DECISIÓN (UE) 2022/258 DE LA COMISIÓN

de 21 de febrero de 2022

por la que se concede a la República Helénica una excepción a determinadas disposiciones del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo y de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a Creta

[notificada con el número C(2022) 1140]

(El texto en lengua griega es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Visto el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad ([1]), y en particular su artículo 64,

Vista 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 ([2]), y en particular su artículo 66,

Considerando lo siguiente:

1. PROCEDIMIENTO

(1) El 3 de junio de 2021, la República Helénica («Grecia») presentó a la Comisión una solicitud de excepción (en lo sucesivo, «solicitud») para la isla de Creta de conformidad con el artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943 y el artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944. La solicitud pide una excepción al artículo 6, al artículo 7, apartado 1, al artículo 8, apartados 1 y 4, y a los artículos 9, 10, 11 y 13 del Reglamento (UE) 2019/943, así como al artículo 40, apartados 4 a 7, de la Directiva (UE) 2019/944, por un período de tiempo limitado, a saber, hasta el 31 de diciembre de 2023.

(2) El 1 de julio de 2021, la Comisión Europea publicó la solicitud en su sitio web ([3]) e invitó a los Estados miembros y a las partes interesadas a que formularan observaciones hasta el 12 de agosto de 2021.

2. LA ISLA DE CRETA

(3) La isla griega de Creta está situada en el mar Mediterráneo, al sur de la Grecia continental. Hasta el 3 de julio de 2021 contaba con un sistema eléctrico autónomo, no conectado a la red eléctrica nacional continental.

(4) A raíz de la Decisión 2014/536/UE de la Comisión ([4]), que concedió a Grecia una excepción a determinadas disposiciones de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([5]), Creta pasó a considerarse una pequeña red aislada en el sentido del artículo 2, punto 42, de la Directiva (UE) 2019/944. Los activos de alta tensión de Creta son propiedad de Public Power Cooperation SA («PPC SA») y están gestionados por el gestor de red de distribución («HEDNO SA»). Dado que la isla no estaba interconectada con la Grecia continental, Creta no podía formar parte de los mercados griegos diario, intradiario y de balance que se pusieron en marcha en noviembre de 2020.

([1]) DO L 158 de 14.6.2019, p. 54.
([2]) DO L 158 de 14.6.2019, p. 125.
([3]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf.
([4]) Decisión 2014/536/UE de la Comisión, de 14 de agosto de 2014, por la que se concede a la República Helénica una excepción a determinadas disposiciones de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 248 de 22.8.2014, p. 12).
([5]) Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

(5) De conformidad con el artículo 4 de la Decisión 2014/536/UE, las excepciones previstas dejarán de aplicarse a microrredes y a pequeñas redes aisladas una vez que estas estén interconectadas con la red interconectada. Con independencia de ello, las autoridades griegas pusieron fin a la excepción concedida por dicha Decisión a Creta a partir del 1 de enero de 2017 ([6]).

El sistema eléctrico

(6) Grecia ha dado prioridad a la conexión a la red de Creta con la red eléctrica continental como un proyecto de gran importancia, con el fin de proporcionarle un suministro de electricidad seguro y fiable. Más concretamente, la conexión a la red de Creta, aprobada por la autoridad reguladora griega («ARE») a través de los planes decenales de desarrollo de la red, que abarcan los períodos de 2017 a 2026, de 2018 a 2027 y de 2019 a 2028, respectivamente, debe llevarse a cabo en dos fases.

(7) La primera fase («fase I») consiste en la conexión a la red de la parte occidental de Creta (prefectura de La Canea) con la península del Peloponeso a través de líneas de HVAC, y supone una capacidad de transferencia nominal de aproximadamente 150 MW. Así pues, se espera que la finalización de la fase I satisfaga solo una parte de las necesidades de electricidad de Creta (aproximadamente un tercio del consumo eléctrico de Creta: un pico de 710 MW y un consumo anual de 3 TWh), y no integrará a Creta como parte plenamente interconectada de la red eléctrica griega. Se espera que el interconector entre la red eléctrica continental y Creta opere a su capacidad máxima o cerca de ella, teniendo en cuenta que su capacidad no cubre plenamente la demanda de Creta, y la electricidad se importará a Creta desde la red interconectada continental puesto que los costes de generación son más bajos. El proyecto comenzó a funcionar en período de prueba a partir del 3 de julio de 2021 ([7]) y en período comercial a partir del 1 de noviembre de 2021 ([8]).

(8) La segunda fase («fase II») consiste en la interconexión de la parte central de Creta (prefectura de Heraklion) con la Grecia continental (región de Ática) a través de dos cables HVDC, y supone una capacidad de transferencia nominal de aproximadamente 1 000 MW. Al final de la fase II, se espera que la isla de Creta esté totalmente interconectada con la red de transporte de electricidad continental y que la demanda de electricidad de la isla quede plenamente cubierta. Se espera que los cables de la fase II estén operativos en 2023.

(9) Grecia explica que, cuando se iniciase la explotación comercial del interconector desarrollado en la fase I, la red eléctrica de alta tensión de Creta debía transferirse al gestor de red de transporte griego («IPTO SA»), que será titular de dichos activos y los gestionará a partir de esa fecha. HEDNO SA dejaría de operar la red de alta tensión de Creta, pero se seguiría encargando de las redes de baja y media tensión. Esta transferencia tuvo lugar el 1 de agosto de 2021, antes del inicio de la explotación comercial de la fase I del interconector entre Creta y la red continental griega.

El mercado de la electricidad de Creta

(10) Actualmente, los productores y proveedores de la isla de Creta no presentan ninguna oferta en el mercado griego y las unidades se despachan conforme a sus costes variables mínimos. El precio de casación al por mayor de la electricidad en Creta se calcula mensualmente, sobre la base de los costes variables y totales de las unidades de energía convencionales, a saber, las unidades de PPC, ya que el operador tradicional es el único generador de energía convencional de la isla. Además, hay varios productores de energías renovables que tienen una tarifa fija con arreglo a un contrato de compra de electricidad o una tarifa fija en función de la fecha de inicio de funcionamiento de cada unidad.

(11) Desde la finalización de la fase I hasta la finalización de la fase II y la plena interconexión de Creta con la red eléctrica continental griega (el «período transitorio»), la conexión a la red entre Creta y la red eléctrica continental estará estructuralmente congestionada. Sin una excepción, son posibles las dos opciones siguientes:

([6]) Artículo 137A de la Ley 4001/2011 (Boletín Oficial de Grecia A 179/22.8.2011).

([7]) Véase el artículo 108B de la Ley 4001/2011 (Boletín Oficial de Grecia A 179/22.8.2011) añadido por el artículo 106 de la Ley 4821/2021 (Boletín Oficial de Grecia A 134/31.7.2021).

([8]) De conformidad con el artículo 108C de la Ley 4001/2011, añadido por el artículo 107 de la Ley 4821/2021, el gestor de redes de transporte griego IPTO SA estaba obligado a gestionar plenamente la interconexión de Creta (fase I) a más tardar el 30 de septiembre de 2021. Sin embargo, esta fecha se pospuso al 1 de noviembre de 2021 mediante la Decisión n.º 734/28.9.2021 de la ARE (Boletín Oficial de Grecia B 4633/6.10.2021).

a) la integración de Creta en la zona de oferta griega del mercado mayorista de la electricidad, lo que implicaría elevados costes de redespacho, que IPTO SA ha estimado en unos 240 millones EUR al año sobre la base de los datos de 2019;

b) la integración de Creta en el mercado mayorista de la electricidad como una zona de oferta independiente. Esta no parece ser una solución sostenible para un período a corto plazo, ya que la finalización de la fase II, que se espera que tarde dos años, debería aliviar cualquier congestión estructural entre la red eléctrica cretense y la red eléctrica continental griega.

(12) Además, Creta carece de una infraestructura de medición adecuada que permita la correcta integración en el mercado mayorista de la electricidad griego antes de 2023.

(13) En la actualidad, el mercado minorista de Creta está abierto a todos los proveedores activos en el mercado griego, veinte de los cuales operan en Creta. Dado que los costes de generación en la isla de Creta son superiores a los costes de la red eléctrica interconectada griega, Grecia, por razones de cohesión social, optó por que los proveedores aplicaran una tarifa única para cada categoría de clientes en todo su territorio.

3. **EXCEPCIONES SOLICITADAS**

(14) Las excepciones solicitadas al artículo 6, al artículo 7, apartado 1, al artículo 8, apartados 1 y 4, y a los artículos 9, 10, 11 y 13 del Reglamento (UE) 2019/943, así como al artículo 40, apartados 4 a 7, de la Directiva (UE) 2019/944 tienen por objeto encontrar una solución para el funcionamiento del mercado de la electricidad diario, intradiario y de balance en Creta. Esta solución se aplicaría durante el período transitorio de interconexión de Creta con la red eléctrica continental griega. Por lo tanto, las excepciones acabarán una vez finalizada la fase II ([9]).

(15) El solicitante propone un «modelo híbrido» para el período transitorio, según el cual el interconector entre Creta y la red eléctrica continental griega será tratado como sujeto de liquidación responsable del balance en el sentido del artículo 2, punto 14, del Reglamento (UE) 2019/943. Este sujeto actuará la mayor parte del tiempo como unidad de generación de electricidad virtual desde la perspectiva de Creta y como carga virtual desde la perspectiva continental, importando electricidad de la Grecia continental a Creta. Este flujo podría invertirse en caso de que se produzca una elevada generación a partir de energías renovables en Creta, que supere su carga, a fin de evitar restricciones de las energías renovables. El sujeto de liquidación responsable del balance de la interconexión de Creta se conectará físicamente con la red continental griega en la parte de alta tensión de la subestación de La Canea. La electricidad que extraiga de la red continental griega o que inyecte en ella será registrada por la infraestructura de medición de la subestación de alto voltaje de La Canea.

(16) Tras una consulta pública celebrada entre el 25 de mayo y el 9 de junio de 2021, la ARE evaluó las posibles modalidades de participación de la entidad de liquidación responsable del balance virtual en el mercado gestionado en la red eléctrica continental griega.

(17) En el «modelo híbrido» propuesto, la bolsa de energía griega HEnEX presentaría ofertas de precios de referencia (*price-taking*) de electricidad en nombre de las partes del mercado de Creta en el mercado mayorista de la electricidad diario e intradiario griego, según las previsiones *ex ante* calculadas por IPTO SA y HEDNO SA Grecia propone dos opciones que fueron sometidas a consulta pública por la ARE entre el 25 de mayo y el 9 de junio de 2021. Estas dos opciones establecen detalladamente cómo pueden llevarse a cabo las ofertas en la práctica, con o sin separación entre la carga y la generación. A continuación, se exponen ambas opciones:

a) Opción 1: HEnEX presentará, en nombre de los representantes de carga que suministren electricidad a consumidores finales de Creta, órdenes prioritarias de compra o venta con precios de referencia (*price-taking*) correspondientes explícitamente a las cantidades de electricidad para el sujeto de liquidación responsable de la interconexión de Creta, de acuerdo con su ratio porcentual de suministro calculada previamente con carácter mensual por HEDNO SA, en lo que respecta a las importaciones procedentes de la Grecia continental previstas en Creta, o por el operador de fuentes de energía renovable y garantías de origen DAPEEP SA, en lo que respecta a la electricidad renovable, en el poco probable caso de las exportaciones previstas desde Creta a la Grecia continental.

([9]) Grecia no ha solicitado una excepción al artículo 51 del Reglamento (UE) 2019/943 (certificación de los gestores de redes de transporte) ni a las disposiciones del capítulo VI de la Directiva (UE) 2019/944 (separación de los gestores de red de transporte). De hecho, Grecia declara que los activos de alta tensión de la isla de Creta, actualmente propiedad de PPC y gestionados por HEDNO SA, se transferirán al gestor de red de transporte IPTO SA, que pasará a tener la propiedad de dichos activos y a gestionarlos. Esta transferencia tuvo lugar el 1 de agosto de 2021, antes del inicio de la explotación comercial de la fase I del interconector entre Creta y la red continental griega.

b) Opción 2: HEnEX presentará órdenes prioritarias de compra o venta con precios de referencia (*price-taking*) para toda la carga y generación local de Creta en nombre de los representantes de carga, de acuerdo con su ratio porcentual de suministro calculada previamente con carácter mensual por HEDNO SA, y en nombre de los productores de electricidad térmica que reflejen la programación de energía determinada por IPTO SA sobre la base de los resultados de una programación de despacho simplificada, y por DAPEEP en lo que respecta a la electricidad procedente de fuentes de energía renovable prevista.

La liquidación financiera de los desvíos se cargaría posteriormente a las partes del mercado cretense, sobre la base de la comparación entre la programación del interconector y la medición de flujo, y una clave de reparto calculada por HEDNO SA.

(18) Durante la consulta pública realizada por la ARE, se presentaron once contribuciones ([10]). Sobre la base de los resultados y de la petición de la mayoría de los participantes de minimizar la repercusión financiera de la opción que se fuera a aplicar, en lo que respecta a las garantías financieras y las garantías reales exigidas, la ARE decidió en junio de 2021 aplicar la opción 2.

(19) A fin de aplicar el modelo híbrido de la opción 2 para el funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad cretense y el balance del sistema eléctrico, aplicable al período transitorio, Grecia solicita una excepción a determinados requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 y en la Directiva (UE) 2019/944, en lo que respecta al sistema de Creta.

3.1. **Excepción con arreglo al artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943**

(20) Grecia considera que el modelo híbrido propuesto cumple los principios que rigen el funcionamiento de los mercados de la electricidad, tal como se establece en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2019/943. Por este motivo, las excepciones solicitadas no incluyen el artículo 3 de dicho Reglamento.

3.1.1. *Artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/943*

(21) El artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/943 establece las normas relativas al mercado de balance. Grecia solicita una excepción a dicho artículo en lo que respecta a Creta teniendo en cuenta que, en el modelo híbrido, no se explotará ningún mercado de balance.

3.1.2. *Artículo 7, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943*

(22) El artículo 7, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 se refiere a la organización de la gestión de los mercados diario e intradiario integrados por parte de los gestores de redes de transporte (GRT) y los operadores designados para el mercado eléctrico (NEMO, por sus siglas en inglés), de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión ([11]). Grecia solicita una excepción a dicho artículo en lo que respecta a Creta, teniendo en cuenta que no se explotará ningún mercado diario e intradiario en el modelo híbrido.

3.1.3. *Artículo 8, apartados 1 y 4, del Reglamento (UE) 2019/943*

(23) El artículo 8, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 establece la obligación de que los NEMO autoricen a los participantes en el mercado a comerciar con energía hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario. El artículo 8, apartado 4, de dicho Reglamento establece la obligación de fijar el período de liquidación de los desvíos en quince minutos en todas las zonas de programación. Grecia solicita una excepción a dichos artículos en lo que respecta a Creta, teniendo en cuenta que el modelo híbrido no incluye el comercio en los mercados diario e intradiario, ni un período de liquidación de los desvíos de quince minutos para Creta.

3.1.4. *Artículo 9 del Reglamento (UE) 2019/943*

(24) El artículo 9 del Reglamento (UE) 2019/943 trata de los mercados a plazo. Grecia solicita una excepción a dicho artículo en lo que respecta a Creta, teniendo en cuenta que no se explotará ningún mercado a plazo en el modelo híbrido.

([10]) Las respuestas no confidenciales pueden consultarse en el sitio web de la ARE.

([11]) Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (DO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

3.1.5. *Artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943*

(25) El artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 hace referencia a los límites técnicos de las ofertas. Grecia solicita una excepción a dicho artículo teniendo en cuenta que, en el modelo híbrido, Creta no estará plenamente integrada en el mercado mayorista de la electricidad griego, y que se pueden presentar órdenes de compra con precios de referencia (*price-taking*) para Creta.

3.1.6. *Artículo 11 del Reglamento (UE) 2019/943*

(26) El artículo 11 del Reglamento (UE) 2019/943 se refiere a la determinación del valor de carga perdida. Dado que Creta no se consideraría una zona de oferta independiente, ni tampoco completamente integrada en la zona de oferta griega, Grecia solicita una excepción a dicho artículo en lo que respecta a Creta.

3.1.7. *Artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943*

(27) El artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943 hace referencia al redespacho. Puesto que, al no haber un mercado de balance en Creta, no se aplican las normas de redespacho, Grecia solicita una excepción a dicho artículo en lo que respecta a Creta.

3.2. **Excepción con arreglo al artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944**

3.2.1. *Artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944*

(28) En su solicitud, Grecia solicitó una excepción al principio fundamental de los precios de suministro basados en el mercado, de conformidad con el artículo 5, apartado 3, de la Directiva (UE) 2019/944. Dicha solicitud se retiró el 15 de julio de 2021. Por lo tanto, no es necesario seguir analizando este punto en la presente Decisión.

3.2.2. *Artículo 40, apartados 4, 5, 6 y 7, de la Directiva (UE) 2019/944*

(29) El artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 establece las funciones de los gestores de redes de transporte (GRT). Los apartados 4 a 7 establecen los principios para la obtención de servicios auxiliares, incluidos los servicios auxiliares de no frecuencia. Puesto que en Creta no existe ni un mercado de balance ni contratación basada en el mercado de servicios auxiliares de no frecuencia, Grecia solicita una excepción a lo dispuesto en el artículo 40, apartados 4 a 7, para las funciones de los GRT aplicables a Creta.

3.3. **Duración de la excepción solicitada**

(30) Grecia solicita la excepción mientras dure el período transitorio, empezando desde la puesta en servicio de la fase I prevista para el segundo trimestre de 2021, hasta la puesta en servicio de la fase II prevista para finales de 2023.

4. **OBSERVACIONES RECIBIDAS DURANTE EL PERÍODO DE CONSULTA**

(31) Durante la consulta, la Comisión recibió una contribución de las autoridades búlgaras, que comunicaron que no planteaban objeciones a la solicitud de excepción presentada por Grecia.

5. **EVALUACIÓN**

(32) De conformidad con el artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943, puede concederse una excepción 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 de dicho Reglamento, siempre que el Estado miembro pueda demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de pequeñas redes conectadas.

(33) De conformidad con el artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944, puede concederse una excepción a las disposiciones pertinentes de los artículos 7 y 8 y de los capítulos IV, V y VI de dicha Directiva, siempre que el Estado miembro pueda demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas o conectadas. Las pequeñas redes aisladas también pueden solicitar una excepción a lo dispuesto en los artículos 4, 5 y 6 de dicha Directiva.

(34) Salvo en el caso de las regiones ultraperiféricas, la excepción debe estar limitada en el tiempo y sujeta a condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado interior de la electricidad.

(35) Por último, la excepción 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.

5.1. **Pequeña red conectada**

(36) El Reglamento (UE) 2019/943 no prevé excepciones automáticas generalizadas para las pequeñas redes conectadas o aisladas. Por tanto, pese a la gran variedad de tamaños y características técnicas de las redes eléctricas de la Unión, todas ellas pueden y deben funcionar conforme al marco normativo en su totalidad.

(37) No obstante, el artículo 64, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 prevé una excepción a la aplicación de determinadas disposiciones de dicho Reglamento si los Estados miembros demuestran, entre otras cosas, que la aplicación de dichas disposiciones a pequeñas redes conectadas podría plantear problemas sustanciales para su funcionamiento, principalmente debido a las condiciones geográficas o los perfiles de demanda pertinentes para las redes en cuestión.

(38) El artículo 2, punto 43, de la Directiva (UE) 2019/944 define «pequeña red conectada» como «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».

(39) La isla de Creta constituye una pequeña red conectada, ya que su consumo se situaba por debajo del umbral de 3 000 GWh en 1996. Con la finalización de la fase I, alrededor de un tercio del consumo anual de Creta quedará cubierto por la interconexión con la red eléctrica continental griega.

(40) Así pues, con la finalización de la fase I, Creta se considera una pequeña red conectada en el sentido del artículo 64, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2019/943.

5.2. **Problema sustancial para el funcionamiento de la red**

(41) El término «problemas sustanciales» mencionado en el artículo 64, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2019/943 no ha sido definido ni por el legislador ni por la Comisión en su práctica decisoria. La formulación abierta permite a la Comisión tener en cuenta todos los problemas posibles relacionados con la situación específica de las pequeñas redes, siempre y cuando sean sustanciales y no solo marginales. Dichos problemas pueden variar significativamente según las particularidades geográficas, la producción y el consumo de la red en cuestión, pero también en función de los avances técnicos, como el almacenamiento de electricidad y la generación a pequeña escala. Además, estos problemas sustanciales deben estar relacionados con el funcionamiento de las pequeñas redes aisladas y las pequeñas redes conectadas.

(42) Grecia destaca los siguientes problemas para el funcionamiento del mercado de la electricidad de Creta, en caso de una plena integración de los participantes en el mercado de Creta en los mercados de la electricidad griegos que operan en la red interconectada continental, mediante la ampliación de la zona de oferta griega a Creta o la creación de una nueva zona de oferta cretense:

a) las deficiencias de las infraestructuras de medición no permitirán la plena participación de los participantes en el mercado de Creta en los mercados de electricidad diario, intradiario y de balance de Grecia. Concretamente, no se cuenta con los sistemas de medición necesarios, y estos no estarán listos antes de 2023;

b) el nuevo interconector (fase I) debe estar listo para utilizarse desde el día de su puesta en servicio, a fin de evitar costes adicionales para los consumidores griegos. De hecho, los intercambios de electricidad en dicho interconector reducirán la generación a partir de las unidades térmicas más caras de Creta, reduciendo así el coste total de la electricidad suministrada en Creta y la correspondiente tasa de OSP soportada por los consumidores griegos. Asimismo, reduciría las emisiones de CO_2;

c) el interconector resultante de la finalización de la fase I se utilizará hasta su capacidad máxima disponible, y se espera que esté congestionado la mayor parte del tiempo, hasta la finalización de la fase II. La plena aplicación del Reglamento (UE) 2019/943 y de la Directiva (UE) 2019/944 conllevaría la integración de Creta en los mercados de la electricidad a través de una o dos zonas de oferta, lo que daría lugar a los dos supuestos siguientes:

— una zona de oferta: la integración de Creta en el mercado mayorista de la electricidad a través de la zona de oferta de la Grecia continental conllevaría elevados costes de redespacho, estimados por IPTO SA en alrededor de 240 millones EUR al año conforme a una estimación basada en datos de 2019, y que tendrían que ser soportados por los consumidores griegos,

— dos zonas de oferta: la integración de Creta en el mercado mayorista de la electricidad como una zona de oferta independiente no sería una opción sostenible. Se espera que la finalización de la fase II tras un breve período de transición alivie toda congestión estructural entre la red eléctrica de Creta y la red eléctrica continental griega.

(43) A la luz de lo expuesto en los considerandos 41 y 42, Grecia señala que es necesario encontrar una solución aplicable al período transitorio. Dado que el período de prueba de la fase I comenzó el 3 de julio de 2021 y el período comercial comenzó el 1 de noviembre de 2021, esta solución tiene que aplicarse sin incidencias y en un breve período de tiempo, sin que haya cambios importantes en el marco jurídico y regulador actual, dada la necesidad de que los participantes en el mercado se adapten y el carácter temporal de la solución. A este respecto, el enfoque de «dos zonas de oferta» parece incompatible con las limitaciones temporales, especialmente si se tiene en cuenta el proceso que debe seguirse para establecer una nueva zona de oferta, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2019/943 y el artículo 32 del Reglamento (UE) 2015/1222.

(44) Sobre la base de una evaluación realizada por IPTO SA y de una evaluación de los costes de funcionamiento del mercado de Creta con arreglo a los tres supuestos, a saber, el modelo híbrido sugerido en la solicitud, el planteamiento de una zona de oferta y el planteamiento de dos zonas de oferta, se estima que los beneficios anuales resultantes del modelo híbrido ascenderían a 156 millones EUR. Por lo que se refiere a los otros dos supuestos, a saber, el planteamiento de una zona de oferta y el planteamiento de dos zonas de oferta, se estima que el beneficio anual ascendería a 121 millones EUR y a 113 millones EUR, respectivamente. Por lo tanto, Grecia considera que el modelo híbrido propuesto sería el enfoque óptimo durante el período transitorio.

(45) Las autoridades griegas han señalado que la participación real de los participantes del mercado de Creta en el mercado griego de la electricidad se ve obstaculizada por la ausencia de una infraestructura de medición adecuada en la isla (véase el considerando 42 anterior).

(46) Además, aunque el uso del nuevo interconector (fase I) aportaría ventajas considerables, al reducir el coste de la electricidad suministrada en la isla y las emisiones de CO_2, se espera que el interconector esté congestionado la mayor parte del tiempo, hasta la finalización de la fase II (véanse los considerandos 7 y 42 anteriores).

(47) Por estos motivos, la integración de los participantes del mercado de Creta en el mercado de la electricidad griego generaría elevados costes de redespacho si se llevara a cabo mediante la ampliación de la zona de oferta griega a Creta (véanse los considerandos 7 y 42 anteriores). Por otra parte, la creación de una zona de oferta independiente para Creta no es proporcionada para un breve período de tiempo y teniendo en cuenta que la finalización de la fase II debería aliviar toda congestión estructural entre la red eléctrica de Creta y la red eléctrica continental griega (véanse los considerandos 8 y 43 anteriores).

(48) A la luz de lo expuesto en los considerandos 42 a 47, así como en los considerandos 7 y 8, la Comisión concluye que Grecia ha demostrado que existen problemas sustanciales para el funcionamiento de la red eléctrica de Creta como pequeña red conectada, hasta que finalice la plena interconexión con la red continental. El modelo híbrido temporal propuesto por las autoridades griegas tiene por objeto abordar estos problemas y reporta beneficios significativos en comparación con la plena integración de la red de Creta en el mercado de la electricidad griego durante el período transitorio.

5.3. **Ámbito de la excepción**

(49) A fin de aplicar el modelo híbrido en la isla de Creta durante el período transitorio, son necesarias excepciones a las disposiciones del artículo 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, y los artículos 9, 10 y 11 del Reglamento (UE) 2019/943, así como al artículo 40, apartados 4 a 7, de la Directiva (UE) 2019/944.

(50) El artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943 no aborda la posibilidad de establecer una excepción a su artículo 13. Sin embargo, habida cuenta de la excepción, cuando se conceda, al artículo 6, al artículo 7, apartado 1, y al artículo 8, apartado 1, el artículo 13 no será aplicable *de facto*. De hecho, el artículo 2, punto 26, del Reglamento (UE) 2019/943 define «redespacho» como una medida, incluida la reducción, activada por uno o varios gestores de redes de transporte o gestores de redes de distribución a través de la alteración de la generación, el diagrama de carga, o ambos, a fin de cambiar los flujos físicos del sistema eléctrico y aliviar una congestión física o asegurar de otra manera la seguridad del sistema. La lógica subyacente es que el gestor de la red corrige los resultados del mercado para garantizar su coherencia con las capacidades físicas de la red. Cuando el marco fundamental del mercado todavía no es aplicable, dicha corrección no tiene ningún valor añadido.

(51) Además, en la Grecia continental, el redespacho se realiza utilizando las ofertas de energía de balance, de conformidad con el artículo 13, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943. Por lo tanto, la ausencia de mercados de balance en Creta durante el período de vigencia de la excepción no permitiría la integración en la metodología de redespacho griega.

(52) Como consecuencia de lo expuesto en los considerandos 49, 50 y 51, el artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943 no será aplicable *de facto*. Sin embargo, la Comisión no está facultada para adoptar una decisión con respecto a dicha disposición y, por lo tanto, no concederá una excepción formal a este respecto.

(53) Según el modelo híbrido, en Creta, el gestor de red de transporte griego IPTO SA no contratará servicios de balance y servicios auxiliares de no frecuencia de conformidad con el artículo 40, apartados 4 a 7, de la Directiva (UE) 2019/944, como consecuencia de la excepción al artículo 6 y al artículo 7, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943.

(54) Por consiguiente, la excepción solo es aplicable a Creta.

5.4. **No obstaculización de la transición a las energías renovables, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda**

(55) De conformidad con el artículo 64, apartado 1, párrafo quinto, del Reglamento (UE) 2019/943, una decisión de conceder una excepción tiene 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.

(56) Hasta su interconexión, al menos parcial, con la Grecia continental, se aplicaron limitaciones técnicas a Creta, imponiendo una penetración máxima de las energías renovables del 25 % de la carga, debido a limitaciones de seguridad operativa. La finalización de la fase I aliviará esta limitación impuesta a las energías renovables. El modelo híbrido permite a Creta exportar su electricidad en caso de que haya una carga baja y una elevada generación de energías renovables, a fin de evitar la restricción de las energías renovables.

(57) Por lo que se refiere a la mayor flexibilidad, al almacenamiento de energía y a la respuesta de la demanda, la posibilidad de ofrecer servicios de flexibilidad, incluido el almacenamiento, para apoyar el sistema eléctrico, depende de la calidad de las señales de precios y de su capacidad para ofrecer incentivos eficientes a la inversión y al despacho a esos proveedores de servicios. Por regla general, la congestión estructural dentro de una zona de oferta, que es lo que ocurrirá durante el período transitorio de la fase I a la fase II, puede dar lugar a señales de inversión distorsionadas para los servicios de flexibilidad específicos de cada ubicación. Sin embargo, en un planteamiento de dos zonas de oferta para Creta y la Grecia continental, la señal de inversión sería muy inestable, en vista del horizonte temporal previsto para la finalización de la fase II y la plena interconexión de Creta con la Grecia continental, lo que aliviará la congestión estructural. Por lo tanto, dado que la conexión con el continente permitirá la prestación de servicios de flexibilidad basados en el mercado, una excepción a corto plazo que permita la rápida integración de Creta en la red continental es beneficiosa para la integración de la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y otras fuentes de flexibilidad.

(58) El artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943 no exige que las decisiones de excepción maximicen el potencial de flexibilidad o de almacenamiento de energía, sino únicamente que tengan como objetivo garantizar que no se obstaculice. En otras palabras, la excepción no debe impedir avances que tendrían lugar de forma natural de no existir la excepción. A este respecto, el carácter temporal de la excepción y la disposición para operar plenamente en el mercado tan pronto como finalice la fase II son de suma importancia.

(59) Por consiguiente, aunque la excepción no obstaculiza la transición a una mayor flexibilidad, incluido el almacenamiento de energía, es importante tener en cuenta la necesidad de unas señales de inversión adecuadas y el impacto de dicha excepción en las posibles inversiones en soluciones de almacenamiento o en servicios de flexibilidad de otro tipo.

(60) Habida cuenta de su aspecto transitorio, el modelo híbrido no tiene una repercusión significativa en el desarrollo futuro de las energías renovables, la flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda.

(61) De conformidad con el artículo 64, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943, la Comisión establecerá en qué medida la excepción deberá tener en cuenta la aplicación de códigos de red y directrices. Salvo en lo relativo a las disposiciones afectadas por el ámbito de la excepción detallado en la sección 5.3, los códigos de red y las directrices son aplicables a Creta.

5.5. **Limitación de la excepción en el tiempo y condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado interior de la electricidad**

(62) El artículo 64 del Reglamento (UE) 2019/943 dispone expresamente que la excepción debe estar limitada en el tiempo y sujeta a condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado interior de la electricidad.

(63) La solicitud de excepción se limita al período transitorio que se prolongará hasta finales de 2023 a más tardar.

(64) Se entiende que, para finales de 2023, cabe esperar que el interconector entre Creta y la red continental griega esté operativo, junto con la infraestructura de medición adecuada que permita a Creta formar parte de los mercados mayoristas de la electricidad griegos. Cualquier retraso adicional requeriría una nueva solicitud de excepción.

5.6. **Fecha de efecto**

La solicitud se ha recibido antes de la finalización de la fase I. A fin de evitar cambios rápidos e impredecibles del marco regulador, que podrían perjudicar gravemente el funcionamiento del mercado en la isla de Creta y posiblemente en la Grecia continental, la presente Decisión debe aplicarse a partir de la fecha de inicio de la fase I.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

Se concede a la República Helénica una excepción a lo dispuesto en el artículo 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, y los artículos 9, 10 y 11 del Reglamento (UE) 2019/943, así como a lo dispuesto en el artículo 40, apartados 4 a 7, de la Directiva (UE) 2019/944, en lo que respecta a Creta.

Artículo 2

La excepción concedida en virtud del artículo 1 se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2023 o hasta la finalización de la fase II de la interconexión entre Creta y la Grecia continental, si esta fecha es anterior.

Artículo 3

La República Helénica informará a la Comisión Europea, a más tardar a finales de 2022, de los avances y de la planificación restante con vistas a la finalización y la explotación comercial de la fase II de la interconexión entre Creta y la Grecia continental, en particular en lo que respecta al despliegue y la explotación de una infraestructura de medición adecuada que permita la participación de Creta en el mercado mayorista y de balance griego.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión es la República Helénica.

Hecho en Bruselas, el 21 de febrero de 2022.

Por la Comisión
Kadri SIMSON
Miembro de la Comisión