



**ASUNTO: COMUNICACIÓN A LA COMISIÓN EUROPEA SOBRE LA EXCEPCIÓN DE LA NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE APLICACIÓN A LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES (TNP) A LOS EFECTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA DIRECTIVA (UE) 2019/944 Y EL REGLAMENTO (UE) 2019/943 SOBRE MERCADO INTERIOR DE ELECTRICIDAD.**

## **1. ANTECEDENTES.**

### **1.1. MARCO NORMATIVO DE LA UE**

El Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y 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, establecen la posibilidad de excepciones a su aplicación para pequeños sistemas eléctricos aislados o pequeños sistemas conectados, que cumplan con las condiciones que en ellos se establecen.

Los artículos en donde se regulan las **posibilidades de excepción** que resultarían de aplicación al sistema eléctrico español son los siguientes:

Por lo que respecta al Reglamento, 2019/943:

*“Artículo 64. Excepciones*

*1. Los Estados miembros podrán solicitar exenciones a las disposiciones pertinentes de los artículos 3 y 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, los artículos 9, 10 y 11, los artículos 14 a 17, los artículos 19 a 27, los artículos 35 a 47 y el artículo 51 siempre que:*

*a) el Estado miembro pueda demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas y conectadas.*

*b) para las regiones ultraperiféricas, en el sentido del artículo 349 del TFUE, que no puedan estar interconectadas con el mercado de la Unión de la energía por razones físicas evidentes.*

*En la situación mencionada en la letra a) del párrafo primero la exención estará limitada en el tiempo y estará sujeta a condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado interior de la electricidad.*



*En la situación mencionada en la letra b) del párrafo primero, la excepción no estará limitada en el tiempo.*

*La Comisión informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, respetando la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.*

*Una exención concedida en virtud del presente artículo, tendrá como objetivo garantizar que no se obstaculice la transición a las energías renovables, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda.*

*En su decisión de conceder una exención, la Comisión establecerá en qué medida la excepción deberá tener en cuenta la aplicación de códigos de red y directrices.*

[...]

*3. El presente Reglamento no afectará a la aplicación de las exenciones concedidas en virtud del artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944 [...].*

*En cuanto a la Directiva 2019/944, ésta contiene, además de los artículos que prevén derogación, la definición de las pequeñas redes aisladas o conectadas a las que resultarían de aplicación las excepciones, al igual que a las regiones ultraperiféricas (RUP)<sup>1</sup> cuando la Comisión Europea así lo autorice:*

*“Artículo 2. Definiciones*

*[...]*

*42) «pequeña red aislada»: cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 3 000 GWh y que obtenga una cantidad inferior al 5 % de su consumo anual mediante interconexión con otras redes;*

*43) «pequeña red conectada»: cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 3 000 GWh y que obtenga una cantidad superior al 5 % de su consumo anual mediante interconexión con otras redes;”.*

*Artículo 66. Excepciones*

---

<sup>1</sup> Hay nueve regiones ultraperiféricas, según el art. 349 TFUE: Guadalupe, la Guayana Francesa, Martinica, Mayotte, la Reunión y San Martín (Francia), Canarias (España), Azores y Madeira (Portugal)



*1. Los Estados miembros que puedan demostrar que la operación de sus pequeñas redes conectadas y sus pequeñas redes aisladas plantea problemas considerables, podrán solicitar a la Comisión excepciones a las disposiciones aplicables de los artículos 7 y 8, y de los capítulos IV, V y VI.*

*Las pequeñas redes aisladas, y Francia a efectos de Córcega, podrán solicitar asimismo una excepción a los artículos 4, 5 y 6.*

*La Comisión informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, respetando la confidencialidad.*

*2. Las excepciones otorgadas por la Comisión según dispone el apartado 1 estarán limitadas en el tiempo y supeditadas a condiciones tendentes a potenciar la competencia y la integración con el mercado interior, así como a garantizar que dichas excepciones no obstaculizan la transición hacia las energías renovables y hacia una mayor flexibilidad, capacidad de almacenamiento de energía, electromovilidad y la respuesta de demanda.*

*Para las regiones ultraperiféricas, en el sentido del artículo 349 del TFUE, que no puedan interconectarse con los mercados de la electricidad de la Unión, la excepción no estará limitada en el tiempo y sí estará sujeta a las condiciones destinadas a garantizar que la excepción no obstaculice la transición hacia la energía renovable.*

*Las decisiones de concesión de excepciones se publicarán en el Diario Oficial de la Unión Europea[...].”*

## **1.2. MARCO NORMATIVO ESPAÑOL**

La normativa actual del sector eléctrico que afecta a los territorios no peninsulares<sup>2</sup> (TNP) es la siguiente:

La Ley 17/2013<sup>3</sup>, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, llevó a cabo una reforma en profundidad del marco regulatorio para estos sistemas al

---

<sup>2</sup> Con anterioridad las actividades en los territorios insulares y extrapeninsulares estaban reguladas en: la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (principalmente en el artículo 12); Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; desarrollado en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, y en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo. Este esquema fue revisado por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, cuyos principios se concretaron en la Ley 17/2013 y Ley 24/2013.

<sup>3</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-11332>



objeto de reducir la vulnerabilidad asociada a los mismos y garantizar una mayor eficiencia técnica y económica del conjunto, que redunde simultáneamente en una mejora de la seguridad del suministro. Así, establece un procedimiento administrativo basado en criterios técnicos propuestos por el operador del sistema y económicos que refuercen las señales de eficiencia, y en el que se consulta a las administraciones autonómicas afectadas. Para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios es requisito preliminar la obtención de la denominada “resolución de compatibilidad”; esta resolución determinará que la instalación resulta compatible con los criterios técnicos valorados por el operador del sistema y con criterios económicos para la reducción efectiva de los costes de suministro de energía eléctrica.

La Ley 24/2013<sup>4</sup>, de 23 de diciembre, del Sector Eléctrico, concreta los principios establecidos en la normativa anterior. Así, en su artículo 10, la ley contempla la posibilidad de que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares serán objeto de una reglamentación singular y establece que reglamentariamente se desarrollarán los siguientes mecanismos:

- a) La planificación de las infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica.
- b) El establecimiento de un régimen retributivo para la actividad de producción.
- c) El fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema.
- d) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente.
- e) El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación en los sistemas no peninsulares.
- f) La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda.

---

<sup>4</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>



A continuación, en el artículo 14 de la Ley 24/2013, se recogen los principios concretos para las referidas actividades con retribución regulada. En el apartado 6 del citado artículo 14, se prevé que el Gobierno podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y los ingresos de dicha actividad de producción. El concepto retributivo adicional se basará en los siguientes principios:

- a) Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.
- b) Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.
- c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

Además de ello, el artículo 14, establece:

- a) Para el cálculo de la retribución se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.
- b) El régimen económico adicional permitirá la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- c) La retribución de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios
- d) La retribución de las actividades incentivarán la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.
- e) Los parámetros de retribución del régimen retributivo adicional se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.



f) Los parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. En esta revisión se podrá modificar la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.

Finalmente, el artículo 15 de la ley, relativo a los criterios de redes y de funcionamiento de las instalaciones de producción sujetas a retribución regulada, recoge criterios adicionales al objeto de salvaguardar la imputación a los consumidores de costes ajenos al suministro eléctrico, y de la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio. Así, los principios previstos en este artículo se resumen en:

a) Las metodologías retributivas que se establezcan tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.

b) Se tendrán en cuenta las mejores prácticas en las actividades de transporte, distribución y producción, los índices de calidad establecidos en la normativa estatal y los niveles de protección medioambiental derivados de la normativa estatal y europea

c) Las empresas titulares de activos de redes y de instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada a las que se apliquen normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la inversión o de los costes de explotación reconocidos a estas empresas para el cálculo de la retribución, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema eléctrico.

d) Reglamentariamente por el Gobierno se establecerán los términos en los que, excepcionalmente y con carácter temporal, se podrá autorizar el sobrecoste asumido con cargo a los ingresos del sistema eléctrico derivado de los cambios de combustible en las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que no se justifiquen por razones técnicas y que sean imprescindibles para garantizar el suministro en dichos territorios.

En desarrollo de las disposiciones legales anteriores, el Real Decreto 738/2015<sup>5</sup>, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, desarrolla el régimen retributivo adicional para la

<sup>5</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-8646>



actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de forma que la retribución percibida por las instalaciones del despacho de producción (mecanismo que sustituye al del mercado en la península), cubra la retribución por la inversión y los costes de explotación reconocidos. Este régimen<sup>6</sup> se basa en dos términos retributivos: una retribución por la inversión realizada y otros costes fijos y una retribución por los costes variables incurridos en la explotación.

Además de lo relativo al régimen retributivo adicional, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares desarrolla otros preceptos recogidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Así, se regula el procedimiento de resolución favorable de compatibilidad previsto en la Ley 17/2013, de 29 de octubre por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, como requisito previo para tener derecho al régimen retributivo adicional.

Asimismo, se regula el marco económico y administrativo de las instalaciones de bombeo de titularidad del operador del sistema, necesarias para la operación del sistema y la integración de energías renovables.

En esta norma se mantiene en cada uno de los sistemas aislados de los territorios no peninsulares un despacho por costes variables en el que participan las instalaciones de producción, los comercializadores y consumidores directos, directamente o a través de sus representantes. En el momento en que se produjera la integración de sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (Baleares sería el único caso) en el mercado de producción peninsular, resultaría de aplicación, a los titulares de las instalaciones de producción, la normativa reguladora de dicho mercado.

Finalmente, de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, se prevé el establecimiento de un esquema de incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación en los sistemas no peninsulares y se

---

<sup>6</sup> Mediante decisión de 28/05/2020 de la Comisión Europea (DG COMP) se considera que el mecanismo de compensación del Real Decreto 738/2015 cumple las condiciones del marco SIEG 2012 y, por lo tanto, es compatible con el mercado interior de conformidad con el párrafo 2 del artículo 106 del TFUE. Decisión disponible en:

[https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases1/202028/266654\\_2172578\\_212\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202028/266654_2172578_212_2.pdf)



incorporan señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda.

Además de las leyes y el real decreto citados, completan el marco normativo particular de los territorios no peninsulares los siguientes desarrollos normativos:

- Orden TEC/1158/2018<sup>7</sup>, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.
- Orden TEC/1172/2018<sup>8</sup>, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares.
- Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.<sup>9</sup>
- Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible y se establece un valor tope del tiempo de arranque de liquidación por instalación tipo aplicable a las instalaciones de producción ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.<sup>10</sup>
- Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

<sup>7</sup> <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-15080>

<sup>8</sup> <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2018-15515>

<sup>9</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18620](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18620)

<sup>10</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-9339](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-9339)





## 2. TERRITORIOS NO PENINSULARES DE CANARIAS, BALEARES CEUTA Y MELILLA.

### 2.1. APLICACIÓN DE LA DEFINICIÓN DE PEQUEÑAS REDES AISLADAS Y CONECTADAS

Las excepciones previstas tanto en la Directiva (UE) 2019/944 como en el Reglamento (UE) 2019/943, contemplan la definición de pequeñas redes aisladas y conectadas, remitiendo al consumo que tuvieran las redes en 1996. Los territorios no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla han sufrido transformaciones desde 1996 al producirse un aumento de interconexiones entre sistemas eléctricos aislados. La última conexión entre sistemas fue reconocida mediante la Orden TEC/1172/2018 de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares, de aplicación desde el 1 de diciembre de 2018.

Con base en dicha disposición, actualmente los territorios no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla están compuestos por los siguientes sistemas eléctricos aislados:

Canarias	Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria.	Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera.	Ceuta.	Melilla.
Tenerife.			
Lanzarote-Fuerteventura.			
La Palma.			
La Gomera.			
El Hierro.			

A efectos de la aplicación de las definiciones de 'pequeña red aislada' y 'pequeña red conectada', los sistemas eléctricos a considerar existentes en 1996, tenían en dicho año una demanda de energía eléctrica, medida en barras



de central, que se refleja en el siguiente cuadro (elaborado por Red Eléctrica de España, S.A.<sup>11</sup>):

	1995	1996	Δ %
Mallorca	2.321,5	2.456,2	5,8
Menorca	285,7	292,4	2,3
Ibiza-Formentera	352,1	369,2	4,9
Islas Baleares (*)	2.959,3	3.117,9	5,4
Gran Canaria	1.998,5	2.056,1	2,9
Tenerife	1.691,2	1.761,0	4,1
Fuerteventura	228,5	244,7	7,1
Lanzarote	386,7	419,3	8,4
La Palma	147,7	145,1	-1,8
Gomera	33,2	33,7	1,3
Hierro	16,6	17,6	5,9
Islas Canarias	4.502,4	4.677,4	3,9
Ceuta	92,1	99,7	8,2
Melilla	90,5	97,5	7,8
Ceuta y Melilla	182,6	197,2	8,0

Como puede comprobarse en la anterior tabla, en 1996, desde un punto de vista regulatorio el sistema Ibiza-Formentera conformaba la única interconexión existente entre islas, y todos los sistemas eléctricos tenían una demanda inferior a 3.000 GWh.

En relación al consumo mediante interconexiones con otras redes, en el momento actual, el interconector que une la isla de Mallorca y el Sistema eléctrico peninsular cubre aproximadamente el 25% de la demanda del actual sistema Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera, definido como tal mediante la Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre.

Atendiendo a las definiciones del artículo 2 de la Directiva (UE) 2019/944, los sistemas eléctricos de Canarias, Ceuta y Melilla cumplen los requisitos de la definición de pequeñas redes aisladas, y los sistemas eléctricos de Baleares se ajustarían a la definición de pequeña red conectada, siendo posible solicitar excepciones tanto en la Directiva (UE) 2019/944 como en el Reglamento (UE) 2019/943 en distintas condiciones de acuerdo a lo previsto en las anteriores normas.

<sup>11</sup> <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf96.pdf>



## **2.2. REGIONES ULTRAPERIFÉRICAS**

Canarias es una de las Regiones Ultraperiféricas recogidas en el artículo 349 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Por lo anterior, cada uno de sus sistemas eléctricos aislados entrarían en esta categoría a los efectos de aplicación de las previsiones de la Directiva y Reglamento de electricidad que nos ocupan.

## **2.3. SITUACIÓN ESPECÍFICA DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES**

Los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares, TNP, tienen una serie de características singulares que condicionan el marco económico en el que se desarrolla el suministro de energía eléctrica:

- reducido tamaño del mercado lo que impide alcanzar las economías de escala que se obtienen en sistemas con “masa crítica” superior, como es el caso del sistema peninsular;
- se trata de sistemas aislados, lo que redundaría en superiores necesidades de capacidad instalada de reserva;
- mayor coste de cesta de combustibles, y, en consecuencia, mayor coste de generación eléctrica.

Estas particularidades suponen factores diferenciales respecto al sistema eléctrico peninsular, con unos costes de producción superiores a los de la península, y requieren en la práctica de un tratamiento singular. Por otro lado, en estos territorios no existe una competencia efectiva por su propia evolución histórica en la que tradicionalmente un mismo grupo empresarial venía ejerciendo las funciones asociadas al suministro de energía.

Para solucionar los problemas asociados a un modelo con falta de competencia y unos costes elevados (con falta de incentivos a reducir costes), se ha venido realizando la desintegración vertical del sector y la introducción de competencia en aquellas actividades donde ha sido factible, así como la aplicación de nuevos sistemas de retribución por incentivos en aquellas actividades que sigan sujetas a regulación. Se procedió a la adopción de una serie de medidas para reducir los riesgos asociados a estos sistemas, racionalizar determinadas partidas de costes de esta actividad, introducir incentivos económicos para la incentivar la



eficiencia en la gestión de las instalaciones y la reducción en los costes de generación.

Como conclusión, en estos territorios no se puede establecer un mecanismo de mercado idéntico al existente en la península ibérica y, por ello, se preceptuó que la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares pudiera estar excluida del sistema de ofertas del mercado peninsular. En estos sistemas existe un mecanismo de precedencia económica mediante el establecimiento de un despacho en el que el operador del sistema ordena las centrales de producción de acuerdo a un orden de mérito económico basado en costes variables hasta cubrir la demanda teniendo en cuenta las restricciones técnicas y las reservas necesarias para garantizar el suministro.

Por otra parte, la demanda adquiere su energía en el despacho a unos precios equivalentes a los que resultan del sistema de ofertas peninsular.

Por ello, la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares constituye un esquema de remuneración regulada que sustituye a la remuneración por mercado y que se aplica en un contexto en el que no se dan las condiciones para que el mercado mayorista funcione, y cuyo coste resulta, por razones geográficas y territoriales, superior al coste de producción de electricidad en la península. La retribución de esta actividad tiene en consideración todos los costes específicos de esta actividad de producción de energía eléctrica que no pudieran ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, incluyendo revisiones periódicas para ajustar dichos costes.

### **2.3.1. Despacho de producción.**

Como se ha indicado, en los territorios no peninsulares existe un despacho en el que el operador del sistema ordena las centrales de producción de acuerdo a un orden de mérito económico. De forma general, existe una división de las unidades de producción en dos categorías, Categoría A y Categoría B, correspondiéndose esta última a las instalaciones de origen renovable no gestionables. El despacho que realiza el operador del sistema tiene en cuenta los costes variables de las instalaciones de producción, si bien se asigna a las instalaciones Categoría B un precio “instrumental” de modo que se asegura su máxima producción con criterios de seguridad.

En estos despachos de producción, los consumidores directos y comercializadores comunican al operador del sistema la demanda horaria en



cada sistema eléctrico aislado, y tras la ejecución del despacho diario, adquieren su energía a un precio equivalente al de la península. Teniendo en cuenta el mayor coste de generación previsible en los territorios no peninsulares y la estructura de los sistemas aislados, se estableció un mecanismo de compatibilidad económica, que garantiza el fin de mantener precios equivalentes a los que resultan del sistema de ofertas peninsular, evitando la discriminación a los consumidores, y comercializadores, sin perjudicar la eficiencia energética y económica de cada uno de los sistemas. Asimismo, los consumidores directos y comercializadores deberán pagar por los desvíos en los que incurran respecto a la energía efectivamente adquirida y la previsión de compras comunicada al operador del sistema para la realización del despacho diario.

El propio mecanismo contempla la cobertura del extracoste generado por la diferencia entre el mayor coste de generación en estos sistemas (concretado en el régimen retributivo regulado en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y que cubre los costes de una empresa eficiente y bien gestionada que obtuviera una rentabilidad correspondiente a una actividad de bajo riesgo) y el precio equivalente al peninsular (que abonan todos los consumidores con independencia del sistema en el que consuman) con cargo al sistema eléctrico y al presupuesto público.

Asimismo, las funciones de publicación de precios, liquidación de la energía y el régimen de garantías son similares a las de la península.

Por otro lado, en relación al mercado minorista, los consumidores finales de electricidad tienen derecho a elegir suministrador en los mismos términos que los consumidores peninsulares. Asimismo, la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo se define para todo el ámbito nacional y en general, la ordenación del suministro es análoga en todo el territorio nacional. En este sentido, en relación con el mercado minorista, no existen diferencias entre el ámbito extrapeninsular y el peninsular.

### **2.3.2. Situación específica del territorio no peninsular Balear**

En relación con el sistema eléctrico balear cabe decir que hasta el año 2012 dicho sistema estuvo totalmente aislado del sistema peninsular.

Como se ha explicado a lo largo del documento, debido a las barreras físicas expuestas y por la propia evolución histórica de estos territorios, solo ha existido un grupo empresarial ejerciendo las funciones de producción de energía.



Los esfuerzos llevados a cabo para incrementar la competencia en estos sistemas, la conexión del sistema eléctrico Mallorca-Menorca con el sistema peninsular, así como el aumento de conexiones entre las islas que lo componen, no han permitido hasta la fecha, la integración completa de este sistema.

Desde finales del año 2012 está en funcionamiento el cable que interconectaba el sistema eléctrico Mallorca-Menorca con la península (actualmente sistema Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera) que cubre aproximadamente el 25% de la demanda de dicho sistema eléctrico. Esta energía se retribuye y se adquiere al precio marginal del mercado de producción peninsular.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, contempla que los sistemas eléctricos aislados dejarán de considerarse como tales cuando estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, es decir, cuando la capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía, hecho que deberá establecerse por orden de la actual Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe del operador del sistema y del operador del mercado.

Existe, por tanto, una clara voluntad de integración de este sistema con el sistema peninsular, si bien en las circunstancias actuales, aún no es posible su integración en el MIBEL, dada la diferencia de precios que sistemáticamente se produce entre el coste de generación en el sistema balear y el sistema peninsular por las razones ampliamente expuestas con anterioridad, debido a que el cable no tiene capacidad para asumir toda la demanda, y por otro lado el reducido grado de competencia existente en este sistema dificultaría el establecimiento de un mecanismo de mercado de solución de las restricciones técnicas que se producirían por la demanda no cubierta desde el MIBEL.

**Teniendo en cuenta lo anterior, hasta que no se pueda declarar que este sistema eléctrico aislado está efectivamente integrado culminando el proceso en que se está inmerso, se debería contemplar el mismo tratamiento que para el resto de sistemas eléctricos aislados.**

En relación a este sistema eléctrico, la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, aprobada en octubre de 2015, recogía dos nuevos enlaces entre las estaciones de Mallorca e Ibiza, cuya implantación supuso un paso más en la integración de los dos sistemas eléctricos aislados existentes (Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera) creando un único sistema de forma que se incrementa la calidad y la seguridad del suministro para estas islas que son operadas como un único sistema desde diciembre de 2018. En modificaciones



posteriores de esta planificación se incluyeron diversas actuaciones para permitir, entre otras, la evacuación de generación renovable en las Islas.

Adicionalmente, con la publicación, el 1 de marzo de 2019, de la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, se inicia el proceso de elaboración de la planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026, dentro del que está previsto un segundo enlace con la península.

Por otro lado, dentro de la promoción del aumento de generación renovable en este sistema en el año 2018 fueron aprobadas las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica eólicas y fotovoltaicas en territorios no peninsulares cofinanciadas con fondos FEDER, mediante la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, realizándose una primera convocatoria para ayudas a la inversión en instalaciones de tecnología solar fotovoltaica situadas en Baleares mediante Resolución de 27 de marzo de 2019 de la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Cabe destacar también dentro del objetivo de aumento de implantación de generación renovable las medidas recogidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030), tanto a nivel nacional como de forma particular para las islas, así como la Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética, de la Comunidad Autónoma de Islas Baleares, con objetivos concretos de implantación de renovables y reducción de generación eléctrica de origen fósil.

### **2.3.3. Gestión del cable Península - Mallorca**

El funcionamiento del intercambio de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular y la liquidación de la energía se encuentra detallado en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico y su normativa de desarrollo. El artículo 4 del citado real decreto establece que “El Operador del Sistema determinará el valor de energía horario máximo que puede ser programado a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular, de tal forma que se garantice el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos en la normativa vigente.”



El operador del sistema para cada hora de cada día, tanto para la programación diaria como para los ajustes de ésta en el tiempo real, calcula la capacidad máxima de energía que es posible transportar por el enlace desde la península a Mallorca respetando los criterios de seguridad que establece la normativa. Para ello tiene en cuenta el escenario de demanda prevista, la disponibilidad de la generación y de la red de transporte que pudiera afectar al enlace, así como los condicionantes técnicos que requiere el propio enlace para su funcionamiento.

Calculada la máxima capacidad horaria en el enlace para el día siguiente, se obtienen los bloques de ofertas que se enviarán al mercado peninsular tras el primer despacho económico, para el que no se ha tenido en cuenta el enlace, de mayor a menor precio hasta completar la totalidad de la capacidad máxima programable. A continuación, se presentan las ofertas en el mercado peninsular a través de los comercializadores de referencia. Tras la casación el mercado diario, en un segundo despacho económico, la energía casada en el mercado peninsular desplazará a los generadores de mayor a menor precio por el valor máximo de la energía casada en cada hora.

Tras el mercado diario peninsular, para cualquier modificación que fuera necesario hacer del valor de la capacidad, se procede del mismo modo acudiendo a las distintas sesiones del mercado intradiario.

Por tanto, en todo momento, se está maximizando económicamente el uso del enlace que une la península con Mallorca, respetando los criterios de seguridad y garantizando la calidad y la seguridad el suministro de energía eléctrica en las Islas Baleares utilizando para ello la capacidad de producción de la península.

## **2.4. ALMACENAMIENTOS**

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, establece que la titularidad de las instalaciones de almacenamiento en los territorios no peninsulares, cuando tengan como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, deberá corresponder al operador del sistema.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo se han revelado elementos fundamentales para dotar a los sistemas eléctricos de capacidad de respuesta rápida y segura facilitando su adecuada gestión. Este requisito resulta especialmente necesario en sistemas aislados y de reducido tamaño como son los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.





La incorporación de instalaciones de bombeo en estos sistemas favorecerá la penetración de las energías renovables no gestionables, que por una parte tienen un muy favorable impacto medioambiental y por otra provocan una reducción de costes en estos sistemas.

Por este motivo, es necesario establecer un mecanismo para que, en el caso de que la iniciativa privada no cubra estas necesidades, se pueda excepcionalmente asignar al operador del sistema la titularidad de las nuevas instalaciones de bombeo, de modo que no se vea comprometida la garantía del suministro, la seguridad del sistema, o la integración de energías renovables no gestionables.

El marco económico y administrativo de las instalaciones de bombeo de titularidad del operador del sistema, así como el procedimiento de asignación cuando estas instalaciones resultan necesarias para la operación del sistema y la integración de energías renovables, se desarrollan en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En dicho procedimiento, se analizan las necesidades de cobertura de la demanda en el largo plazo, valorando técnicamente las necesidades de nuevas instalaciones de generación, así como realizando diferentes escenarios de implantación de energías renovables. En estos análisis se indican las necesidades existentes de potencia térmica y, en su caso, de bombeos, siendo declarada la necesidad de instalar bombeos titularidad del operador del sistema por Consejo de Ministros.

En este momento está en tramitación el proyecto de la central hidráulica reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria cuya titularidad corresponde al operador del sistema, hecho marcado por la anteriormente citada Ley 17/2013, de 29 de octubre.

Todas las instalaciones de bombeo, con independencia de su titularidad participarán en el despacho, si bien las instalaciones de bombeo titularidad del operador del sistema se integrarán como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema. Los criterios de explotación de estas instalaciones para su integración en los servicios de ajuste serán fijados por orden de la ministra.

## **2.5. PRINCIPALES DIFERENCIAS RESPECTO A LA REGULACIÓN PENINSULAR.**



De lo anteriormente expuesto cabe concluir que las principales diferencias entre las actividades desarrolladas en los territorios no peninsulares con respecto a las desarrolladas por las empresas ubicadas en territorio peninsular son las siguientes:

- Generación: Existen fuertes diferencias al no poder establecerse un mercado y no estar los sistemas integrados con el sistema peninsular.
- Comercialización: La actividad está liberalizada y la regulación es análoga a la peninsular.
- Operación del sistema: En estos sistemas, ante la ausencia de mercado, el operador realiza un despacho de la generación atendiendo a criterios técnicos y económicos. Conviene destacar que en la isla de Gran Canaria el operador del sistema está desarrollando una central de bombeo con el fin de aumentar la seguridad de suministro y de integrar mayor potencia renovable.
- Transporte y distribución: la regulación es análoga a la peninsular.

### **3. SOLICITUD DE EXCEPCIONES CONTEMPLADAS EN LA DIRECTIVA 2019/944 Y EL REGLAMENTO 2019/943 EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE CANARIAS, BALEARES CEUTA Y MELILLA.**

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto y tanto el artículo 66 de la Directiva 2019/944 como el artículo 64 del Reglamento 2019/943, se solicita la excepción de la aplicación de los artículos indicados a continuación para los territorios no peninsulares, para Canarias, como región ultraperiférica, para Ceuta y Melilla, como pequeñas redes aisladas, y para Baleares, como pequeña red conectada hasta el momento en el que se efectúe su plena integración con el sistema peninsular,

#### **3.1. DIRECTIVA 2019/944:**

- 1. Artículos 4, 5, 6:** Libre elección del suministrador, Precios de suministro basados en el mercado y Acceso de terceros.

La Directiva prevé la excepción de estos artículos para pequeñas redes aisladas.

Como se ha indicado, se ha venido realizando la desintegración vertical del sector eléctrico y la introducción de competencia en aquellas



actividades donde ha sido factible, como la actividad de suministro. Por ello, existe libre elección de suministrador en estos territorios al igual que en el resto del territorio peninsular.

Por otra parte, para evitar la discriminación a los consumidores, y comercializadores, los precios aplicables en estos territorios son equivalentes a los que resultan del sistema de ofertas peninsular.

Finalmente, el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución se realiza en las mismas condiciones que en el resto del mercado peninsular.

De acuerdo con lo anterior, no se considera necesario solicitar excepción de estos artículos para los territorios de Canarias, Ceuta y Melilla, no pudiendo ser exceptuado en el territorio de Baleares al definirse como una pequeña red conectada.

## 2. **Artículo 7:** líneas directas.

El régimen de las líneas directas es actualmente el mismo para todo el sistema eléctrico español, por lo que no se considera necesario solicitar excepción de este artículo.

## 3. **Artículo 8:** procedimiento de licitación (autorizaciones) de nueva capacidad de generación.

El procedimiento de autorización administrativa de nuevas instalaciones de generación sigue requisitos análogos al del resto del sistema peninsular, siendo cada Comunidad Autónoma o ciudad autónoma competente en la determinación del procedimiento administrativo hasta que exista una plena integración de los sistemas eléctricos aislados en el sistema eléctrico peninsular.

Por su parte, el régimen económico asociado a nueva capacidad que se instale en estos territorios se otorga de forma diferenciada para las instalaciones Categoría A y Categoría B, siendo en ambos casos otorgamientos de forma transparente y, estando abiertos a cualquier operador que desee invertir en estos sistemas.

El otorgamiento de régimen económico a nueva capacidad de origen renovable no gestionable sigue procedimientos análogos a los



establecidos para el sistema peninsular, con las particularizaciones en cuanto a parámetros correspondientes a su tamaño y carácter aislado.

El marco actual aplicable a las instalaciones Categoría A establece mecanismos de concurrencia competitiva bien para cubrir un déficit de potencia en el largo plazo, bien para reducir los costes del sistema eléctrico. En el citado mecanismo de concurrencia competitiva para cubrir necesidades de potencia participan nuevas instalaciones, así como las instalaciones existentes que deseen extender su vida útil con realización o sin realización de nuevas inversiones, promoviendo de esta forma la renovación del parque generador gestionable desde un punto de vista técnico y económico. La regulación actual de dichos mecanismos incentiva la participación de nuevos agentes como generadores, al prever una limitación en los mecanismos de concurrencia para los agentes con posición dominante. Este hecho es especialmente relevante en sistemas como el balear, que progresivamente está aumentando su interconexión con el sistema peninsular.

No obstante, en el proceso de transición energética en el que España está inmersa, parece necesario que las islas acojan proyectos singulares y supongan un campo de pruebas para tecnologías o políticas de transición energética que puedan luego exportarse al continente, tal y como se ha reflejado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Por ello, se considera adecuado solicitar la excepción al presente artículo para los territorios de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, tanto para mantener la regulación actual que fomente la entrada de nuevos generadores como para establecer nuevos mecanismos de asignación de nueva capacidad que pudieran resultar singulares en estos territorios.

#### **4. Capítulo IV, artículos 30 a 39: gestores de red de distribución (GrD)**

El régimen de realización de la actividad de los gestores de redes de distribución es actualmente el mismo para todo el sistema eléctrico español.

La nueva Directiva contiene elementos novedosos relacionados con gestión de pérdidas, posibilidad de desarrollar servicios para la operación del sistema y servicios de flexibilidad, ...



Los principios y funciones para la realización de estas funciones serán únicos para todo el sistema eléctrico español, por lo que con carácter general no se considera necesario pedir excepción para estos aspectos.

**5. Capítulo V, artículos 40 a 42:** Normas aplicables al gestor de la red de transporte.

Tanto las funciones del gestor de la red de transporte, los requisitos sobre dicho gestor y titulares de la red de transporte, así como las competencias sobre la conexión de nuevas instalaciones generadoras y de almacenamiento están definidas con carácter general para todo el sistema eléctrico español.

Por lo tanto, no se considera necesario realizar una excepción en el cumplimiento de estos artículos para los territorios no peninsulares.

**6. Capítulo VI, artículos 43 a 56:** Separación de los gestores de redes de transporte (GrT).

El modelo con el que se define el gestor de la red de transporte en España es único para todo el sistema eléctrico español.

No obstante lo anterior, el artículo 54 establece el tratamiento de los almacenamientos por los gestores de la red de transporte, pudiendo los gestores ser titulares de los mismos si los almacenamientos son considerados componentes de red plenamente integrados o bien tras un proceso de licitación.

Como se ha indicado, la titularidad de los almacenamientos hidráulicos en los territorios no peninsulares, cuando tenga como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, corresponderá al operador del sistema y será declarada por el Consejo de Ministros, estableciéndose posteriormente el régimen retributivo correspondiente mediante orden ministerial durante toda la vida útil del bombeo.

En la medida en la que esta titularidad de los almacenamientos obedece a unas necesidades y una situación diferentes a los indicados en el artículo 54, se solicita la excepción del artículo 54 para los territorios no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla.



En particular, esta excepción aplicaría al bombeo de Chira-Soria en Gran Canaria, actualmente en tramitación, o a futuros bombeos cuya titularidad corresponda al operador del sistema en aquellos casos en los que se encuentre justificado como la mejor alternativa, de acuerdo a la normativa en vigor.

### 3.2. REGLAMENTO 2019/943

Tal y como se ha expuesto, en particular en el apartado 2.3 de este documento, la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares está excluida del sistema de ofertas del mercado peninsular, existiendo en ellos un despacho en el que el operador del sistema ordena las centrales de producción de acuerdo a un orden de mérito económico basado en costes variables hasta cubrir la demanda teniendo en cuenta las restricciones técnicas y las reservas necesarias para garantizar el suministro.

Por otra parte, el precio de adquisición de la energía en el despacho resulta equivalente al precio del mercado peninsular. La gestión del despacho, donde resulta posible, es similar a la operación de los mercados eléctricos, existiendo, por ejemplo, despachos diarios e intradiarios.

Sin embargo, las normas generales del mercado, la gestión de congestiones o la cobertura de la demanda del Reglamento (UE) 2019/943 no pueden ser aplicados en estos despachos de producción.

No obstante, cabe destacar que la normativa vigente en España y aplicable a estos territorios, siempre que es posible, remite a la normativa de aplicación al mercado peninsular donde sí resulta aplicable plenamente el meritado Reglamento 2019/943. Este es el caso de los análisis probabilistas de cobertura establecidos para los territorios no peninsulares.

- 1. Capítulo II, artículos 3 y 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, los artículos 9, 10 y 11:** Normas generales para el mercado de la electricidad.

Tal y como se ha indicado, el régimen por el que se regula la actividad de producción en los territorios no peninsulares es un procedimiento de despacho, en el que el precio de adquisición de la demanda se establece a partir del precio peninsular, sin estar basados estos precios en los



costes que se reconoce a los generadores en el desarrollo de su actividad de producción, incluyendo los servicios de regulación.

Por tanto, los criterios de formación de precios de mercado y mercados de balance no pueden adoptarse en estos territorios.

En relación a los artículos 7 y 8, debido a su aislamiento, la gestión de los despachos se realiza de forma independiente a la gestión de los mercados peninsular y europeo, más allá de la referencia de precio de adquisición de la energía basada en el precio peninsular, estando referenciados los despachos a programaciones horarias.

Asimismo, de acuerdo con lo expuesto, la integración de los mercados a plazo, los límites técnicos de las ofertas y el valor de carga perdida recogidos en los artículos 9 a 11 no resultan de aplicación en el despacho de los territorios no peninsulares.

**2. Capítulo III, artículos 14 a 17 y 19:** Acceso a la red y gestión de las congestiones.

El operador del sistema realiza un despacho de generación en cada uno de los sistemas eléctricos aislados que forman los territorios no peninsulares, considerando en estos despachos la energía a través de enlaces entre islas que forman un sistema eléctrico aislado, como puede ser el caso de Lanzarote y Fuerteventura, y también considerando la energía procedente del enlace peninsular en el caso del sistema eléctrico balear.

En caso de congestión en estos enlaces, el operador del sistema reorganizará el despacho del parque generador para asegurar el suministro sin que esta situación afecte al precio de adquisición de la energía en cada territorio no peninsular.

Por tanto, no resultan de aplicación los artículos 14 a 17 y 19.

**3. Capítulo IV, artículos 20 a 27:** Cobertura de la demanda.

Teniendo en cuenta todo lo explicado, los análisis de cobertura de la demanda que el operador del sistema elabora para esos territorios no se integran dentro del análisis europeo de cobertura.



Tal y como se ha indicado en el caso del artículo 8 de la Directiva, existe un mecanismo de asignación de nueva capacidad específico para estos territorios, siendo necesario mantenerlo atendiendo a su singularidad.

Si bien no resultan aplicables los artículos indicados, en la medida en la que es posible, se busca homogeneizar el tratamiento dado en estos territorios al existente en el mercado peninsular, como en los niveles de seguridad de suministro, o en la metodología con la que se realizan los análisis de cobertura.

#### **4. Capítulo V, artículos 35 a 47: Operación de la red de transporte.**

En relación a los artículos 35 a 47 del capítulo V relativos a los centros de control regionales, inicialmente no resulta necesario el establecimiento de un centro de control regional en cada uno de estos territorios.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, y la dicción del artículo 64 del Reglamento 2019/943, se solicita la excepción de la aplicación de los artículos indicados a continuación para los territorios no peninsulares de Canarias, como región ultraperiférica, de las Islas Baleares, como pequeña red conectada, y de Ceuta y Melilla, como pequeñas redes aisladas: artículos 3 y 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, los artículos 9, 10 y 11, los artículos 14 a 17, los artículos 19 a 27 y los artículos 35 a 47 del meritado Reglamento 2019/943.