con variaciones de frecuencia en el sistema balear.
- Disparo de uno de los enlaces Península-Mallorca. En el escenario recogido en el Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica; Período 2021-2026, que contempla el refuerzo de la interconexión Península-Mallorca mediante la construcción de un nuevo HVDC con dos nuevos enlaces de 200 MW que complementan los enlaces de 200 MW actuales, la capacidad de transporte nominal de los enlaces sumaría 800 MW. Sin embargo, la capacidad comercial de intercambio debe contemplar que la pérdida de cualquiera de los 4 enlaces no suponga una violación de los criterios de seguridad ni un corte de suministro por lo que, en la situación sin baterías, la capacidad máxima de intercambio entre el sistema peninsular y el balear sería de 600 MW de modo que, ante la pérdida de cualquiera de los 4 enlaces, los otros 3 que permanecen acoplados no superen su capacidad nominal de 200 MW. Los 140 MW de baterías planificados en Ibiza y Menorca permiten incrementar esta capacidad de intercambio desde estos 600 MW hasta 740 MW. Este aumento se consigue gracias al sistema de baterías que se encuentra cargado, preparado y comunicado en todo momento con los enlaces, para que en el momento que se produzca la pérdida fortuita de cualquiera de ellos la batería comience a



descargarse, entregando 140 MW de potencia que complementa los 600 MW que pueden transmitirse a través de los 3 enlaces que quedan en servicio.

Las baterías entregan esta potencia durante el tiempo suficiente para que el Operador del Sistema ordene el acoplamiento de los grupos generadores en el sistema balear que se encuentren desacoplados, pero con reserva terciaria asignada. Cuando se produzca el acoplamiento de estos grupos y su subida a plena carga, las baterías reducirán su aportación hasta que se logre un nuevo equilibrio en el sistema y se restituya el criterio N-1 nuevamente.

- Disparo del enlace Mallorca-Menorca. En la situación actual sin el sistema de baterías, la máxima capacidad de intercambio alcanzable entre los sistemas de Mallorca y Menorca es de aproximadamente 30 MW, valor muy inferior a la capacidad de transporte del único cable en servicio, 100 MVA. Esto es debido a que, si el intercambio de Mallorca a Menorca fuera mayor a este valor, los grupos térmicos acoplados en Menorca no serían lo suficientemente rápidos como para compensar el desequilibrio entre generación y la demanda del sistema en caso de disparo del enlace Mallorca-Menorca, sin que la frecuencia caiga lo suficiente como para activar los relés de deslastre de carga por subfrecuencia, produciéndose un corte de mercado. El sistema de baterías de Menorca permite incrementar este valor de intercambio debido a su rapidez, actuando en milisegundos, de tal manera que la respuesta de las baterías suple la aportación del enlace durante los minutos en los cuales no es técnicamente posible para los grupos térmicos compensar la pérdida del enlace. Es decir, las baterías son una extensión de la aportación de la energía del enlace y su funcionamiento depende de su disponibilidad. De este modo se consigue mejorar la utilización de la capacidad disponible en el enlace, de los 30-35 MW actuales a 80-85 MW futuros.

- Disparo del enlace Mallorca-Ibiza. En el caso del enlace Mallorca-Ibiza el objetivo del sistema de baterías de Ibiza es similar, aumentar la capacidad de intercambio entre ambos subsistemas mejorando la utilización de los dos enlaces existentes. En el escenario actual sin el sistema de baterías, esta capacidad es de entre 90-100 MW, cuando la capacidad nominal de ambos enlaces es de 100 MVA cada uno. Esta diferencia es debida a que, ante el disparo de uno de los enlaces, el otro tiene que mantener este intercambio sin sobrecargarse.

Tras la contingencia, la capacidad de intercambio debe reducirse, y se reprograma la generación en Ibiza a subir y en Mallorca a bajar para adecuarla a la nueva capacidad de intercambio reducida. En este caso, la frecuencia no se ve afectada ya que no se produce ningún desequilibrio.

Con el sistema de baterías de Ibiza, tras la pérdida de un enlace Mallorca-Ibiza, actuaría el sistema de baterías inmediatamente manteniendo la aportación de potencia al sistema de Ibiza en 180-190 MW durante el tiempo en el que no es viable técnicamente aumentar la potencia de los grupos térmicos. Tras la contingencia y la actuación de las baterías, se reprogramaría la generación en Mallorca e Ibiza para compensar la pérdida del enlace y el vaciado del sistema de baterías de Ibiza.

Como se puede comprobar, la actuación de las baterías se produce en tiempos mucho más rápidos que los que las características técnicas de los grupos térmicos permiten, por lo que no interfieren en su aportación ni de energía de balance ni del servicio de restricciones técnicas para la resolución de congestiones.

Cabe añadir que el sistema de baterías dispone también de un sistema de emergencia para que puedan ser también activadas cuando la frecuencia caiga por debajo de un valor umbral parametrizable fuera de los márgenes considerados como normales en el Procedimiento de Operación TNP 1, comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz. Este modo de funcionamiento se ha diseñado para que el sistema de baterías pueda actuar antes que los relés de deslastre por subfrecuencia, cuando las reservas de balance hayan sido ya agotadas y la frecuencia del sistema balear siga cayendo. Se trata de un funcionamiento en un estado de emergencia del sistema fuera de los servicios de balance, y similar a la desconexión automática del bombeo, de acuerdo con los escalones de valor de frecuencia en 49,5 y 49,3 Hz en los que las centrales de bombeo deben desconectar según el Procedimiento de Operación peninsular 1.6 como parte de los planes de emergencia definidos. Esta desconexión se produce independientemente de que estas centrales de bombeo se encuentren participando en los servicios de balance o tengan asignada energía de balance.

2.- En relación con la argumentación, en nuestro escrito de 4 de agosto de 2023, sobre la definición de estas baterías como elementos plenamente integrados de la red de transporte, señalar que según establece la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, en su artículo 34, al que se refiere Endesa, S.A. en su escrito: «se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte los componentes de red de transporte plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones».

En este caso, tanto la batería a instalar en la subestación de Mercadal, objeto daqueste expediente, como la de San Antonio, objeto de otro expediente, y como ya se acreditó en nuestro anterior escrito, forman parte del esquema de desarrollo de red consistente en la combinación de tres tipologías de elementos: enlaces submarinos, tanto los existentes entre Península-Mallorca, Mallorca-Ibiza y Mallorca-Menorca, como un nuevo enlace HVDC Península-Mallorca planificado, compensadores síncronos y las citadas baterías. En concreto, la actuación de refuerzo planificada engloba, para el horizonte 2026:

- Un nuevo enlace submarino en corriente continua, con tecnología VSC, entre la Península y Mallorca, de 2x200 MW.
- Un conjunto de baterías, de 140 MW y 105 MWh de capacidad, distribuidas en las islas de Ibiza (2x45 MW de potencia,

2x33,75 MWh de energía) y de Menorca (2x25 MW de potencia, 2x18,75 MWh de energía).

- Un compensador síncrono (1x100 MVA) ubicado en la isla de Mallorca, en la subestación de Santa Ponsa.

Estas actuaciones, junto con otras sistémicamente relacionadas basadas en soluciones de redes inteligentes, permiten incrementar la capacidad de intercambio tanto entre islas como con la Península en condiciones de seguridad. Concretamente, las baterías previstas en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica; Período 2021-2026, su instalación, ubicaciones previstas y controles a implementar permitirán:

- Incrementar los intercambios de energía entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema balear a través de los enlaces submarinos en corriente continua, al permitir una mayor utilización de la capacidad de transporte de estos enlaces, gracias a la garantía de disponer durante un tiempo limitado parte de la potencia que inicialmente transmitían dichos enlaces submarinos tras una contingencia simple (N-1).
- Incrementar los intercambios de potencia a través de los enlaces submarinos en corriente alterna entre los diferentes subsistemas eléctricos de Mallorca, Menorca e Ibiza, al permitir una mayor utilización de la capacidad de transporte de estos enlaces gracias a la garantía de disponer durante un tiempo limitado parte de la potencia que inicialmente transmitían dichos enlaces submarinos tras una contingencia simple (N-1).

El sistema de almacenamiento propuesto permite por tanto aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte, ya que reduce el impacto del criterio «N-1» en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado «N-1», la batería apoyará para suplir en flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación.

El régimen de funcionamiento del sistema de almacenamiento planteado tiene las siguientes características:

- El sistema de almacenamiento estará siempre cargado y en situación de espera. Es decir, no inyectará energía alguna al sistema en condiciones normales sin afectar para nada al funcionamiento del sistema (ni en los mercados de balance ni en la gestión de congestiones).
- Pasarán a entregar la energía almacenada exclusivamente en caso de producirse la desconexión intempestiva de uno cualquiera de los enlaces considerados en el diseño del esquema propuesto, con el objetivo de garantizar el correcto y seguro funcionamiento del sistema tras el incidente. Dada la baja probabilidad de estas situaciones, el número de ciclos de funcionamiento es muy reducido y, por tanto, se obtiene un alargamiento de su vida útil respecto a otros usos.
- El sistema consumirá energía para suplir las pérdidas efectivas (principalmente consumos auxiliares -sistema de refrigeración-) y recargar el sistema tras actuación ante fallo del enlace (cuya probabilidad de ocurrencia es muy pequeña). El conjunto de estos dos conceptos es de una cuantía muy pequeña y no resulta significativo frente a las pérdidas de la red de transporte del sistema balear; por lo que podrá considerarse parte de éstas.

Por otro lado, la alternativa del sistema de baterías está supeditada a las siguientes restricciones debido al modo de funcionamiento propuesto:

- Existencia previa de al menos un enlace.
- Existencia de generación de respaldo en el sistema de mayor coste.

Esta alternativa no permite sustituir el desarrollo de enlaces en los casos en que se requiere un incremento relevante de capacidad de intercambio entre sistemas, si bien constituye una herramienta que permite una mejor utilización de la capacidad física de los enlaces, proporcionando ahorro de costes al sistema.

Cabe señalar además que el funcionamiento del sistema de baterías requiere de la información del estado y potencia transportada en tiempo real de todos los enlaces indicados para identificar las posibles contingencias y determinar cuándo y cuánto deben inyectar la energía necesaria.

Para ello, se desarrollará un proyecto de sensorización de todos los enlaces (que capte la información de potencia transportada antes de la contingencia y el estado de los interruptores antes y tras el incidente) y un sistema de comunicaciones (de alta seguridad y velocidad) que aportarán la información a los algoritmos de control de las baterías para aportar la energía requerida por la red. Este complejo sistema solo puede ser instalado en instalaciones de la Red de Transporte.

3- En tercer y último lugar, y en cuanto a lo relativo a la necesidad de recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC), señalar que la CNMC ya informó en su día dentro del procedimiento reglado de elaboración y aprobación del documento de planificación actualmente vigente y en el que se incluye la batería objeto daqueste expediente como una instalación de la Red de Transporte. En concreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaboró, como así consta en el propio documento de planificación, un informe con sus recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico, publicado el 2 de julio de 2020.



No obstante, debemos señalar que, tal y como establece el artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC y habida cuenta que las características de la instalación proyectada difieren de los estándares considerados en los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento recogidos en la circular de la CNMC que se apruebe a tal efecto, esta instalación se considera singular.

Por ello, y de acuerdo con lo establecido en la citada circular, RED ELÉCTRICA, como transportista único con carácter de exclusividad, ha procedido a solicitar ante la CNMC el reconocimiento del carácter singular de la instalación objeto daqueste expediente.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, “Las instalaciones de la red de transporte que pudieran ser susceptibles de ser catalogadas como inversiones singulares podrán iniciar su tramitación con carácter previo a la obtención de la resolución recogida en el artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. No obstante, en ningún caso podrán obtener autorización administrativa previa sin que previamente hayan sido catalogadas como singulares mediante la resolución antes señalada.”

Por tanto, RED ELÉCTRICA acreditará ante la Dirección General de Energía y Cambio Climático del Gobierno de las Islas Baleares, como órgano sustantivo responsable de la emisión de la autorización administrativa previa, la autorización administrativa de construcción y la declaración, en concreto, de utilidad pública de esta instalación, la resolución que emita la CNMC de reconocimiento del carácter singular de la misma, previo a la emisión por parte de esa Dirección General de las citadas autorizaciones.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto RED ELÉCTRICA,

SOLICITA:

Que teniendo por presentado este escrito, y contestadas las nuevas alegaciones presentadas por Endesa S.A., de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del sector eléctrico, así como en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, así como en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, se continúen los trámites establecidos en las precitadas normas para la emisión de la correspondiente declaración de impacto ambiental, y posteriormente, y previa acreditación por parte de RED ELÉCTRICA de la resolución de la CNMC de reconocimiento de carácter singular, de la autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción, declaración, en concreto, de utilidad pública, del proyecto de ampliación de la subestación Mercadal e instalación de baterías de almacenamiento en el parque 132 kV.

40. El 16 de noviembre de 2023 se recibió el informe de la Dirección General de Recursos Hídricos, donde se informa favorablemente al proyecto pero se indica el siguiente condicionante:

1. De acuerdo con el artículo 51 del PHIB2022 el proyecto debe prever la recogida y utilización de las aguas pluviales. En este caso no se prevé un consumo de agua y por tanto, si se devuelven al medio, debe hacerse con autorización previa del proyecto. Tal y como está previsto, con la solicitud de autorización debe evaluarse la afección del proyecto al riesgo de inundación.

41. El 21 de marzo de 2024 se recibió el informe del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Economía, donde se informa favorablemente al proyecto pero se indican los siguientes condicionantes:

- Se compensará la eliminación de la superficie ocupada por los proyectos, con la recuperación del uso agrícola de una parcela agrícola abandonada, para la siembra de cultivos forrajeros, con una superficie total de al menos 2,7 ha. Este terreno se mantendrá al menos durante el tiempo de funcionamiento de las instalaciones.
- Se presentará una memoria agronómica redactada por un técnico competente en materia que justifique con criterios técnicos la compensación e incluya la valoración económica de la puesta en producción de la nueva parcela., sin perjuicio de lo que establezca la normativa territorial o urbanística; a los efectos previstos en el artículo 105.3 de la Ley 3/2019, de 31 de enero, agraria de las Illes Balears.

42. El 9 de abril de 2024 se da traslado al promotor de los informes recibidos de la Dirección General de Recursos Hídricos y del Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Economía, de acuerdo con los artículos 126 y 127.3 del Real Decreto 1955/2000.

43. El 2 de mayo de 2024, el Pleno de la Comisión de Medio Ambiente de las Illes Balears adoptó el acuerdo de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto. **Como conclusiones de la Declaración de Impacto Ambiental se indica:**

[...]

Por todo lo anterior, se formula la **declaración de impacto ambiental favorable** del proyecto de ampliación subestación SE Mercadal 132 kV y del proyecto de baterías SE Mercadal 132 kV. TM Es Mercadal, redactados por el ingeniero industrial, David González Jouanneau,



en fecha de octubre de 2022 (subestación), y en fecha de enero de 2023 (baterías), siempre que se cumplan las medidas preventivas y correctoras previstas en el Estudio de Impacto Ambiental, firmado en marzo de 2023, por Juan Carlos Requejo, y los siguientes condicionantes:

- 1.- Se compensará la eliminación de la superficie agrícola ocupada por los proyectos, con la recuperación del uso agrícola de una parcela agrícola abandonada, para la siembra de cultivos forrajeros, con una superficie total de al menos 2,7 ha. Este terreno se mantendrá al menos durante el tiempo de funcionamiento de las instalaciones.
- 2.- Dado el informe emitido por el Departamento de Ordenación del Territorio del Consejo Insular de Menorca: «El ámbito de empleo de los proyectos no podrán implicar ninguna afectación directa sobre el área de encinar ni actuaciones forestales que, para prevenir incendios, supongan la tala o la desaparición del área de encinar delimitada en las determinaciones gráficas de la RPTI como SRP-AANP.».
- 3.- No se podrán ocupar zonas con vegetación natural para realizar acopios de material o vehículos ni para gestionar residuos.
- 4.- Al inicio de las obras se tendrán que llevar a cabo redadas con el fin de detectar y retirar los ejemplares de tortugas Testudo hermanni, erizos Erinaceus algirus o de otras especies protegidas que puedan encontrarse. Estos ejemplares deberán trasladarse a un lugar seguro en la misma zona. Deberá limitarse al mínimo la temporalidad de las excavaciones y zanjas abiertas. Colocando elementos que permitan la salida de pequeña fauna en caso de caídas. En caso de encontrarse con un individuo herido de una especie protegida deberá llamarse al 112 para dar el aviso y que se active el protocolo de recogida.
- 5.- En cuanto a la protección del dominio público hidráulico de las aguas superficiales, en sus zonas de protección (servidumbre y policía) y en zonas inundables o potencialmente inundables será necesario realizar un estudio hidrológico-hidráulico del emplazamiento para descartar cualquier tipo de riesgo.
- 6.- Es necesario maximizar el aprovechamiento de los materiales extraídos para los rellenos bajo el criterio de proximidad y la minimización del transporte necesario para su reutilización o destino final. Se deben priorizar a los proveedores locales para minimizar el transporte de materiales y otros.
- 7.- Se realizará un seguimiento del ruido generado en la fase de construcción y desmantelamiento, además, de lo que se produzca en las distintas infraestructuras asociadas al presente proyecto en la fase de funcionamiento, con el fin de garantizar el cumplimiento de los niveles de ruido establecidos en la legislación vigente.
- 8.- Se tendrá un protocolo para el transporte, llenado, mantenimiento y vaciado de equipos que utilicen gas (SF6); detección de fugas, actuación en caso de escape accidental y control del consumo anual. Deberán compensarse las emisiones de gas SF6 mediante reforestaciones, en concreto deberá reforestarse la superficie necesaria equivalente a las emisiones anuales de SF6.
- 9.- Se tendrá que prever realizar medidas periódicas de intensidad del campo electromagnético durante la vida útil de la subestación y las baterías.
- 10.- En caso de que el auditor ambiental detecte afectaciones en los hábitats de interés comunitario o en las especies de fauna protegida, no previstas y atribuibles a las instalaciones, se tendrán que tomar medidas adicionales.
- 11.- Se tendrán que respetar las especies protegidas y catalogadas dentro del Catálogo Balear de Especies Amenazadas y de Especial Protección, las Áreas Biológicas Críticas y el Consejo Asesor de Fauna y Flora de las Illes Balears, así como endemismos y otras especies protegidas por distintas normativas.
- 12.- Se tendrán que prever actuaciones de restauración agrícola después del desmantelamiento de la instalación para recuperar los cultivos originarios.
- 13.- Dado que el presupuesto del proyecto supera el millón de euros, de acuerdo con el artículo 33 del Texto refundido de la Ley de evaluación ambiental de las Illes Balears, aprobado por Decreto legislativo 1/2020, de 28 d agosto, se designará un auditor ambiental. Será responsable de vigilar que se cumplan las medidas preventivas y correctoras a aplicar, el seguimiento ambiental y la elaboración de informes.

Por otra parte, se recuerda que:

- Las actuaciones/actividades que se desarrollen localizadas en Dominio Público Hidráulico o sus zonas de protección, zona inundable o potencialmente inundable requerirán la obtención de una autorización administrativa previa de la Dirección General de Recursos Hídricos. Igualmente, si las aguas pluviales se devuelven al medio, es necesario obtener autorización previa.
- La autorización del proyecto deberá disponer de informe preceptivo y vinculante de la administración competente en materia agraria.
- La autorización del proyecto deberá disponer de informe preceptivo del organismo titular de la carretera Me-1 de la red primaria



que se emita de conformidad con el artículo 31 de la Ley 5/1990 de carreteras de las IB.

- El órgano administrativo competente en materia de gestión forestal determinará la idoneidad, impacto y la forma de llevar a cabo las tareas sobre la vegetación existente, y las autorizará.

44. En el BOE n.º 190, de 7 de agosto de 2024, se publicó la resolución de 26 de julio de 2024 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), sobre el **reconocimiento del carácter singular** de las actuaciones de inversión en relación con las baterías en la subestación eléctrica de Mercadal 132 kV de Red Eléctrica España, SAU, situada en la isla de Menorca y su inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales.

45. Por tanto, no se han recibido (a 11 de septiembre de 2024) los informes requeridos en:

- Dirección General de Salud Pública
- Dirección General de Medio Ambiente, servicio de Espacios Naturales.
- Dirección General de Medio Ambiente, Servicio de Gestión Forestal.
- Dirección General de Medio Ambiente, Servicio de Protección del Suelo.
- Dirección General Medio Ambiente, Servicio de Protección de Especies.
- Dirección General de Industria y Polígonos Industriales.
- Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Carreteras.
- Consejo insular de Menorca, Dirección Insular de Medio Ambiente.
- Ayuntamiento de Mercadal.
- Edistribución Redes Digitales, SL.
- GOB (L14S1467/2021).
- Amics de la Terra (L14S1468/2021).

Por tanto, transcurrido el plazo de treinta días sin que las diferentes administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entiende su conformidad con la autorización de la instalación con arreglo al artículo 146 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. También en aplicación del artículo 38.3 de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental, no se tendrán en cuenta los informes o alegaciones recibidos fuera de los plazos establecidos en los artículos 36 y 37.

46.. El 24 de septiembre de 2024 tuvo entrada en la Consejería de Transición Energética, Sectores Productivos y Memoria Democrática una nueva solicitud de Red Eléctrica de España, SAU de autorización administrativa de construcción de la instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal 132 kV. Junto a la solicitud, el promotor adjunta una adenda al proyecto técnico administrativo.

Una vez revisada, esta documentación se considera suficiente con respecto a la autorización administrativa de construcción (que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica).

47. El 9 de octubre de 2024 desde este servicio se realizó el informe técnico sobre el trámite de audiencia relativo al expediente de la autorización administrativa previa y declaración, en concreto, de utilidad pública de una instalación eléctrica consistente en la instalación de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal situada en el término municipal de Mercadal y se notificó tanto al promotor como a los interesados y titulares de los bien afectados.

48. No se han recibido (a 24/10/2024) más alegaciones de ninguno de los afectados ni interesados, por tanto transcurrido el plazo de 10 días hábiles que se estipulaba a la notificación del trámite de audiencia, se entiende la su conformidad con la autorización de la instalación de acuerdo con el artículo 82 del Real Decreto 39/2015, de 1 de octubre, sobre el procedimiento administrativo común de las administraciones públicas.

49. El 24 de octubre de 2024, se recibió de Endesa una nueva alegación referente al trámite de audiencia, la cual se transcribe a continuación:

Comentarios al informe previo sobre la autorización administrativa previa y la declaración de utilidad pública de las baterías en Mercadal 132 kV

El 10 de octubre de 2024 hemos recibido notificación de la Dirección General de Economía Circular, Transición Energética y Cambio Climático del Gobierno de Baleares sobre el informe técnico previo en el trámite de autorización administrativa previa y declaración de utilidad pública del proyecto de baterías en la subestación de Mercadal 132 kV (expte. TR 3/2023).

Por medio daqueste, nos reiteramos en los comentarios realizados durante la tramitación del expediente. Igualmente, durante la tramitación por la CNMC de la autorización de su carácter singular, hemos realizado una serie de comentarios adicionales, que se adjuntan.

De acuerdo con todo ello, y a modo de resumen, consideramos necesario realizar las siguientes apreciaciones sobre este proyecto de baterías:

- Estas baterías realizarán servicios de frecuencia y/o de gestión de congestiones, lo que impide atribuir a las mismas la condición de “componentes de red plenamente integrados” (“CRPI”), conforme a la Directiva 2019/944 y el artículo 34 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. Este extremo ha sido justificado mediante un informe de Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Por tanto, de considerarse que estos activos son necesarios para que REE pueda cumplir sus obligaciones, sólo cabe utilizar la segunda vía prevista por la Directiva para la titularidad de ciertos activos por los “Transmission System Operators” (TSO), que incluye un procedimiento de licitación entre potenciales prestatarios de los servicios solicitados.
- Existen ejemplos de este proceder. Así, en Alemania el regulador (“Budesnetzagentur”) autorizó un proyecto muy similar después de que, tras lanzar un proceso competitivo abierto, éste quedara desierto. En concreto, la red de transporte alemana presenta cuellos de botella en su conexión desde el norte (donde hay fuerte producción eólica y conexión con zonas de producción eólica off-shore en el mar del Norte) hacia el sur (zona de consumo industrial). Uno de los TSO alemanes, TransnetBW, presentó un proyecto denominado NetzBooster, consistente en un sistema de almacenamiento de 250 MW y 250 MWh, con un objetivo y funcionamiento equivalente al que se atribuye a las baterías propuestas por REE, esto es, “alcanzar una mayor utilización de las interconexiones”, pues si se produce el fallo de una línea, la batería permite continuar el suministro mientras se toman otras medidas de operación. Sin embargo, en ningún momento este proyecto se ha planteado como un CRPI, porque no lo es. Por ello, el regulador alemán ha realizado un proceso de licitación transparente, abierto a terceros y no discriminatorio.

Igualmente, hace dos semanas, los servicios de frecuencia contratados por el operador del sistema británico (National Energy System Operator - NESO) a terceros propietarios de sistemas de almacenamiento permitieron resolver la caída total del enlace submarino entre Reino-Unido y Noruega (“North Sea Link”), cuando llevaba una carga de 1,4 GWh.

- La autorización del proyecto, sin la previa convocatoria de una licitación, vulnera, entre otras disposiciones, el artículo 54 de la Directiva 2019/944, el 43 de la Directiva 2019/944 en materia de separación de actividades, así como el principio de igualdad y de no discriminación previsto en el artículo 9 de la Directiva 2019/944.
- Por lo demás el coste del proyecto presentado por REE no parece corresponder a una solución eficiente, puesto que los valores unitarios de inversión por MWh de almacenamiento del proyecto están muy por encima de cualquier referencia existente, siendo hasta 3,6 veces superiores a los costes de referencia que la Comisión Europea ha considerado razonables en expedientes de ayudas de estado notificados recientemente.

Observaciones a las Propuestas de Resolución sobre el reconocimiento del carácter singular de las inversiones en baterías en las subestaciones de Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV

1. Resumen ejecutivo

Con fecha 1 de julio la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha abierto trámite de audiencia a sendas propuestas de resolución para el otorgamiento del carácter singular a las inversiones propuestas por Red Eléctrica de España (REE) en las baterías de las subestaciones de Baleares, Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV.

En estas observaciones se demuestra que las instalaciones de almacenamiento propuestas realizan servicios de frecuencia y/o de gestión de congestiones, lo que impide atribuir a las mismas la condición de “componentes de red plenamente integrados”, dado que la Directiva 2019/944 y el artículo 34 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico (“LSE”) excluyen precisamente que los citados componentes puedan prestar este tipo de servicio. En consecuencia, las baterías propuestas por REE no son componentes de red plenamente integrados, por lo que no cabe la autorización directa de estas inversiones a REE.

No teniendo por tanto la consideración de elementos de red plenamente integrados, en caso de considerarse que estos activos son necesarios para que REE pueda cumplir sus obligaciones, sólo cabe utilizar la segunda vía prevista por la Directiva para la titularidad de determinados activos por los Transmission System Operators (TSO), que incluye un procedimiento de licitación entre potenciales prestatarios de los servicios solicitados.

Las presentes observaciones se acompañan de un informe del Dr. D. Luis Rouco Rodríguez, Profesor Propio Ordinario (Catedrático) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, que confirma que las baterías objeto de la Propuesta de Resolución no pueden considerarse componentes de red plenamente integrados.

También se adjunta la autorización por parte del regulador alemán, Budesnetzagentur, de un proyecto muy similar en Alemania. La red de transporte alemana tiene cuellos de botella en su conexión desde el norte (con fuerte producción eólica y conexión con las zonas de producción eólica off-shore en el mar del Norte) al sur (zona de consumo industrial). El proyecto analizado es el denominado NetzBooster, propuesto por uno de los TSO alemanes, TransnetBW, consistente en un sistema de almacenamiento de 250 MW y 250 MWh, que se encuentra ya en construcción.

El proyecto alemán se plantea con un objetivo y funcionamiento equivalente al que se atribuye a las baterías objeto de la Propuesta de

Resolución aquí analizada, esto es, “alcanzar una mayor utilización de las interconexiones”, pues si se produce el fallo de una línea, la batería permite continuar el suministro mientras se toman otras medidas de operación. De hecho, se podría aplicar exactamente la misma descripción que proporciona REE en el capítulo 7 del documento de la planificación del transporte: “aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte ya que reduce el impacto del criterio “N-1” en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado “N-1”, la batería apoyará para suplir el flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación”.

El proyecto de Transnet en ningún momento se ha planteado como un componente de red plenamente integrado, porque no lo es. Por ello se ha realizado un proceso de licitación transparente, abierto a terceros y no discriminatorio. Alemania tiene en su planificación más instalaciones de almacenamiento con esta finalidad, y todas ellas se están desarrollando con este enfoque, acorde a la Directiva.

En este contexto, la eventual autorización por parte de la CNMC de las inversiones proyectadas por REE consideramos que representaría varias vulneraciones de diferentes normativas y principios constitucionales:

- el artículo 54 de la Directiva 2019/944, por no realizarse la previa convocatoria de una licitación,
- los artículos 43 de la Directiva 2019/944 y 12 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, sobre separación de actividades, y
- el principio de igualdad y no discriminación.

Finalmente, cabe señalar que el coste del proyecto presentado por REE no parece corresponder a una solución eficiente, puesto que los valores unitarios de inversión presentados por MWh de almacenamiento están muy por encima de cualquier referencia de inversión existente, algunas incluso que han tenido el visto bueno de la Comisión Europea en expedientes de ayudas de estado.

2. Antecedentes

En junio de 2023 la Comunidad Autónoma Balear anunció la apertura del trámite de información pública para la solicitud de autorización administrativa previa, procedimiento de evaluación de impacto ambiental y declaración de utilidad pública de la ampliación de la subestación Mercadal 132 kV en Menorca para la instalación de un conjunto de baterías en dicha subestación, promovido por REE. En ese mismo mes se anunció igualmente el mismo trámite y por el mismo motivo para la subestación San Antonio 66 kV en Ibiza.

El objeto declarado de estas baterías es servir de respaldo al sistema de tal forma que, ante un disparo fortuito de la interconexión con Mallorca (indisponibilidad “N-1”), la producción de las baterías sustituya provisionalmente la energía de dicha interconexión, mientras se ponen en marcha centrales térmicas u otros recursos que puedan sustituir de forma sostenida la energía que aportaba la interconexión. Esto permitiría utilizar la interconexión a su plena capacidad sin poner en riesgo la estabilidad del sistema ante un fallo de ésta. Se trata de una instalación que permite gestionar la potencial congestión con un enfoque correctivo, en lugar de preventivo.

Endesa presentó alegaciones poniendo de manifiesto los siguientes puntos:

- La Directiva 2019/944 establece que los TSO no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, salvo que sean componentes de red plenamente integrados y la autoridad reguladora haya dado su aprobación.
- La misma Directiva define los componentes de red plenamente integrados como aquellos que se “utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones”. Es precisamente el balance para lo que se instalan estas baterías: compensar el desequilibrio entre oferta y demanda que se produciría ante un posible fallo de la interconexión.
- La Directiva establece que, en caso de no tratarse de un componente de red plenamente integrado, también cabe la propiedad por parte del TSO, pero previamente debe haberse realizado un proceso de licitación abierto a terceros, transparente y no discriminatorio, con intervención del regulador, y sólo si queda desierto o no se puede prestar el servicio en tiempo y coste razonable puede ser adjudicado al TSO. Además, esta adjudicación será provisional y deberá ser revisada periódicamente por el regulador.
- Existe una tercera vía para que el TSO pueda optar a la propiedad de instalaciones de almacenamiento en el caso de los sistemas insulares: la obtención de una excepción de la aplicación del artículo 54 de la Directiva 2019/944. El Gobierno español solicitó tal excepción (entre otras) en el ámbito de los territorios no peninsulares el 23 de noviembre de 2020. El 8 de diciembre de 2023 la Comisión Europea, en lo relativo al almacenamiento, rechazó conceder tal excepción en Canarias, (salvo en el caso específico de las instalaciones de bombeo), y aun no se ha pronunciado sobre el resto de los territorios no peninsulares. Así pues, el artículo 54 de la Directiva está, al menos por ahora, plenamente vigente en Baleares. Aún más, considerando el precedente de Canarias y los argumentos empleados por la Comisión Europea, así como el hecho de que el sistema balear está interconectado con el peninsular, es de esperar que la Comisión rechazará también la excepción en este caso. De hecho, en las respuestas a la consulta pública formulada por la Comisión Europea en dicho expediente ya se puso de manifiesto que “la mera insularidad no es justificación suficiente para establecer excepciones al requisito de licitación establecido en el artículo 54 de la Directiva (UE) 2019/944”.
- El almacenamiento electroquímico es capaz de proveer muchos servicios al sistema (arbitraje, ajuste de frecuencia, potencia firme, servicios de no frecuencia, etc.), por lo que sería muy ineficiente que el TSO instalara baterías sólo para la prestación de un único



servicio, cuando éste podría ser provisto por terceros junto con otros servicios adicionales.

- Se produce una situación de conflicto de interés por el doble carácter de REE de operador del sistema y gestor de la red de transporte, agravado en el caso de las Islas Baleares por estar REE también a cargo del despacho de las unidades de generación.

Estas alegaciones se acompañaron de un informe del Dr. D. Luis Rouco Rodríguez, Profesor Propio Ordinario (Catedrático) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, que pone de manifiesto que estas baterías realizan servicios de balance y de gestión de congestiones y, por tanto, no se corresponde con el papel asignado a los componentes de red plenamente integrados de la directiva UE 2019/944.

La CNMC se ha pronunciado en tres ocasiones sobre estos proyectos:

- En su informe INF/DE/005/20 sobre la propuesta inicial de planificación de la red de transporte 2021-2026 la CNMC recuerda el contenido de la Directiva 2019/944 sobre esta materia y considera que el documento de planificación debe incorporar la información necesaria para que pueda valorarse la conveniencia de la instalación de las baterías por parte de REE y, llegado el momento, previa solicitud al regulador nacional, se realice la aprobación pertinente, cosa que no se ha llegado a realizar.
- En su informe INF/DE/022/21 sobre la planificación de la red de transporte 2021-2026 expresa sus dudas sobre la oportunidad de dar cobertura a instalaciones de almacenamiento dado que no disponen todavía de un marco desarrollado dentro de la normativa nacional.
- En su informe INF/DE/587/23 sobre la modificación de aspectos puntuales de la planificación de la red 2021-2026, además de repetir las consideraciones del INF/DE/005/20, señala lo siguiente:

Por tanto, si bien no ha sido todavía transpuesta la Directiva (UE) 2019/944, se considera que, al menos, el documento de planificación deberá incorporar la información necesaria para que pueda valorarse la conveniencia de la medida y, llegado el momento, previa solicitud al regulador nacional, se realice la aprobación pertinente.

[...][A] la vista de la información aportada por REE, cabría entender que la instalación puede considerarse un componente de red plenamente integrado y, en consecuencia, la propiedad de las baterías por parte de REE sería coherente con lo previsto en la Ley 24/2013. No obstante lo anterior, con el fin de confirmar que la propiedad de esta instalación por parte del transportista, según está previsto en la Planificación, es la solución económicamente más eficiente para el sistema, sería conveniente llevar a cabo el proceso de licitación abierto, transparente y no discriminatorio que prevé el artículo 54.2 de la mencionada directiva, con el fin de asegurar que otros sujetos no podrían prestar los servicios requeridos por el Operador del Sistema a un coste razonable y en tiempo oportuno.

Por tanto, se entiende que la autoridad reguladora (que según se desprende de la Ley 3/2013, es la CNMC y así ha sido confirmado por la Comisión Europea) no ha concedido la aprobación exigida en el primer párrafo del apartado segundo del artículo 54 de la Directiva 2019/944, del que se desprende que, sólo excepcionalmente, pueden los Estados miembros autorizar a los gestores de la red de transporte la titularidad, desarrollo, gestión o explotación de las instalaciones de almacenamiento de energía, siendo necesario para ello preciso demostrar (i) que las instalaciones son componentes de red plenamente integrados y las autoridades regulatorias han concedido su aprobación, o bien (ii) que se cumplen una serie de condiciones entre las que destaca la concurrencia de un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a revisión y a aprobación por parte de la autoridad reguladora.

Esta cuestión, sobre la necesidad de determinar aún si dicha instalación constituye o no un elemento de red plenamente integrado, queda confirmada en la propia Consulta Pública sobre la Propuesta que es objeto de estas alegaciones, ya que literalmente en la Memoria de la misma se establece lo siguiente:

Asimismo, por ser presupuesto para su consideración como inversión singular de la red de transporte, se determinará si la instalación a la que se refiere dicha inversión se considera un elemento constitutivo de la red de transporte plenamente integrado, tal como se define y establece en el artículo 34.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Adicionalmente, las observaciones que Endesa realizó a la solicitud de autorización administrativa previa mostraban, a partir de diferentes referencias, que el coste unitario planteado por REE es, en el caso menos desfavorable, 2,5 veces superior a los costes de referencia y, en concreto, a los que la Comisión Europea ha considerado razonables en expedientes de ayudas de estado notificadas y aprobadas recientemente.

Dichas observaciones durante el trámite de autorización de estas baterías (tanto para las de Mercadal en Menorca como las de San Antonio en Ibiza) no han sido infructuosas. Aunque Endesa hubiera preferido que, a esta altura, el efecto hubiese sido la reformulación del proyecto para su adecuación al marco normativo, tras analizar la memoria adjunta a la propuesta de reconocimiento de inversión singular, Endesa constata que sus observaciones en los procesos de autorización administrativa han sido utilizadas por REE para insistir en el mismo proyecto, ajustando la argumentación para intentar forzar su encaje en el marco normativo.

Endesa considera que, de ser autorizada la propuesta tal y como se presenta, dicha aprobación sería contraria al marco legal, tal y como se expone en estas observaciones.

3. La propuesta de reconocimiento de inversión de carácter singular

La Propuesta de Resolución es una aplicación del artículo 9 de la Circular 5/2019, que define lo que se entiende por instalaciones singulares de transporte y la forma en que se determina tal carácter.

A tal efecto, la empresa transportista deberá detallar y justificar la singularidad de la inversión, incluyendo todas aquellas razones de gestión técnica del sistema, motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, así como la sostenibilidad económica y financiera de la misma. Adicionalmente, deberá aportar una estimación del valor de inversión y de los costes de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión. La insuficiencia, o falta de fundamentación, de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión, o de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, de las normas de gestión técnica del sistema o cualquier otra de carácter estatal que le fuera de aplicación, implicará la no inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones de transporte.

Asimismo, por ser presupuesto para su consideración como inversión singular de la red de transporte, la Propuesta de Resolución analiza si la instalación a la que se refiere dicha inversión se considera un elemento constitutivo de la red de transporte plenamente integrado, tal como se define y establece en el artículo 34.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En este marco, las observaciones recogidas en aqueste documento cubren ambas vertientes:

- Demostrar que los servicios prestados por estas baterías no se corresponden con los que pueden ofrecer los componentes de red plenamente integrados.
- Probar que los servicios prestados por estas baterías incluyen la gestión de congestiones y servicios auxiliares de balance.
- Aportar una referencia adicional que muestra cómo se ha tratado, de forma muy diferente a la que se ha iniciado en España, la autorización y licitación de instalaciones equivalentes en Alemania.
- Ilustrar que, desde la perspectiva de eficiencia y sostenibilidad económica, la propuesta es desproporcionada y se aleja considerablemente de todas las referencias actuales y contrastables de los costes de invertir y operar este tipo de instalaciones de almacenamiento.

Adicionalmente, estas observaciones exponen las posibles vulneraciones normativas que consideramos conllevaría otorgar esta autorización a REE.

4. Las baterías de Mercadal y San Antonio y los servicios de balance y gestión de congestiones

Como expone el Informe del Dr. D. Luis Rouco Rodríguez, Profesor Propio Ordinario (Catedrático) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, adjunto al presente documento de alegaciones, las baterías en cuestión realizan servicios de balance y de gestión de congestiones, lo cual no se corresponde con el papel asignado a los componentes de red plenamente integrados según la directiva UE 2019/944. Tal y como se muestra en la siguiente Figura 1, los servicios/sistemas para alcanzar una operación segura de la red sólo pueden clasificarse en tres categorías. En consecuencia, si los componentes de red plenamente integrados no pueden utilizarse para llevar a cabo servicios de balance o de frecuencia, ni para gestión de congestiones, entonces sólo pueden utilizarse en para servicios auxiliares de no frecuencia.

Hay dos maneras de probar que las baterías de REE en Mercadal o San Antonio no encajan en la definición de componentes de red plenamente integrados:

- Probar que el servicio que realizan no se corresponde con ninguno de los servicios auxiliares de no frecuencia.
- Probar que realiza gestión de congestiones y/o servicios de frecuencia.

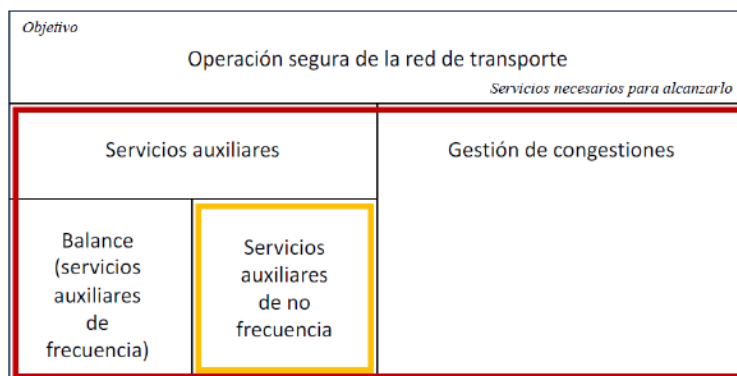


FIGURA 1. SERVICIOS NECESARIOS PARA ALCANZAR UNA OPERACIÓN SEGURA DE LA RED DE TRANSPORTE

5. Comprobación de que las baterías realizan un servicio que no se corresponde con los servicios definidos como de no frecuencia

La Resolución de 8 de septiembre de 2022 de la CNMC por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, recoge en su artículo 4 la definición y enumeración de los servicios auxiliares de no frecuencia tal y como se definen en el artículo 2, punto 49, de la Directiva (UE) 2019/944.

«Servicio de no frecuencia: servicio auxiliar utilizado por un gestor de la red de transporte o de distribución para:

- el control de tensión en régimen permanente,
- inyecciones rápidas de corriente reactiva,
- inercia para la estabilidad de la red local,
- corriente de cortocircuito,
- capacidad de arranque autónomo y
- capacidad de funcionamiento aislado.»

Además, en su artículo 6 se establece que únicamente el servicio de control de tensiones y el servicio de arranque autónomo serán considerados como servicios de no frecuencia del sistema eléctrico español:

Serán considerados como servicios de no frecuencia del sistema eléctrico peninsular español el servicio de control de tensión y el servicio de arranque autónomo. Podrán establecerse con posterioridad otros servicios de no frecuencia, de entre los contemplados en la Directiva (UE) 944/2019, en caso de considerarlo así necesario, al objeto de garantizar el cumplimiento de los criterios de fiabilidad, seguridad y calidad de suministro, servicios que se desarrollarían en una futura revisión de estas Condiciones.

Es decir, en el sistema eléctrico español, hay únicamente cabida para dos tipos de servicios, el de control de tensiones y el servicio de arranque autónomo. En caso de ser necesario el desarrollo de nuevos posibles servicios es necesario revisar dicha Resolución así como desarrollar y aprobar un Procedimiento de Operación que incluya la descripción técnica del servicio, las condiciones específicas de participación de los proveedores y el alcance de la prestación obligatoria y de la prestación potestativa, entre otras.

Lo anterior se establece en el artículo 3, apartado 5, de la propia Resolución:

Estas Condiciones podrán ser revisadas tras la modificación de los mencionados marcos regulatorios de aplicación. Podrán también ser revisadas cuando, a iniciativa del Operador del Sistema (OS) o de la CNMC, así se considere oportuno, bien para la introducción de mejoras en los servicios existentes, o bien para el desarrollo de posibles nuevos servicios que aseguren los medios adecuados para cumplir con las funciones del operador del sistema según establece el artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. Dicha revisión se llevará a cabo siguiendo el mismo proceso de consulta y aprobación aplicado al documento original, de acuerdo con lo recogido en la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tal y como se desprende de la memoria que se adjunta a la consulta actual, REE justifica la finalidad de las baterías de la siguiente manera:

El sistema de almacenamiento propuesto permite por tanto aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte, ya que reduce el impacto del criterio “N-1” en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado “N-1”, la batería apoyará para suplir en flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación.

Esta descripción no se corresponde con ninguno de los servicios auxiliares de no frecuencia definidos y descritos ni en el ordenamiento europeo, ni en el nacional.

En definitiva, no existe actualmente ningún servicio de no frecuencia que se corresponda con el propósito manifestado para las baterías que REE pretende incluir en Ibiza y Menorca. Para introducir nuevos servicios de no frecuencia, es imperativo seguir el procedimiento regulatorio definido, incluyendo la revisión de la Resolución de 8 de septiembre de 2022 y el desarrollo de un Procedimiento de Operación detallado. Esto no se ha intentado ni iniciado en el caso de las baterías que REE pretende incluir en Ibiza y Menorca.

5.1. Comprobación de que las baterías van a realizar un servicio de balance

El Reglamento 2017/2195 de la Comisión Europea, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, y el Reglamento (UE) 2019/943, definen lo que es el “balance” y, por tanto, el alcance de los servicios de balance, tratándose de servicios que no pueden realizar los elementos que sean considerados como «plenamente integrados»:

Según la directriz de balance, «balance», todas las acciones y procesos, en todos los horizontes temporales, mediante los cuales los GRT

aseguran, de forma ininterrumpida, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido

Según el reglamento, «balance»: todas las acciones y procesos, en todos los plazos, con que los gestores de redes de transporte garantizan, de manera continua, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido y la conformidad con la cantidad de reservas necesaria con respecto a la calidad exigida.

En un sistema eléctrico, el equilibrio entre la demanda y el suministro es crucial para mantener la estabilidad. Si se produce un desequilibrio instantáneo como la pérdida de un enlace, ese desequilibrio produce una variación en la frecuencia del sistema. Si la frecuencia cae por debajo de un determinado valor, o si la rapidez con que cae la frecuencia es mayor que un determinado umbral, se puede producir un fenómeno en cascada desconectando automáticamente otros generadores, agravando el problema.

Las baterías constituyen posiblemente la mejor tecnología disponible para proporcionar una respuesta muy rápida a las variaciones frecuencia-potencia. Pueden inyectar energía al sistema o reducir la demanda en cuestión de unos pocos segundos para contrarrestar el desequilibrio y evitar un impacto en la frecuencia del sistema y sus consecuencias posteriores. La activación de estas soluciones puede basarse en diferentes señales técnicas, como una reducción en la frecuencia, la detección de una contingencia o la indisponibilidad de uno de los enlaces. Lo relevante no es la señal técnica que dispare la entrada en funcionamiento de las baterías, sino el objetivo último perseguido por la entrada en funcionamiento de éstas, que no es otro que evitar un incidente de frecuencia.

Por tanto, como se establece en la Directriz de Balance y en el propio Reglamento de mercado interior, cualquier acción, proceso o sistema que asegure el mantenimiento de la frecuencia está en el ámbito de los servicios de balance o frecuencia.

Además, entre los textos que incluye la memoria de la Resolución sobre las justificaciones que REE ha proporcionado, se incluye uno del que claramente se deduce que las baterías van a prestar un servicio de frecuencia. REE dice así:

Como se puede comprobar, la actuación de las baterías se produce en tiempos mucho más rápidos que los que las características técnicas de los grupos térmicos permiten, por lo que no interfieren en su aportación ni de energía de balance ni del servicio de restricciones técnicas para la resolución de congestiones.

REE sostiene que las baterías no interfieren en los grupos térmicos existentes, argumentando que su propósito principal es proporcionar una respuesta rápida. Sin embargo, al explicitar que las baterías están diseñadas para responder como los generadores, pero más rápidamente, se confirma que ofrecerán un servicio de balance con un tiempo de activación mucho más rápido que la regulación de frecuencia primaria habitual (Frequency Containment Reserve), que es de unos 30 segundos y depende de que los grupos térmicos estén en reserva rodante.

Numerosos países del mundo, y varios en Europa, han regulado Servicios de Respuesta Rápida de Frecuencia (“Fast Frequency control ancillary services”). En Irlanda se incluye el Fast Frequency Response (FFR) que requiere activación en 2 segundos, y el Enhanced Frequency Response en Escocia, con activación en 1 segundo. Las baterías pueden variar su potencia activa de cero a plena carga en tiempos tan reducidos como 0,5 a 2 segundos. Estas velocidades sólo son alcanzables por las baterías o por la gestión activa de la demanda. Aunque los grupos térmicos actuales no pueden proporcionar este tipo de respuesta, conceptualmente sigue siendo un servicio de frecuencia. Además, ya existen promotores de baterías que están tramitando sus proyectos en esas islas que podrían ofrecer este servicio, además de proyectos futuros o incluso propuestas de hibridación de los grupos térmicos actuales, que darían este servicio.

Hay otras frases en los textos de REE que cita la Memoria de la Propuesta de Resolución que vuelven a poner de manifiesto que estas baterías prestan un servicio de balance, y que extractamos a continuación:

- en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado –«N-1»–la batería apoyará para suplir en flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación”; es decir, la batería está realizando la misma función que realizaría un generador en ese caso, balance.
- El sistema de almacenamiento estará siempre cargado y en situación de espera. Es decir, no inyectará energía alguna al sistema en condiciones normales sin afectar para nada al funcionamiento del sistema”. Efectivamente, esa es la misión de un sistema de balance: no hacer nada en condiciones normales.
- Pasarán a entregar la energía almacenada exclusivamente en caso de producirse la desconexión intempestiva de uno cualquiera de los enlaces considerados en el diseño del esquema propuesto, con el objetivo de garantizar el correcto y seguro funcionamiento del sistema tras el incidente”; efectivamente, esa es exactamente la función de un sistema de balance.
- El funcionamiento normal previsto por el sistema de baterías, por tanto, no sustituye ningún servicio que actualmente se preste con los grupos térmicos, ni interfiere en el balance del sistema ni en la resolución de congestiones”. Esta es, sin duda, la mayor inexactitud que se incluye en los textos citados de REE. Es un hecho que las islas Baleares disponen de varios enlaces submarinos, y también lo es que, a día de hoy, no hay en operación ninguna batería que realice la misión que se pretende hagan las de San Antonio y Mercadal. Y el hecho innegable es que, actualmente, cuando hay un fallo en la interconexión (o cualquier otra incidencia) son los



generadores térmicos los que actúan, y dejarán de hacerlo si se instalan estas baterías. No puede negarse que las baterías van a sustituir un servicio actualmente prestado por los generadores. Lo harán con mayor velocidad que los generadores actuales, sin duda, pero con la misma calidad que lo podrían hacer los grupos actuales hibridados con instalaciones de almacenamiento, por ejemplo.

- Tampoco se asignará a las baterías ningún tipo de banda de regulación como se asigna a los proveedores del servicio de regulación primaria, secundaria y terciaria. La regulación primaria y secundaria actúa según el comportamiento y las variaciones en la frecuencia del sistema balear, mientras que el sistema de baterías actuará según la disponibilidad de los enlaces que se monitoricen en cada momento, siendo la señal de activación de las baterías en funcionamiento normal completamente independiente de la frecuencia del sistema”. Pero, con independencia de la señal que active la entrada en funcionamiento de las baterías, el fin perseguido con el uso de éstas es evitar que la frecuencia del sistema caiga ante una contingencia, es decir, un servicio de balance.

- Como se puede comprobar, la actuación de las baterías se produce en tiempos mucho más rápidos que los que las características técnicas de los grupos térmicos permiten, por lo que no interfieren en su aportación ni de energía de balance ni del servicio de restricciones técnicas para la resolución de congestiones”. Nadie discute que las baterías pueden prestar el servicio con mayor velocidad que los generadores térmicos actuales. Pero eso no afecta al hecho incuestionable: eso no quiere decir que no presten un servicio de balance. Existen proyectos de hibridación de grupos térmicos con baterías, que proporcionarían esta misma rapidez de respuesta, además de otros servicios adicionales.

De actuar conforme a la Directiva y a la Ley del Sector Eléctrico, REE debería haber especificado que, para incrementar la explotación del enlace manteniendo el nivel de seguridad requerido, precisa de un servicio de ajuste con estas características para que pudiera ser prestado por los agentes. En su lugar, intenta clasificar este servicio como uno de los que puede proporcionar un componente de red plenamente integrado.

5.2. Comprobación de que las baterías van a realizar un servicio de gestión de congestiones

El reglamento UE 2019/943 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad define como congestión “la situación en la que todas las solicitudes por parte de participantes en el mercado de comerciar entre zonas de red no pueden ser acogidas, pues afectarían significativamente a los flujos físicos sobre elementos de la red que no pueden acoger tales flujos”. El reglamento mencionado establece que la gestión de congestiones debe basarse en mecanismos de mercado. Sin embargo, los recursos de generación en el sistema Balear no se asignan atendiendo a un mecanismo de mercado sino en virtud de un despacho económico centralizado. En este entorno, el servicio de gestión de congestiones puede definirse como “el conjunto de acciones sobre el despacho de generación que aseguren que los flujos físicos estén en los márgenes que la red pueda acoger”.

Por otro lado, en el marco normativo español, a través de los procedimientos de operación, los conceptos de restricciones técnicas y congestiones se relacionan. Las restricciones técnicas se definen en el Procedimiento de Operación. 3.2 como:

...cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

Adicionalmente, entre las diferentes causas que pueden dar lugar a una restricción técnica se identifica específicamente una que tiene que ver con el potencial incumplimiento de las condiciones de seguridad con posterioridad a una contingencia (como puede ser un escenario de indisponibilidad parcial de la red o “N-1” entre los que cabe la pérdida de cualquiera de los enlaces).

Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Es decir, las restricciones técnicas pueden surgir por eventos como la pérdida de un elemento de la red (“N-1”), lo cual compromete las condiciones de seguridad tanto en régimen normal como tras una contingencia.

El término “congestión” se utiliza en este mismo procedimiento de operación para referirse específicamente a restricciones técnicas que ocurren después de una contingencia, como la indisponibilidad de un elemento de la red (“N-1”). Por ejemplo, se pueden identificar restricciones en el caso base o inestabilidades transitorias después de una contingencia:

“1. Restricciones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria poscontingencia o ambos

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación”.

REE, en la documentación aportada en la Propuesta de Resolución, expone que:

El sistema de almacenamiento propuesto permite por tanto aumentar la capacidad de intercambio disponible en un enlace o eje de la red de transporte, ya que reduce el impacto del criterio “N-1” en la determinación de la capacidad de intercambio disponible en condiciones de seguridad: en caso de producirse la pérdida de un circuito del enlace o eje considerado “N-1”, la batería apoyará para suplir en flujo que se transportaba por el circuito afectado durante el tiempo necesario hasta la recuperación del elemento indisponible o hasta la adopción de medidas alternativas de operación, en particular, el arranque de unidades de generación.

En la conexión entre Mallorca e Ibiza hay dos enlaces y si se produce un fallo o contingencia de uno de ellos (“N-1”) transitoriamente toda la potencia pasaría al otro. La batería de Ibiza se utilizaría para evitar que esto suceda y que toda la potencia pase al otro enlace y cause la congestión. Para ello, la batería suplirá parte de la energía que circula por el enlace afectado para mantener los límites de las variables de control del enlace y evitar violaciones. Ello significa que el Operador del Sistema utiliza el sistema de almacenamiento de energía en baterías de Ibiza, de forma análoga a cómo se puede utilizar los generadores de Ibiza o cualquier instalación de almacenamiento de un agente independiente, para resolver congestiones.

Como conclusiones de este apartado:

- Las baterías de REE van a prestar servicios que no se corresponden con los servicios de no frecuencia definidos ni en Europa ni en España.
- Independientemente de la señal que active las baterías, su propósito es evitar problemas de frecuencia, por lo que están ofreciendo servicios de frecuencia (con activación muy rápida). Algunos usos planteados para las baterías, como en el caso de la pérdida de uno de los enlaces entre Mallorca a Ibiza, claramente gestionan congestiones.
- Estas baterías realizarán servicios prohibidos por la normativa europea y nacional para los componentes de red plenamente integrados y, por tanto, no deben recibir tal consideración ni ser autorizadas como tales.

6. Sobre la vulneración del artículo 54 de la directiva 2019/944

Como ha sido indicado, el artículo 54 de la Directiva 2019/944 prohíbe a los gestores de las redes de transporte la posesión, desarrollo, gestión o explotación de instalaciones de almacenamiento.

Sólo excepcionalmente, cuando las instalaciones de almacenamiento constituyan componentes de la red de transporte plenamente integrados, esto es, cuando no se utilicen ni para el balance ni para la gestión de congestiones, podrán ser desarrolladas por los gestores de la red, previa aprobación del regulador. Alternativamente, en los supuestos en los que las instalaciones no sean componentes de red plenamente integrados, la Directiva 2019/944 permite al gestor de la red poseer o explotar una instalación de almacenamiento, condicionado a la previa realización de un proceso de licitación, aprobado por el regulador y siempre que se cumplan los restantes requisitos recogidos en el artículo 54.2 de la citada Directiva.

La normativa española ha transpuesto, sólo parcialmente, el artículo 54 de la Directiva 2019/944. Concretamente, el art. 34 de la LSE se limita, sin más, a definir el concepto de componente de red plenamente integrado, conforme a los siguientes términos:

“De la misma forma, también se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte los componentes de red de transporte plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones”.

El hecho de que el artículo 54 de la Directiva 2019/944 no haya sido completamente transpuesto al ordenamiento español, no obsta para que éste sea directamente aplicable en España y ello por cuanto se cumplen los requisitos previstos en la jurisprudencia comunitaria al efecto que, recordemos, exige que la norma comunitaria sea (i) “clara y precisa” o “suficientemente precisa”, en el sentido de que dé lugar a una obligación concreta en términos inequívocos, e (ii) “incondicional”, en el sentido de que no deje márgenes de apreciación discrecional a las autoridades públicas o a las instituciones comunitarias.

Es indudable que, en aqueste caso, la norma comunitaria invocada (art. 54 de la Directiva 2019/944) exige de forma clara y precisa que la instalación de baterías por parte de los gestores de la red de transporte esté sujeta a la previa aprobación del regulador, y ello con independencia de que se trate (o no) de componentes de red plenamente integrados. A su vez, de no constituir la instalación un componente de red plenamente integrado, la norma exige de forma clara, precisa e incondicionada la celebración de una licitación abierta, transparente y no discriminatoria, juntamente con otros requisitos adicionales que cumplen, igualmente, los requisitos jurisprudenciales exigidos. Ninguna duda existe, por tanto, en cuanto a que el artículo 54 de la Directiva 2019/944 es directamente aplicable en España.

Y es que, efectivamente, cuando las autoridades comunitarias imponen a los Estados miembros, por medio de una Directiva, la prohibición general de que los gestores de la red de transporte posean, instalen, gestionen o exploten instalaciones de almacenamiento (y sólo si concurren las excepciones expresamente tasadas procede no aplicar la prohibición), el efecto útil de dicha previsión quedaría debilitado si, ante una incompleta transposición de la Directiva (como ha ocurrido en España) y, habiendo transcurrido holgadamente el plazo de transposición (31 de diciembre de 2020), se impidiera a los particulares invocar el efecto directo de las referidas previsiones.



La eventual autorización por parte de la CNMC de la inversión proyectada por REE, sin la previa convocatoria de una licitación, vulnera el artículo 54 de la Directiva 2019/944 por cuanto, como ha sido indicado, las baterías aquí analizadas van a prestar servicios que no se corresponden con los servicios de no frecuencia. Sin duda alguna, la aprobación de este proyecto genera un riesgo de (i) subvenciones cruzadas, (ii) distorsión de la competencia y discriminación en el acceso a los servicios de almacenamiento, así como (iii) uso manifiestamente ineficiente de estas instalaciones.

Estos riesgos son los que, precisamente, pretende evitar el art. 54 de la referida Directiva al prohibir a los gestores de la red de transporte la inversión en baterías. Sólo en el caso de que se trate de un componente de red plenamente integrado, en los términos definidos por la propia Directiva, se permite la aprobación del proyecto de inversión sin la previa convocatoria de una licitación. Como ha sido expuesto, dicho extremo no concurre en este caso pues estas baterías se instalan justamente para cumplir funciones de balance y/o gestión de congestiones. Ciertamente, las baterías se construyen con la finalidad evitar un incidente de frecuencia, así como llevar a cabo servicios de congestión de redes siendo el supuesto de pérdida de uno de los enlaces entre Mallorca a Ibiza un caso evidente de gestión de congestiones.

Es más, la Directiva 2019/944 no sólo prohíbe a los reguladores aprobar proyectos de desarrollo de baterías que no constituyan un componente de red plenamente integrado, sin la previa convocatoria de una licitación, sino que se obliga a éstos a notificar a la Comisión Europea y ACER la decisión de conceder una excepción, debiendo explicar los motivos concretos que avalan dicha decisión. Dificilmente podría justificarse ante la Comisión Europea que baterías que, ante una contingencia, prestan servicios de frecuencia o de gestión de congestiones del sistema de carga constituyen un componente de red plenamente integrado. Máxime cuando existen precedentes, uno de los cuales se describe en este mismo documento, de proyectos con la misma finalidad y funcionamiento que no han sido considerados componentes de red plenamente integrados, que a buen seguro son conocidos por la Comisión Europea.

El carácter excepcionalísimo de la aprobación que aquí se proyecta se pone de manifiesto, a su vez, si atendemos al apartado cuarto del artículo 54 de la Directiva 2019/944, que exige a las autoridades reguladoras realizar, periódicamente, una consulta pública sobre las instalaciones de almacenamiento de energía existentes con el fin de valorar la disponibilidad y el interés por parte de otros operadores en invertir en dichas instalaciones. Y, si de dicha consulta pública resulta que otras empresas son capaces de poseer, desarrollar, gestionar y explotar tales instalaciones de manera rentable, la autoridad reguladora (en este caso la CNMC) tiene la obligación de suprimir en un plazo máximo de 18 meses el derecho exclusivo al efecto otorgado al TSO.

Pues bien, si desde un primer momento se pone de manifiesto por parte de determinados operadores, como Endesa, que éstos son capaces de desarrollar las baterías proyectadas por REE a un coste mucho menor y de forma manifiestamente más eficiente, la inobservancia por parte de la CNMC de dichas alegaciones y negativa a instar la convocatoria de una licitación supone la introducción por parte de la Administración de una barrera de entrada y consecuente distorsión de la competencia.

Adviértase que, al hilo de la petición formulada por REE a la CNMC para que las baterías de Mercadal 132 kV sean consideradas un componente de red plenamente integrado, la CNMC ha señalado expresamente lo siguiente (Informe CNMC INF/DE/587/23):

“(…) con el fin de confirmar que la propiedad de esta instalación por parte del transportista, según está previsto en la Planificación, es la solución económicamente más eficiente para el sistema, sería conveniente llevar a cabo el proceso de licitación abierto, transparente y no discriminatorio que prevé el artículo 54.2 de la mencionada directiva, con el fin de asegurar que otros sujetos no podrían prestar los servicios requeridos por el Operador del Sistema a un coste razonable y en tiempo oportuno.”

Por tanto, la propia CNMC ha cuestionado, en informes previos, que la instalación proyectada en la subestación de Mercadal 132 kV sea un componente de red plenamente integrado pues, de ser así, en ningún caso, habría instado la convocatoria de un proceso de licitación. Ciertamente, si la CNMC ha propuesto en el pasado la celebración de un procedimiento competitivo es porque considera que existen en el mercado otros operadores con capacidad para construir, a un precio razonable y de mercado, baterías con las mismas funcionalidades que las proyectadas por REE.

Es más, en la Memoria Justificativa de las Propuestas de Resolución (Consideración Séptima) sometidas a consulta y aquí analizadas, la CNMC reconoce que las baterías que pretende construir REE superan el límite de inversión previsto en Real Decreto 1047/2013, considerando conveniente que “el proyecto del nuevo sistema de almacenamiento [...] fuera candidato a ser un proyecto elegible a recibir ayudas con cargo a la Adenda del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia”. Todo ello, según la CNMC, con el fin contribuir “a la estabilidad financiera del sistema evitando que los consumidores eléctricos tengan que soportar posibles extra-costes en los que pudiera incurrir la infraestructura prevista”.

En fin, al margen de los extracostes que la CNMC reconoce pudieran derivar de la infraestructura propuesta por REE, el hecho de que la Comisión Europea haya rechazado en Canarias (sistema que recordemos está más aislado que el archipiélago Balear) conceder al Gobierno de España una excepción a la prohibición general de que los gestores de las redes de transporte puedan poseer y explotar las instalaciones de almacenamiento, demuestra la dificultad existente para justificar que REE pueda desarrollar baterías. Más aún si, como aquí ocurre, las baterías van a prestar servicios de frecuencia.

En suma, por lo anteriormente expuesto, procede convocar un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a

la previa aprobación y revisión de la CNMC, so pena de que su inobservancia y atribución a REE de un derecho exclusivo para la construcción y explotación de las baterías en Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV vulnera el artículo 54 de la Directiva 2019/944, así como de los principios de separación de actividades y no discriminación, tal y como a continuación se expone.

7. Vulneración del artículo 43 de la directiva 2019/944 y 12 de la ley 24/2013 en materia de separación de actividades

El reconocimiento a REE del carácter singular de las actuaciones previstas en la subestación de Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV, y la subsiguiente aprobación de las baterías proyectadas, vulneraría los artículos 43 de la Directiva 2019/944 y 12 de la LSE, que prohíben a los TSO llevar a cabo funciones de generación y suministro. Como resulta de los considerandos 67 y siguientes de la Directiva 2019/944, sin una separación efectiva entre las redes de transporte y las actividades liberalizadas de generación y suministro, existe un claro riesgo de discriminación, así como un conflicto de intereses que obstaculiza el acceso parte de terceros al mercado.

Partiendo de lo indicado parece indudable que, en el caso de que se aprobara el proyecto de inversión propuesto por REE para el desarrollo de baterías en las subestaciones de Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV, las mencionadas previsiones se vulnerarían y ello en los dos supuestos siguientes:

- Si tal titularidad se residenciara en una sociedad filial de REE, la vulneración sería directa e inmediata. En efecto, en tal caso se vulneraría la prohibición contenida en el art. 43 de la Directiva 2019/944 ya que los accionistas de REE que tengan derecho a nombrar los miembros del Consejo de Administración de dicha sociedad ejercerán, al mismo tiempo, indirectamente, derechos en la sociedad filial a la que se atribuyera la titularidad de las instalaciones de almacenamiento.
- Si la titularidad de las instalaciones de almacenamiento se atribuyera directamente a REE, la finalidad de separación efectiva pretendida por la Directiva se vería frustrada a fortiori, vulnerándose también aquella.

A la misma conclusión se llega si se considera el elemento teleológico de interpretación. Y ello por cuanto el transportista y el Operador del Sistema serían los responsables de conceder acceso a la red de transporte a posibles competidores, con el consecuente conflicto de interés y riesgo de distorsión de la competencia en el mercado que es, precisamente, lo que la separación de actividades pretende impedir.

A su vez, no puede obviarse que el Operador del Sistema es el responsable del despacho de la electricidad en los Territorios No Peninsulares, con el consiguiente conflicto. Dispone, efectivamente, de información sensible que no tienen otros operadores y podría, sin duda, manipular dicho despacho con ánimo de favorecer la operación de sus propias instalaciones. Así, el Operador del Sistema es quien determina qué grupos de generación funcionan y cuándo (sin que nadie lo supervise pues se le supone la independencia); (ii) es el responsable de controlar la disponibilidad de las centrales, con repercusión económica de los generadores en caso de indisponibilidad, y (iii) puede acordar, de forma ajena al regulador, la parada o arranque de cualquier grupo aduciendo motivos de seguridad.

Adviértase, a este respecto, que las autoridades de competencia se han pronunciado reiteradamente sobre las distorsiones competitivas que puede generar la integración vertical mediante la participación en actividades eléctricas no reguladas del transportista y el Operador del Sistema español, REE. Así, por ejemplo, en la Decisión dictada por la Comisión Europea en el asunto M.3507, CVC/REE/Iberdrola, aquella indicó lo siguiente:

“Se ha señalado además mayoritariamente la conveniencia de que la titularidad de los activos de la red de transporte no corresponda a empresas verticalmente integradas. La Ley del Sector Eléctrico atribuye expresamente a la sociedad REE las funciones de operador del sistema y gestor de la red de transporte. REE sólo ejerce actividades de transporte, ya que tiene legalmente prohibida la realización de otras actividades destinadas al suministro eléctrico en España, estando además sometida la realización de otras actividades a autorización por parte del regulador. Por ello, la sociedad REE, al no tener una integración vertical, no tiene el incentivo para realizar las prácticas anticompetitivas ligadas a la propiedad de la red de transporte”.

De lo anterior resulta que, de aprobarse por parte de la CNMC las inversiones para la construcción por parte de REE de las baterías proyectadas en la subestación de Mercadal 132 kV y San Antonio 66 kV, no sólo se estarían vulnerando los artículos 43 de la Directiva 2019/944 y 12 de la LSE en materia de separación de actividades, sino que se pondrían en cuestión las bases y condiciones de autorización, en su día otorgadas por parte de la Comisión Europea en el marco del procedimiento de concentración económica M.3507, CVC/REE/Iberdrola, así como otras concentraciones subsiguientes referidas al mismo proyecto.

8. Vulneración del principio de igualdad y de no discriminación

El artículo 14 de la Constitución Española reconoce el derecho de igualdad ante la ley, sin que pueda prevalecer discriminación alguna por razón de ninguna condición o circunstancia. En su amplia doctrina acerca de tal principio, el Tribunal Constitucional tiene declarado (entre otras, en sus Sentencias 33/2006, de 13 de febrero, y 200/2001, de 4 de octubre) que el mismo impone "el deber de dispensar un mismo tratamiento a quienes se encuentran en situaciones jurídicas iguales, con prohibición de toda desigualdad que, desde el punto de vista de la finalidad de la norma cuestionada, carezca de justificación objetiva y razonable, o que resulte desproporcionada en relación con dicha justificación", y ello porque "supuestos de hecho sustancialmente iguales deben ser tratados idénticamente en sus consecuencias jurídicas" (Sentencias 212/1993, de 28 de junio, y 80/1994, de 13 de marzo, entre otras).

En lo que al sector eléctrico se refiere, el legislador de la Unión Europea ha impuesto, en todas las directivas de liberalización del sector eléctrico, la obligación incondicional de los Estados miembros de no discriminar entre operadores. Concretamente, el artículo 9.1 de la Directiva 2019/944 contiene una prohibición general de discriminación entre empresas eléctricas al señalar lo siguiente:

“Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2, los Estados miembros, de conformidad con su organización institucional y cumpliendo el principio de subsidiariedad, velarán por que las empresas eléctricas operen con arreglo a los principios de la presente Directiva, con miras a la consecución de un mercado de electricidad competitivo, seguro y sostenible desde el punto de vista medioambiental, y no ejercerán discriminación entre aquellas en cuanto a derechos y obligaciones.”

El principio comunitario de igualdad implica, igual que en el ámbito nacional, la obligación de tratar de igual manera situaciones iguales, a no ser que se justifiquen de manera objetiva las diferencias en el tratamiento. Lo que prohíbe el principio de igualdad son, en suma, las desigualdades que resulten artificiosas o injustificadas por no venir fundadas en criterios objetivos y razonables, de valor generalmente aceptado. También es necesario, para que sea lícita la diferencia de trato, que las consecuencias jurídicas que se deriven de tal distinción sean proporcionadas a la finalidad perseguida, de suerte que se eviten resultados excesivamente gravosos o desmedidos.

Pues bien, teniendo en cuenta lo anterior, la aprobación por la CNMC de las baterías proyectadas por REE, sin la convocatoria de un procedimiento de concurrencia, contravendría los artículos 14 de la CE y 9.1 de la Directiva 2019/944, así como al principio general de no discriminación.

En primer término, habiendo quedado demostrado que las baterías proyectadas por REE prestarán servicios de balance, la aprobación de dicho proyecto por parte de la CNMC introduciría un trato desigual para aquellas empresas que puedan también tener interés en la construcción y explotación de las mismas.

En segundo término, no existe justificación objetiva alguna que, desde la perspectiva de la finalidad perseguida por la regulación, justifique un trato desigual. En efecto, el reconocimiento de las inversiones que proyecta acometer REE no cuenta con fundamento objetivo y razonable si atendemos a la finalidad perseguida por el artículo 54 de la Directiva 2019/944, cual es el otorgamiento de un derecho exclusivo al TSO SÓLO en los supuestos en los que el objetivo sea garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y NO a efectos de balance o gestión de congestiones.

En aqueste caso, el hecho de que REE sea el titular de las instalaciones podría generar problemas de seguridad pues, como decimos, existe el riesgo de que se generen conflictos de interés que podrían dar lugar a que el despacho y gestión del sistema no se realicen atendiendo a criterios de seguridad y eficiencia, sino en pro del beneficio de dicho operador. Sin duda, el Operador del Sistema tendrá incentivos para alterar el funcionamiento de las instalaciones, aunque ello genere pérdidas al sistema. Justamente, el objetivo contrario al perseguido por la normativa comunitaria invocada.

Se trataría, por lo demás, de una solución desproporcionada pues existen, sin duda, alternativas menos restrictivas, tal y como prevé el artículo 54 de la Directiva 2019/944, de modo que, sólo si, tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio sujeto a la revisión y aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno, procedería asignar este derecho exclusivo a favor de REE.

9. La eficiencia y sostenibilidad económica de la propuesta

El presupuesto que aparece en la propuesta para la batería de Mercadal es de 47,3 M€ para una capacidad de almacenamiento total de 37,5 MWh. Es decir, 1,26 M€ por MWh de almacenamiento. En el caso de la batería de san Antonio, la inversión es de 76 M€ para una capacidad de energía de 67,5 MWh. Es decir, una inversión unitaria por MWh de 1,126 M€. En una batería, el inductor de costes fundamental es la energía, con una menor dependencia de la potencia.

Aunque podrían utilizarse múltiples referencias de empresas tipo BNEF, asociaciones sectoriales, etc., se considera relevante comparar estas referencias de inversión unitaria por MWh de almacenamiento en batería con las que aparecen en tres expedientes de ayudas de estado para almacenamiento aprobadas por la Comisión Europea en el último año y medio. Se trata de las de Grecia, Rumanía y España.

- State Aid SA.64736 – RRF - Greece - Financial support in favour of electricity storage facilities
- State Aid SA.102761 (2022/N) – Romania RRF – State aid scheme aimed at developing electricity storage in Romania.
- State Aid SA.103068 – RRF – Spain: Support for innovative electricity storage projects.

En la de Grecia, que es la más antigua (anterior al incremento en costes que han experimentado las baterías durante 2022-2023) el coste por MWh considerado es de $554/2=277.000$ €/MWh.

En las de Rumania, cuya aprobación es de marzo de 2023 y que por tanto recoge dicho incremento, el coste de referencia es de 390.000 €/MWh.



Finalmente, la de España es de julio de 2023 y con total certeza recoge cualquier incremento de costes que se hubiera podido producir en 2022. En el caso de España, la horquilla de costes considerados para baterías de 2 horas es de entre 600 y 800 €/kW. Expresado en euros por MWh esto representa entre 300.000 y 400.000 €/MWh. Está en línea con el caso de Rumania que tiene una secuencia temporal similar (4 meses de diferencia).

Las baterías propuestas por REE tienen una duración de 45 minutos. En términos de inversión por MWh, al reducirse la duración (a igualdad de potencia) se produce un ligero incremento en el capex porque el peso relativo del coste de la electrónica de potencia (inversores, etc.) se incrementa. El informe de Lazards de junio de 2024 sobre Levelized Cost of Energy establece que el incremento de inversión por MW para un sistema de baterías de dos horas de duración frente a uno de una hora de duración es del 15 al 20 %.

Con todo lo anterior, como se muestra en la figura, las inversiones unitarias planteadas por REE son entre 2,6 y 3,6 veces superiores a los costes de referencia para la inversión en almacenamiento que la Comisión Europea ha considerado razonables en expedientes de ayudas de estado notificadas y aprobadas en el último año y medio; entre ellos el propio expediente de ayudas de Estado a almacenamiento en España.



Adicionalmente en otros grandes proyectos de almacenamiento en tramitación en Baleares que ya han tenido fase de información pública, el presupuesto medio es de 171.000 €/MWh. Conforme a estas referencias, el presupuesto propuesto por REE por MWh de almacenamiento es 7 veces superior.

Promotor	SUN HIVE 85 SL	GR CANTABRIA 5 RENOVABLES S.L.	Merak Storage 2 SL
Proyecto	Baterías Puntiró HIVE	BESS BALEARES 3	Sant Martí BESS
Municipio	Palma	Alcudia	Alcudia
Polígono y parcela	Pol. 37, Parc. 211	C/ Estomell 19-29	C/ Estomell 1-5
Clasificación del suelo	Rústico	Urbano	Urbano
Tensión	AV	66	66
Potencia	MW	41	50,4
Capacidad	MWh	82	200,64
Tecnología	Ion Litio	litio hierro fosfato	litio hierro fosfato
Fabricante	Sungrow o similar	Hithium	Hithium
Superficie implantación	m2	10000	1833
CAPEX	€	16.243.000	31.054.200
€/MWh	€	396.171	634.807
€/MWh	€	198.085	154.776
m2/MWh	m2	122,0	9,1

Presupuesto medio:

171.000 €/MWh

*Nota: Valor obtenido como el promedio de los presupuestos de los proyectos administrativos que se encuentran en la fase de exposición pública.

Puede concluirse que, al margen de que la aprobación de dichas baterías a nombre de REE no puede realizarse porque prestarían servicios que no pueden realizar los componentes de red plenamente integrados, el presupuesto con el que se plantean está absolutamente fuera de

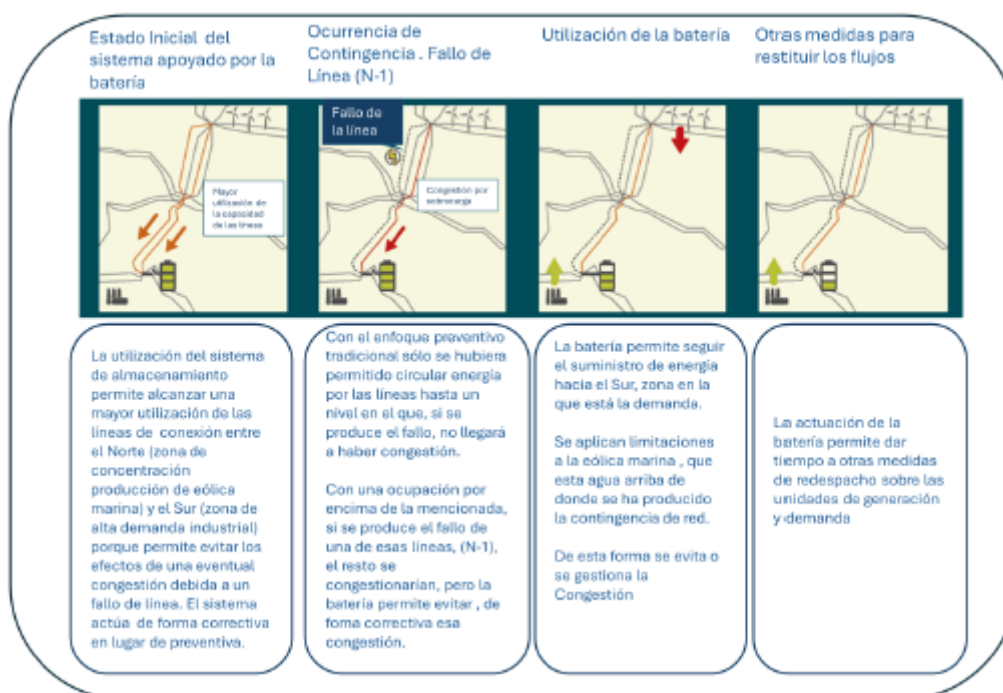


contexto, incluso con referencias de expedientes de ayudas de estado aprobados por la Comisión Europea, en los que debiera haber nula sospecha acerca de que los costes indicados no respondieran a la realidad.

10. Casos similares en Europa. Transnet, Alemania

En Alemania se han planteado varias instalaciones de almacenamiento en determinados nudos de la red de transporte. Estas instalaciones permiten una mayor utilización de la red (no se trata de incrementar la seguridad, sino de permitir una mayor utilización pasando de una gestión preventiva a una correctiva de las congestiones) ya que confían a una instalación de almacenamiento la gestión transitoria de determinados flujos de energía para evitar que se produzcan congestiones en determinados elementos de red en caso de fallo de otros elementos de red ("N-1"). Son instalaciones con un propósito y funcionamiento idénticos a las que REE quiere desarrollar en Ibiza y Menorca.

En la figura, que procede del folleto divulgativo de Transnet para el proyecto, se describe el funcionamiento que, como puede apreciarse, es equivalente al que se quiere dar a las baterías de San Antonio y Mercadal.



El 5 de septiembre de 2023 la Bundesnetzagentur (Agencia Federal de Redes, regulador energético de Alemania) autorizó al TSO alemán Transnet BW a construir, operar y desarrollar una instalación de almacenamiento de este tipo. Ello tras haber cumplido unos requisitos entre los que son relevantes, de cara a las observaciones aquí recogidas, los siguientes:

- No se ha planteado en ningún momento de este proceso que la instalación sea un componente de red plenamente integrado, claramente porque en la propia documentación de la autorización ya se manifiesta que se utiliza, al igual que las de REE, para gestionar o evitar congestiones.
- Antes de la autorización, Transnet ha llevado a cabo un procedimiento de licitación para que la instalación pudiera ser propiedad y operada por un tercero y dicho procedimiento fue supervisado por la Agencia Federal de Redes de Alemania.
- El procedimiento quedó desierto.

10.1. Resumen de la autorización otorgada a TransnetBW para la instalación de almacenamiento en Kupferzell

Según las leyes eléctricas de Alemania, que obviamente recogen los elementos de las Directivas Europeas, los gestores de redes no pueden poseer, construir, gestionar instalaciones de almacenamiento de energía salvo que se den determinadas condiciones, entre ellas las siguientes:

- Mostrar que permite cumplir las obligaciones del TSO de manera más eficiente que sin éstas.
- Haber llevado a cabo un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio como resultado del cual no se haya podido adjudicar la construcción, gestión y explotación de la instalación a un tercero (prueba de mercado negativa).

Transnet es un gestor de la red de transporte de Alemania que ha solicitado autorización para un proyecto de baterías en Kupferzell de 250 MW de potencia y 250 MWh.



Con carácter previo a solicitar la autorización, dicha instalación se incluyó como instalación de carácter piloto en los Planes Energéticos de Alemania.

También con carácter previo, Transnet realizó, el 1 de marzo de 2021, un planteamiento preliminar para la licitación para el proyecto en dos fases:

- Una primera para determinar la empresa que suministraría el sistema de baterías y un contrato para el mantenimiento del sistema. Debía constituirse una empresa “ad hoc” titular de estos contratos.
- En una segunda fase, esta empresa constituida en la fase anterior (con el contrato de construcción y arrendamiento) se sacaría a concurso para que cualquier tercero (cualificado) adquiriera las obligaciones de esa sociedad y las acciones de esta. De este modo, la propiedad de las instalaciones de almacenamiento y la gestión de la explotación de esta recaería en un tercero independiente a Transnet.

Tras meses de interacciones y aclaraciones con la Agencia Federal de Redes, el 21 de septiembre de 2021 se autorizó por esta el planteamiento de la licitación en dos fases con una serie de condiciones y salvedades.

La primera licitación se publicó el 29 de septiembre de 2021. En septiembre de 2022, tras comprobar la Agencia Federal de Redes que los contratos encajaban en el marco legal, se adjudicó a Fluence Energy GmbH.

El 5 de abril de 2023 se publicó la segunda licitación cuyo objeto era la venta de todas las acciones de la sociedad constituida en la fase anterior incluyendo los contratos para suministrar los equipos y hacer el mantenimiento. Pese a que según Transnet había habido interés preliminar por parte de tres empresas, finalmente no se presentó ninguna oferta a esta segunda licitación.

El 15 de junio de 2023, una vez que la segunda licitación se había declarado desierta, Transnet solicitó autorización para construir, gestionar y explotar la planta piloto de almacenamiento.

En la evaluación jurídica de la Agencia Federal de Redes destaca:

- El solicitante, un operador de redes, no puede poseer, construir ni operar instalaciones de almacenamiento salvo que se den determinados supuestos y se le otorgue una autorización explícita.
- El solicitante debe mostrar que la instalación permite cumplir el objetivo del TSO de forma más eficiente, así como que la necesidad que satisface es de largo plazo.
- El operador de red ha llevado a cabo un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, como resultado del cual no haya sido posible asignar a un tercero la prestación de este servicios.

El 5 de septiembre de 2023, cumplidos estos requisitos, se otorga la mencionada autorización a Transnet.

En el Anexo II se incluye la resolución de autorización del almacenamiento de TransnetBW, en alemán, así como una traducción realizada por un tercero (dado que el ente alemán no publica una versión traducida).

50. No se han recibido (a 24/10/2024) más alegaciones de ninguno de los afectados ni interesados, por lo tanto, transcurrido el plazo de 10 días hábiles que se estipulaba en la notificación del trámite de audiencia, se entiende su conformidad con la autorización de la instalación de acuerdo con el artículo 82 del Real Decreto 39/2015, de 1 de octubre, sobre el procedimiento administrativo común de las administraciones públicas.

51. El 29 de octubre de 2024, el técnico del Servicio de Transporte y Distribución de Energía y Generación Térmica de la Dirección General de Energía y Cambio Climático examinó la solicitud de autorización administrativa previa y declaración, en concreto, de utilidad pública de la instalación de un conjunto de baterías de almacenamiento a la subestación Mercadal y emitió un informe favorable.

52. El 8 de noviembre de 2024, se dictó la Resolución del consejero de Empresa, Empleo y Energía por la que se otorga la autorización administrativa previa y declaración, en concreto, de utilidad pública de la instalación de un conjunto de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal a Red Eléctrica de España, SAU.

53. En el BOIB n.º 150, de 16 de noviembre de 2024, se publicó la resolución por la que se otorga la autorización administrativa previa y declaración de utilidad pública de la instalación.

54. El 11 de noviembre de 2024, se solicitaron informes a efectos de autorización administrativa de construcción a los organismos siguientes:

- Consejo Insular, Dirección Insular de Carreteras.
- Consejo Insular, Dirección Insular de Ordenación de Territorio.



- Consejo Insular, Dirección Insular de Patrimonio.
- Ayuntamiento de Es Mercadal.

55. No se han recibido (a 04/12/2024) los informes requeridos a:

- Consejo Insular, Dirección Insular de Carreteras.
- Consejo Insular, Dirección Insular de Ordenación de Territorio.
- Consejo Insular, Dirección Insular de Patrimonio.
- Ayuntamiento de Es Mercadal.

Por lo tanto, transcurrido el plazo de quince días, puesto que la instalación fue declarada de interés autonómico y esto reduce el plazo que otorga el artículo 131 del Real Decreto 1955/2000 a la mitad, sin que las diferentes administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entiende su conformidad con la autorización de la instalación de acuerdo con el artículo 146 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

56. El 5 de diciembre de 2024, el técnico del Servicio de Transporte y Distribución de Energía y Generación Térmica de la Dirección General de Energía y Cambio Climático examinó la solicitud de autorización administrativa de construcción para la instalación de un conjunto de baterías de almacenamiento en la subestación Mercadal y emitió un informe favorable.

Fundamentos de derecho

1. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
2. El Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
3. El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
4. El Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC RAT.
5. El Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01-23.
6. El Decreto 99/1997, de 11 de julio, modificado por el Decreto 36/2003, de 11 de abril, que regula el procedimiento administrativo aplicable a la tramitación de las instalaciones eléctricas de la comunidad autónoma de las Illes Balears.
7. El Decreto 96/2005, de 23 de septiembre, de aprobación definitiva de la revisión del Plan director sectorial energético de las Illes Balears (PDSE), señala que el artículo 19 del Decreto Ley 3/2014, de 5 de diciembre, de medidas urgentes destinadas a potenciar la calidad, la competitividad y la desestacionalización turística en las Illes Balears, modifica la disposición adicional segunda del citado Decreto 96/2005, de 23 de septiembre, y establece que las obras e instalaciones previstas en la planificación estatal obligatoria de las redes de transporte de electricidad, así como las modificaciones en las subestaciones de energía eléctrica existentes o planificadas, desarrolladas de acuerdo con las leyes del sector eléctrico, quedan automáticamente incluidas en las determinaciones del Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears con carácter general, y especialmente, en lo que se refiere a los efectos de la utilidad pública energética.
8. La Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
9. El Decreto Legislativo 1/2020, de 28 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación Ambiental de las Illes Balears.
10. El documento denominado «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026», aprobado el 22 de marzo de 2022 en Consejo de Ministros, y publicado por la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de fecha 8 de abril de 2022 (BOE n.º 93, de 19 de abril de 2022).
11. El Decreto 16/2023, de 20 de julio, de la presidenta de las Illes Balears, por el que se modifica el Decreto 12/2023, de 10 de julio, de la presidenta de las Illes Balears, por el que se establecen las competencias y la estructura orgánica básica de las consejerías de la Administración de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears.



12. La Resolución del consejero de Empresa, Empleo y Energía de 20 de julio de 2023 de delegación de competencias y de suplencia de los órganos directivos de la Consejería.

Resolución

1. Otorgar la autorización administrativa de construcción de la instalación eléctrica que se detalla a continuación:

Exp.: TR 3/2023

Denominación de la instalación: Instalación de un conjunto de baterías en la subestación Mercadal.

Término municipal: Es Mercadal.

Presupuesto: 37.765.467 euros.

Descripción: la actuación consiste en la instalación de dos conjuntos de baterías de 25 MW cada una (con una potencia total de 50 MW) y capacidad de 18,75 MWh cada una (capacidad total de 37,5 MWh) en la subestación Mercadal 132 kV tipo AIS con configuración de doble barra.

2. Obligar al promotor a cumplir todos los condicionantes efectuados por los organismos consultados durante el procedimiento de exposición pública y que figuran en los antecedentes de esta resolución, así como en la Declaración de impacto ambiental.

3. Obligar al promotor a remitir a este servicio y a la dirección general competente a efectos de la supresión de la CMAIB:

- Un plan de vigilancia redactado por el auditor ambiental con las características mencionadas en el Estudio de impacto ambiental. Incluirá unos indicadores claros y específicos para realizar el seguimiento objetivo y documentado de la efectividad de las medidas correctoras y preventivas en cada una de las fases del proyecto, además de incluir las actuaciones que se llevarán a cabo en caso de que las medidas no obtengan el resultado deseado.

- Una declaración responsable firmada por el promotor en la que se garantice el cumplimiento de las prescripciones establecidas en la Declaración de impacto ambiental.

4. Esta resolución tendrá efectos y plena vigencia siempre que el promotor haya cumplido lo especificado en el punto anterior.

Además de obligar al promotor a presentar en esta dirección general antes del inicio de las obras la siguiente documentación:

- Justificante de haber liquidado ante el Ayuntamiento la tributación municipal correspondiente, tal y como prevé el artículo 29 del Plan Director Sectorial Energético de las Illes Balears.

- Plan de seguimiento redactado por el auditor ambiental que, además de incluir el contenido mínimo establecido en la Ley de Evaluación Ambiental, debe prever la emisión de informes de seguimiento durante la fase de construcción, con una periodicidad de 15 días, que certifiquen el cumplimiento de las medidas preventivas, correctoras y compensatorias del estudio de impacto ambiental, el cumplimiento de los condicionantes de la declaración de impacto ambiental, así como de los demás informes emitidos por los organismos afectados.

5. Comunicar que esta autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente, y a cualquier otra motivada por las disposiciones que resulten de aplicación.

6. Notificar esta resolución al titular de la instalación, así como también al Ayuntamiento de Es Mercadal; el Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Medio Ambiente; el Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Patrimonio; el Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Ordenación de Territorio y Paisaje; el Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Carreteras; el Consejo Insular de Menorca, Dirección Insular de Economía; la Dirección General de Salud Pública; la Dirección General de Medio Ambiente; la Dirección General de Recursos Hídricos; la Dirección General de Emergencias e Interior; la Dirección General de Industria y Polígonos Industriales; la Agencia Estatal de Seguridad Aérea; Edistribución Redes Digitales, SL; el Servicio de Cambio Climático y Atmósfera; el GOB, y Amics de la Terra, además de publicarla en el *Boletín Oficial de las Illes Balears*.

Interposición de recursos

Contra esta resolución, que agota la vía administrativa, se puede interponer un recurso potestativo de reposición ante el consejero de Empresa, Empleo y Energía en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente de haber recibido la notificación, de acuerdo con el artículo 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y el artículo 57 de la Ley 3/2003, de 26 de marzo, de Régimen Jurídico de la Administración de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears.

También se puede interponer directamente un recurso contencioso administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal



Superior de Justicia de las Illes Balears en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente de haber recibido la notificación de la Resolución, de acuerdo con el artículo 46 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

Palma, en la fecha de la firma digital (9 de diciembre de 2024)

El director general de Economía Circular, Transición Energética y Cambio Climático

Diego Viu Domínguez

Por delegación de competencias del consejero de Empresa, Empleo y Energía

(BOIB n.º 67, de 21/05/2024)

<https://intranet.caib.es/eboibfront/eboibfront/pdf/es/2024/161/1178116>

