II

(Actos no legislativos)

DECISIONES

DECISIÓN (UE) 2020/348 DE LA COMISIÓN

de 24 de octubre de 2019

sobre el régimen de ayudas SA.35980-2019/C Reino Unido — Reforma del mercado de la electricidad: mecanismo de capacidad

[notificada con el número C(2019) 7610]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 108, apartado 2, párrafo primero,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, y en particular su artículo 62, apartado 1, letra a),

Después de haber emplazado a los interesados para que presentaran sus observaciones de conformidad con los artículos citados ([1]) y teniendo en cuenta dichas observaciones,

Considerando lo siguiente:

1. PROCEDIMIENTO

(1) Tras los contactos previos a la notificación, el 23 de junio de 2014, las autoridades del Reino Unido notificaron a la Comisión, con arreglo al artículo 108, apartado 3, del Tratado, una propuesta de medida de apoyo a los proveedores de capacidad en el mercado de la electricidad en Gran Bretaña ([2]), «la medida» a efectos de la presente Decisión.

(2) El 23 de julio de 2014, la Comisión decidió no formular objeciones al régimen de ayudas por el que se establece la medida por considerar que el régimen estaba amparado por el artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado y, por tanto, era compatible con el mercado interior ([3]) («la Decisión de 2014»).

(3) La primera subasta en el mercado de capacidad a que se refiere la medida se celebró entre los días 16 y 18 de diciembre de 2014. El objeto de la subasta era el suministro de capacidad cuatro años después, es decir, en 2018.

(4) El 15 de noviembre de 2018, el Tribunal General de la Unión Europea anuló la Decisión de 2014 en su sentencia en el asunto T-793/14, Tempus Energy y Tempus Energy Technology/Comisión (en adelante, «la sentencia del Tribunal General). En resumen, el Tribunal General consideró que, sobre la base de la duración y las circunstancias de la fase de prenotificación y la falta de una investigación adecuada por parte de la Comisión en la fase de examen preliminar con respecto a ciertos aspectos del mercado de capacidad y, más en concreto, con respecto al papel y el trato de la gestión de la demanda en el mecanismo de capacidad notificado, la Comisión debería haber albergado dudas acerca de la compatibilidad de la medida con el mercado interior. Dichas dudas deberían haberle llevado a incoar el procedimiento contemplado en el artículo 108, apartado 2, del Tratado, permitiendo así a los interesados presentar sus observaciones a la Comisión y poner la información pertinente a disposición de esta a fin de que pudiese valorar mejor la compatibilidad del mercado de capacidad con el mercado interior.

([1]) DO C 109 de 22.3.2019, p. 3.

([2]) Irlanda del Norte está excluida del ámbito de aplicación de la medida propuesta, ya que cuenta con disposiciones propias para el mercado de la electricidad.

([3]) Decisión de la Comisión, de 23 de julio de 2014, de no formular objeciones al régimen de ayudas para el «mercado de capacidad» propuesto por el Reino Unido [ayuda estatal SA.35980 (2014/N-2)] (DO C 348 de 3.10.2014, p. 5).

(5) El Reino Unido presentó información adicional el 20 de diciembre de 2018.

(6) El 25 de enero de 2019, la Comisión recurrió la sentencia del Tribunal General (asunto C-57/19). Puesto que el recurso carece de efecto suspensivo, para acatar la sentencia del Tribunal General, la Comisión volvió a examinar el mercado de capacidad.

(7) Tras el nuevo examen, la Comisión comunicó al Reino Unido, mediante carta de 21 de febrero de 2019, su decisión de incoar el procedimiento establecido en el artículo 108, apartado 2, del Tratado en relación con la medida.

(8) La Decisión de la Comisión de incoar el procedimiento (en lo sucesivo, «la Decisión de incoación») se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* ([4]). La Comisión invitó a los interesados a presentar sus observaciones sobre la ayuda en cuestión.

(9) Mediante carta de 12 de abril de 2019, el Reino Unido comunicó a la Comisión sus observaciones relativas a la Decisión de incoación. La Comisión recibió observaciones al respecto por parte de 35 interesados. Remitió dichas observaciones al Reino Unido, ofreciéndole la oportunidad de responder. Recibió las correspondientes observaciones del Reino Unido mediante cartas de 7 de junio de 2019, 19 de julio de 2019 y 12 de septiembre de 2019.

(10) El 29 de marzo de 2017, el Reino Unido presentó la notificación de su intención de retirarse de la Unión de conformidad con el artículo 50 del Tratado de la Unión Europea (TUE). Con arreglo al artículo 50, apartado 3, del TUE, los Tratados deben dejar de aplicarse al Estado que se retira a partir de la fecha de entrada en vigor del acuerdo de retirada o, en su defecto, a los dos años de la notificación, salvo si el Consejo Europeo, de acuerdo con dicho Estado, decide por unanimidad prorrogar dicho plazo. El plazo se ha prorrogado en dos ocasiones, la última por la Decisión (UE) 2019/584 del Consejo Europeo ([5]), que lo prorrogó hasta el 31 de octubre de 2019.

(11) El 11 de enero de 2019, en virtud de la Decisión (UE) 2019/274 ([6]), el Consejo autorizó la firma del Acuerdo de Retirada, según lo convenido a nivel de negociadores, el 14 de noviembre de 2018. El 17 de octubre de 2019, el Consejo Europeo refrendó el Acuerdo de Retirada revisado consensuado a nivel de negociadores. El 21 de octubre, el Consejo, a propuesta de la Comisión ([7]), modificó la Decisión (UE) 2019/274 con vistas a autorizar la firma del Acuerdo revisado. La Unión confirmó una vez más su disposición a proceder sin demora a la firma y celebración del Acuerdo de Retirada en caso de que el Parlamento del Reino Unido lo aprobase. En la cuarta parte del Acuerdo de Retirada se prevé un período transitorio que comenzará en la fecha de entrada en vigor del Acuerdo, durante el cual el Derecho de la Unión seguirá aplicándose al y en el Reino Unido según lo dispuesto en él.

(12) En cualquier caso, la presente Decisión es aplicable únicamente en tanto en cuanto el Derecho de la Unión se aplique al y en el Reino Unido.

2. **DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA MEDIDA**

2.1. **Visión general de la medida**

(13) En 2014, el Reino Unido estimó que el mercado de la electricidad en Gran Bretaña alcanzaría niveles críticos de adecuación de la producción en torno a 2017/2018. Por consiguiente, el Reino Unido diseñó la medida como un mercado de capacidad en el que el operador del sistema organizaría subastas de gestión centralizada con el fin de adquirir el nivel de capacidad necesario para garantizar la adecuación de la producción.

(14) Inicialmente, las subastas organizadas en virtud de la medida solo estaban abiertas a productores de electricidad existentes o nuevos, operadores de gestión de la demanda y operadores de almacenamiento. A partir de la segunda subasta en 2015 se permitió participar a los interconectores.

([4]) Véase la nota 1 a pie de página.
([5]) Decisión (UE) 2019/584 del Consejo Europeo tomada de acuerdo con el Reino Unido, de 11 de abril de 2019, por la que se prorroga el plazo previsto en el artículo 50, apartado 3, del TUE (DO L 101 de 11.4.2019, p. 1).
([6]) Decisión (UE) 2019/274 del Consejo, de 11 de enero de 2019, relativa a la firma, en nombre de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, del Acuerdo sobre la retirada del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (DO L 47 I de 19.2.2019, p. 1).
([7]) Propuesta de la Comisión de Decisión del Consejo por la que se modifica la Decisión (UE) 2019/274 relativa a la firma, en nombre de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, del Acuerdo sobre la retirada del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de la Unión Europea y de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, COM(2019)880 final de 18 de octubre de 2019.

(15) A los licitadores seleccionados en las subastas se les adjudican acuerdos de capacidad por los cuales recibirán un pago constante mientras dure dicho acuerdo a cambio del compromiso de suministrar electricidad cuando se produzcan períodos de tensión en el sistema si así se lo solicita el operador del sistema. En caso de que el proveedor de capacidad no suministre la cantidad de energía requerida de acuerdo con su compromiso de capacidad, se aplican sanciones financieras. La medida se financia a través de la aplicación de una exacción a los proveedores de electricidad.

(16) La primera subasta se organizó en 2014, para el suministro de capacidad en 2018. A esta le siguieron otras tres subastas a cuatro años vista («T-4») (en 2015, 2016 y 2017), una subasta a un año vista («T-1») (en 2017) y dos subastas transitorias (en 2016 y 2017).

(17) El Reino Unido suspendió la medida el 15 de noviembre de 2018 a raíz de la sentencia del Tribunal General mencionada en el considerando 4 y recurrida en la actualidad. El Reino Unido confirmó que no concedería ayudas adicionales a través de subastas en el mercado de capacidad y que los pagos correspondientes a las ayudas otorgadas a través de las subastas que se ya se habían celebrado se habían interrumpido a la espera de la decisión de la Comisión autorizando la medida.

(18) Con todo, tras la sentencia del Tribunal General, el Reino Unido sí adoptó las siguientes medidas:

a) en junio de 2019 se celebró una subasta complementaria T-1 de sustitución para la entrega de capacidad en el año de entrega 2019/2020 que se saldó con la adjudicación de acuerdos de capacidad condicionales supeditados a la obtención de la autorización de la ayuda estatal y a que se diesen los pasos procedimentales necesarios en virtud de la legislación que establecía el mercado de capacidad;

b) Se siguió haciendo valer el cumplimiento de los acuerdos de capacidad adjudicados en subastas anteriores para que, previa decisión positiva respecto a la ayuda estatal, pudiesen efectuarse los pagos de capacidad aplazados a los proveedores que hubiesen cumplido sus obligaciones durante el plazo suspensivo;

c) los proveedores de electricidad debían seguir repercutiendo la exacción a los consumidores durante el plazo suspensivo para garantizar que estuviesen en condiciones de pagar los cargos de proveedor pendientes respecto al plazo suspensivo íntegramente y sin demora en caso de concederse la autorización de la ayuda estatal; y

d) el 22 de julio de 2019 se iniciaron procedimientos de precualificación para una subasta T-1 (año de entrega 2020/2021), una subasta T-3 (año de entrega 2022/2023) y una subasta T-4 (año de entrega 2023/2024), cada una de la cuales debían celebrarse en el primer trimestre de 2020.

2.2. **Base jurídica y disposiciones gubernamentales**

(19) La base jurídica de la medida es la Ley de Energía de 2013 del Reino Unido. La aplicación de la medida se rige por la legislación derivada, concretamente por el Reglamento relativo a la Capacidad Eléctrica de 2014, el Reglamento relativo a la Capacidad Eléctrica (pagos de proveedores, etc.) de 2014 y las Normas relativas al Mercado de Capacidad.

(20) El Reino Unido revisa periódicamente el mecanismo del mercado de capacidad a la luz de los comentarios recibidos en cada proceso de subasta. Asimismo, ha llevado a cabo una serie de consultas públicas para introducir mejoras paulatinas en detalles reglamentarios de determinados aspectos específicos del régimen. Por su parte, el organismo regulador del sector energético (Oficina de los mercados de gas y electricidad del Reino Unido, OFGEM) recoge anualmente la opinión de las partes interesadas sobre posibles cambios en las características operativas y administrativas del régimen e introduce modificaciones en las normas. Por otro lado, se contempla la realización de una revisión más formal y exhaustiva cada cinco años, en la que intervienen tanto el Gobierno como la OFGEM, para evaluar en qué medida el mercado de capacidad cumple con eficacia sus objetivos y sigue siendo la forma de intervención más eficaz para abordar dichos objetivos. Entre los objetivos se incluye el examen de los fallos del mercado subyacentes. Fundamentalmente, la revisión consta de las dos etapas siguientes:

a) la OFGEM lleva a cabo cada cinco años una revisión de los ámbitos del diseño del mercado de capacidad cubiertos por las Normas relativas al Mercado de Capacidad, atendiendo a la eficacia del régimen y a si las disposiciones vigentes se adecuan al fin que se persigue; y

b) el Gobierno evalúa el mercado de capacidad y sus objetivos desde una perspectiva a más alto nivel y aborda la cuestión de si el mercado de capacidad sigue siendo necesario de cara al futuro o debería eliminarse gradualmente y la medida en que los objetivos del mercado de capacidad podrían alcanzarse por una vía que imponga menos reglamentación. En esta evaluación se tiene en cuenta el examen interno anual realizado por el Gobierno sobre si realizar la subasta del mercado de capacidad, así como las conclusiones de la revisión de la primera etapa de la OFGEM. El Gobierno lleva a cabo consultas públicas como parte de este proceso de revisión.

(21) El Gobierno del Reino Unido inició el primer proceso de revisión quinquenal mediante la publicación de una convocatoria de datos en agosto de 2018 en la que se invitaba a presentar puntos de vista y datos a un alto nivel sobre cuestiones como si el mercado de capacidad seguía siendo necesario y la identificación de cualquier ámbito prioritario en el que deberían introducirse cambios. En septiembre de 2018, la OFGEM publicó una carta abierta en la que solicitaba puntos de vista y datos respecto a si las Normas seguían cumpliendo sus objetivos. El informe final de la revisión quinquenal del Gobierno del Reino Unido se publicó el 22 de julio de 2019 ([8]), mientras que el informe final de la OFGEM se publicó el 31 de julio de 2019 ([9]). Por otro lado, la Comisión de Ciencia y Tecnología de la Cámara de los Comunes del Reino Unido publicó un informe el 22 de agosto de 2019 en el que mencionaba, entre otros temas, el mercado de capacidad de Gran Bretaña ([10]).

(22) Los responsables de la aplicación de la medida son el Gobierno del Reino Unido, la OFGEM, el organismo de ejecución (National Grid, «NG»), el organismo de liquidación (una institución nueva creada al amparo de la Ley de Energía de 2013, sometida a la dirección y supervisión del Gobierno) y el proveedor de servicios de liquidación (Elexon). A continuación se expone una breve descripción de alto nivel de sus funciones y responsabilidades.

(23) El Gobierno del Reino Unido es responsable de la supervisión estratégica del mercado de capacidad y de las modificaciones de los Reglamentos por los que se rige el régimen, así como de garantizar la rendición de cuentas continuada de aspectos clave del diseño del mercado de capacidad. Los Reglamentos incluyen, por ejemplo, los criterios generales de admisibilidad para participar en las subastas del mercado de capacidad, las tareas del operador del sistema de para el suministro del mercado de capacidad y la liquidación de pagos.

(24) El Gobierno del Reino Unido diseñó las Normas relativas al Mercado de Capacidad, pero la OFGEM es responsable de su aplicación (tanto el Gobierno del Reino Unido como la OFGEM pueden modificar las Normas). Las Normas relativas al Mercado de Capacidad comprenden procedimientos y normas técnicas respecto a la precualificación y las subastas de capacidad, el contenido de los acuerdos de capacidad y las obligaciones de los titulares de un acuerdo de capacidad. A la hora de estudiar cambios en las Normas, la OFGEM está vinculada por un conjunto de objetivos consagrados en los Reglamentos y en las Normas, lo que garantiza la transparencia y la confianza en la gobernanza del mercado de capacidad. Asimismo, la OFGEM es responsable de la resolución de los litigios planteados por los solicitantes respecto al resultado de la precualificación.

(25) El operador del sistema es National Grid. Asume un papel ejecutivo respecto al mercado de capacidad, a saber: asesora a los ministros en lo que atañe a las perspectivas de seguridad del suministro y recomienda la cantidad de capacidad que ha de subastarse para cumplir la norma de fiabilidad; lleva a cabo una precualificación de los participantes en las subastas, administra las subastas de capacidad y expide los contratos (denominados «acuerdos de capacidad») con los adjudicatarios; desarrolla y administra nuevos procedimientos de apoyo, como por ejemplo el suministro de advertencias del mercado de capacidad.

(26) El Gobierno del Reino Unido establece las funciones de entrega del operador del sistema en legislación secundaria, que son «requisitos pertinentes» ejecutables por la OFGEM. Con ello el Gobierno obtiene la seguridad de qué se entregará y un fundamento claro para que la OFGEM gestione la actuación de NG en su papel de ejecución. Un grupo de expertos técnicos ejerce un control independiente del asesoramiento de NG respecto a la cantidad recomendada de capacidad que ha de subastarse.

(27) El Gobierno del Reino Unido estableció ([11]) el organismo de liquidación del mercado de capacidad (la «Electricity Settlement Company») como responsable último de la rendición de cuentas, la gobernanza y el control del proceso

([8]) https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-5-year-review-2014-to-2019
([9]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/report-our-five-year-review-capacity-market-rules-and-forward-work-plan
([10]) https://publications.parliament.uk/pa/cm201719/cmselect/cmsctech/1454/145402.htm
([11]) La Ley de Energía de 2013 concede al secretario de Estado competencias para elaborar reglamentos y normas que establezcan el mercado de capacidad. El artículo 28, apartado 4, letra g), de la Ley de Energía de 2013 otorga al secretario de Estado poderes para elaborar disposiciones reglamentarias sobre un organismo de liquidación que administre la liquidación de los pagos de capacidad o los incentivos de capacidad. Las disposiciones reglamentarias elaboradas para establecer el mercado de capacidad obligan al secretario de Estado a designar un organismo de liquidación (artículo 80 del Reglamento relativo a la Capacidad Eléctrica de 2014). La Electricity Settlement Company («ESC») fue designada por el secretario de Estado con arreglo a dicha obligación.

de liquidación y los pagos desembolsados en virtud de los acuerdos de capacidad ([12]). El organismo de liquidación es una sociedad privada de responsabilidad limitada cuyo accionista único es el Gobierno ([13]). Es responsable de instaurar su propia gobernanza interna para poder cumplir sus obligaciones, aunque el Gobierno conserva el control global sobre él ([14]).

(28) El Gobierno del Reino Unido anunció la decisión de externalizar funciones a Elexon Ltd. a través del *Diario Oficial de la Unión Europea* en febrero de 2013. Elexon ejerce de proveedor de servicios de liquidación y es responsable de realizar los cálculos y las determinaciones de los pagos de capacidad. El papel de Elexon como prestador de servicios de liquidación es similar al papel que actualmente desempeña en virtud del Código de Balance y Liquidación, aunque más limitado. Los detalles del servicio que se prestará, el coste de dicho servicio y los mecanismos para supervisar el desempeño se recogen en un contrato celebrado entre el organismo de liquidación y Elexon.

2.3. **Beneficiarios**

2.3.1. *Admisibilidad*

(29) Los proveedores de capacidad participan en el mercado de capacidad sobre la base de «unidades del mercado de capacidad» («Capacity Market Units», CMU). Es a nivel de las CMU donde se realizan las solicitudes de precualificación, se adjudican los acuerdos de capacidad, se especifican las obligaciones aplicables en situaciones de tensión en el sistema y se calculan las sanciones y los pagos por el suministro excedentario. Pueden participar productores (tanto existentes como nuevos), interconectores, proveedores de almacenamiento y operadores de gestión de la demanda.

(30) Las unidades de producción (definidas por referencia al suministro de electricidad, la capacidad de control independiente, la producción neta medida mediante contadores semihorarios y la capacidad de conexión superior a 2 MW) pueden participar individualmente como CMU única o en conjunto con otras unidades de producción admisibles en las siguientes condiciones:

a) todas las unidades forman parte de la misma unidad de intercambio (es decir, central eléctrica); o

b) todas las unidades están conectadas al sistema en el mismo punto frontera; que es el mismo sitio, pero no se aplica el concepto de unidad de intercambio; o

c) la capacidad total de todas las unidades se sitúa entre el umbral mínimo (2 MW) y 50 MW (producción integrada efectivamente distribuida entre varios sitios).

(31) Las CMU de gestión de la demanda se definen en función de un compromiso de reducir la demanda. Un proveedor de gestión de la demanda se define como i) un cliente de electricidad directamente; ii) una entidad propietaria del cliente de electricidad; o iii) una entidad que tiene control contractual de la gestión de la demanda sobre el cliente de electricidad. El compromiso debe hacer que el cliente de electricidad reduzca su importación de electricidad (medida por contadores semihorarios) o que exporte electricidad producida por unidades de producción *in situ* propiedad del cliente de electricidad. Los proveedores de gestión de la demanda pueden participar individualmente como CMU única o en conjunto con otros. Además, cada componente debe estar conectado a un contador semihorario y la capacidad total de gestión de la demanda del proveedor debe oscilar entre 2 y 50 MW. El cuadro 1 que figura a continuación muestra los resultados del desempeño de la gestión de la demanda en las subastas celebradas antes de julio de 2019.

([12]) Véase el artículo 40, apartado 1, del Reglamento relativo a la Capacidad de Electricidad de 2014: «Un proveedor de capacidad ("C") tiene derecho […] a recibir del organismo de liquidación un pago de capacidad determinado de acuerdo con el presente artículo respecto de cada mes de un año de entrega ("mes M") por las CMU de capacidad comprometidas de las cuales C fue el proveedor de capacidad durante el mes M».

([13]) La Electricity Settlement Company («ESC») se constituyó en marzo de 2014 como sociedad de responsabilidad limitada cuyo participante único es el Secretario de Estado en calidad de accionista único. La escritura de constitución de la ESC y su documentación constitutiva, incluidos los estatutos, se pueden consultar públicamente aquí: https://beta.companieshouse.gov.uk/company/08961281/filing-history?page=2

([14]) Al ser el único accionista de la ESC, el Secretario de Estado conserva cierto control global a través de medidas que pueden adoptar los accionistas de la sociedad, por ejemplo, la aprobación de resoluciones especiales. Asimismo, de ser necesario, el Secretario de Estado puede modificar la forma en que el organismo de liquidación ejerce sus funciones respecto al mercado de capacidad haciendo uso de las competencias reguladoras contempladas en la Ley de Energía de 2013 para modificar la normativa aplicable al organismo de liquidación. El uso de dichas competencias reguladoras está sujeto a la aprobación parlamentaria. En los casos más graves, el Secretario de Estado puede rescindir unilateralmente el nombramiento del presidente del consejo de administración de la ESC, y el artículo 80 del Reglamento relativo a la Capacidad de Electricidad de 2014 prevé que el Secretario de Estado pueda poner fin a la designación del organismo de liquidación.

Cuadro 1

Desempeño de la gestión de la demanda en las subastas de capacidad celebradas antes de julio de 2019

	Participación en subasta (MW)	Acuerdos adjudicados (MW)
2014 T-4	603	174
2015 T-4	673	456
2016 T-4	1 798	1 411
2017 T-4	2 246	1 206
2018 T-4 ([1]) (susp.)	2 618	N/A
2017 T-1	1 283	443
2018 T-1 (susp.)	2 124	N/A
2019 T-1 (condicional)	1 333	203
2015 Subasta transitoria	619	475
2016 Subasta transitoria	373	312

([1]) Las subastas T-1 y T-4 de 2018 se suspendieron tras la sentencia del Tribunal General en el asunto T-793/14. La capacidad consignada en «Participación en subasta» es la cantidad de capacidad que ha superado inicialmente la precualificación para estas subastas futuras (algunas podrían abandonar antes de las subastas en sí); véase la referencia. a «susp.» en el texto.

(32) El mercado de capacidad excluye a los proveedores de capacidad que ya reciben apoyo de otras medidas. Los siguientes proveedores no pueden optar a participar en el mercado de capacidad:

a) centrales de producción hipocarbónicas que reciben apoyo a través de contratos por diferencias (CFD) o la tarifa regulada a pequeña escala;

b) los productores de energías renovables que reciben ayuda a través del mecanismo de obligación de energías renovables (Renewables Obligation, RO), a menos que opten por renunciar a la percepción de los pagos del RO (pueden participar una vez vencidos sus contratos del RO);

c) las centrales que reciben el incentivo de calor renovable (Renewable Heat Incentive, RHI), ya que este se concibió como complemento del RO y el CFD para las energías renovables;

d) las centrales receptoras de financiación del *Carbon Capture and Storage* (CCS) *Commercialisation Competition* del Reino Unido, ya que el CFD para la captura y almacenamiento de carbono se ha concebido para brindarles el apoyo adicional que necesitan para su viabilidad comercial;

e) las tecnologías receptoras de financiación de la Iniciativa NER300 de la UE, cuyo objetivo es prestar apoyo a las tecnologías hipocarbónicas emergentes, tales como la captura y almacenamiento de carbono o la energía mareomotriz, puesto que también pueden acceder a apoyo en el marco del CFD;

f) las centrales a las que NG adjudicó contratos de quince años para formar parte de la Reserva Operativa a Corto Plazo («STOR de larga duración») inmediatamente antes de las propuestas políticas iniciales de reforma del mercado de la electricidad en 2010 y que optaron por conservarlos.

(33) las empresas que han participado en los mecanismos *Enterprise Investment Scheme* (EIS) y *Venture Capital Trust* (VCT) no tienen prohibida la participación en el mercado de capacidad, pero son sometidas a una prueba para garantizar que no reciban una «subvención doble» (para evitar la acumulación de ayudas estatales).

(34) Aunque la participación directa de capacidades extranjeras no está permitida, los interconectores pueden participar en el mercado de capacidad desde la segunda subasta celebrada en 2015 en calidad de CMU, en pie de igualdad con los productores y proveedores de gestión de la demanda radicados en Gran Bretaña, sujetos básicamente al mismo régimen de compensaciones y sanciones y a una reducción que refleje su contribución a la seguridad del suministro ([15]). En el cuadro 2 se muestra la participación de CMU de interconectores en las subastas celebradas hasta la fecha.

Cuadro 2

Participación de CMU de interconectores en las subastas del mercado de capacidad hasta la fecha

Tipo de subasta	T-4				T-1	
Año de subasta	2015	2016	2017	2018 (susp.)	2018 (susp.)	2019 (condición.)
Año de entrega	19/20	20/21	21/22	22/23	19/20	19/20
Número de CMU de interconectores precualificadas	3	5	6	8	3	3
Número de CMU de interconectores adjudicadas	2	4	6	NA	NA	3
De las cuales de nueva construcción	0	0	3	NA	NA	1
De las cuales existentes	2	4	3	NA	NA	2
Capacidad de CMU de interconectores adjudicada (GW)	1,86	2,34	4,56	NA	NA	1,025

(35) En la Decisión de 2014, se concedió permiso para no incluir capacidad interconectada en la primera subasta (diciembre de 2014) por las siguientes restricciones:

a) Capacidad objeto de contratación: era necesaria una nueva metodología para reducir la contribución de los interconectores en la subasta. Era necesaria una cooperación más estrecha con otros Estados miembros en la evaluación de la adecuación de la producción para eliminar un posible parasitismo cuando los países tuviesen normas de fiabilidad diferentes.

b) Precualificación: en ese momento, el organismo de ejecución no podía completar de manera independiente la etapa de precualificación en el caso de un proveedor de capacidad extranjero. Habría sido necesaria la cooperación con gestores de redes de transporte extranjeros en materia de medición y verificación, despacho para pruebas y plataformas de intercambio de datos.

c) Subasta: la subasta habría estado expuesta a movimientos estratégicos si se hubiese permitido la participación de capacidad extranjera. Habría sido necesaria una metodología nueva para limitar la cantidad de capacidad extranjera hasta la capacidad reducida del interconector. Por otro lado, era probable que el umbral de los seguidores de precios fuese diferente en otro mercado, lo que implica que el precio de adjudicación establecido en Gran Bretaña podría no haber sido apropiado para la capacidad en otro mercado y podría haber sido necesaria una subasta por zonas.

([15]) Un factor de reducción es un factor que se aplica a la capacidad de una CMU presentada en una subasta de capacidad para derivar su capacidad reducida. Toda la capacidad que se ofrecen en el mercado de capacidad ha de ser «reducida» para adaptarse al riesgo de que la totalidad o una parte no esté disponible para responder durante una situación de tensión en el sistema. También en el caso de los interconectores, el Secretario de Estado determina individualmente los factores de reducción para cada interconector, sobre la base de una evaluación de la fiabilidad técnica y un análisis de los flujos probables del país en situaciones de tensión en el sistema.

d) Suministro: la obligación de suministro obliga a los productores a producir cuando se emite una advertencia del mercado de capacidad de cuatro horas. En otro mercado, esto podría haberse traducido en un despacho ajeno al orden de mérito, provocando distorsiones en el mercado ([16]). Esto no habría aportado una ventaja adicional en términos de seguridad del suministro al Reino Unido en un mundo en el que la asociación de mercados está plenamente implantada, con flujos de electricidad que ya responden a los precios de escasez.

(36) Para 2014 solamente, en ausencia de la participación directa de capacidad interconectada, la contribución prevista de la interconexión en situaciones de tensión en el sistema de Gran Bretaña se reflejó en la cantidad de capacidad subastada. Por ejemplo, si se preveía la disponibilidad de 1 GW de importaciones en situaciones de tensión en el sistema de Gran Bretaña, la cantidad de capacidad subastada en el mercado de capacidad se reduciría en 1 GW. NG valoró inicialmente que la contribución de la interconexión ajena al mercado de capacidad se situaría en cero (flotación) a la hora de recomendar el objetivo de la T-4 para el año de entrega 2018/2019, pero esta cifra se revisó posteriormente y se fijó en una contribución neta de 2,1 GW para la subasta T-1.

2.3.2. *Proceso de precualificación*

(37) La participación en el mercado de capacidad no es obligatoria. No obstante, sí es obligatorio que toda la capacidad autorizada admisible participe en el proceso de precualificación, incluso aunque no tenga intención de presentar una oferta. La finalidad del proceso de precualificación es garantizar que los participantes en la subasta puedan suministrar la capacidad que ofrecen y el operador del sistema pueda ajustar la cantidad de capacidad que se subastará en función del volumen de capacidad que abandona la subasta.

(38) Las capacidades admisibles que voluntariamente abandonan la subasta de capacidad no están expuestas a las sanciones del mercado de capacidad por falta de suministro, ni tampoco pueden acceder a los pagos por el excedente. Dichas capacidades pueden regresar en subastas posteriores y pueden participar en el mercado secundario. Al igual que con las centrales que no son admisibles, la cantidad subastada se reduce para compensar la cantidad de capacidad de las centrales que se excluyen voluntariamente.

(39) Para garantizar que se dispone de capacidad fiable para el año de entrega, el operador del sistema lleva a cabo controles de precualificación antes de la subasta a fin de confirmar la admisibilidad y situación de licitación de toda la capacidad potencial. Los requisitos de precualificación varían en función de los distintos tipos de capacidad (por ejemplo, para la producción y la gestión de la demanda).

(40) Como parte de su solicitud de precualificación, los solicitantes deben cumplir una serie de requisitos de precualificación tanto genéricos como específicos, que varían dependiendo de si la unidad es una unidad de producción existente o potencial, o una unidad de gestión de la demanda. Los requisitos genéricos abarcan datos administrativos básicos (información de contacto, situación de la autorización, estructura societaria, ubicación y diversas declaraciones de los administradores), mientras que las unidades de producción existentes también deben demostrar su desempeño histórico. Las unidades potenciales han de aportar pruebas de la autorización de urbanismo y el acuerdo de conexión, un plan de construcción detallado y los detalles del gasto de capital previsto en relación con la duración del acuerdo de capacidad a que se aspira. Asimismo, deben presentar apoyo crediticio (es decir, una garantía o «garantía de licitación») como señal de la firmeza de su decisión de participar en la subasta y suministrar una unidad operativa al principio del año de entrega.

(41) La producción nueva y la gestión de la demanda sin confirmar (a diferencia de la gestión de la demanda confirmada ([17])) deben constituir una garantía de licitación de 5 000 GBP (5 650 EUR aproximadamente) por megavatio en el caso de las subastas a cuatro años vista y a un año vista, y de 500 GBP (565 EUR aproximadamente) por megavatio para las subastas transitorias. Por lo que respecta a la gestión de la demanda, la medida prevé que la garantía de licitación se pierda en proporción al volumen de capacidad que no haya sido efectivamente suministrado por los operadores de gestión de la demanda, siempre que estos suministren al menos el 90 % del volumen de capacidad que se habían comprometido a suministrar. Aunque los operadores de gestión de la demanda pueden agrupar varios sitios para alcanzar el umbral mínimo de 2 MW, cabe señalar que están obligados a constituir una garantía de licitación para la totalidad de los 2 MW, incluso aunque solo una pequeña parte de dicho volumen sea capacidad de gestión de la demanda sin confirmar. De acuerdo con el Reino Unido, una CMU solo puede confirmarse como una unidad única, confirmada el mismo día en el mismo período de liquidación. Este requisito de confirmación como unidad debería minimizar los riesgos estratégicos. De lo contrario, los solicitantes podrían realizar la confirmación en momentos diferentes y componer una unidad que podría no ser capaz de funcionar en conjunto durante una situación de tensión, con el consiguiente riesgo para la seguridad del suministro.

([16]) Una obligación de suministrar capacidad (es decir, un riesgo de sanción) en virtud del mercado de capacidad podría incentivar a una central eléctrica extranjera para vender electricidad en el mercado del Reino Unido en lugar de en su mercado nacional incluso a menos de su coste marginal. Esta situación es contraria al orden de mérito en el que los participantes del mercado venderían su electricidad en función exclusivamente de sus costes marginales.

([17]) La gestión de la demanda confirmada difiere de la no confirmada en que su capacidad ha sido confirmada mediante un certificado de ensayo de gestión de la demanda expedido para esa CMU de gestión de la demanda por el organismo de ejecución (National Grid).

(42) Tras una consulta celebrada en marzo de 2016, el Gobierno del Reino Unido aumentó la garantía de licitación previa a la subasta para la producción de nueva construcción hasta 10 000 GBP/MW para ayudar a garantizar íntegramente la exposición a la responsabilidad aumentada de la tasa de rescisión, así como para ayudar a disuadir las solicitudes especulativas exigiendo un mayor nivel de compromiso previo a la subasta. No obstante, el nivel de la garantía de licitación previa a la subasta para la gestión de la demanda sin confirmar se mantuvo en 5 000 GBP/MW tras la observación de las partes interesadas durante la consulta de que resulta comparativamente más caro para los agregadores de gestión de la demanda obtener cobertura crediticia de prestamistas.

(43) El operador del sistema publica factores de reducción específicos de cada tecnología antes del período de precualificación. En el caso de la mayoría de las clases de tecnología, estos factores se basan en el desempeño histórico del tipo de clase durante los siete años anteriores y representan la contribución media prevista de las centrales en situaciones de tensión en el sistema en función de cada tecnología específica. Se utiliza una metodología diferente para algunas clases cuyos datos históricos son insuficientes o menos relevantes en cuanto indicativos fiables del desempeño futuro (por ejemplo, interconectores o tecnologías innovadoras como el almacenamiento en baterías). Los factores pertinentes se aplican a todas las centrales de una tecnología específica, independientemente de su antigüedad o situación. Los proveedores de capacidad que resultan adjudicatarios en la subasta de capacidad reciben pagos (al precio de adjudicación) proporcionales a su factor de reducción multiplicado por su capacidad de conexión (volumen que su conexión física a la red les permite exportar al sistema). Una de las finalidades del régimen sancionador es ajustar el nivel de pagos de este nivel de rendimiento estimado al nivel de rendimiento real de cada central.

2.4. **El proceso de subasta**

2.4.1. *Establecimiento de la cantidad de capacidad que se subastará*

(44) La decisión de llevar a cabo las subastas de capacidad se toma anualmente y en ella interviene una evaluación independiente de la capacidad de electricidad realizada por el operador del sistema. A quince años vista, NG evalúa la evolución probable de los márgenes de capacidad futuros, la contribución de la capacidad interconectada y la gestión de la demanda, y recomienda la cantidad de capacidad necesaria para conseguir la norma de fiabilidad permanente. De esta manera, el Gobierno es capaz de valorar anualmente la necesidad de una subasta de capacidad.

(45) En la decisión sobre la cantidad de capacidad que se ha de contratar en cada subasta interviene una norma de fiabilidad permanente. Una «norma de fiabilidad» es un nivel objetivo de seguridad del suministro de electricidad y constituye la base para establecer una curva de demanda antes de cada subasta de capacidad.

(46) El Reino Unido señala que ningún sistema de electricidad puede ser fiable al 100 % en todo momento y que siempre existe cierto equilibrio entre el coste de suministrar capacidad de reserva adicional y el nivel de fiabilidad alcanzado. Establecer una norma de fiabilidad permite alcanzar este equilibrio, ya que identifica el punto en que los costes de suministrar capacidad superan los beneficios de seguridad adicionales. Persigue ofrecer a los inversores y participantes en el mercado claridad en cuanto a los objetivos a largo plazo del Gobierno en materia de seguridad del suministro y ayudar a reducir los costes para los consumidores. Asimismo, aspira a garantizar que el Gobierno no pueda contratar un nivel de capacidad que exceda del que se estima eficiente desde el punto de vista económico, lo que evita la contratación excesiva de capacidad de Gran Bretaña.

(47) El Gobierno del Reino Unido ha fijado una norma de fiabilidad permanente para el mercado de la electricidad de Gran Bretaña igual a unas previsiones de pérdida de carga de 3 horas/año, lo que se traduce en un nivel de seguridad del sistema del 99,97 %. Las previsiones de pérdida de carga es el número de horas/períodos por año en que, a largo plazo, cabe esperar atendiendo a las estadísticas que la oferta no logre satisfacer la demanda y que reflejan el nivel de capacidad eficiente desde un punto de vista económico. La norma de fiabilidad se ha establecido con carácter permanente, pero el Gobierno, si fuese necesario, tiene la oportunidad de revisarlo.

(48) Todos los años, el operador del sistema establece la cantidad de capacidad necesaria para cumplir la norma de fiabilidad y aconseja al Gobierno mediante un informe sobre la capacidad de electricidad el 30 de mayo a más tardar. La recomendación sobre la cantidad de capacidad que ha de contratarse en las subastas de capacidad para cumplir la norma de fiabilidad se basa en la evaluación de NG de los distintos escenarios en función del nivel de demanda de electricidad y la cantidad de capacidad suministrada por las centrales eléctricas que no pueden acogerse a los pagos de capacidad, como por ejemplo la generación hipocarbónica, y, así, se establece la recomendación de NG sobre si es necesario garantizar capacidad para el año de entrega de que se trate a través del mecanismo de capacidad y en qué cantidad. El informe de NG se somete al examen de un grupo independiente de expertos técnicos que asesoran al Gobierno sobre la solidez del análisis y las recomendaciones.

(49) El operador del sistema se vale de todo un abanico de escenarios de demanda, así como de sensibilidades, para tener en cuenta incertidumbres relativas a las condiciones climatológicas, disponibilidad de las centrales, flujos de interconectores y niveles de producción integrada. A continuación, el operador del sistema deduce la capacidad que no puede participar en la subasta (por ejemplo, las centrales hipocarbónicas que reciben otras ayudas) y la capacidad que cuenta con acuerdos de capacidad en curso (por ejemplo, en los casos en que un proveedor de capacidad goza de un acuerdo plurianual que cubre el año de entrega correspondiente).

(50) Posteriormente, el operador del sistema emplea una metodología «de optimización sólida» que minimiza los peores resultados posibles en términos de coste de la capacidad y demanda no atendida en todos los escenarios y sensibilidades. El resultado de la modelización es un conjunto de opciones para una cantidad única que ha de contratarse y una recomendación.

(51) En la notificación de 2014, el Reino Unido adjuntó la previsión de la horquilla de capacidad que podría ser necesario contratar durante el período 2018-2030, ilustrada en el gráfico 1. El gráfico 2 muestra la previsión actualizada en diciembre de 2018.

Gráfico 1

Estimaciones de 2014 de la capacidad que habría de contratarse en distintos escenarios (GW)

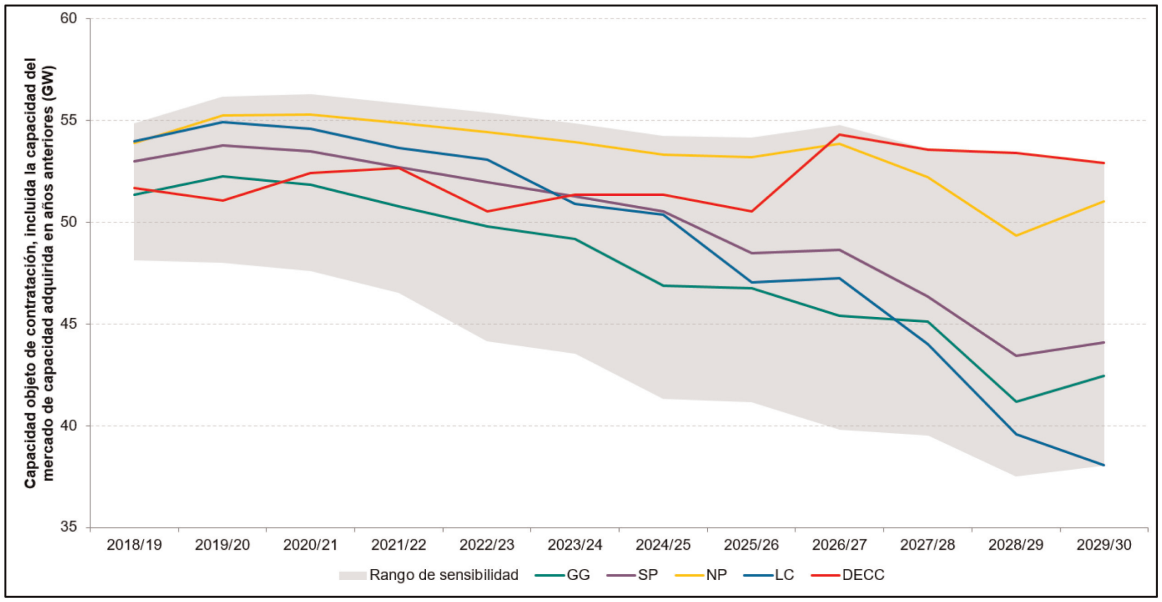
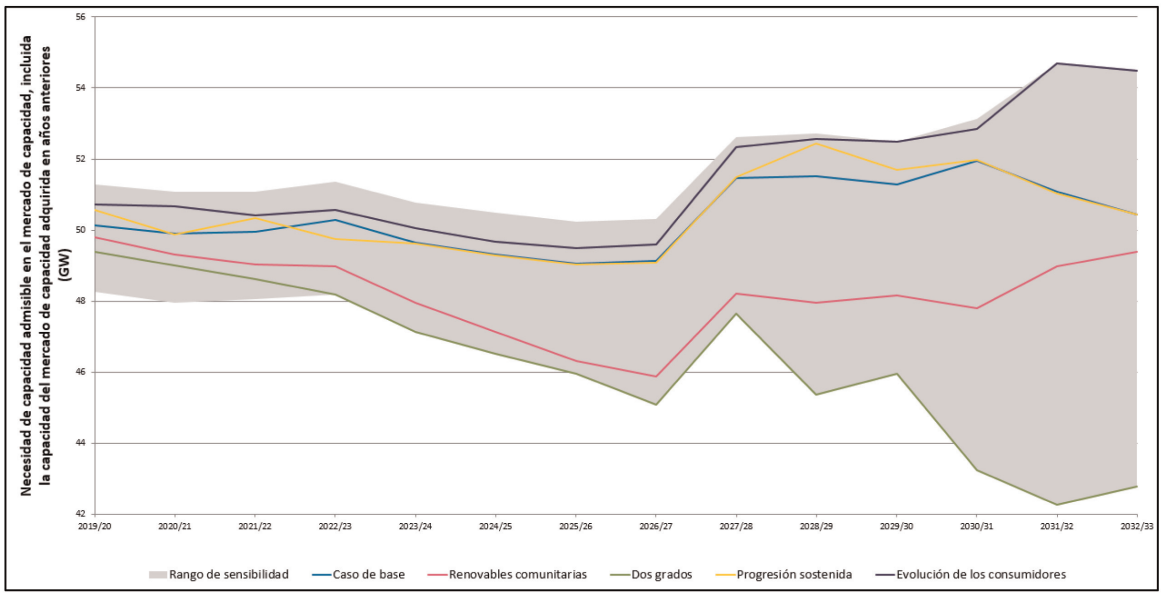


Gráfico 2

Estimaciones de 2018 de la capacidad que habría de contratarse en distintos escenarios (GW)



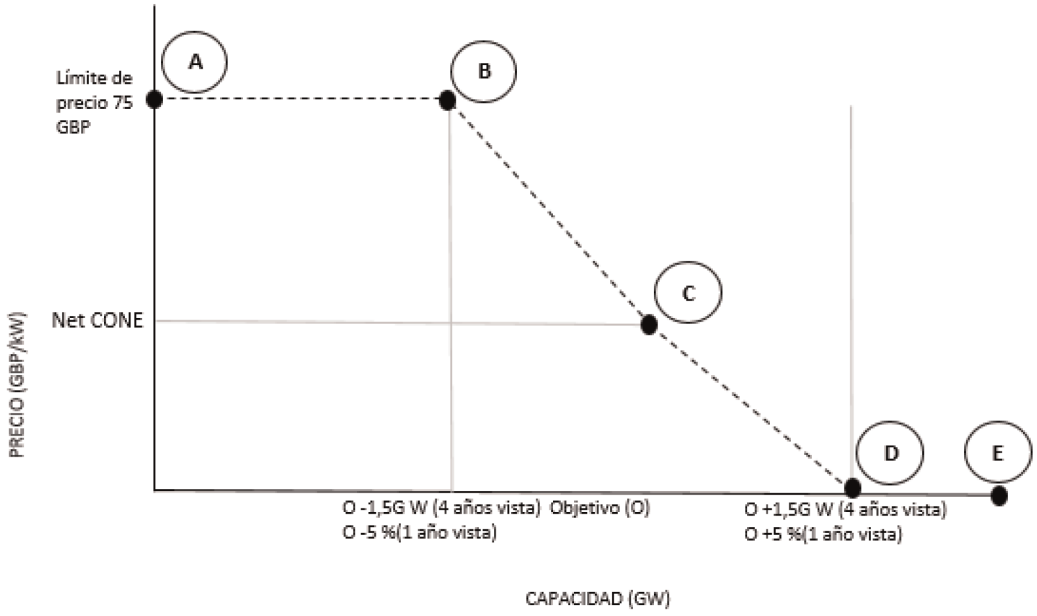
(52) El Gobierno toma la decisión final sobre la cantidad de capacidad que ha de contratarse en función de una curva de demanda, derivada de acuerdo con la metodología que se expone en los considerandos que figuran a continuación.

(53) La curva de demanda concede al Gobierno cierta flexibilidad respecto a la cantidad de capacidad que contratar de un año a otro dependiendo del coste. La curva de demanda en pendiente permite realizar una compensación entre la fiabilidad y el coste, de forma que si un año dado el precio de la capacidad es muy elevado se contrata menos cantidad. Asimismo, ayuda a mitigar los riesgos tácticos, ya que proporciona un límite al precio de la subasta y flexibilidad para contratar menos capacidad si el precio es elevado, elementos que reducen las oportunidades de que los participantes suban los precios ejerciendo su poder de mercado.

(54) El Gobierno publica la curva de demanda antes de cada subasta de capacidad. La curva de demanda muestra la relación entre el precio de la capacidad y la cantidad de capacidad en la subasta requerida por el operador del sistema. Cada curva de demanda se construye en torno al nivel de capacidad objetivo necesario para cumplir la norma de fiabilidad indicada por el operador del sistema y una estimación del coste razonable de la capacidad nueva (el coste neto de la entrada de nuevas empresas o «net-CONE»). La intersección de la capacidad objetivo y el net-CONE marca un punto en la curva de demanda. En el gráfico 3 se muestra un ejemplo de curva de demanda de capacidad.

Gráfico 3

Curva de demanda de capacidad ilustrativa



Fuente: autoridades del Reino Unido.

(55) El net-CONE se determina sobre la base del precio de adjudicación de la capacidad previsto en la subasta y, en su caso, se revisa para cada subasta, por ejemplo, en función de nuevas estimaciones de costes de proyecto para nueva construcción y de información obtenida gracias a subastas anteriores. El coste de la entrada de nuevas empresas se basa en las estimaciones del coste de inversión de la capacidad de nueva construcción incluidas en un informe ([18]) encargado por las autoridades del Reino Unido asumiendo una tasa crítica de rentabilidad del 7,5 % y un plazo de amortización de veinticinco años.

(56) Además del nivel de capacidad objetivo y el net-CONE, la curva de demanda presenta otros parámetros clave, a saber: el límite del precio de subasta (el precio máximo que el Gobierno está dispuesto a desembolsar por la capacidad), el umbral de los seguidores de los precios (el precio máximo al que las centrales existentes pueden ofrecer capacidad en la subasta ([19])) y el nivel mínimo de oferta necesario para celebrar la subasta (un requisito de competencia mínima). El Gobierno confirma los parámetros definitivos de cada subasta de capacidad justo antes de que se abra el correspondiente período de precualificación.

(57) El límite del precio de subasta determina la cúspide de la curva de demanda, es decir, el precio al que no se subastará más capacidad. La finalidad de limitar el precio es proteger a los consumidores británicos de problemas imprevistos con la subasta, como por ejemplo la ausencia de competencia o el abuso del poder de mercado por parte de los participantes. De acuerdo con las autoridades del Reino Unido, no obstante, fijar el límite del precio de

([18]) *Electricity generation cost model. 2013 update of non-renewable technologies*. Abril de 2013. Elaborado por Parsons Brinckerhoff para el Departamento de Energía y Cambio Climático. Número PIMS: 3512649A

([19]) Véanse los considerandos 70 y 71.

la subasta en un valor muy bajo podría disuadir a los participantes y reducir la competencia, por lo que es importante que el límite del precio se fije en un nivel que fomente la competencia en la subasta de capacidad y permita al mercado establecer un precio eficiente para la capacidad nueva en función de la valoración de los participantes de los riesgos y los posibles beneficios en los mercados de la electricidad y la capacidad. Conseguir que el nivel del límite de precio sea el adecuado depende de una evaluación del grado de incertidumbre en torno a la estimación central del net-CONE.

(58) En 2014, el Gobierno del Reino Unido fijó el límite de precio en 75 GBP/kW. El Reino Unido explicó que este límite de precio se encuentra por encima del precio de adjudicación modelizado en la subasta en un abanico de escenarios creíble, pero que no es tan alto como para que las centrales puedan ejercer un poder de mercado significativo si la participación de nueva construcción es limitada. Asimismo, sirve para garantizar que la nueva construcción no pueda aspirar a recuperar todos sus costes fijos con su puja: debe tener en cuenta, al menos en cierta medida, los ingresos del mercado de la energía y los pagos del mercado de capacidad más allá de la duración inicial del contrato para que el proyecto sea viable.

(59) Por otro lado, el Gobierno tiene una oportunidad más antes de la subasta de cerciorarse de que existe suficiente competencia en la subasta. Las partes que hayan superado la precualificación para participar en la subasta deben indicar si se comprometen a ofrecer capacidad en la subasta dos semanas antes de la misma. A continuación, el Gobierno puede revisar la relación de las unidades de capacidad que participarán en la subasta —examinando, por ejemplo, el volumen de suministro ofrecido, la combinación de tecnologías y la titularidad de las unidades que se ofrecen— y cancelar la subasta si no tiene la certeza de que el proceso vaya a ser suficientemente competitivo para ofrecer valor a los consumidores.

2.4.2. *Frecuencia y formato de la subasta*

(60) La subasta de capacidad se celebra todos los años para la entrega a cuatro años vista: por ejemplo, la subasta de 2014 tenía por objeto la entrega en el año 2018/2019, desde el 1 de octubre de 2018 al 30 de septiembre de 2019. Desde la aplicación de la medida en 2014 se han celebrado cuatro subastas a cuatro años vista: en 2014, 2015, 2016 y 2017. El Reino Unido suspendió la subasta a cuatro años vista programada para 2018, con entrega en 2022, a raíz de la anulación de la Decisión de la Comisión de 2014 por la sentencia del Tribunal General. Para garantizar el suministro en 2022, las autoridades del Reino Unido informaron en diciembre de 2018 de que, como parte de la medida notificada, organizarían con carácter excepcional una subasta a tres años vista en 2019 [véase el considerando 18, letra d)].

(61) El año inmediatamente anterior al año de entrega de la subasta principal se celebra una subasta a un año vista adicional. El proceso para fijar la curva de demanda de esta subasta es el mismo que el de la subasta principal (a cuatro años vista) y la última decisión la toma el Gobierno sobre la base del análisis facilitado por el operador del sistema. La subasta a un año vista garantiza la contratación de la cantidad justa de capacidad cuando se dispone de previsiones de demanda más precisas y es importante para permitir que la capacidad de gestión de la demanda (a la que le resulta difícil participar en una subasta cuatro años antes de la entrega) participe activamente en el mecanismo. Desde la aplicación de la medida en 2014, se ha celebrado una subasta a un año vista a principios de 2018 con entrega durante el año 2018/2019 ([20]). Como ya se mencionó en el considerando 18, letra a), en junio de 2019 se celebró una subasta complementaria T-1 de sustitución y condicional para el año de entrega 2019/2020.

(62) Una parte de la capacidad se retira de la subasta a cuatro años vista y se «reserva» para la subasta a un año vista. En 2014 y 2015, la cantidad de capacidad reservada se basó en una evaluación de la cantidad de gestión de la demanda rentable que podría participar en una subasta y se divulgó cuando se publicó la curva de demanda para la subasta a cuatro años vista (2,5 GW). En marzo de 2016, el Gobierno del Reino Unido llevó a cabo una revisión de la metodología empleada para determinar la reserva de la T-1. A raíz de la revisión, se acordó una nueva metodología para la «reserva» basada en la aplicación de un intervalo de confianza del 95 % en torno a la recomendación anual de National Grid respecto a la capacidad T-4 formulada en el informe sobre la capacidad de electricidad, metodología que se lleva empleando desde 2016. Al modelizar el proceso para identificar los escenarios con resultados menos malos en el informe sobre la capacidad de electricidad, National Grid obtiene un intervalo de confianza del 95 % en torno a la recomendación sobre la capacidad. El cuadro 3 que figura a continuación presente el volumen reservado para las subastas T-1.

([20]) Además, el Reino Unido introdujo una subasta de capacidad adicional en enero de 2017 para contratar capacidad con entrega entre el 1 de octubre de 2017 y el 30 de septiembre de 2018. Esta subasta adicional fue autorizada mediante la Decisión de la Comisión sobre ayudas estatales C(2016) 7757 final, relativa al expediente SA.44475 (2016/N).

Cuadro 3

Reserva de T-1 y contratación de capacidad pretendida en T-1

(GW)

Año de entrega	Objetivo de contratación en subasta T-4	Capacidad reservada para T-1	Objetivo de contratación en T-1	Cantidad contratada en subasta T-1
2018/19	48,6	2,5	4,9	5,79
2019/20 (subasta condicional)	44,7	2,5	2,7	3,68
2020/21	51,7	0,6	N/A	N/A
2021/22	49,2	0,4	N/A	N/A

(63) Si la demanda cae entre las subastas a cuatro años vista y a un año vista, se reduce la cantidad de capacidad subastada en la subasta a un año vista. No obstante, puesto que las subastas a un año vista suponen una vía mejor para que la gestión de la demanda acceda al mercado, el Gobierno del Reino Unido se comprometió en 2014 a contratar en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes. En la subasta T-1 con entrega en el año 2018/2019, se contrató más del doble de la capacidad reservada cuatro años antes (4,9 GW frente a los 2,5 GW previstos inicialmente), al tiempo que en la subasta T-1 condicional con entrega en el año 2019/2020, el objetivo de contratación también fue superior a la capacidad reservada inicialmente (2,7 GW frente a 2,5 GW).

(64) Aunque el Gobierno del Reino Unido prevé organizar subastas de capacidad T-4 y T-1 todos los años, solo puede tomar una decisión definitiva sobre la celebración de una subasta de capacidad una vez completada la precualificación para una subasta.

(65) El Gobierno del Reino Unido tiene poder discrecional para suspender o posponer la subasta en cualquier momento hasta el comienzo de la primera ronda de la subasta. Si el Gobierno no decide suspender la subasta, esta se inicia automáticamente. Una vez iniciada la subasta, el Gobierno solo tiene el poder discrecional de rechazar el resultado de la misma si existen motivos razonables para sospechar que NG, en cuanto organismo ejecutivo, no ha celebrado la subasta de acuerdo con los Reglamentos y las Normas. Si el Gobierno no opta por suspender la subasta, esta se valida automáticamente. Una vez iniciada una subasta, el Gobierno carece de poderes discrecionales para influir en su resultado.

(66) Todas las subastas del mercado de capacidad son a la baja, de precio discriminatorio, en las que a todos los adjudicatarios se les paga en función de la última oferta aceptada. La subasta se desarrolla sobre la base de unas normas definidas previamente. Al inicio de la subasta, el subastador anuncia un precio elevado y a continuación los participantes admisibles presentan ofertas en las que indican la cantidad de capacidad que están dispuestos a suministrar a ese precio. Este proceso se repite varias veces siguiendo un calendario predeterminado hasta alcanzar el precio más bajo en el que la demanda coincide con la oferta. A todos los adjudicatarios se les paga el mismo precio de adjudicación (*pay-as-clear model*). Asimismo, existe una serie de medidas encaminadas a minimizar los riesgos estratégicos y garantizar un resultado eficiente.

(67) A la hora de decidir cuánta capacidad suministrar a un precio de capacidad dado, se espera que los participantes contemplen la posibilidad de obtener ingresos en el mercado de la energía. Los ingresos en el mercado de la energía previstos varían de un proveedor a otro, en función de que los factores de carga que esperan, los precios mayoristas y los costes del combustible y del carbono.

(68) En 2014, el Reino Unido consideraba que la gestión de la demanda «a la baja», la gestión de la demanda derivada de la producción y la producción integrada (o conectada a la distribución) (hasta 50 MW) eran sectores incipientes que necesitaban apoyo adicional para ayudarles a prepararse para la competencia en las principales subastas del mercado de capacidad. En consecuencia, se celebraron dos subastas transitorias para 2016 y 2017 para brindarles dicho apoyo. Si bien la primera subasta transitoria estaba efectivamente abierta a las tres categorías de capacidad descritas anteriormente, el nivel de éxito de la producción integrada (o conectada a la distribución) y la gestión de la demanda derivada de la producción en la primera subasta transitoria, y en las subastas T-4 de 2014 y 2015, hizo que el Reino Unido considerase que tales participantes eran lo suficientemente maduros para competir satisfactoriamente en las principales subastas del mercado de capacidad con otros tipos de capacidad sin más apoyos específicos. Por consiguiente, el Reino Unido excluyó estos recursos de la segunda (y última) subasta transitoria, de forma que solo pudiese participar la gestión de la demanda «a la baja». Por otro lado, para la segunda subasta transitoria, el Reino Unido indicó que había decidido probar si un umbral de participación más bajo (es decir, 500 kW en lugar de 2 MW) sería una modificación positiva del régimen permanente del mercado de capacidad para todos los participantes. En el cuadro 4 se recogen los resultados de la subasta transitoria.

Cuadro 4

Capacidad (reducida, MW) que obtuvo acuerdos a través de las subastas del régimen transitorio

	1.ª subasta transitoria	2.ª subasta transitoria
Producción conectada a la distribución	328	N/A
Gestión de la demanda total, de la cual:	475	312
— Gestión de la demanda derivada de la producción	322	N/A
— Gestión de la demanda a la baja: — *Incluida capacidad < 2 MW*	153 — N/A	312 — *8,5 (es decir, 8 CMU)*
Total	**803**	**312**

(69) En el cuadro 5 se recogen, para cada subasta celebrada desde 2014, la cantidad que NG recomendaba contratar, el volumen objetivo autorizado por el Secretario de Estado y la cantidad que efectivamente se contrató en las subastas T-4 y T-1.

Cuadro 5

Necesidades de capacidad

(GW)

	Cantidad que National Grid recomienda contratar en el informe sobre la capacidad de electricidad	Recomendación ajustada de National Grid de la cantidad que se ha de contratar en la subasta tras la precualificación	Cantidad que ha de contratarse Volumen objetivo autorizado por el Secretario de Estado	Cantidad contratada en subasta
T-4 2014	53,3	48,6	48,6	49,3 [1]
T-4 2015	47,9	44,7	45,4	46,4
T-4 2016	49,7	51,1	51,7	52,4
T-4 2017	50,5	49,2	49,2	50,4
T-1 2017	6,3	4,9	4,9	5,79
T-1 2019 (subasta condicional)	4,6	4,3 (noviembre de 2018) 2,3 (mayo de 2019)	2,7	3,6

[1] Tras las rescisiones a fecha de febrero de 2018 la capacidad asciende a 47,53 GW.

2.4.3. *Seguidores de precios*

(70) Para mitigar el poder de mercado en la subasta, los proveedores de capacidad potenciales que han superado la precualificación se clasifican como «seguidores de precios» (que no pueden presentar ofertas por encima de un umbral relativamente bajo) o «fijadores de precios» (que sí pueden). Por defecto, los proveedores de capacidad existente son seguidores de precios. Los nuevos participantes y los recursos de gestión de la demanda se clasifican como fijadores de precios y tienen libertad para presentar ofertas que igualen el límite global de precio de la subasta. De acuerdo con el Reino Unido, esta distinción refuerza los incentivos para que los participantes presenten ofertas por el valor real de su capacidad y mitiga el riesgo de que las centrales existentes con costes inferiores pretendan establecer un precio elevado en los años en que no es necesaria la entrada de nuevas empresas. El Reino Unido sostiene que el umbral de los seguidores de precios debería fijarse en un nivel que capte la mayoría de las centrales existentes pero que se sitúe en un precio suficientemente bajo para mitigar los riesgos estratégicos. El

umbral de los seguidores de precios se ha fijado en 25 GBP/kW (50 % net-CONE). Esta cifra es suficientemente alta para captar a la mayoría de centrales existentes. En 2014, la modelización del Reino Unido sugería que con ella se captaría aproximadamente el 80 % de las centrales existentes. El cuadro 6 muestra que, en realidad, el umbral de los seguidores de precios captó en torno al 60 % de las centrales existentes. Asimismo, 25 GBP/kW se sitúa considerablemente por debajo del coste previsto de las nuevas entradas. En consecuencia, un umbral de los seguidores de precios de 25 GBP/kW también mitiga los riesgos estratégicos.

Cuadro 6

Centrales existentes captadas por el umbral de los seguidores de precios desde 2014

Subasta	Centrales existentes captadas por el umbral de los seguidores de precios		
	Capacidad (MW)	%	Precio de cierre (GBP/kw)
2014 T-4	25 007	67	19,40
2015 T-4	39 286	80	18,00
2016 T-4	29 548	56	22,50
2017 T-4	31 099	57	8,40
2017 T-1	2 306	29 [1]	6,00
2019 T-1 (condic.)	1 758 [2]	49	0,77

[1] El alto porcentaje de capacidad existente que participa como fijadores de precios en la subasta T-1 obedece probablemente a que gran parte de esta capacidad existentes proviene de las centrales más antiguas y marginales, sin capacidad para comprometerse, a través de las subastas T-4, a mantenerse en servicio con tanta antelación respecto al año de entrega.
[2] Capacidad de producción existente que obtuvo acuerdos de capacidad. Tras la precualificación, 6 803 MW (72 %) obtuvieron la clasificación de seguidores de precios.

(71) Se puede permitir que las centrales existentes con costes particularmente elevados participen en calidad de fijadores de precios (y presenten ofertas por encima del umbral de los seguidores de precios), pero han de justificar la necesidad de un nivel de pago superior (por ejemplo, un certificado del consejo y el plan empresarial presentado ante el consejo del proveedor). Dicha justificación debe ponerse a disposición de la OFGEM y podrá utilizarse en el transcurso de cualquier investigación sobre abuso del poder de mercado.

(72) Es probable que cualquier proveedor existente que ofrezca un precio por encima del umbral de los fijadores de precios y no obtenga un acuerdo de capacidad en la subasta, pero siga en activo en el año de entrega, sea investigado por la OFGEM, que puede utilizar la información aportada junto con la oferta de fijación de precios para la subasta.

(73) Los nuevos participantes pueden fijar un precio sin justificar su oferta, aunque si este se percibe como una forma de intentar ejercer su poder de mercado, también podría ser objeto de una investigación por la OFGEM como parte de su función de aplicación normal. En cualquier caso, el nivel de la oferta está restringido por el límite de precio establecido en la curva de demanda proporcionada antes de la subasta.

2.4.4. *Vigencia del acuerdo de capacidad*

(74) A los proveedores de capacidad seleccionados se les adjudica un contrato de capacidad al precio de adjudicación. La duración de los acuerdos de capacidad disponibles es variable para garantizar la igualdad de condiciones entre los proveedores de capacidad.

(75) La mayor parte de los proveedores de capacidad existentes tienen acceso a acuerdos de un año. Los proveedores de capacidad que tienen gastos de capital superiores a un umbral inicial de 125 GBP/kW (centrales que renovar) pueden acceder a acuerdos de una duración máxima de tres años. Los proveedores de capacidad con gastos de capital superiores inicialmente a 250 GBP/kW (nuevas centrales) pueden acceder a acuerdos de una duración máxima de quince años. Estos umbrales se revisan anualmente y han sido objeto de ligeros aumentos con el tiempo hasta situarse en 135 GBP/kW y 270 GBP/kW respectivamente en diciembre de 2018. Los acuerdos de más de un año solo se adjudican en las subastas a cuatro años vista.

(76) Para garantizar la seguridad reglamentaria y fomentar la confianza de los inversores en los mecanismos, las condiciones esenciales de un acuerdo de capacidad están «blindadas» ([21]) (sin perjuicio de posibles reglamentaciones futuras en sentido contrario, aunque hasta la fecha no se han introducido tales cambios). Estas condiciones esenciales son:

a) duración del acuerdo;

b) precio de la capacidad y derecho al pago;

c) obligación de capacidad y cifra de reducción;

d) hitos de ejecución y gastos de rescisión aplicables;

e) responsabilidad máxima por sanciones.

(77) El Reino Unido sostiene que la justificación de los contratos de mayor duración para los nuevos participantes es que ayudan a promover el acceso competitivo de nuevas incorporaciones al mercado. Adjudicar a esas nuevas incorporaciones contratos de larga duración les permitirá obtener financiación para su inversión a menor coste. El Reino Unido cree que ello permitirá atenuar las barreras a la entrada a las que deben hacer frente las empresas independientes que no pueden financiar su inversión en nuevas capacidades mediante ingresos procedentes de otras centrales de su cartera. Al fomentar la competencia en el mercado, los contratos de mayor duración pueden ayudar a reducir los costes soportados por los consumidores en los mercados de energía y de capacidad. Asimismo, según las autoridades del Reino Unido los contratos de mayor duración reducirían el riesgo de que los participantes con costes elevados de inversión o remodelación carguen todos estos costes en un solo acuerdo de un año.

2.5. **Mercado secundario (negociación)**

(78) Entre la subasta y la entrega, y en el año o años de entrega, los participantes pueden ajustar su posición mediante la negociación, es decir, asumiendo una obligación mayor o menor o encontrando capacidad alternativa para suplir carencias temporales. La negociación secundaria es un instrumento importante para que las partes gestionen su riesgo de exposición a sanciones dentro del mercado de capacidad. Existen distintas formas de negociación secundaria permitidas por el mercado de capacidad: negociación financiera, reasignación de volumen y negociación de obligaciones.

2.6. **Entrega**

(79) El mercado de capacidad sigue un modelo de «energía suministrada»: los proveedores de capacidad están obligados a suministrar energía siempre que resulta necesario para garantizar la seguridad del suministro, es decir, en situaciones reales de tensión en el sistema. De no hacerlo, se exponen a ser sancionados. El modelo también incluye pruebas físicas adicionales de la capacidad. Si no demuestran que la capacidad alcanza el nivel exigido en el número de ocasiones requerido, los pagos de capacidad se retienen hasta que se demuestre satisfactoriamente.

2.6.1. *La obligación del acuerdo de capacidad*

(80) En virtud de la obligación del acuerdo de capacidad, las situaciones de tensión en el sistema se definen como cualquier período de liquidación de media hora en el que se experimenta regulación de la tensión o deslastre de carga controlada en cualquier punto del sistema durante quince minutos por lo menos. Los proveedores están obligados a determinar su propia respuesta en tales circunstancias y evitar incumplir los códigos o condiciones de autorización existentes. Hasta la fecha, el operador del sistema solo ha emitido dos avisos en el mercado de capacidad, el 31 de octubre de 2016 y el 7 de noviembre de 2016. En invierno (2018/2019) se iba a cumplir el primer año de funcionamiento pleno de la medida.

(81) Para garantizar que los participantes puedan gestionar adecuadamente el riesgo de exposición a sanciones, por ejemplo, el riesgo de que varias centrales cometan un fallo simultáneamente, el operador del sistema ha publicado un aviso de tensión en el sistema a través de una «advertencia del mercado de capacidad», sobre la base de la metodología establecida en las Normas relativas al Mercado de Capacidad (8.4.6) ([22]). A menos que se haya emitido esta advertencia, una situación de escasez no activará sanciones en el mercado de capacidad ni pagos «por el excedente».

(82) Los acuerdos de capacidad obligan a los participantes a suministrar una cantidad especificada de electricidad. La obligación de un proveedor en el momento de una situación de tensión se calcula a partir de las obligaciones que asumió a través de las subastas a cuatro años vista y un año vista, a la que se suma toda obligación negociada en el mercado secundario asumida para los períodos de liquidación específicos en que se produce una situación de tensión.

([21]) A través de una «cláusula de derechos adquiridos», una disposición por la cual una norma antigua sigue aplicándose a algunas situaciones existentes al tiempo que una norma nueva se aplicará a todos los casos futuros.

([22]) https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules

(83) En los períodos de tensión precedidos por una advertencia del mercado de capacidad con una antelación de por lo menos cuatro horas, las obligaciones de los proveedores son de «seguimiento de la carga». Esto conlleva que solo han de producir electricidad o reducir la demanda hasta el nivel total de su obligación si toda la capacidad, para la cual se han celebrado acuerdos de capacidad en el mercado, es necesaria para satisfacer la demanda. En una situación de tensión en la que solo es necesario el 70 % de dicha capacidad total para satisfacer la demanda, cada proveedor solo debe producir electricidad o reducir la demanda hasta el 70 % de su obligación de capacidad íntegra.

(84) De acuerdo con las autoridades del Reino Unido, las obligaciones de seguimiento de la carga son apropiadas para garantizar que los productores tengan incentivos para operar de manera eficiente en el mercado y son proporcionales en relación con el perjuicio causado a los consumidores por la carga perdida. Si todos los participantes estuviesen expuestos a ser sancionados por su obligación de capacidad total íntegramente siempre que hubiese tensión en el sistema, el mercado de capacidad crearía señales para que las centrales estén a pleno rendimiento incluso cuando resultase ineficiente desde el punto de vista económico para ellos hacerlo, aumentando tanto las emisiones como la factura de los consumidores.

2.6.2. *Sanciones*

(85) El régimen sancionador pretende ofrecer a los proveedores de capacidad incentivos para suministrar energía cuando sea necesario. Se penaliza a las unidades cuyo rendimiento sea inferior al nivel previsto, mientras que las que lo superen reciben pagos por el excedente, de tal forma que al final de año los pagos de capacidad de cada unidad reflejan en términos generales su rendimiento. El régimen sancionador consta de tres elementos principales:

a) un máximo mensual de responsabilidad del 200 % de los ingresos mensuales por la capacidad de un proveedor, lo que, habida cuenta de la ponderación de los pagos mensuales de acuerdo con la demanda del sistema, puede exponer a los proveedores a una responsabilidad derivada de sanciones de hasta el 20 % de sus ingresos anuales en un solo mes;

b) un máximo anual global del 100 % de los ingresos anuales;

c) un tipo penalizador fijado en 1/24 de los pagos de capacidad anuales de un proveedor.

2.6.3. *Régimen de pruebas*

(86) El régimen sancionador se complementa con un sistema riguroso de demostraciones del rendimiento para garantizar que los proveedores de capacidad sean capaces de suministrar energía cuando sea necesario y solo reciban los pagos de capacidad si son fiables. Esto reviste especial importancia en el caso de los años de entrega sin situaciones de tensión en los que poner a prueba el rendimiento de los proveedores garantiza que estos sean físicamente capaces de suministrar conforme a sus obligaciones de capacidad.

2.7. **Presupuesto, financiación de la medida y flujos de pago**

(87) En el cuadro 7 se recoge un resumen del resultado de las diversas subastas del mercado de capacidad que se han celebrado desde 2014, incluidas las subastas transitorias.

Cuadro 7

Resumen de los resultados de las subastas del mercado de capacidad

Subasta	Capacidad adquirida en la subasta GW	Precio de cierre GBP/kW	Presupuesto total para capacidad comprometida en subasta [1] Millones GBP
T-4 2014	49,3	19,40	1 734
T-4 2015	46,4	18,00	1 082
T-4 2016	52,4	22,50	2 012
T-4 2017	50,4	8,40	500
T-1 2017	5,8	6,00	35
T-1 2019 (condicional)	3,6	0,77	3
Subasta transitoria 2016	0,8	27,50	22
Subasta transitoria 2017	0,3	45,00	14

[1] Los registros del mercado de capacidad se actualizan periódicamente para reflejar la capacidad que ha dejado de estar cubierta por un acuerdo. La cifra total que se muestra en este caso representa la cantidad comprometida en la subasta. No se ha ajustado para reflejar la capacidad que se ha retirado desde la subasta por haber dejado de poder acceder a los pagos de capacidad. Los valores no se han ajustado a la inflación.

(88) En virtud del artículo 6, apartado 1, del Reglamento relativo a la Capacidad Eléctrica (pagos de proveedores, etc.) de 2014, todos los proveedores autorizados deben abonar una tasa de proveedor del mercado de capacidad para financiar los costes del mercado de capacidad (es decir, aquellos en que se ha incurrido para financiar los pagos de capacidad a los proveedores) según el siguiente proceso:

a) se realiza un perfil de los pagos en función de la demanda del sistema, de forma que los proveedores reciben un porcentaje mayor de sus pagos durante los meses de gran demanda (es decir, durante el invierno) y un porcentaje menor en los períodos de poca demanda;

b) tres meses antes del inicio del año de entrega, los proveedores realizan una previsión de su demanda durante el período comprendido entre las 4 y las 7 pm de todos los días laborables desde el principio de noviembre hasta el final de febrero, y notifican estas estimaciones al organismo de liquidación;

c) las tasas de proveedor se determinan sobre la base de su cuota de mercado prevista y las tasas mensuales se aplican a los proveedores autorizados para ajustar el perfil de pago con los proveedores de capacidad. Las tasas de proveedor se calculan sobre la base de la demanda entre las 4 y las 7 pm de los días laborables de invierno para incentivar a los proveedores a que reduzcan la demanda de electricidad de sus clientes en los momentos en que la demanda es habitualmente más alta. Así se debería reducir la cantidad de capacidad necesaria, reduciendo por tanto el coste del mercado de capacidad;

d) las tasas de proveedor se actualizan para reflejar los datos reales relativos a la cuota de mercado una vez disponible conforme al proceso de conciliación del Código de Balance y Liquidación existente. Este proceso de conciliación prosigue durante catorce meses a medida que se reciben los datos sobre la demanda revisados.

(89) Todos los flujos de pago asociados al mercado de capacidad, para todos los participantes, son calculados y administrados por el organismo de liquidación, con la asistencia de un proveedor de servicios de liquidación (Elexon). El papel y las responsabilidades del organismo de liquidación y de Elexon se resumen en la sección 2.2.

(90) Los pagos de capacidad están determinados por las cantidades fijadas en el acuerdo de capacidad de cada proveedor de acuerdo con el resultado de la correspondiente subasta para cada año de entrega: los pagos de capacidad equivalen a la cantidad de capacidad que los proveedores de capacidad adjudicatarios han ofrecido en la subasta, multiplicada por el precio de adjudicación.

(91) Los fondos recibidos por el organismo de liquidación se mantienen en una cuenta del servicio bancario del Gobierno sin intereses. El organismo de liquidación es, asimismo, responsable de la recaudación, custodia y, en su caso, devolución de cualquier garantía constituida por los productores de nueva construcción o proveedores de gestión de la demanda como parte del proceso de precualificación antes de cada subasta de capacidad.

(92) Los principales flujos financieros con destino y origen en el organismo de liquidación son los siguientes:

a) Los proveedores están obligados a pagar mensualmente al organismo de liquidación las denominadas «tasas del organismo de liquidación» a partir del ejercicio 2015/2016. La «tasa del organismo de liquidación» cubre los gastos administrativos de mantener la función de liquidación del mercado de capacidad soportados por el organismo de liquidación (y su agente). La recaudación de estos pagos se produce según el año fiscal del Reino Unido, que transcurre entre abril y marzo, por lo que sigue un calendario distinto al de otros flujos de pago del mercado de capacidad, que se rige por el año de capacidad que va de octubre a septiembre;

b) Los proveedores están obligados a aportar una cobertura crediticia antes del comienzo de cada mes del año de entrega. Esta cobertura debe ascender al 110 % de su tasa mensual de proveedor y tiene la finalidad de garantizar que los flujos de pago hacia el proveedor de capacidad pueden seguir efectuándose en caso de incumplimiento de un proveedor.

c) Los proveedores están obligados a pagar una «tasa mensual de proveedor» al organismo de liquidación a más tardar veinticuatro días hábiles después del fin de cada mes del año de entrega. La tasa mensual de proveedor es una obligación sobre los proveedores (a través de una condición incluida en su autorización de suministro) para financiar el mercado de capacidad.

d) En caso de que durante el año de entrega los proveedores de capacidad no alcancen el rendimiento exigido por sus obligaciones de capacidad en una situación de tensión, estos están obligados a pagar al organismo de liquidación una «tasa de penalización». Dicha tasa debe pagarse a más tardar veinticuatro días hábiles después del fin del mes.

e) El organismo de liquidación paga a los proveedores un «pago de capacidad». Se trata de un importe calculado de acuerdo con su obligación de capacidad (la cantidad establecida en la subasta de capacidad) en el plazo de veintinueve días después del fin de cada mes del año de entrega. Todos los pagos en favor de los proveedores se financian a través de los ingresos procedentes de las tasas aplicadas a los proveedores autorizados. En caso de que un proveedor de capacidad no haya pagado su tasa de penalización, el pago del proveedor se retiene hasta que se haya recuperado la tasa de penalización correspondiente. Los pagos efectivos en favor de los proveedores tienen en cuenta cualquier negociación de obligaciones que se haya producido entre la subasta y el período de entrega.

f) En caso de que los proveedores de capacidad suministren más capacidad de la contemplada en sus obligaciones durante una situación de tensión que se produzca en el año de entrega, el organismo de liquidación abona un «pago por el excedente». Los pagos por el excedente adeudados a cada proveedor de capacidad se calculan al final del año de capacidad y se abonan utilizando los fondos recaudados en concepto de sanciones a lo largo del año. Ello no incrementa el nivel global de pagos de capacidad en un año dado, ya que los pagos por el excedente compensan las sanciones recaudadas por la no entrega.

g) Si procede, el organismo de liquidación devuelve a los proveedores un «importe residual de las sanciones en favor del proveedor». Se trata de los ingresos restantes después de abonar al tipo correspondiente los pagos por el excedente acumulados a lo largo del año.

2.8. **Adecuación de la producción en Gran Bretaña**

2.8.1. *El mercado de la electricidad en Gran Bretaña*

(93) El 1 de abril de 2005, el Reino Unido introdujo en Gran Bretaña un conjunto único de disposiciones para la negociación y el transporte de la electricidad al por mayor denominado BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements). El BETTA se basa en la negociación bilateral entre productores, proveedores, clientes y comerciantes y los participantes siguen el modelo de autodespacho en lugar del de despacho centralizado.

(94) Al amparo del BETTA, los contratos de electricidad se acuerdan en los mercados a plazo y de futuros desde varios años hasta veinticuatro horas antes de un período de entrega semihorario dado. Las bolsas de la energía a corto plazo y los mediadores del mercado eléctrico brindan a los participantes la oportunidad de ajustar sus posiciones contractuales de una a veinticuatro horas antes de la entrega. Todos los acuerdos son bilaterales y se liquidan al precio registrado en la bolsa de la energía o acordado bilateralmente o a través de un mediador.

(95) De acuerdo con el BETTA, el precio de la electricidad al por mayor recompensa a los productores por su electricidad y su capacidad, y los inversores tienen que decidir si invertir en función de sus expectativas de recuperar los costes de dicha inversión a través de la venta de electricidad en el mercado mayorista de electricidad.

(96) En un momento próximo a la entrega, existe un mecanismo de balance a través del cual el operador del sistema acepta ofertas y demandas de electricidad prácticamente en tiempo real. Ello permite que el operador del sistema equilibre la oferta y la demanda. En el momento del cierre, una hora antes de cada período de entrega semihorario, los productores deben informar al operador del sistema de la energía que deben suministrar por contrato y la producción prevista de cada central. Los proveedores (minoristas) deben declarar la cantidad que han contratado comprar, que debería corresponderse con la cantidad que consumirán sus clientes según las previsiones. Por último, un proceso de liquidación de desvíos efectúa y recibe pagos de los participantes del mercado cuyas posiciones contractuales no se ajustan a su producción o consumo de electricidad medidos efectivamente. Asimismo, liquida otros costes de balance del sistema. Los participantes se enfrentan a un precio de «*cash-out*» relativamente punitivo si sus posiciones contractuales no se ajustan a su consumo o producción real. Por consiguiente, la liquidación de desvíos o precio de *cash-out* incentiva que los participantes ayuden a equilibrar el sistema en tiempo real.

(97) A finales de diciembre de 2017, el Reino Unido disponía de una capacidad total de producción de electricidad de 81,3 GW. Por otro lado, el Reino Unido cuenta con cuatro interconectores que permiten el intercambio con Europa: Inglaterra-Francia (2 GW de capacidad), Inglaterra-Países Bajos (1 GW), Irlanda del Norte-Irlanda (0,6 GW) y Gales-Irlanda (0,5 GW) ([23]). El interconector NEMO entre Inglaterra y Bélgica (1 GW) entró en servicio el 31 de enero de 2019.

([23]) Estas cifras se han extraído del *Digest of United Kingdom Energy Statistics,* 2018 https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2018-main-report

2.8.2. *Problemas de adecuación de la producción*

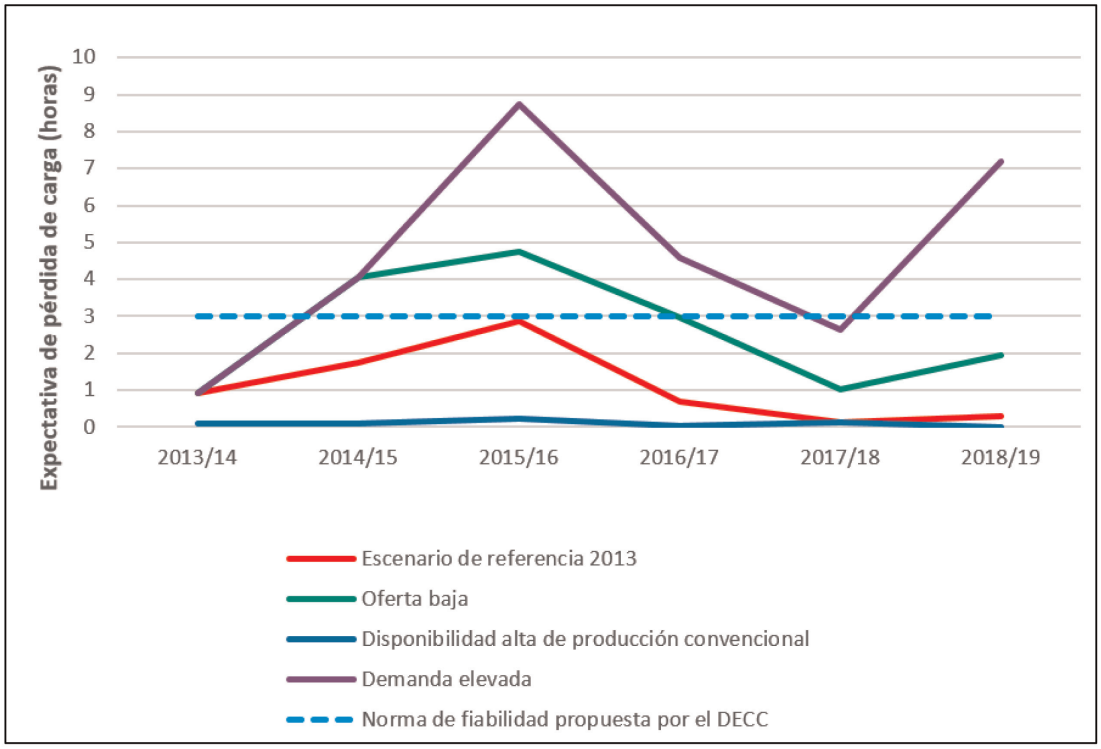
(98) La norma de fiabilidad se expresa en términos de expectativa de pérdida de carga. Esto pasa por establecer una norma, en la que se fija la media del número de horas al año en que se espera que la oferta no cubra la demanda en un año típico. La expectativa de pérdida de carga representa el número de horas al año en que, a largo plazo, se prevé estadísticamente que la oferta no satisfaga la demanda. Se trata de un enfoque probabilístico, es decir, la cantidad real variará en función de las circunstancias de un año concreto, por ejemplo, las temperaturas alcanzadas en invierno; si un número inusualmente grande de centrales eléctricas no funcionan en una ocasión en concreto; la producción de energía eólica en situación de máxima demanda; y todos los demás factores que afectan al balance de la oferta y la demanda de electricidad. No obstante, conviene señalar a la hora de interpretar este parámetro que determinado nivel de pérdida de carga no equivale a la misma cantidad de apagones; en la mayoría de casos, la pérdida de carga se gestionaría sin efectos significativos para los consumidores. El nivel crítico establecido por el Reino Unido es una expectativa de pérdida de carga superior a las tres horas.

(99) En la notificación, el Gobierno señaló que, independientemente del enfoque de modelización elegido, resulta muy difícil predecir con total confianza las futuras perspectivas de la seguridad del suministro de electricidad dada la sensibilidad de las hipótesis fundamentales, como por ejemplo la demanda de electricidad, las decisiones de retirada, la nueva construcción, la contribución de la interconexión y los factores de disponibilidad de las distintas tecnologías.

(100) En el momento de la notificación de la medida en 2014, el Reino Unido indicó que en la evaluación de la capacidad de electricidad realizada por la OFGEM en 2013 se demostraba que las expectativas de pérdida de carga aumentaban hasta las nueve horas en 2015/2016 (aunque señalaba que apenas había impacto en el caso de la alta disponibilidad de la producción convencional) y después se recuperaban antes de aumentar nuevamente en 2018/2019. En ese momento, el Reino Unido consideró que la horquilla de escenarios demostraba la incertidumbre, con la parte superior de la horquilla por encima de las tres horas en 2018/2019, lo que, a su juicio, constituía un argumento a favor de la intervención. El escenario de referencia de la OFGEM asumía 0,75 GW de exportaciones netas en la estación invernal.

Gráfico 4

Expectativa de pérdida de carga y norma de fiabilidad aportadas por el Reino Unido en su notificación de 2014



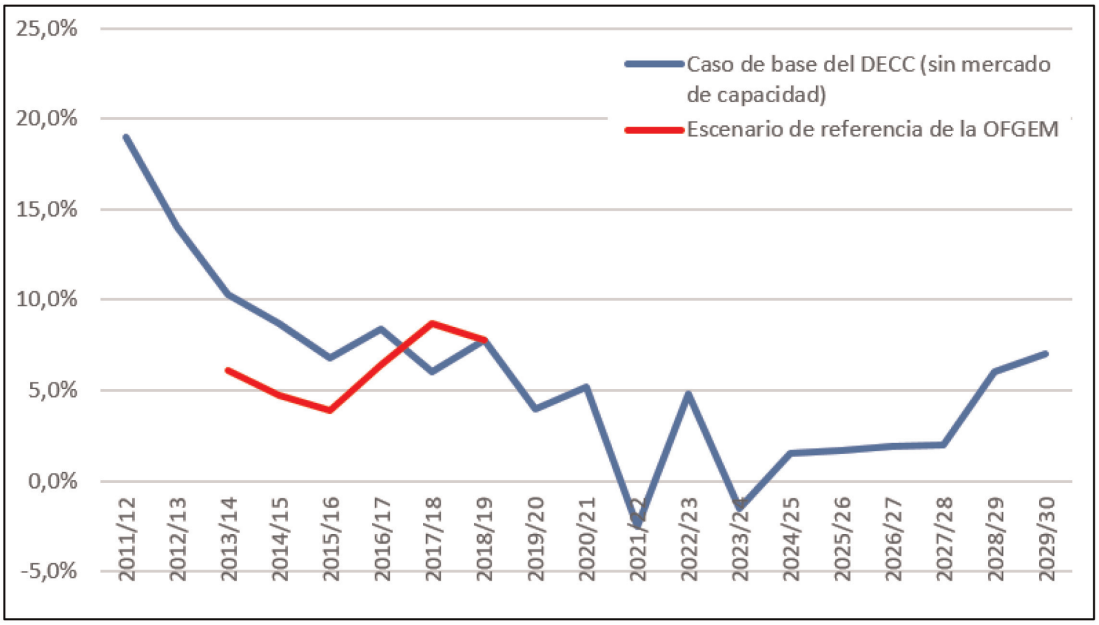
Fuente: OFGEM, análisis del DECC.

(101) Asimismo, el Reino Unido informó de que el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (DECC) también había llevado a cabo simulaciones de la inversión en producción hasta 2030. El escenario de base del DECC sin un mercado de capacidad presentaba una tendencia similar a la del análisis de la OFGEM hasta 2016/2017. Después de 2016/2017, el escenario de base del DECC registraba una tendencia a la baja en los

márgenes de capacidad que se mantenía hasta principios de la década de 2020. La modelización del DECC asumía la puesta a disposición de 2,9 GW adicionales de interconexión en 2030, así como que los interconectores, en cifras netas (es decir, tomando toda la capacidad de interconexión en conjunto), ni importaban ni exportaban en condiciones de máxima demanda.

Gráfico 5

Estimaciones a largo plazo de los márgenes de capacidad reducida aportadas por el Reino Unido en su notificación de 2014



Fuente: OFGEM 2013, análisis del DECC de 2013.

(102) El Reino Unido estima que el análisis realizado por el Gobierno del Reino Unido, así como un análisis independiente aportado por National Grid, demuestran la necesidad permanente del mercado de capacidad para garantizar el cumplimiento de la norma de fiabilidad de expectativa de pérdida de carga de tres horas. Cuando se excluye el mercado de capacidad de la modelización, es probable que la norma de fiabilidad se incumpla en todos los años incluidos en la modelización.

(103) NG elabora un caso de base quinquenal de cara a la reforma del mercado de la electricidad como parte de los escenarios energéticos futuros ([24]) a fin de valorar la capacidad que ha de obtenerse en las subastas del mercado de capacidad. En diciembre de 2018, NG estableció un conjunto revisado de supuestos para evaluar el posible impacto de la ausencia de mercado de capacidad en el Reino Unido sobre el caso de base. La valoración de NG es que la expectativa de pérdida de carga oscilaría entre las tres y las siete horas entre 2019/2020 y 2023/2024 sin el mercado de capacidad.

(104) El Departamento de Empresa, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido (BEIS) llevó a cabo un análisis independiente del de National Grid, utilizando las recomendaciones más recientes del informe sobre la capacidad de electricidad de National Grid (ECR2018) junto con los conocimientos comerciales del BEIS y la evaluación de este de la economía de las centrales. En este análisis se concluye que la expectativa de pérdida de carga prevista incumple la norma de fiabilidad de una expectativa de pérdida de carga de tres horas todos los años hasta 2030 (expectativa de pérdida de carga de entre tres y 345 horas entre 2019/2020 y 2029/2030).

2.8.3. *Las razones que explican los problemas de adecuación de la producción*

(105) El Reino Unido sostiene que el problema de adecuación de la producción descrito en la sección anterior obedece a dos fallos de mercado principalmente:

(106) El primer fallo de mercado es que la fiabilidad es un bien público. Los clientes no pueden elegir el nivel de fiabilidad que desean, ya que el operador del sistema no puede desconectarlos de manera selectiva y los consumidores no responden a cambios en tiempo real en el precio mayorista. Por consiguiente, cabe esperar que los

([24]) http://fes.nationalgrid.com/

proveedores de capacidad no ofrezcan el nivel de fiabilidad óptimo desde el punto de vista social en ausencia de intervención. Esto también podría generar grandes costes para la sociedad como consecuencia de contar con un suministro de electricidad poco fiable, costes que serían externos de no aplicarse a los productores.

(107) El segundo fallo de mercado es el «*missing money problem*», es decir, el problema de la falta de inversiones. El concepto ha sido identificado y descrito en la literatura académica y afecta a los mercados únicamente de energía ([25]). En teoría, la incapacidad de los consumidores para seleccionar el nivel de fiabilidad que desean podría resolverse en un mercado únicamente de energía permitiendo que los precios alcancen un nivel que refleje el valor medio de la carga perdida, es decir, el precio que los consumidores ya no estarían dispuestos a pagar por la energía y permitiendo que los productores recibiesen una renta de escasez. Sin embargo, en la práctica un mercado únicamente de energía podría no enviar las señales de mercado correctas para garantizar una seguridad del suministro óptima y para permitir que los inversores obtengan financiación destinada a proyectos de construcción de nueva capacidad. Esto implica que los ingresos del mercado de la energía por sí solos podrían no atraer inversiones suficientes en capacidad a causa del «*missing money*». Las razones por las que esta situación podría producirse son dobles:

a) incapacidad de los precios para reflejar la escasez: los actuales precios de la energía al por mayor no aumentan lo suficiente para reflejar el valor de la capacidad adicional en situaciones de escasez. Esto se debe a que las tasas aplicadas a los productores en situación de desvío en el mecanismo de balance (*cash-out*) no reflejan el coste total de las acciones de balance adoptadas por el operador del sistema (como por ejemplo reducir la tensión).

b) ausencia de seguridad de que los precios aumentarán, incluso aunque puedan: en las situaciones en que los precios al por mayor del mercado de la energía deberían alcanzar niveles elevados, los inversores se muestran preocupados por que el Gobierno/regulador del mercado responda a lo que percibe como un abuso del poder de mercado, por ejemplo, con la introducción de un límite de precios. También les preocupa que los precios sencillamente no aumenten, por ejemplo, si el rendimiento de la capacidad eólica es mejor de lo previsto, reduciendo las oportunidades de utilización de capacidades despachables más caras.

(108) El Reino Unido sostiene que el «*missing money*» no es un problema teórico. Tradicionalmente, los precios de *cash-out* de Gran Bretaña no habían excedido de 938 GBP/MWh. El Reino Unido señala que los datos que se desprenden de situaciones de escasez recientes en el mercado de Gran Bretaña también indican que los precios no han aumentado tanto como cabía esperar. El Gobierno del Reino Unido y la OFGEM encargaron un estudio independiente para estimar el valor de la carga perdida, cuya conclusión fue que el valor medio para los consumidores de prevenir desconexiones en momentos de carga máxima en el sistema asciende a cerca de 17 000 GBP/MWh ([26]).

(109) El Reino Unido afirma que los fallos de mercado se ven agravados a corto y medio plazo por los planes de cierre muy próximos de la capacidad existente: de acuerdo con el escenario central de NG, si los ingresos del mercado de capacidad dejasen de estar disponibles, hasta 8 GW de las centrales de carbón y gas disponibles en 2018/2019 podrían cerrar en 2019/2020.

2.8.4. *Medidas adicionales para garantizar la adecuación de la producción*

(110) Además de la medida notificada, el Reino Unido adoptó y sigue adoptando una batería de medidas en el mercado de la electricidad de Gran Bretaña que podrían ayudar a subsanar los fallos de mercado enumerados en la sección anterior. A continuación se recogen las tres iniciativas principales de la notificación del Reino Unido.

(111) La primera medida citada por el Reino Unido estaba destinada a reducir las necesidades globales de electricidad y aumentar la capacidad de respuesta de la demanda de los consumidores. El Reino Unido indicó que estaba tomando medidas para reducir las necesidades globales de electricidad, por ejemplo, a través de los programas *Green Deal* y *Energy Company Obligation*. Asimismo, el Reino Unido trata de encontrar oportunidades para promover reducciones duraderas de la demanda («reducción de la demanda de electricidad» según la terminología acuñada por el Gobierno) y reducciones a corto plazo de la demanda como la nivelación/desplazamiento de cargas punta (que el Gobierno denomina «gestión de la demanda»). Concretamente, el Reino Unido se ha comprometido a garantizar que todos los hogares y pequeñas empresas del país dispongan de un contador inteligente a finales de 2020 a más tardar ([27]). Los contadores inteligentes permiten la utilización de tarifas según discriminación horaria,

([25]) Cramton y Stoft (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*; Joskow (2006): *Competitive Energy Markets and Investment in New Generating Capacity*; Cramton, Ockenfels y Stoft (2013): *Capacity Market Fundamentals*.

([26]) London Economics, *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain* (2013).

([27]) El número de contadores inteligentes de electricidad en los hogares operadores por los grandes proveedores de energía se multiplicó por veintiséis entre el segundo trimestre de 2014 y el tercer trimestre de 2018. El número de contadores de electricidad avanzados y de tipo inteligente operados por los grandes proveedores de energía en sitios no domésticos más pequeños aumentó un 12 % entre el segundo trimestre de 2014 y el tercer trimestre de 2018. No obstante, durante el tercer trimestre de 2018 los contadores inteligentes y de tipo inteligente (funcionando en modo inteligente) representaron menos del 30 % de la cantidad total de contadores domésticos de electricidad operados por los grandes proveedores de energía. *Fuente:* https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-3-2018

que ofrecen precios más baratos por la energía en el horario fuera de horas punta. A principios de 2017, Green Energy introdujo en el Reino las primeras tarifas estáticas según discriminación horaria, ofreciendo a sus clientes con contador inteligente un precio mucho más barato por la electricidad durante el período nocturno de los días laborables. No obstante, esto no refleja los costes mayoristas reales que permitirían a los consumidores responder en tiempo real ([28]). Más aun, tras los trabajos previos y una convocatoria de datos, en julio de 2017 el Gobierno del Reino Unido y la OFGEM publicaron conjuntamente un Plan sobre sistemas inteligentes y flexibilidad ([29]). En este Plan se esbozan los principios sobre los que se asienta el enfoque del Reino Unido para propiciar la transición a un sistema inteligente y flexible, seguidos de veintinueve acciones destinadas al Gobierno, la OFGEM o la industria.

(112) La segunda medida es la reforma de las disposiciones de *cash-out*. Los precios de desvío o de *cash-out* ofrecen a los participantes en el mercado incentivos para que garanticen que los volúmenes de electricidad que venden o consumen se ajustan a los volúmenes que han contratado vender o consumir. El Reino Unido sostiene que una reforma del funcionamiento del mercado ayuda a garantizar la seguridad del suministro.

(113) La OFGEM puso en marcha la *Electricity Balancing Significant Code Review* (EBSCR) en 2012 ([30]) para abordar varias preocupaciones antiguas sobre los factores que han moderado los precios de *cash-out*. La OFGEM adoptó y publicó su decisión política definitiva en mayo de 2014 ([31]). Las reformas que se han introducido en las disposiciones de *cash-out* son las siguientes:

a) Los precios de *cash-out* se han hecho «marginales» calculándolos, utilizando la acción más cara que el operador del sistema efectúa para equilibrar el sistema. Su introducción fue progresiva y el primer paso fue que los precios se calcularían utilizando una media de los 50 MWh más caros de las acciones del operador del sistema (en lugar de 500 MWh) a partir de noviembre de 2015. Desde noviembre de 2018, los precios se calculan utilizando el 1 MWh más caro.

b) En los cálculos del precio de *cash-out* se ha incluido un coste por las desconexiones y la reducción de la tensión sobre la base del valor de carga perdida para los consumidores. Este coste se introdujo progresivamente, comenzando a partir de 3 000 GBP/MWh desde noviembre de 2015 y a partir de 6 000 GBP/MWh desde noviembre de 2018.

c) Se ha mejorado la forma de fijar el precio de los costes de reserva reflejando el valor que la reserva aporta a los consumidores en situaciones de tensión en el sistema. Para ello, se ha introducido una función de precios de escasez de la reserva que fija el precio de la reserva cuando se utiliza sobre la base de la escasez que impera en el sistema ([32]).

d) Se han introducido cambios en favor de un precio de *cash-out* único para cada período de liquidación a fin de simplificar los trámites y reducir los costes de desvío, en particular para las partes más pequeñas.

(114) La OFGEM ha publicado una revisión de la primera fase de la EBSCR ([33]). Desde la aplicación de la primera fase, el precio de desvío (precio de *cash-out*) medio ha disminuido. Actualmente, la mayoría de los precios de desvío se sitúan en la horquilla de 20-30 GBP/MWh, en lugar de las 30-40GBP/MWh observadas previamente. No obstante, el precio de desvío ha ganado volatilidad. El precio máximo durante los dos años previos a la reforma ascendía a 429,10 GBP/MWh, mientras que después de esta se situó en 1 528,72/MWh.

(115) El Gobierno del Reino Unido considera que el mercado de capacidad y la reforma del *cash-out* desempeñan funciones distintas pero complementarias en el intento de garantizar la seguridad del suministro de electricidad. Es mejor continuar con el mercado de capacidad, además de apoyar la reforma de las disposiciones de *cash-out*, en lugar de confiar simplemente en la reforma del *cash-out* por las siguientes razones:

a) aunque la reforma del *cash-out* debería reforzar los incentivos para la inversión en el mercado de la energía a largo plazo, se espera que tenga un impacto más limitado en los niveles globales de inversión a corto y medio plazo ([34]). La explicación es que los productores venden prácticamente toda su energía en los mercados a plazo. No obstante, con el tiempo, la reforma del *cash-out* hará que los precios en los mercados a plazo aumenten a medida que los productores explotan las oportunidades de arbitraje entre los mercados a plazo y el precio en el mecanismo de balance;

b) la reforma del *cash-out* no puede abordar el incremento del riesgo de invertir en capacidad térmica a medida que el sector de la electricidad se descarboniza: la capacidad térmica ejercerá cada vez más de reserva en caso de necesidad y tendrá que recuperar sus costes fijos consiguiendo precios elevados en las pocas ocasiones en que haya escasez y los precios se disparen;

([28]) En diciembre de 2018 solo había una tarifa dinámica con discriminación horaria, lanzada por Octopus Energy en febrero de 2018, que ofrece a los consumidores actualizaciones de precio cada media hora que reflejan los costes reales de la energía al por mayor.
([29]) https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/633442/upgrading-our-energy-system-july-2017.pdf
([30]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-scr-launch-statement
([31]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision
([32]) Utilizando la probabilidad de pérdida de carga y el valor de carga perdida.
([33]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/review-first-phase-electricity-balancing-significant-code-review
([34]) Nótese, no obstante, que la reforma del *cash-out* lanzará señales de precio a corto plazo considerablemente mejores para el suministro y, por tanto, mejores señales para la inversión en capacidades flexibles.

c) en la práctica, las inversiones podrían depender de un mercado líquido para la negociación de «opciones de fiabilidad» en torno a un precio en tiempo real, por las cuales los proveedores pagan a los productores un precio fijo a cambio de la opción de comprar energía a un precio de ejercicio. Es improbable que esta situación se dé con la reforma de la OFGEM de las disposiciones de *cash-out*, ya que el mercado, incluso después de las actuales reformas del *cash-out*, sigue siendo un cuasimercado en el que el *cash-out* se determina mediante procedimientos administrativos complejos, aunque podría desarrollarse si se introduce un mercado de la electricidad de balance que actúe como un mercado de referencia sólido para la negociación de opciones ([35]);

d) es incierto si los inversores confiarán en que cualquier disposición nueva se mantenga. La explicación es que cuando se permite que los precios alcancen niveles elevados, al regulador le resulta cada vez más difícil valorar si unos precios muy elevados son señal de que el mercado funciona de manera eficiente o es especulación. Esto implica que los productores podrían ser reacios a ofrecer energía a un precio elevado (por miedo a investigaciones sobre abuso de mercado) o que podrían esperar una intervención pública en el futuro para mitigar subidas de precios más frecuentes;

e) en caso de que se introduzcan las reformas del *cash-out* y estas funcionen para resolver los fallos de mercado, unos precios de *cash-out* más pronunciados tienen el potencial de reducir el coste de contratar capacidad a través del mercado de capacidad, de forma que el precio pagado por la electricidad debería caer a cero en la subasta;

f) aunque la reforma del *cash-out*, una vez completada, podría suponer una subida de precios en situaciones de escasez, el nivel inherentemente elevado de incertidumbre respecto a las situaciones de escasez hace que depender exclusivamente de que las rentas de escasez sean elevadas suponga una estrategia arriesgada para los inversores en proyectos de nueva construcción de grandes dimensiones. El mercado de capacidad ofrece un pago estable y periódico durante quince años como máximo en el caso de los proyectos de nueva construcción, lo que reduce el riesgo para los inversores y promueve la inversión en capacidad nueva y existente.

(116) La tercera medida citada por el Reino Unido es la realización del mercado interior de la energía y el respaldo a niveles de interconexión mayores. El Reino Unido ha incorporado el tercer paquete energético a la legislación nacional y manifestó que estaba contribuyendo al desarrollo de códigos de red. En particular, los códigos de red de la UE relativos al mercado, que armonizan los marcos temporales en que se asigna e intercambia la capacidad, introducirán un conjunto normalizado de normas de mercado en toda Europa y fomentarán la puesta en marcha de un mercado de la energía paneuropeo competitivo. El Reino Unido sostiene que estos cambios podrían mejorar los argumentos a favor de invertir en interconectores a través de una utilización más eficiente de los activos. Asimismo, señala que en Gran Bretaña el nivel de interconexión ha aumentado, pasando del 4 % en 2014 al 6 % de la capacidad total instalada en 2019, especialmente desde la entrada en servicio del interconector NEMO el 31 de enero de 2019, y que es posible que alcance el 9 % en 2021 ([36]).

(117) El Reino Unido también informó de que participaba activamente en el proceso de la UE para identificar proyectos transfronterizos prioritarios cada dos años, tal como se establece en el Reglamento RTE-E. Estos proyectos prioritarios recibieron la condición de «proyecto de interés común» (PIC), lo que les permite beneficiarse de procedimientos urbanísticos y de autorización potencialmente más rápidos, posibles incentivos regulatorios, y un posible acceso al apoyo financiero del Mecanismo «Conectar Europa».

(118) El proyecto de la OFGEM *Integrated Transmission Planning and Regulation* (ITPR) finalizó en 2015 ([37]). Estableció el proceso de evaluación de opciones de red y la publicación de informes anuales al respecto. El análisis del operador del sistema ofrece información mejorada a los desarrolladores de interconectores, incluidas las ubicaciones en que resulta más fácil alojar la nueva capacidad de interconexión. El nuevo papel también incluye el estudio de propuestas de interconectores específicas y facilitar a la OFGEM evaluaciones de sus repercusiones.

2.9. **Duración**

(119) La Ley de Energía de 2013 no contempla una fecha para el fin del mercado de capacidad. No obstante, la autorización de la ayuda estatal es válida por un período de diez años ([38]) a contar desde la fecha de la primera aplicación de la medida en 2014 ([39]).

([35]) De acuerdo con las disposiciones actuales del mecanismo de balance, que siguen el modelo *pay-as-bid*, las partes solo pueden recibir rentas de escasez si ofrecen satisfactoriamente energía a este precio antes del momento del cierre (en cuyo caso se exponen a que no se recurra a ellas si la situación de tensión no se materializa) o si están en situación de desvío (en cuyo caso se exponen a que el precio se sitúe por debajo de su coste marginal de funcionamiento de corta duración si la situación de tensión no se materializa). Sería necesario que el mecanismo de balance pasase a ser un mercado regido por el modelo *pay-as-clear*, en el que todos los productores reciben el precio de referencia, para un mercado líquido de opciones negociadas contra el precio del mercado de balance por desarrollar.

([36]) Estas cifras dan por hecho que la capacidad de producción de electricidad del Reino Unido se mantiene constante en 81,3 GW.

([37]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions

([38]) Véase el artículo 21, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DO L 158 de 14.6.2019, p. 54).

([39]) La fecha de aplicación se considera el 16 de diciembre de 2014, momento en que se celebró la primera subasta del mercado de capacidad.

2.10. **Razones para incoar el procedimiento**

(120) Aunque las autoridades del Reino Unido notificaron el mercado de capacidad antes de su entrada en vigor, la Decisión de 2014 por la que se autorizaba el régimen fue anulada por el Tribunal General. A la luz de la sentencia del Tribunal General por la que se anula la Decisión de 2014, la aplicación de la ayuda en cuestión hasta la sentencia del Tribunal General debe considerarse ilegal ([40]).

(121) De conformidad con la Comunicación de la Comisión sobre la determinación de las normas aplicables a la evaluación de las ayudas estatales ilegales ([41]), la Comisión ha examinado la compatibilidad de la medida con el mercado interior, entre diciembre de 2014 y noviembre de 2018 y de cara al futuro, sobre la base de las condiciones establecidas en la sección 3.9 de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía (en lo sucesivo, «las Directrices») ([42]), que fijan condiciones específicas para las ayudas destinadas a la adecuación de la producción y se aplican desde el 1 de julio de 2014.

(122) El procedimiento de adopción de una nueva decisión puede así reanudarse en el punto exacto en el que se produjo la ilegalidad ([43]).

(123) A la luz de las conclusiones de la sentencia del Tribunal General de que la Comisión debería haber albergado dudas en cuanto a la compatibilidad de determinados aspectos de la medida con el mercado interior, la Comisión decidió iniciar el procedimiento de investigación formal.

(124) Sobre la base de la información disponible y los elementos descritos en la Decisión de incoación, la Comisión trató de obtener aclaraciones y solicitó observaciones sobre las siguientes cuestiones en particular:

a) idoneidad de la medida:

(1) si la medida era suficientemente abierta a todos los proveedores de capacidad pertinentes, en particular los proveedores de gestión de la demanda, como consecuencia de las diferencias en la duración aplicable de los contratos, la garantía limitada por el volumen en la subasta T-1 y el nivel mínimo de participación;

(2) si la participación de la capacidad interconectada debería seguir estando limitada mediante el uso de un modelo liderado por interconectores.

b) proporcionalidad de la medida:

(1) si la medida era proporcional habida cuenta de las posibles diferencias discriminatorias en el tratamiento de los operadores de gestión de la demanda en comparación con los productores materializado en la duración de los contratos;

(2) si el método de recuperación de costes no incentivaba a los consumidores suficientemente para que redujesen su consumo durante picos de demanda y, por tanto, no minimizaba el importe total de la ayuda.

c) prevención de los efectos negativos sobre la competencia y el comercio:

(1) si la medida prevenía tales efectos puesto que los contratos de larga duración estaban reservados para las unidades de producción, limitando la abertura de la medida, y teniendo en cuenta que la participación directa de capacidad extranjera no se permitía actualmente en el mecanismo de capacidad de Gran Bretaña.

3. **OBSERVACIONES DE LAS PARTES INTERESADAS**

(125) En la presente sección se resumen las observaciones recibidas por la Comisión durante el período de consulta de 35 partes interesadas, en particular de partes interesadas activas en el sector de la energía (como por ejemplo empresas activas en la producción convencional, interconectores, operadores de gestión de la demanda y producción de energías renovables, así como asociaciones empresariales y organizaciones no gubernamentales), Ofgem y National Grid.

3.1. **Objetivo de interés común y necesidad de la medida**

(126) Aunque la Comisión no trató explícitamente en la Decisión de incoación la cuestión del objetivo común o de la necesidad de la medida, algunos interesados presentaron observaciones específicas sobre dichos aspectos. La mayoría de ellos estaban a favor del objetivo y la necesidad de la medida. Algunos sencillamente compartían la conclusión preliminar de la Comisión en la Decisión de incoación, mientras que otros:

a) citaban análisis realizados por la REGRT de Electricidad, el Gobierno del Reino Unido, National Grid y terceros que demuestran que, sin el mercado de capacidad, se incumpliría la norma de fiabilidad del Reino Unido;

([40]) Véase la sentencia de 12 de febrero de 2008, CELF, C-199/06, EU:C:2008:79, apartados 61 y 64.
([41]) Comunicación de la Comisión sobre la determinación de las normas aplicables a la evaluación de las ayudas estatales ilegales (DO C 119 de 22.5.2002, p. 22).
([42]) DO C 200 de 28.6.2014, p. 1.
([43]) Sentencia de 3 de julio de 1986, Consejo/Parlamento (34/86, Rec. p. 2155), apartado 47; Sentencia de 12 de noviembre de 1998, España/Comisión (C-415/96, Rec. p. I-6993), apartado 31; y Sentencia de 3 de octubre de 2000, Industrie des poudres sphériques/Consejo (C-458/98 P, Rec. p. I-8147), apartado 82.

b) afirmaban que incluso a la luz de novedades recientes en el mercado de la energía (por ejemplo, la introducción de contadores inteligentes), el mercado de capacidad seguía siendo necesario; o

c) explicaban que el mercado de capacidad proporcionaba una señal importante que apoyaba la inversión en nuevas capacidades y el mantenimiento de la capacidad existente.

(127) Por lo que respecta al papel y el potencial de la gestión de la demanda, algunas partes interesadas señalaron el volumen creciente de gestión de la demanda que participaba en las subastas como prueba de que el mercado de capacidad se había diseñado adecuadamente y como prueba de la ausencia de barreras para la gestión de la demanda. Asimismo, varias partes interesadas destacaron el valor del papel desempeñado por las subastas transitorias para fomentar el crecimiento de la demanda, máxime cuando se cerraban con precios más altos y no estaban abiertas a otros proveedores de capacidad.

(128) Otras partes interesadas cuestionaron la necesidad del mercado de capacidad alegando lo siguiente:

a) el mercado del Reino Unido tendría un exceso de oferta. Las observaciones señalaban el enfoque prudente adoptado por National Grid para predecir la oferta y la demanda, los elevados márgenes de capacidad para el invierno 2018/2019, el escaso nivel de la expectativa de pérdida de carga, la confianza transmitida por el Reino Unido respecto a la seguridad del suministro dicho invierno, los bajos precios de adjudicación y el crecimiento significativo de la interconexión;

b) el mercado únicamente de energía garantizaría mejor la adecuación de la producción, especialmente tras la aplicación de reformas por parte del Reino Unido, como por ejemplo el despliegue de los contadores inteligentes, las reformas del *cash-out* y los períodos de liquidación semihorarios. Una parte interesada citaba el mercado únicamente de energía de Australia como ejemplo en el que la volatilidad de los precios mayoristas ofrece señales claras para invertir en gestión de la demanda;

c) el mercado de capacidad perpetuaría el problema del «*missing money*» al moderar los precios de escasez, necesarios para fomentar la inversión en gestión de la demanda y almacenamiento. Varios comentarios citaban los cambios en los precios de la electricidad a raíz de la sentencia del Tribunal General como prueba de este efecto moderador.

d) la Comisión debe evaluar exhaustivamente el potencial de la gestión de la demanda, a lo largo de un período de diez años, y el impacto del mercado de capacidad sobre este potencial. Recurriendo a varios estudios, indican que i) si se desplegasen de manera generalizada los contadores inteligentes y otros dispositivos útiles, podrían desplazarse 15 GW de demanda doméstica en un día de invierno con niveles máximos en 2025; ii) según las estimaciones de un modelo de 2012, los clientes industriales aportaban una capacidad de entre 4 y 5 GW de gestión de la demanda; al tiempo que iii) el potencial de gestión de la demanda de todos los edificios no domésticos y no industriales se estimaba, para 2012, en entre 1,2 y 4,4 GW en un día de invierno con niveles máximos; iv) hasta 1 GW de gestión de la demanda podría estar disponible en Londres en 2050. Asimismo, consideran que la participación de la gestión de la demanda en las subastas del mercado de capacidad es baja, ya que ha obtenido un 1,37 % de la capacidad total subastada. Por último, algunas partes interesadas criticaron que las subastas transitorias no bastaban para promover la gestión de la demanda, como consecuencia de la exclusión de los proveedores de gestión de la demanda con contratos obtenidos en las subastas permanentes y porque la segunda subasta transitoria se limitó a la gestión de la demanda a la baja y, por tanto, no fue suficiente para promover este tipo de gestión de la demanda a largo plazo. Por otro lado, lamentan que el Reino Unido no ampliase la subasta transitoria dos años más.

3.2. **Idoneidad de la medida**

3.2.1. *Instrumento elegido*

(129) Una parte interesada adujo que era probable que el mercado de capacidad contradijese en varios sentidos el Reglamento (UE) 2019/943 porque i) el Reino Unido ya habría aplicado la mayoría de las reformas del mercado de la energía necesarias para evitar un mercado de capacidad; y ii) de persistir problemas de capacidad residuales, sería preferible una reserva estratégica.

3.2.2. *Remuneración exclusiva del servicio de suministro puro de capacidad*

(130) Algunas partes interesadas alegaron que las disposiciones de notificación existentes antes de las situaciones de tensión (es decir, una advertencia de cuatro horas, en la que el momento y el alcance de la situación de tensión se identifican *a posteriori*) desfavorecían a los activos descentralizados, incluida la gestión de la demanda. Sugerían que el Reino Unido debía ponderar la introducción de un mecanismo de despacho o más advertencias en el período previo a una situación de tensión.

(131) Algunas partes interesadas indicaron que el régimen sancionador en vigor podría no ser suficientemente contundente para garantizar que los proveedores de capacidad respondan con eficacia durante situaciones de tensión en el sistema.

(132) Por un lado, ciertas partes interesadas defendieron que basar la definición de situaciones de tensión en un modelo de «energía suministrada» contraviene el apartado 225 de las Directrices y permite manipular los factores de reducción de manera discriminatoria para las tecnologías hipocarbónicas (eólicas y solares) y las alternativas (como por ejemplo el almacenamiento).

3.2.3. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

3.2.3.1. Posible discriminación de los proveedores de gestión de la demanda como consecuencia de la falta de acuerdos de entrega acotada en el tiempo

(133) Algunas partes interesadas sostenían que la obligación de que los titulares de un acuerdo de capacidad respondiesen a una situación de tensión en cualquier momento del día y durante todo el tiempo que esta durase dificultaba la participación de los proveedores de gestión de la demanda en el mercado de capacidad. Por consiguiente, defendían que debían ofrecerse acuerdos de capacidad de entrega acotada en el tiempo a través del mecanismo de capacidad.

3.2.3.2. Diferencias en la duración del contrato disponible

(134) De acuerdo con las normas en vigor del mercado de capacidad de Gran Bretaña, la mayor parte de los proveedores de capacidad existentes tienen acceso a acuerdos de un año. Solo los proveedores de capacidad de producción que tienen un gasto de capital por encima de determinados umbrales pueden acceder a acuerdos de capacidad a más largo plazo de hasta quince años.

(135) Para justificar la exclusión de los proveedores de gestión de la demanda de los contratos de mayor duración, numerosas partes interesadas señalaron i) los escasos niveles de gasto de capital de los proveedores de gestión de la demanda ([44]); ii) su preferencia por los contratos de corta duración dada la volatilidad de sus carteras; iii) la necesidad de contar con contratos de mayor duración para las capacidades renovadas y de nueva construcción para evitar ofertas más altas en las subastas del mercado de capacidad, niveles más elevados de ayuda y beneficios inesperados para las capacidades existentes. Asimismo, algunas partes interesadas indicaron que, con todo, los proveedores de gestión de la demanda que utilizaban producción *behind-the-meter* podían acceder a un contrato de mayor duración si cumplían el umbral de gasto de capital y participaban en la subasta en calidad de producción.

(136) Algunas partes interesadas sugerían i) limitar la duración del contrato a un año para todas las capacidades; ii) solo permitir contratos de una duración inferior a cinco años pero no sobre la base del gasto de capital, que no tiene en cuenta todos los costes financieros de la gestión de capacidad (como por ejemplo los costes de explotación); o iii) permitir que los proveedores de gestión de la demanda tengan acceso a contratos de entre tres y cinco años. Otras partes proponían mantener el sistema basado en umbrales de gasto de capital pero brindando la oportunidad a cualquier tecnología que cumpliese dichos umbrales (es decir, incluidas las tecnologías explotadas por los proveedores de gestión de la demanda) de acceder a contratos de mayor duración y revisando periódicamente los umbrales de gasto de capital o incluso creando varios umbrales distintos para garantizar la neutralidad tecnológica.

3.2.3.3. Garantía limitada para el volumen en la subasta T-1

(137) Una parte del volumen de capacidad no se subasta con una antelación de cuatro años (T-4) y se «reserva» para la subasta a un año vista (T-1). Si la demanda cae entre las subastas a cuatro años vista y a un año vista, se reduce la cantidad de capacidad subastada en la subasta T-1. No obstante, puesto que las subastas T-1 suponen una vía mejor para que la gestión de la demanda acceda al mercado, el Reino Unido se comprometió en 2014 a contratar en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes.

(138) Algunas observaciones indicaban que la configuración actual no era satisfactoria, ya que la organización de una T-1 es impredecible. El Gobierno del Reino Unido puede decidir cancelar una subasta o modificar el volumen que se subastará en la T-1. Algunas partes interesadas sugerían fijar la cantidad que se iba a contratar en la T-1 en forma de porcentaje de la capacidad necesaria para el año de entrega o de la capacidad subastada en la T-4. Otras señalaron la necesidad de incrementar el volumen subastado en las subastas T-1 de manera gradual a lo largo de cinco años. Por último, algunas partes proponían i) eliminar las subastas T-4; ii) organizar subastas semanales adicionales u iii) organizar subastas T-2 adicionales.

(139) La mayoría de las partes interesadas indicaron que la configuración actual era adecuada y suficiente, señalando en particular el importante nivel de adjudicación de la gestión de la demanda en las subastas T-4. Sostenían que ii) todos los agentes del mercado están igualmente expuestos a la incertidumbre de la organización o los volúmenes de las subastas T-4 y T-1, por lo que la gestión de la demanda no está discriminada; ii) incrementar los volúmenes

([44]) Las estimaciones del gasto de capital de la gestión de la demanda incluidas en las observaciones son muy bajas («prácticamente cero», «varios miles de libras o menos de 5 GBP/kW», «coste medio de 0,15 GBP/kW» en las subastas transitorias).

de capacidad reservada para la T-1 podía reducir la competitividad de las subastas T-1; y iii) aumentar los volúmenes de capacidad reservada para la T-1 podía incrementar el riesgo de exceso de contratación, en caso de que la necesidad de capacidad para el año de entrega hubiese disminuido por debajo de los niveles fijados previamente.

3.2.3.4. Umbral de participación mínimo

(140) Tal como se describe en los considerandos 30 y 31, para participar en el mercado de capacidad se aplica un umbral mínimo de 2 MW a todos los tipos de capacidad.

(141) Algunas partes interesadas sugerían fijar umbrales de participación muy inferiores (100 kW, 500 kW, < 1MW), haciendo referencia a otros mercados en los que la gestión de la demanda puede participar [Interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), mercado de balance y servicios auxiliares].

(142) Por otro lado, algunas partes criticaban que el elevado nivel de la garantía de licitación aplicable a la gestión de la demanda y la producción (5 000 GBP/MW en 2014) discriminaba a la gestión de la demanda. Sostenían que un nivel de estas características podía constituir una barrera de acceso, en particular para los nuevos proveedores de gestión de la demanda, ya que todos los participantes del mercado de capacidad debían garantizar una cobertura de suministro de duración indeterminada y los proveedores de gestión de la demanda podían tener más dificultades para cubrir un período de suministro extenso que los productores. Puesto que se percibía que los proveedores de gestión de la demanda presentaban mayor riesgo de incumplimiento, podían tener más dificultades para financiar el importe de la garantía de licitación.

(143) Por el contrario, fueron muchas las partes interesadas que señalaron la importancia de un umbral de participación de 2 MW. Más allá de la necesidad de mantener los costes administrativos en un nivel bajo, algunas partes interesadas indicador que i) el umbral de 2 MW no parecía ser un obstáculos a la participación de la gestión de la demanda, puesto que el Reino Unido probó un umbral de participación inferior para la segunda subasta transitoria (500 kW) y solo se cualificaron ocho CMU por debajo de 2 MW, aportando menos del 3 % de la capacidad total contratada en dicha subastada, y a la luz de que en las últimas subastas no se observó ninguna agrupación de CMU de gestión de la demanda en torno al umbral de 2 MW. Asimismo, señalaron que ii) el umbral de 100 kW empleado por el PJM se aplica a contrataciones regionales de menor envergadura y, por tanto, no es comparable.

(144) Varias partes interesadas explicaron que el requisito de la garantía de licitación era necesario para asegurar un suministro real y para disuadir los proyectos especulativos. Una parte interesada indicó que, en las subastas transitorias cuyo requisito de garantía de licitación era solo del 10 % del nivel normal, un porcentaje elevado de la nueva capacidad no se entregó (25 %).

(145) Por otro lado, algunas partes interesadas señalaron las ventajas concedidas a la gestión de la demanda en comparación con otras tecnologías:

a) la gestión de la demanda sin confirmar que no suministre la cantidad íntegra de su capacidad durante las pruebas de gestión de la demanda solo pierde su garantía de licitación de manera proporcional siempre que aun así suministren al menos el 90 % de la capacidad original comprometida, e incluso en ese caso, la CMU de gestión de la demanda puede seguir conservando su acuerdo de capacidad y evitar tasas de rescisión siempre que se mantenga por encima del umbral de 2 MW;

b) las tasas de rescisión son menores para la gestión de la demanda (hasta 10 000 GBP/MW) que para otras formas de capacidad (hasta 35 000 GBP/MW);

c) las pruebas conjuntas permiten que los proveedores de gestión de la demanda «minimicen» el riesgo de las pruebas de la gestión de la demanda distribuyendo el riesgo de suministro insuficiente entre varias CMU (es decir, es posible utilizar las CMU con excedente de suministro para compensar las CMU deficitarias);

d) desde 2015, los proveedores de gestión de la demanda solo tienen que constituir la garantía de licitación una vez para una CMU de gestión de la demanda sin confirmar y, por consiguiente, pueden superar la precualificación de múltiples subastas consecutivas aportando exclusivamente una sola garantía de licitación;

e) en 2016, el Gobierno del Reino Unido aumentó la garantía de licitación previa a la subasta para la producción de nueva construcción hasta las 10 000 GBP/MW, mientras que el nivel de garantía de licitación previa a la subasta para la gestión de la demanda sin confirmar se mantuvo en 5 000 GBP/MW;

f) el derecho automático de la gestión de la demanda a participar en las subastas como «fijador de precios» y presentar ofertas por encima del umbral de que los «seguidores de precios» deben aceptar;

g) factor de reducción uniforme del 84 % para la gestión de la demanda, independientemente de la tecnología utilizada para suministrar la capacidad, mientras que otras clases de tecnología cuentan con factores de reducción específicos que oscilan entre el 17 y el 96 %;

h) la capacidad de la gestión de la demanda para participar en negociación secundaria antes de la confirmación de la capacidad.

3.2.3.5. Apertura de la medida a fuentes de energía renovables y nuevas tecnologías

(146) Algunas partes interesadas alegaron que actualmente a determinadas energías renovables —en particular la eólica y la solar— no se les permitía participar en el mercado de capacidad, lo que contraviene las Directrices. Aunque habían recibido de buen agrado la adopción de nuevas normas para la energía solar y eólica en junio de 2019, criticaban que estas normas no estuviesen implantadas ya en 2014 y que las nuevas normas se ceñían a la energía eólica y solar y no incluían otras fuentes de energía renovables o nuevas tecnologías. Por ejemplo, un parque eólico fue descartado en la fase de precualificación para la subasta T-4 de 2017. Asimismo, no existía ningún mecanismo para la precualificación de energías renovables mercantiles para la subasta T-4 (cancelada) de 2018 (para el año de entrega 2022/2023). Otras observaciones se quejaban de que los factores de reducción aplicables a las fuentes de energía renovables eran excesivamente restrictivos.

(147) Otra parte interesada se oponía a la inclusión de energías renovables intermitentes en el mercado de capacidad —en particular las construidas y financiadas al amparo de otras medidas de apoyo—, puesto que seguirían en funcionamiento con independencia del pago del mercado de capacidad y podrían no ser capaces de producir y vender electricidad durante una situación de tensión.

3.2.3.6. Participación de capacidad interconectada

(148) Muchas partes interesadas señalaron la meta a largo plazo de la participación directa de capacidades extranjeras al tiempo que insistían en la necesidad de conceder al Reino Unido tiempo suficiente para adaptarse a ella, en consonancia con el Reglamento (UE) 2019/943.

(149) No obstante, otras partes criticaban el actual modelo liderado por interconectores que se utilizaba en el Reino Unido y demandaban un giro rápido a la participación directa de capacidad extranjera. Una observación indicaba que los interconectores tienen garantizadas rentabilidades reguladas a través del mecanismo de «máximos y mínimos». Por consiguiente, no sería correcto que estos interconectores participen en el mercado de capacidad mientras que los proyectos de producción que reciben subvenciones no pueden participar.

(150) Una parte interesada manifestó que debería haberse permitido que los interconectores participasen en la subasta T-1 celebrada a principios de 2018 para el año de entrega 2018/2019. Asimismo, criticó la exclusión de los interconectores de los contratos de capacidad de duración superior a un año, así como la metodología de reducción empleada con los interconectores, que se describe como discriminatoria, en particular porque se computa de manera individual en lugar de según el tipo de tecnología, como sucede con otras tecnologías que participan en el mercado de capacidad.

3.3. **Proporcionalidad de la medida**

(151) Una parte interesada cuestionó la conformidad del mercado de capacidad de Gran Bretaña con el apartado 230 de las Directrices, puesto que en 2016 los productores existentes adjudicatarios en las subastas del mercado de capacidad recibieron un precio de 22,50 GBP/kW/año, mientras que en 2017 recibieron un precio de 8,40 GBP/kW/año, lo que apunta a una compensación excesiva y beneficios inesperados.

3.3.1. *Diferencias en la duración del contrato aplicable*

(152) Las observaciones referentes a la duración del contrato aplicable se resumen en los considerandos 134 a 136.

3.3.2. *Exclusión de la STOR de larga duración*

(153) Una parte interesada manifiesta que la participación de proveedores de la STOR de larga duración [véase el considerando 32, letra f)] en el mercado de capacidad se traduciría en beneficios inesperados, mientras que la exclusión no menoscabaría la argumentación comercial original. Asimismo, estos operadores podrían participar en el mercado de capacidad y en las subastas anuales de contratos de la STOR de corta duración y posteriormente (de resultar adjudicatarios en las subastas del mercado de capacidad) renunciar a sus contratos de la STOR de larga duración sin ser sancionados.

(154) Otra parte interesada sostiene que no hay perspectivas de que los proveedores de la STOR de larga duración obtengan beneficios inesperados, ya que se dice que el mercado de capacidad ha llevado a precios de *cash-out* más bajos, precios mayoristas inferiores y una menor utilización de las centrales STOR. Por otro lado, los proveedores de la STOR de larga duración estarían excluidos *de facto* porque las Normas relativas al Mercado de Capacidad definitivas especificaban que solo se considerarían de nueva construcción las centrales eléctricas puestas en servicio después de 2014. Además, las entidades bancarias no aceptarían un acuerdo del mercado de capacidad de un solo año en favor de un contrato de la STOR de quince años. Asimismo, alegan que un mecanismo de reembolso sería más proporcionado que la exclusión completa y sugieren que debería adjudicarse a su central con carácter retroactivo los acuerdos del mercado de capacidad que deberían haber recibido de 2014 en adelante.

3.3.3. *Método de recuperación de costes*

(155) El método de recuperación de costes se basa en el consumo de electricidad entre las 4 y las 7 pm de todos los días laborables de invierno. Como se explica en el considerando 187 de la Decisión de incoación, el Reino Unido, antes de la consulta pública nacional sobre el mecanismo de capacidad, preveía inicialmente que el importe de las tasas se calculase sobre la base de la cuota de mercado de los proveedores de electricidad en la demanda de electricidad registrada durante los denominados períodos de «tríada», es decir, los tres períodos de media hora en que se registra el mayor consumo de electricidad del año en el Reino Unido entre noviembre y febrero.

(156) La mayoría de las observaciones recibidas sobre este aspecto consideran que la metodología de recuperación de costes es proporcionada. Sostienen que gracias a la metodología actual se consigue el equilibrio justo entre, por un lado, una base predecible y justa para aplicar los cargos a los proveedores, y, por otro, mantener una señal para reducir la demanda durante el período previsto de demanda máxima.

(157) Algunas partes interesadas también plantearon una serie de inquietudes en cuanto a la metodología de la «tríada» alternativa:

a) no se conseguiría ninguna reducción sustancial de la cantidad de capacidad que se ha de contratar a través del mercado de capacidad ni del coste de dicha capacidad;

b) habría situado los costes del mercado de capacidad de manera desproporcionada en los consumidores domésticos;

c) habría proporcionado una base impredecible sobre la que calcular las tasas, puesto que es difícil anticipar la oferta en las tríadas;

d) las situaciones de tensión en el sistema no guardarían necesariamente una correlación con los tres períodos de media hora que representan las tríadas;

e) la actividad ejercida por la gestión de la demanda o la producción integrada para evitar las tríadas (utilizada para financiar otras medidas) se ha traducido en decisiones de despacho ineficientes y en la caída de los precios mayoristas en situaciones de niveles máximos.

(158) Otras partes interesadas se mostraron críticas con la metodología de recuperación de costes elegida. Sostienen que i) no se ajusta a la expectativa de que el mercado de capacidad solo se activaría cuando la demanda alcance niveles máximos; ii) son pocos los proveedores de gestión de la capacidad que podrían reducir la demanda todos los días laborables de invierno entre las 4 y las 7 pm; y iii) el «verdadero» déficit de capacidad se sobrevaloraría y los costes globales del mercado de capacidad serían más altos. Asimismo, estas partes alegan que una metodología basada en los períodos de tríada sería más adecuada, ya que crearía un mercado para la prevención de costes del mercado de capacidad. Una parte interesada planteó una serie de argumentos adicionales: la metodología de la tríada no afectaría a la previsibilidad de los precios para la mayoría de proveedores, ya que prácticamente todos los clientes domésticos y pequeñas empresas tienen un perfil establecido; la evitación de la tríada ha conseguido animar a los clientes flexibles a participar en la gestión de la demanda; y la metodología basada en la franja horaria de 4 a 7 pm promueve el uso de producción *behind-the-meter* contaminante para reducir la demanda durante estos períodos.

(159) Algunas partes interesadas respaldaron la posición de la Comisión expuesta en el considerando 187 de la Decisión de incoación, según la cual, a la hora de valorar esta cuestión, la Comisión también tendrá en cuenta el apartado 25 de las Directrices, que afirma que la compatibilidad de la medida debe evaluarse exclusivamente sobre la base de los criterios establecidos en la sección 3.9.5 de las mismas Directrices. Esta disposición no conlleva ninguna referencia a la financiación de las medidas de adecuación de la producción. Otras, en cambio, hicieron mención de la sentencia del Tribunal General para criticar esta posición.

3.4. **Prevención de efectos negativos sobre la competencia y el comercio**

(160) Algunas partes interesadas indicaron que el mercado de capacidad debería i) estar concebido explícitamente para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero respaldando la seguridad del sistema a través de tecnologías con emisiones nulas; ii) apoyar más las energías renovables, o iii) favorecer fuentes de energía que sean estratégicamente importantes desde la perspectiva de la descarbonización, al tiempo que se excluyen paulatinamente los combustibles o tecnologías contaminantes que son incompatibles con un sector de la electricidad descarbonizado.

(161) Asimismo, algunas observaciones indicaban que la investigación de la Comisión debería tener en cuenta las nuevas normas aplicables a los mecanismos de capacidad incluidas en el Reglamento (UE) 2019/943, en particular para restringir la capacidad con emisiones elevadas de CO_2.

3.5. **Cláusula de efecto suspensivo**

(162) Algunas partes interesadas pusieron de relieve una serie de actuaciones emprendidas por el Reino Unido tras la sentencia del Tribunal General (véase el considerando 18): la celebración de una subasta T-1 de sustitución y (posiblemente) una subasta T-3 (véanse los considerandos 53 y 156 de la Decisión de incoación). Con estas actuaciones se seguiría haciendo valer los acuerdos existentes a cambio de la perspectiva de los pagos aplazados y la recaudación ininterrumpida de las tasas de proveedor. Esta situación proporcionaría a los participantes en el mercado de capacidad una ventaja económica durante el plazo suspensivo y, por consiguiente, constituiría una ayuda ilegal.

(163) Dichas partes solicitaron a la Comisión que emitiese un requerimiento de suspensión de acuerdo con el artículo 13, apartado 1, del Reglamento (UE) 2015/1589 del Consejo ([45]) en el que exigiese al Reino Unido la suspensión de toda ayuda ilegal hasta que la Comisión hubiese tomado una decisión sobre la compatibilidad de la ayuda.

4. **OBSERVACIONES DEL REINO UNIDO**

(164) En esta sección se resumen las observaciones del Reino Unido recibidas el 12 de abril de 2019 relativas a la Decisión de incoación y las recibidas el 7 de junio de 2019, el 19 de julio de 2019 y el 12 de septiembre de 2019.

4.1. **Objetivo de interés común y necesidad de la medida**

(165) Según el Reino Unido, su análisis, respaldado por el juicio de *National Grid Electricity System Operator* (NG ESO), demuestra que la ausencia del mercado de capacidad perjudicaría la seguridad del suministro de electricidad del Reino Unido haría que la expectativa de pérdida de carga superase la norma de fiabilidad de 3 horas/año todos los años a partir de 2019/2020. El 7 de junio de 2019, el Reino Unido indicó que, junto con NG ESO, había revisado el análisis presentado en diciembre de 2018 y descrito en los considerandos 102 a 104 (así como en los considerandos 94 a 96 de la Decisión de incoación) y confirmó que sigue representando la mejor y más reciente opinión en cuanto a la necesidad del mercado de capacidad.

(166) El Reino Unido rechaza el argumento de que el mercado de la electricidad de Gran Bretaña tenga un exceso de oferta:

a) El proceso para establecer los parámetros utilizado por NG ESO no es excesivamente prudente, sino que intenta garantizar un equilibrio apropiado de los riesgos (entre el exceso de contratación y la inadecuación de la capacidad) en lo que es un proceso inherentemente incierto. Recuerda que la OFGEM ofrece a NG ESO incentivos para predecir con precisión la demanda ([46]).

b) Los márgenes de capacidad para el invierno 2018/2019, mejores de lo esperado, ilustran la considerable incertidumbre y los desafíos que intervienen en la predicción de las necesidades de capacidad futuras con precisión (sin olvidar que la evaluación correspondiente a 2018/2019 se completó a principios de 2014). En el informe sobre las perspectivas para invierno de NG ESO se explicaba que estaba previsto que algunas unidades de mayor dimensión, que no habían accedido a un contrato en la subasta del mercado de capacidad, siguiesen operativas durante el invierno de 2018/2019. Esto podría explicarse por el aumento de los precios mayoristas impulsado por el incremento de los precios del gas y los costes del carbono.

c) Este cambio imprevisto y favorable en las condiciones del mercado antes del verano de 2018/2019 también permitió que el Gobierno del Reino Unido mandase un mensaje tranquilizados respecto a la situación de la seguridad del suministro ese invierno a pesar de la sentencia del Tribunal General. Aunque en la actualidad los precios de cierre son bajos, el Reino Unido manifiesta que este es uno de los logros del mercado de capacidad, que el alto nivel de competencia en las subastas ha garantizado la capacidad necesaria, incluidas algunas capacidades nuevas, a un coste para el consumidor menor de los previsto inicialmente.

d) En relación con el argumento de que el crecimiento significativo de los interconectores ha supuesto un exceso de oferta de capacidad, el Reino Unido señala que los interconectores participan en las subastas de capacidad con vistas a que su contribución a las necesidades de capacidad del Reino Unido se tenga debidamente en cuenta. Los factores de reducción aplicables a los interconectores se revisan anualmente para garantizar que siguen siendo apropiados.

(167) El Reino Unido cuestiona la idea de que el mercado únicamente de energía esté mejor situado para garantizar la adecuación de la producción. i) El Reino Unido recuerda los fallos de mercado descritos en los considerandos 105 a 109 (y en los considerandos 97 a 101 de la Decisión de incoación). ii) Respecto al despliegue de los contadores inteligentes, menos de un tercio de los consumidores utilizan actualmente contadores electrónicos y las tarifas dinámicas según discriminación horaria se encuentran en una fase muy temprana. Por consiguiente, el Reino Unido no cree que el fallo de mercado de la fiabilidad como bien público haya cambiado significativamente desde 2014 y opina que aún es muy pronto para evaluar cómo repercutirá en este fallo de mercado un despliegue mayor en el

([45]) Reglamento (UE) 2015/1589 del Consejo, de 13 de julio de 2015, por el que se establecen normas detalladas para la aplicación del artículo 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO L 248 de 24.9.2015, p. 9).

([46]) La OFGEM señala en su *Estado del mercado de la energía de 2018*: «Las previsiones de National Grid de la demanda de transporte se han situado sistemáticamente por encima de la realización desde 2011 en una media de aproximadamente 1,5 GW. Si bien puede considerarse prudente que el operador del sistema adopte un enfoque cauteloso respecto a la previsión de la demanda, este debe sopesarse frente a los costes de contratar capacidad adicional. A lo largo del último año, National Grid ha introducido una serie de cambios en su proceso de previsión de la demanda que, en términos generales, se tradujeron en reducciones de la que a su juicio era la demanda subyacente».

futuro. iii) La reforma del *cash-out* ha dado pie a precios máximos de *cash-out* más elevados desde la introducción del mercado de capacidad, pero el nivel inherentemente elevado de incertidumbre respecto a las situaciones de escasez hace que depender exclusivamente de que las rentas de escasez sean elevadas suponga una estrategia arriesgada para los inversores: es improbable que la reforma del *cash-out* resuelva por sí sola el problema del «*missing money*». iv) Haciendo mención a la revisión de las políticas energéticas de Australia en 2018 de la Agencia Internacional de la Energía, el Reino Unido señala que Australia experimenta unos precios de la electricidad elevados por la falta de competencia y por problemas estructurales, no porque sea un mercado únicamente de energía que funcione correctamente.

(168) Asimismo, el Reino Unido refuta la idea de que el mercado de capacidad perpetuaría el problema del «*missing money*». i) A través del procedimiento de subasta competitivo se expone el alcance del *missing money*. A medida que se abordan las cuestiones subyacentes que llevaron al problema del *missing money* y aumenta el potencial para obtener rentas de escasez a través del mercado de la electricidad, el Reino Unido espera que los participantes en el mercado dependan cada vez menos de los ingresos procedentes del mercado de capacidad porque las subastas competitivas empujarán los precios de cierre hasta que lleguen a cero. En ese momento, es posible que el mercado de capacidad deje de ser necesario. ii) A diferencia de lo que sostienen varias partes interesadas, el Reino Unido considera que los precios del mercado de la electricidad no se vieron influidos por la sentencia del Tribunal General ni por decisiones o anuncios posteriores del Gobierno. Atendiendo a las tendencias a más largo plazo, parece que, de hecho, los precios de carga base medios y la volatilidad de precios han aumentado desde el primer año de entrega del mercado de capacidad en 2017/2018. Esto sugiere que hay otros factores con mayor influencia en los precios y que algunas partes interesadas exageran el efecto de moderación de precios del mercado de capacidad.

(169) Según el Reino Unido, que cita el informe sobre la capacidad de electricidad de la reforma del mercado de la electricidad, elaborado por National Grid en 2018, se dispone de muy pocos datos sobre la gestión de la demanda y la mejor fuente de contratos de gestión de la demanda son los registros del mercado de capacidad, tal como se describe en el cuadro 2 de la Decisión de incoación (véase el cuadro 1 de la presente Decisión). El análisis de los resultados de las primeras subastas transitorias (véase el cuadro 4) indica que aproximadamente el 70 % de la gestión de la demanda que obtuvo contratos era producción *behind-the-meter*, normalmente productores diésel de reserva. De acuerdo con el Reino Unido, un sondeo sectorial reciente entre los proveedores de gestión de la demanda sugiere un nivel elevado de participación de la gestión de la demanda existente (70 %) en el mercado de capacidad. Por otro lado, las estimaciones de la participación de la gestión de la demanda en otros servicios de electricidad tienden a ser similares: por ejemplo, la cantidad de gestión de la demanda que participaba en la cartera de National Grid de productos y servicios de balance en 2015 ascendía a cerca de 708 MW. El Reino Unido señala que se han producido numerosos intentos por estimar la cantidad potencial total de capacidad de gestión de la demanda en el país, pero que estas estimaciones entrañan reservas significativas, a menudo asociadas a la falta de datos reales, lo que se traduce en estimaciones muy dispares. Por ejemplo, el Reino Unido señaló que, mientras que la *Association for Decentralized Energy* estimaba en 2016 que podría haber hasta 9,8 GW de componentes en todo el Reino Unido que podrían apagarse al menos una vez al año en 2020, el escenario energético del futuro elaborado por National Grid en 2018 contempla hasta 1 GW de gestión de la demanda a la baja industrial y comercial viable en 2019/2020, que prevé que se duplique prácticamente en diez años.

(170) Por lo que respecta a las subastas transitorias, el Reino Unido manifiesta que se han concebido expresamente para apoyar al sector de la gestión de la demanda y que las evaluaciones independientes de dichas subastas constataron que, en términos generales, habían conseguido alcanzar su objetivo. Un objetivo secundario de las subastas transitorias era ayudar a mejorar el conocimiento del sector. Gracias a las pruebas recopiladas en el transcurso de estas evaluaciones se identificaron formas para fomentar la participación de la gestión de la demanda en el mercado de capacidad, formas que ya se han aplicado o están en proceso de serlo (véase «pruebas conjuntas» en el considerando 145 o la reasignación de componentes de las CMU de gestión de la demanda en el considerando 180). Por último, el Reino Unido indica que se impidió que los participantes en las subastas transitorias participasen en las subastas T-4 de 2014 y 2015 (se les permite participar en todas las demás subastas T-4) porque no necesitaban el apoyo adicional disponible a través de la subasta en la medida en que eran suficientemente maduros para competir en estas subastas. No obstante, los participantes en las subastas transitorias podían acceder a las subastas T-1 para los correspondientes años de entrega, garantizando así que los participantes en las subastas transitorias disponían de una vía al mercado para cada año de entrega.

4.2. **Idoneidad de la medida**

4.2.1. *Instrumento elegido*

(171) El Reino Unido no comparte la opinión de algunas partes interesadas de que sería preferible una reserva estratégica en lugar del mercado de capacidad, extensivo a todo el mercado. Aunque el Reino Unido reconoce que las reservas estratégicas pueden ser una forma eficiente de resolver problemas de adecuación temporales, son una opción menos idónea en los mercados en que los problemas de capacidad son más graves o prolongados, que llevan conllevan un riesgo mayor de distorsión del mercado. Según el Reino Unido, esto se debe a una serie de factores, a saber, la poca eficiencia de mantener la reserva fuera del mercado, la necesidad de una gestión más centralizada de

dicha reserva estratégica, lo que podría traducirse en la adquisición de una capacidad de reserva insuficiente o inapropiada, y el riesgo de que con el tiempo la reserva se haga cada vez mayor a medida que las centrales optan por «engañar» al mecanismo, prefiriendo mantenerse en la reserva en lugar de arriesgarse a participar en un mercado únicamente de electricidad ([47]).

(172) Asimismo, el Reino Unido afirma que una reserva estratégica no incentivaría las inversiones en nuevas centrales. Por el contrario, puede crear efectivamente un límite de precios (o la percepción de un límite de precios) en el mercado, puesto que a los inversores podría preocuparles que las autoridades del Reino Unido, en caso de aumento de precios, se viesen presionadas a reducir el precio de despacho de reserva, eliminando sus ingresos de escasez y socavando su supuesto de inversión. De acuerdo con el Reino Unido, los mercados de capacidad extensivos a todo el mercado resultan más eficaces para incentivar las inversiones en nuevas capacidades para abordar problemas de adecuación a más largo plazo.

4.2.2. *Remuneración exclusiva del servicio de suministro puro de capacidad*

(173) El Reino Unido afirma que escogió las disposiciones de notificación antes de las situaciones de tensión para cumplir las Directrices, en particular el apartado 225, referente a la remuneración del suministro puro en lugar de la energía suministrada. Un mecanismo de despacho específico interferiría en los mercados. Como parte de la revisión quinquenal, el Reino Unido prevé estudiar mecanismos para proporcionar más información a los participantes respecto a las situaciones de tensión, aunque no contempla la aplicación de un modo de despacho íntegro.

(174) Por lo que respecta a la eficacia del régimen sancionador del mercado de capacidad, el Reino Unido estudiará reforzar el régimen sancionador como respuesta al aumento de la participación de tecnologías no convencionales como seguimiento a la revisión quinquenal.

(175) El Reino Unido reconoce que los proveedores de capacidad pueden enfrentarse a sanciones en los casos en que no suministren físicamente durante situaciones de tensión. En este sentido, puede decirse que el mercado de capacidad sigue un modelo de «energía suministrada». No obstante, en el contexto del mercado de capacidad, es muy improbable que se produzcan distorsiones en el despacho en la práctica porque las situaciones de tensión se definen por referencia a las acciones de último de recurso de NG cuando el mercado no ha cumplido. Por consiguiente, el mercado de capacidad se ajustaría a lo dispuesto en el apartado 225 de las Directrices.

4.2.3. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

4.2.3.1. Posible discriminación de los operadores de gestión de la demanda como consecuencia de la falta de acuerdos de entrega acotada en el tiempo

(176) El Reino Unido indica que los proveedores de capacidad que participaron en las subastas transitorias podían disponer de una variante del acuerdo de capacidad estándar sujeta a una «franja horaria»: los proveedores de capacidad podían optar por poner a disposición su capacidad entre las 4 y las 7 pm únicamente a cambio de una reducción de los pagos de capacidad. No obstante, la demanda de este producto en las subastas transitorias resultó ser insignificante: solo una de las 89 CMU que resultaron adjudicatarias en las subastas eligió este tipo de acuerdo. Por consiguiente, de acuerdo con el Reino Unido, la ausencia de un producto sujeto a una franja horaria en las subastas principales no puede considerarse un obstáculo significativo a la participación. Además, el Gobierno del Reino Unido manifiesta que los acuerdos de capacidad sujetos a una franja horaria no cumplen totalmente la necesidad de adecuación de la producción (las situaciones de tensión en el sistema no se limitan necesariamente a este momento del día) y crearían complejidad adicional para calcular la necesidad total de capacidad para un año de entrega dado.

4.2.3.2. Diferencias en la duración del contrato aplicable

(177) El Reino Unido indica que sin acceso a acuerdos de larga duración, la producción nueva financiada a través de proyectos podría no estar en condiciones de participar en las subastas de capacidad. Sin este período de amortización más extenso, los solicitantes con planes de construcción financiados a través de proyectos tendrían que presentar ofertas elevadas, incluso por encima del límite de precio de la subasta. Esto aumentaría innecesariamente los niveles de la licitación, incrementando el importe global de las ayudas pagadas a través del mecanismo de capacidad y el riesgo de beneficios inesperados para otros proveedores de capacidad. La consecuencia podría ser, incluso, que no participase ninguna capacidad de nueva construcción en la subasta, reduciendo así la competencia en las subastas.

(178) El Reino Unido destaca que las observaciones de las partes interesadas en las que se señalaban los escasos niveles de gasto de capital de la gestión de la demanda se ajustan a la información sobre los costes de capital de la gestión de la demanda a la baja reunida a través de la evaluación independiente de la segunda subasta transitoria. El Reino Unido estima que el coste medio de 0,15 GBP/kW es desdeñable si se compara con el umbral de gasto de capital mínimo de 270 GBP/kW para los acuerdos de quince años de duración. En relación con el argumento de que los

([47]) Este último se conoce como problema de la «pendiente resbaladiza».

agregadores soportan costes significativos de personal asociados a la administración y a la captación de clientes, el Reino Unido señala que este argumento solo es relevante para la actividad de agregación, no para la gestión de la demanda en sí, y que podrían esgrimirse argumentos similares respecto a otros tipos de capacidad. Por otro lado, el Reino Unido indica que la gestión de la demanda nueva con producción *behind-the-meter* también podría participar en el mercado de capacidad como producción y acceder a acuerdos de quince años de duración.

(179) El Reino Unido señala que el principio de no discriminación no exige que todas las empresas reciban exactamente el mismo trato en todos los casos. Las diferencias de trato podrían estar justificadas objetivamente —y de hecho podrían ser necesarias— para evitar la discriminación. La gestión de la demanda y la producción de nueva construcción no se encuentran en la misma posición, por ejemplo, por lo que respecta a su nivel de gasto de capital. Por consiguiente, no tiene que recibir necesariamente el mismo trato en relación con la duración del contrato disponible. Los resultados de las subastas hasta la fecha no indican que el acceso diferenciado a acuerdos de mayor duración este falseando los resultados de las subastas en la práctica. El resultado de la gestión de la demanda es comparable al de la producción de nueva construcción y habitualmente incluso mejor: por ejemplo, en la subasta T-4 más reciente, la gestión de la demanda sin confirmar obtuvo un nivel de adjudicación mayor y un volumen total superior en comparación con la producción de nueva construcción.

(180) Por último, el Reino Unido indica que las normas del mercado de capacidad se modificaron en junio de 2019 para permitir que los operadores de gestión de la demanda reasignasen componentes de su unidad del mercado de capacidad durante el período contractual. El Reino Unido sostiene que, sin una regulación adecuada, permitir que los operadores de gestión de la demanda tengan acceso a contratos de mayor duración en este caso podría crear fisuras en el sistema. Los operadores de gestión de la demanda podrían agregar componentes caros para alcanzar artificialmente los umbrales de gasto de capital antes de cambiarlos por otros más baratos durante el período contractual.

(181) Por lo que respecta a la exclusión de los interconectores de contratos de mayor duración, el Reino Unido señala que, a pesar de la ausencia de acuerdos plurianuales para los interconectores en el mercado de capacidad, existen planes de varios proyectos con interconectores, lo que sugiere que no son necesarios acuerdos de mayor duración para incentivar dicha inversión.

(182) El Reino Unido considera que el principio de utilizar los umbrales de gasto de capital para determinar la duración de los contratos sigue siendo apropiado y podría ampliarse. Por consiguiente, el 12 de septiembre de 2019 el Reino Unido se comprometió:

a) a permitir que todos los tipos de capacidades (salvo los interconectores) se sometan precualificación para pujar por las distintas duraciones de los contratos disponibles si pueden demostrar que cumplen los umbrales de gasto de capital descritos en el considerando 75; y

b) a revisar dichos umbrales de gasto de capital para garantizar que siguen siendo apropiados.

4.2.3.3. Garantía limitada para el volumen en la subasta T-1

(183) El enfoque seleccionado para reservar capacidad para la subasta T-1 aspira a alcanzar un equilibrio entre la minimización de riesgos para la seguridad del suministro (que favorecerían un volumen de subasta T-4 mayor) y los riesgos de una contratación excesiva (que favorecerían un volumen de subasta T-1 mayor). Por otro lado, las subastas T-1 se perciben como vía al mercado preferida para la capacidad de gestión de la demanda, ya que en general esta capacidad tiene plazos de entrega más cortos.

(184) Hasta la fecha se ha respetado el volumen de subasta comprometido en la Decisión de 2014 y los volúmenes reales subastados en T-1 han superado el volumen reservado cuatro años antes.

(185) Asimismo, el Reino Unido ha indicado que reservar para las subastas T-1 con cuatro años de antelación un porcentaje fijo de la cantidad total de capacidad para el año de entrega reduciría la cantidad de capacidad disponible para las nuevas instalaciones en T-4 y, por consiguiente, sería discriminatorio. Por otro parte, aumentaría el volumen de la subasta T-1 hasta un nivel que no podría cumplirse necesariamente y podría desembocar en subastas T-1 poco competitivas, en particular si coinciden con cierres adicionales de centrales.

(186) La potestad del Secretario de Estado para aplazar o cancelar una subasta de capacidad (véanse los considerandos 65 y 138) es necesaria para garantizar una supervisión eficaz del mercado de capacidad y del procedimiento de subasta y para permitir que el Gobierno del Reino Unido emprenda medidas en circunstancias imprevistas (por ejemplo, la cancelación de las subastas tras la sentencia del Tribunal General). Asimismo, el Reino Unido señala que estas disposiciones afectan por igual a las subastas T-4 y T-1 y a todos los participantes precualificados. Por consiguiente, no puede decirse que coloque en situación de desventaja a un tipo concreto de proveedor de capacidad.

(187) Para seguir dando visibilidad a los proveedores de capacidad, el 12 de septiembre de 2019 el Reino Unido se comprometió:

a) a seguir contratando en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes como parte del proceso para fijar parámetros correspondiente a la subasta a cuatro años vista para el mismo año de entrega; y

b) a seguir utilizando la metodología de reserva sobre la base de un intervalo de confianza del 95 % descrita en el considerando 62 para determinar la cantidad mínima de capacidad que se reservará para una subasta a un año vista.

(188) De acuerdo con el Reino Unido: i) una subasta T-2 orientada a la producción descentralizada de menor tamaño discriminaría a las centrales con un tiempo de construcción superior. Por otro lado, no queda clara la necesidad de una subasta T-2, puesto que la producción integrada a pequeña escala con un tiempo de construcción inferior ha sido una de las categorías de nueva producción que más éxito han tenido en las subastas T-4 hasta la fecha; ii) las subastas semanales no enviarían las señales de inversión a largo plazo que constituyen uno de los objetivos del mercado de capacidad y no queda claro cuál es la ventaja que aportarían respecto a la seguridad del suministro ni en qué se diferenciarían de los mecanismos de negociación secundarios existentes.

4.2.3.4. Umbral de participación mínimo

(189) El Reino Unido señala que la finalidad del umbral mínimo de 2 MW es mantener una administración razonable de los procesos del mercado de capacidad. La capacidad de agregar garantiza que las capacidades más pequeñas no se ven excluidas o desfavorecidas en el mercado de capacidad. La segunda subasta transitoria no atrajo un interés significativo de las CMU de menos de 2 MW (véase el considerando 68). El Reino Unido señala que, en el caso de las subastas recientes, no se produjo el agrupamiento de CMU al nivel de 2 MW que uno esperaría encontrar si hubiese preferencia o deseo por CMU más pequeñas. Por otro lado, al igual que en su notificación de 2014, el Reino Unido recuerda que 2 MW es un umbral bajo, en particular porque los servicios de balance de National Grid en 2014 tenían unos umbrales de participación más altos (3 MW para la STOR y la Frequency Response) y porque es muy inferior al utilizado en muchos otros mecanismos de capacidad europeos, donde no es raro encontrar umbrales de 10-50 MW (adjuntando una referencia al Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad ([48])).

(190) El Reino Unido está de acuerdo con las observaciones de las partes interesadas mencionadas en los considerandos 143 a 145.

(191) El Reino Unido indica que participar como parte de una CMU agregada debería permitir en la mayoría de casos estar a salvo de riesgos de incumplimiento. El agregador puede diseñar sus CMU de tal forma que el fallo de un componente pueda compensarse con otro componente, ya sea de la misma CMU o de otra CMU de la cartera, reduciendo así el riesgo de incurrir en sanciones o tasas de rescisión.

(192) El Reino Unido también afirma que mantener el nivel de la garantía de licitación a la mitad del nivel correspondiente a la producción de nueva construcción se considera apropiado para garantizar que el requisito no crea una barrera de entrada indebida para la nueva gestión de la demanda. Por lo que respecta a la exposición de los operadores de gestión de la demanda al nivel íntegro de la garantía de licitación incluso aunque la mayor parte de los componentes estén confirmados, la modificación de la norma sobre la reasignación de componentes (véase el considerando 180) ha creado un mecanismo de flexibilidad para abordar totalmente esta cuestión.

(193) El Reino Unido reconoce que podría haber unas pocas CMU de menos de 2 MW que desean participar en la subasta y prefieren no recurrir a la agregación, pero no cree que el umbral mínimo de 2 MW represente un obstáculo técnico a la participación de la gestión de la demanda. Con todo, el Reino Unido es consciente de que desde 2014 ha habido una tendencia hacia umbrales de acceso inferiores en los mercados de la electricidad, como por ejemplo el umbral de 1 MW de la TERRE ([49]).

(194) Para tener en cuenta la evolución del mercado descrita en el considerando 193, el 12 de septiembre de 2019 el Reino Unido se comprometió:

a) a reducir el umbral mínimo para participar en el mercado de capacidad, tal como se describe en los considerandos 30 y 31, a 1 MW para todas las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020; y

([48]) Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, SWD(2016) 385 final.

([49]) Plataforma Europea para el Intercambio de Reservas de Sustitución, un mercado paneuropeo de servicios de balance cuya entrada en funcionamiento está prevista para finales de 2019.

b) a evaluar nuevamente este umbral en octubre de 2021 a más tardar para examinar la posibilidad de una reducción adicional.

4.2.3.5. Apertura de la medida a fuentes de energía renovables y nuevas tecnologías

(195) El Reino Unido indica que en 2014 se esperaba que la energía eólica y solar requiriesen, dados sus elevados costes de capital, un gran apoyo hipocarbónico expreso, como por ejemplo el régimen de contratos por diferencias (CFD) o su predecesor, la obligación de renovables (RO). La percepción de estas subvenciones las excluiría de hecho de participar en el mercado de capacidad. Por consiguiente, no se estimó necesario elaborar y aplicar normas para permitir su participación.

(196) El Reino Unido reconoce que los costes de capital de determinadas energías renovables han disminuido drásticamente en los últimos años. En cuanto quedó patente que había interés en construir instalaciones eólicas y solares «sin subvenciones» e incluirlas en el mercado de capacidad, se investigaron los cambios necesarios y se introdujeron tan rápido como fue posible, incluida la determinación de una nueva metodología de reducción y el control de las posibles ayudas estatales por duplicado. Los cambios necesarios en las Normas relativas al Mercado de Capacidad para incorporar estas tecnologías intermitentes fueron aprobados por el Parlamento del Reino Unido el 4 de junio de 2019. El Reino Unido confirma que las energías renovables (eólica y solar) podrán participar en las subastas T-1, T-3 y T-4 programadas para enero de 2020 (siempre que la decisión final en materia de ayudas estatales respecto al régimen sea positiva). En consecuencia, el parque eólico mencionado en el considerando 146, que no pudo participar en la precualificación para la subasta T-4 cancelada en 2018, podría seguir participando en la próxima subasta T-3, es decir, para el mismo año de entrega (2022/2023).

(197) Para evitar que se repitan situaciones como la descrita en el considerando 146, el Reino Unido se comprometió el 12 de septiembre de 2019 a desarrollar todas las normas necesarias (por ejemplo, a título enunciativo, los factores de reducción) para garantizar la participación efectiva de cualquier tipo de capacidad nueva que pueda contribuir eficazmente a resolver el problema de adecuación de la producción, tan pronto como dicha capacidad tenga potencial para contribuir a resolver el mencionado problema.

(198) El Reino Unido discrepa con la observación mencionada en el considerando 147. Poniendo como ejemplo el fenómeno meteorológico extremo de marzo de 2018 (la denominada «Bestia del Este»), en el que el viento resultó ser un factor clave para evitar una situación de tensión, el Reino Unido subraya que la energía eólica contribuye de manera comprobada a la seguridad del suministro. Por consiguiente, tras un análisis exhaustivo se ha desarrollado una metodología de reducción adecuada para dichas instalaciones, con vistas a su inclusión en el mercado de capacidad.

4.2.3.6. Participación de capacidad interconectada

(199) El Reino Unido indica que siempre ha dejado claro que considera que la participación directa de capacidad extranjera en el mercado de capacidad es la mejor solución para contribuir a la seguridad del suministro. No obstante, no fue posible poner en marcha inmediatamente la participación extranjera directa por los motivos expuestos en el considerando 35 (y en el considerando 28 de la Decisión de incoación).

(200) Habida cuenta de que desde 2014 otros Estados miembros han puesto en marcha mecanismos de capacidad extensivos a todo el mercado con expectativas de permitir la participación directa de capacidades extranjeras, y considerando la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2019/943 el 4 de julio de 2019, el 12 de septiembre de 2019 el Reino Unido se comprometió:

a) a intentar aplicar la participación directa de capacidad extranjera en las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, supeditada a la celebración de acuerdos de cooperación con los operadores del sistema de transporte de los países vecinos en que se ubican las capacidades participantes; y, en cualquier caso

b) a aplicar la participación directa de capacidad extranjera en todas las subastas cuya precualificación comience después de que las metodologías, normas comunes y disposiciones mencionadas en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad hayan sido aprobadas por la ACER y publicadas en su sitio web de acuerdo con el artículo 27 de dicho Reglamento y hayan pasado a ser aplicables.

(201) El Reino Unido no considera que el régimen de «máximos y mínimos» aplicable a los interconectores les conceda una ventaja indebida en la subasta del mercado de capacidad. Cualquier ingreso procedente del mercado de capacidad se analiza antes de evaluar los ingresos de un interconector por lo que se refiere al régimen de máximos y mínimos. Un interconector solo recibiría un pago mínimo si los ingresos totales (incluidos los procedentes del mercado de capacidad) se sitúan por debajo del mínimo predefinido. De igual manera, si los ingresos totales superan el máximo, el interconector abonará el excedente al consumidor. Los interconectores siguen estando expuestos a los precios de mercado y las fluctuaciones de ingresos dentro de los límites del régimen de máximos y mínimos.

(202) Por último, el Reino Unido indicó que había dejado claro a todas las partes interesadas desde septiembre de 2014 que los interconectores podrían participar en las subastas para el año de entrega 2019/2020: por tanto, no en la subasta T-1 organizada a principios de 2018 para el año de entrega 2018/2019. Según el Reino Unido, como parte del proceso de evaluación de la ayuda estatal de 2014, se comprometió a lo siguiente: si la evaluación *ex post* demostraba que la contribución de los interconectores en la subasta T-4 programada para 2014 se había infravalorado, el Reino Unido reduciría la cantidad de capacidad en la subasta T-1 de 2017 en consecuencia (véase el considerando 124 de la Decisión de 2014). El Reino Unido sostuvo que, para respetar este compromiso, tenía que reducir la cantidad de capacidad que se contrataría en la T-1 para el año de entrega 2018/2019, lo que era incompatible con un incremento de la cantidad de capacidad por contratar (que habría sido necesaria para permitir que los interconectores participasen en esta subasta T-1). Por lo que respecta a la metodología de reducción utilizada con los interconectores, el Reino Unido indicó que las metodologías varían en función del tipo de tecnología para garantizar la igualdad de condiciones. Concretamente, los factores de reducción se fijan en función de cada interconector, dadas las diferencias significativas entre interconectores y mercados conectados. Por otro lado, NG ESO establece todos los años la oportuna horquilla modelizada de factores de reducción para cada país interconectado (recurriendo a una metodología de modelización paneuropea estocástica). Posteriormente, el grupo de expertos técnicos valida esta metodología global, lo que confirma que el análisis de NG ESO es preciso y apropiado, y sugiere la reducción apropiada de cada horquilla. A continuación, el Secretario de Estado adopta los valores definitivos. Asimismo, el Reino Unido subrayó que la adjudicación de contratos de mayor duración a los interconectores sería incongruente con la postura del Reino Unido de que el modelo de interconectores es una solución a corto plazo (véase el considerando 199) hasta que se introduzca la participación extranjera directa.

4.3. **Proporcionalidad de la medida**

4.3.1. *Diferencias en la duración del contrato disponible*

(203) Las observaciones referentes a la duración del contrato disponible se resumen en los considerandos 177 a 180.

4.3.2. *Exclusión de la STOR de larga duración*

(204) El Reino Unido sostuvo que el enfoque adoptado respecto a los proveedores de la STOR de larga duración en 2014 se basó en los mejores datos disponibles en ese momento. Se esperaba que los operadores obtuviesen beneficios inesperados de permitírseles participar en el mercado de capacidad, lo que habría supuesto una contravención de los apartados 228 y 230 de las Directrices. En el momento, cabía esperar que los operadores de la STOR recibiesen pagos sustanciales de utilización durante los próximos años además de los pagos fijos de disponibilidad.

(205) El Reino Unido no esperaba que los pagos de utilización cesasen efectivamente completamente. Ahora, es probable que los proveedores de la STOR de larga duración solo reciban pagos de utilización en caso de una situación de tensión, ya que NG despachará todos los recursos de que disponga ante tal situación.

(206) El Reino Unido sostenía que la exclusión de las centrales de la STOR de larga duración de licitar en el mercado de capacidad por acuerdos de larga duración se ajustaba a la lógica de ofrecer acuerdos de larga duración únicamente a las centrales que, de lo contrario, habrían experimentado una barrera de acceso. Por otro lado, las centrales puestas en servicio coincidiendo con la primera subasta del mercado de capacidad en 2014 ya no podían considerarse «nuevas».

(207) El Reino Unido puso de relieve que los operadores podían optar por retirarse de los contratos de la STOR en caso de haber obtenido otro en una subasta del mercado de capacidad, ya que la rescisión de sus contratos de la STOR de larga duración no conllevaba sanciones.

(208) El Reino Unido explicó que la parte interesada no propuso el «mecanismo de reembolso» sugerido en 2014 y que este no se estimó necesario porque se consideró que los ingresos disponibles para los operadores de la STOR de larga duración eran equivalentes a los regímenes de subvención hipocarbónicos (CFD, RO, FiT), excluidos también de la participación en el mercado de capacidad.

(209) El Reino Unido señaló que la solución propuesta por la parte interesada de adjudicar a la central acuerdos con carácter retroactivos, a contar desde 2014, resulta poco razonable. Con ello se ofrecería al operador, sin riesgo alguno, unos ingresos costeados por el consumidor por un período en el que no ha tenido ninguna obligación en virtud del mercado de capacidad.

(210) Puesto que las circunstancias del mercado pueden haber cambiado desde 2014, el Reino Unido desea estudiar si es apropiado permitir su admisibilidad para futuras subastas.

4.3.3. *Método de recuperación de costes*

(211) El Reino Unido hizo hincapié, en relación con la evaluación de la proporcionalidad de una medida, en que las Directrices (sección 3.9.5) no incluyen la financiación de una medida de adecuación de la producción como criterio relevante. Aun así, el Reino Unido considera que la metodología de cobro es proporcional.

(212) El Reino Unido indicó que, independientemente de la cantidad de gestión de la demanda que incentive la prevención de costes del mercado de capacidad, no puede reflejarse en una reducción del volumen global del mercado de capacidad. La razón es que la misma capacidad de gestión de la demanda puede participar en el mercado de capacidad y suministrar el volumen requerido. Reduciendo el volumen global del mercado de capacidad se correría el riesgo de contabilizar dos veces la capacidad aportada por dicha gestión de la demanda: en primer lugar, como reducción de la demanda basada en el mercado prevista y, en segundo lugar, como proveedor de gestión de la demanda dentro del mercado de resultar adjudicatario en la subasta.

(213) Por otro lado, ya existen incentivos poderosos para la reducción de la demanda durante los tres picos de tríada de media hora (el valor del beneficio se deriva de que las disposiciones de cobro del *Transmission Network Use of System* aumentaron, pasando de 10 GBP/kW en 2005/2006 a aproximadamente 47 GBP/kW en 2016/2017, y se preveía que aumentasen por encima de 70 GBP/kW en 2020/2021). Sería improbable que permitir la elusión de costes del mercado de capacidad en este mismo período estimulase cualquier actividad de gestión de la demanda adicional, sino que probablemente proporcionaría una compensación financiera mayor a los proveedores de gestión de la demanda que ya actuaban para reducir la demanda en esos momentos.

(214) El Reino Unido señaló que las situaciones de tensión en el sistema no estarán necesariamente correlacionadas con los tres períodos de media hora que representan las tríadas; las situaciones de tensión también pueden estar asociadas a momentos de escasa disponibilidad de producción (por ejemplo, viento) o tener una duración mayor. Por otro lado, resulta difícil prever la oferta (y la cuota de mercado de la oferta) en las tríadas, ya que estas se identifican *a posteriori* (es decir, sus parámetros temporales solo se conocen después de que termine la temporada de tríadas). En consecuencia, los proveedores podrían tener discrepancias significativas entre los costes del mercado de capacidad que han previsto y los reales, lo que podría traducirse en un aumento de costes para los consumidores, puesto que los proveedores intentarían gestionar la incertidumbre repercutiendo los costes con una prima de riesgo. Asimismo, basar la metodología de recuperación de costes del mercado de capacidad en un número mayor de horas (es decir, niveles máximos entre las 4 y las 7 pm de los días laborables de invierno) dificulta que los clientes industriales de mayores dimensiones eviten totalmente los costes del mercado de capacidad y, por tanto, les concede un trato más parecido al de los consumidores domésticos y pequeñas empresas.

(215) De acuerdo con el Reino Unido, el argumento de que la actual metodología promueve únicamente la producción *behind-the-meter* como gestión de la demanda se basa en el supuesto de que el período de 4 a 7 pm es demasiado amplio para que los clientes reduzcan regularmente la demanda durante estas horas. El Reino Unido señala que no es necesario reducir la demanda durante todo el período para obtener beneficios; simplemente implicaría que los proveedores de gestión de la demanda a la baja no obtendrían todos los beneficios.

(216) Si bien el Reino Unido considera que la metodología de recuperación de costes elegida es proporcional en la medida en que mantiene cierto efecto incentivador para la gestión de la demanda y evita o minimiza los impactos negativos asociados a una metodología de tríadas, tiene la intención de analizar, en el marco del proceso de revisión quinquenal, si determinados cambios podrían ser útiles para reflejar la experiencia y la evolución del mercado.

4.4. **Prevención de efectos negativos sobre la competencia y el comercio**

(217) El Reino Unido señaló que el Reglamento (UE) 2019/943 obliga a los Estados miembros a eliminar progresivamente los acuerdos y pagos por la capacidad de producción (incluidos los productores utilizados por operadores de gestión de la demanda *behind-the-meter*) que emitan más de 550 g de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad. El 18 de julio de 2019 entró en vigor la correspondiente modificación de las Normas relativas al Mercado de Capacidad. Con ella se introdujo un límite de las emisiones de carbono de dicho nivel para la capacidad de nueva construcción que pretenda precualificarse para las subastas de capacidad cuya celebración se ha fijado a principios de 2020 (incluidos todos los componentes de nueva construcción que accedan como gestión de la demanda sin confirmar).

(218) El 12 de septiembre de 2019, el Reino Unido se comprometió a respetar las disposiciones del Reglamento (UE) 2019/943 y, en particular, a adoptar a finales de 2020 una serie de cambios reglamentarios para garantizar que, a partir del 1 de julio de 2025 a más tardar, la capacidad de producción que comenzase la producción comercial antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 g de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO_2 procedente de combustibles fósiles de media por año y kWe instalado no sea objeto de un compromiso, no reciba pagos ni compromisos de pagos futuros en virtud del mecanismo de capacidad.

4.5. **Cláusula de efecto suspensivo**

(219) El Reino Unido reconoce que la consecuencia de la sentencia del Tribunal General es que, a menos que la Comisión, tras la investigación formal, alcance una decisión por la que autorice la concesión de ayudas estatales en virtud del régimen del mercado de capacidad y hasta ese momento, el Reino Unido no puede conceder ayudas. No obstante, de la sentencia no se desprende que el Reino Unido no pueda manejar elementos del régimen que no impliquen la concesión de ayudas.

(220) De acuerdo con el Reino Unido, no se incumple la cláusula de efecto suspensivo en las siguientes situaciones:

a) adjudicación de acuerdos de capacidad condicionales tras una subasta T-1 complementaria celebrada en junio de 2019 (véase el considerando 18, letra a), porque dichos acuerdos no confieren ninguna ventaja económica a los proveedores a menos que la Comisión conceda la autorización de las ayudas estatales y hasta ese momento. Los proveedores tendrán que cumplir determinadas obligaciones sin ninguna garantía de que recibirán pagos de capacidad u otra ventaja económica, ya que los pagos están supeditados a la autorización de la Comisión;

b) exigencia a los proveedores del cumplimiento de sus obligaciones en virtud de acuerdos de capacidad existentes durante el plazo suspensivo. Una vez más, los proveedores no tienen ninguna garantía de que los pagos de capacidad se efectuarán en última instancia. Por otro lado, esto impone una carga sobre los proveedores de capacidad, no una ventaja;

c) permitir a los proveedores la realización de pagos voluntarios al organismo de liquidación del mecanismo de capacidad durante el plazo suspensivo para compensar sus posibles responsabilidades por la tasa de proveedor, y permitir al organismo de liquidación que reciba dichos pagos. Los pagos de los proveedores no financiarán ayudas a menos que la Comisión conceda la autorización de las ayudas estatales y hasta ese momento.

4.6. **Transparencia**

(221) El Reino Unido se comprometió a aplicar las condiciones de transparencia establecidas en la sección 3.2.7 de las Directrices en la medida en que sean aplicables a las ayudas concedidas en virtud del mercado de capacidad.

5. **EVALUACIÓN DE LA AYUDA**

5.1. **Ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE**

(222) En la Decisión de incoación, la Comisión expresó su postura preliminar de que la medida constituía una ayuda estatal a tenor del artículo 107, apartado 1, del Tratado. Ni el Reino Unido ni ningún interesado cuestionaron dicha postura.

(223) El artículo 107, apartado 1, del Tratado define las ayudas estatales como «las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma».

(224) Las ayudas estatales en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado son incompatibles con el mercado interior cuando «falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones» y «en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros».

(225) En el artículo 107, apartados 2 y 3, del Tratado se enumeran las circunstancias específicas en las que una ayuda es compatible o, no obstante, puede considerarse compatible con el mercado interior. En la sección 6 se recoge la evaluación de la Comisión de si en este caso se da alguna de dichas circunstancias.

5.1.1. *Imputabilidad al Estado y financiación mediante fondos estatales*

(226) Para que las medidas se consideren una ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado, a) deben ser imputables al Estado y b) deben financiarse con cargo a recursos estatales, bien directamente o de manera indirecta a través de un organismo público designado o instaurado por el Estado ([50]). Por las razones expuestas en los considerandos 227 a 229 de la presente Decisión, la Comisión estima que la medida es imputable el Reino Unido y que los pagos de capacidad constituyen fondos estatales puesto que están bajo el control del Estado.

(227) El mercado de capacidad fue instaurado por el Secretario de Estado de Energía y Cambio Climático del Reino Unido en virtud de las competencias que le fueron conferidas por la Ley de Energía de 2013. El Reino Unido adoptó legislación secundaria en forma de Reglamento relativo a la Capacidad Eléctrica y Normas relativas al Mercado de Capacidad el 1 de agosto de 2014, por los que se rige la aplicación del mercado de capacidad. El Estado es responsable de cuestiones como la aprobación de la cantidad de capacidad que se va a subastar, los procedimientos de precualificación, el contenido de los acuerdos de capacidad y las obligaciones de los titulares de la capacidad.

([50]) Sentencia de 22 de marzo de 1977, Steinike & Weinlig/Alemania (76/78, Rec. p. 595), apartado 21; Sentencia de 13 de marzo de 2001, PreussenElektra (C-379/98, Rec. p. I-2099), apartado 58; Sentencia de 15 de mayo de 2019, Achema, C-706/17, apartados 47 y siguientes.

(228) El Reino Unido estableció un organismo de liquidación que se encargase de la rendición de cuentas, la gobernanza y el control del proceso de liquidación y los pagos desembolsados. El organismo de liquidación es de propiedad pública y las autoridades del Reino Unido afirmaron que el Gobierno conserva control global sobre él (véase el considerando 27).

(229) Como se describe en los considerandos 88 y 89, la medida se financia a través de una tasa suplementaria (exacción) establecida por ley y aplicada a todos los proveedores autorizados. La exacción es obligatoria y de su recaudación se encarga el organismo de liquidación. A continuación, el organismo de liquidación ordena la realización de los pagos a los proveedores de capacidad. El Estado, a través del organismo de liquidación, tiene el poder de disponer de los fondos.

5.1.2. *Ventaja económica conferida a determinadas empresas o producciones (ventaja selectiva)*

(230) Una ventaja, a tenor del artículo 107, apartado 1, del TFUE, es todo beneficio económico que una empresa no habría obtenido en condiciones normales de mercado, es decir, sin la intervención estatal ([51]).

(231) La Comisión señala que los adjudicatarios en las subastas del mercado de capacidad reciben una remuneración a través del mercado de capacidad que no percibirían si siguiesen operando en el mercado de la electricidad en condiciones económicas normales vendiendo electricidad y servicios auxiliares únicamente (BETTA, tal como se describe en la sección 2.8). Por consiguiente, la medida confiere una ventaja económica a las empresas que han conseguido un contrato en las subastas del mercado de capacidad. Esta ventaja es selectiva, en la medida en que favorece únicamente a determinadas empresas, a saber, a los adjudicatarios en las subastas del mercado de capacidad que se encuentran en una situación fáctica y jurídica comparable a la de otros proveedores de capacidad que no pudieron o quisieron participar, o que participaron para no obtuvieron un contrato.

(232) Asimismo, hasta la fecha la medida ha conferido una ventaja selectiva únicamente a determinadas empresas capaces de ayudar a resolver el problema de adecuación identificado, ya que las capacidades inferiores a 2 MW (véanse los considerandos 30 y 31) y las capacidades extranjeras están excluidas de la participación directa en el mercado de capacidad (véase el considerando 34), a pesar de que también pueden contribuir a reducir el problema de adecuación identificado. Por lo que respecta al futuro, la existencia de un umbral mínimo para participar en el mercado de capacidad, incluso aunque se reduzca tal como se describe en el considerando 193, seguirá excluyendo la participación directa (es decir, sin agregación) de determinadas capacidades en el mercado de capacidad. Además, a menos que todas las capacidades extranjeras situadas en Estados miembros vecinos y no vecinos puedan participar en el mercado de capacidad, dicho mercado continuará excluyendo a determinadas empresas capaces de ayudar a atajar el problema de adecuación identificado. En consecuencia, también desde esta perspectiva más restringida, la medida confiere una ventaja selectiva.

5.1.3. *Falseamiento de la competencia y el comercio dentro de la UE*

(233) La medida plantea el riesgo de falsear la competencia y afectar al comercio dentro del mercado interior. La producción de electricidad, así como los mercados mayorista y minorista de electricidad, son actividades abiertas a la competencia en toda la Unión ([52]). Por lo tanto, una ventaja concedida con fondos estatales a cualquier empresa del sector puede afectar al comercio dentro de la Unión y falsear la competencia.

5.1.4. *Conclusión sobre la evaluación en virtud del artículo 107, apartado 1, del Tratado*

(234) A la luz de la evaluación recogida en la presente sección, la Comisión concluye que la medida constituye una ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del Tratado. El artículo 107, apartado 1, está sujeto a la aplicación de cualquiera de los supuestos de compatibilidad específicos recogidos en el artículo 107, apartados 2 y 3, del Tratado. El único supuesto que podría resultar pertinente en este caso es el previsto en el artículo 107, apartado 3, letra c). En la sección 6 se evalúa si se cumple dicho supuesto en este caso.

5.2. **Licitud de la ayuda**

(235) Aunque las autoridades del Reino Unido notificaron el mercado de capacidad antes de su entrada en vigor, la Decisión de 2014 por la que se autorizaba la medida fue anulada posteriormente por el Tribunal General. A la luz de la sentencia del Tribunal General por la que se anula la Decisión de 2014, la aplicación de la medida en cuestión hasta la sentencia del Tribunal General debe considerarse ilegal ([53]).

([51]) Sentencia del Tribunal de Justicia de 11 de julio de 1996, SFEI y otros, C-39/94, EU:C:1996:285, apartado 60; Sentencia del Tribunal de Justicia de 29 de abril de 1999, España/Comisión, C-342/96, EU:C:1999:210, apartado 41.

([52]) Véanse, en particular, el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.o 1228/2003 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 15), la 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), el Reglamento (UE) 2019/943 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 (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([53]) Véase la sentencia de 12 de febrero de 2008, CELF, C-199/06, EU:C:2008:79, apartados 61 y 64.

(236) Desde que se dictó la sentencia del Tribunal General y la anulación de la Decisión de 2014 en noviembre de 2018, el Reino Unido introdujo determinadas medidas enumeradas en el considerando 18. En la presente sección se examina si dichas medidas constituyen una ayuda estatal ilegal nueva.

(237) En primer lugar, por lo que respecta a la organización de una subasta T-1 complementaria en junio de 2019, no se produjo ninguna vulneración de la cláusula de efecto suspensivo, puesto que los contratos adjudicados como resultado de dicha subasta incluían una cláusula de condicionalidad a efectos de que únicamente confiriesen derechos en caso de decisión positiva en materia de ayudas estatales. Por consiguiente, la medida instaurada por el Reino Unido después de noviembre de 2018 no constituye una ayuda ilegal nueva.

(238) En segundo lugar, en relación con la ejecución continuada de los contratos de capacidad adjudicados en subastas celebradas antes de noviembre de 2018 y la recaudación de las tasas del mercado de capacidad de los proveedores mientras los pagos del mercado de capacidad se habían suspendido, el Reino Unido no ha incumplido la cláusula de efecto suspensivo. No es posible considerar que estas medidas confieren una ventaja económica, ya que representan un coste para las empresas, no un beneficio. Por consiguiente, esta medida en solitario no constituye una ayuda ilegal nueva.

(239) En tercer lugar, respecto al lanzamiento de procedimientos de precualificación el 22 de julio de 2019 para una subasta T-1, una subasta T-3 y una subasta T-4, todas ellas programadas para el primer trimestre de 2020, hasta la fecha no se ha celebrado ningún contrato. En consecuencia, dicha medida tampoco constituye una ayuda ilegal nueva.

6. **COMPATIBILIDAD CON EL MERCADO INTERIOR SOBRE LA BASE DEL ARTÍCULO 107, APARTADO 3, LETRA C), DEL TRATADO**

(240) El artículo 107, apartado 3, letras a) a e), del Tratado especifica determinados tipos de ayudas que pueden considerarse compatibles con el mercado interior. La letra c) comprende las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades económicas o de determinadas regiones económicas, siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común.

(241) Las Directrices de la Comisión sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 ([54]) («las Directrices») definen las condiciones en las que las ayudas a la energía y el medio ambiente pueden ser consideradas compatibles con el mercado interior en virtud del artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado. Las Directrices son aplicables desde el 1 de julio de 2014. La sección 3.9 de las Directrices establece las condiciones específicas para las ayudas concedidas para garantizar la adecuación de la producción.

(242) Como se menciona en el considerando 235, el resultado de la anulación de la Decisión de 2014 es que la aplicación de la ayuda hasta la sentencia del Tribunal General debe considerarse ilegal. De conformidad con la Comunicación de la Comisión sobre la determinación de las normas aplicables a la evaluación de las ayudas estatales ilegales ([55]), la Comisión ha evaluado la compatibilidad de la medida con el mercado interior sobre la base de las condiciones establecidas en la sección 3.9 de las Directrices. Con arreglo al apartado 248 de las Directrices, las ayudas ilegales destinada a la energía deben evaluarse de acuerdo con las normas vigentes en la fecha en que fueran concedidas, es decir, el 16 de diciembre de 2014.

(243) El procedimiento de adopción de una nueva decisión puede así reanudarse en el punto exacto en el que se produjo la ilegalidad ([56]).

6.1. **Objetivo de interés común y necesidad de la medida**

(244) Las secciones 3.9.1 y 3.9.2 de las Directrices establecen las condiciones específicas que deben aplicarse para evaluar en qué medida contribuye la ayuda a un objetivo bien definido de interés común y en qué medida la intervención estatal es necesaria.

(245) En la Decisión de incoación, la Comisión concluyó con carácter preliminar que el mercado de capacidad contribuía a un objetivo de interés común y era necesario.

6.1.1. *Objetivo de interés común*

(246) En 2014, el Reino Unido implantó una metodología para identificar el problema de adecuación de la producción basada en un modelo que utiliza la norma de adecuación de fiabilidad permanente como indicador de la adecuación de la producción. En su notificación de 2014, el Reino Unido demostraba que la norma de adecuación de fiabilidad permanente podía alcanzar niveles críticos cuatro años después, es decir, a partir de 2018/2019. Dichas conclusiones eran coherentes en términos generales con las publicadas por la REGRT de Electricidad en el informe más reciente sobre adecuación de los sistemas disponible en ese momento ([57]). En 2014, la REGRT de Electricidad estimó que en el escenario A para Gran Bretaña (que solo tenía en cuenta avances en materia de capacidad de producción que se consideraban seguros) la capacidad restante después de 2016 podría haber sido insuficiente para cubrir un margen de referencia de adecuación en ausencia de importaciones de interconectores.

([54]) DO C 200 de 28.6.2014, p. 1.

([55]) Comunicación de la Comisión sobre la determinación de las normas aplicables a la evaluación de las ayudas estatales ilegales (DO C 119 de 22.5.2002, p. 22).

([56]) Sentencia de 3 de julio de 1986, Consejo/Parlamento (34/86, Rec. p. 2155), apartado 47; Sentencia de 12 de noviembre de 1998, España/Comisión (C-415/96, Rec. p. I-6993), apartado 31; y Sentencia de 3 de octubre de 2000, Industrie des poudres sphériques/Consejo (C-458/98 P, Rec. p. I-8147), apartado 82.

([57]) REGRT de Electricidad (2014), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030*, 2 de junio de 2014.

(247) De acuerdo con las últimas conclusiones de la REGRT de Electricidad incluidas en su documento *Mid-term Adequacy Forecast 2018* (MAF 2018) ([58]), se estima que el nivel de la expectativa de pérdida de carga (horas/año) para el Reino Unido en el escenario de base será de 1,29 en 2020 y de 1,30 en 2025, muy por debajo del objetivo de expectativa de pérdida de carga de 3 horas fijado por el Reino Unido, tal como se describe en el considerando 98. El MAF 2018 indica que «la mejora de los resultados en el MAF 2018 también podrían atribuirse a los mecanismos de capacidad existentes». El MAF 2018 se publicó el 3 de octubre de 2018, es decir, antes de la sentencia del Tribunal General que anulaba la Decisión de 2014. Por consiguiente, el cálculo del MAF 2018 tuvo en cuenta los efectos de la existencia del mercado de capacidad en el Reino Unido. De hecho, en el apéndice 2 del documento, el Reino Unido indica que «Gran Bretaña ha establecido un mercado de capacidad para garantizar que cuente con capacidad disponible suficiente para cumplir la norma de fiabilidad fijada de 3 horas/año de expectativa de pérdida de carga. Los resultados del MAF se ajustan a estas expectativas y, por tanto, no prevemos problemas de adecuación en Gran Bretaña».

(248) La identificación de una necesidad sostenida de mercado de capacidad en el futuro debe basarse en hipótesis de contraste, asumiendo que no existe ningún mercado de capacidad en el Reino Unido. Tal como se describe en los considerandos 102 a 104, los análisis muestran que cuando se excluye el mercado de capacidad de las modelizaciones, es probable que la norma de fiabilidad (expectativa de pérdida de carga) se incumpla todos los años incluidos en la modelización. Concretamente, el análisis de NG descrito en el considerando 103 se basa en el caso de base de la reforma del mercado de la electricidad utilizado en los escenarios energéticos futuros de NG. Estos escenarios también son la base de los supuestos utilizados en el MAF 2018 para el Reino Unido. Por consiguiente, en consonancia con el apartado 221 de las Directrices, el análisis de NG es coherente con el análisis efectuado por la REGRT de Electricidad.

(249) El mercado de capacidad podría suponer un apoyo a la producción a partir de combustibles fósiles. No obstante, tal como se describe en la sección 2.8.4, el Reino Unido ya ha adoptado o está en proceso de adoptar medidas adicionales, o lo está estudiando, para abordar los fallos de mercado identificados por el Reino Unido, a saber, el hecho de que la fiabilidad es un bien público y el denominado problema del «*missing money*». Estas medidas adicionales aspiran a mejorar la participación de la gestión de la demanda, reformar las disposiciones de *cash-out* y promover mayores niveles de interconexión. La Comisión considera que dichas medidas adicionales deberían llevar a una reducción de las cantidades de capacidad que han de contratarse en el mercado de capacidad. La Comisión indica asimismo que el Reino Unido propone medidas *ad hoc* para fomentar la producción con pocas emisiones de carbono (por ejemplo, contratos por diferencias) y ha adoptado normas de rendimiento rigurosas en materia de emisiones para evitar la puesta en marcha de producción con un uso intensivo de carbono. El Reino Unido informa de que ello se ha traducido en una drástica disminución del número de productores diésel de nueva construcción que obtienen acuerdos de capacidad desde 2014 ([59]). Además, la Comisión observa que la evaluación de la adecuación de las capacidades de producción, llevada a cabo anualmente, tiene en cuenta el volumen de producción, mientras que la contribución de los interconectores está abierta a todo tipo de proveedores de capacidades, incluidos los operadores de gestión de la demanda. Por todo ello, la Comisión estima que el Reino Unido ha estudiado en suficiente profundidad las formas de mitigar los efectos negativos que la medida podría tener para el objetivo de eliminar progresivamente las subvenciones perjudiciales para el medio ambiente, en consonancia con el apartado 220 de las Directrices.

(250) La medida está orientada a la contratación de la cantidad de capacidad suficiente para cumplir la norma de fiabilidad. Por consiguiente, la medida tiene un objetivo bien definido. A cambio de la percepción de pagos de capacidad, los proveedores de capacidad se comprometen a suministrar energía en situaciones de tensión en el sistema. La metodología para establecer la cantidad de capacidad que se debe licitar incorpora la evaluación anual de la seguridad del suministro elaborada por el operador del sistema.

6.1.2. *Necesidad de la medida*

(251) La naturaleza y las causas del problema de adecuación de la producción se han analizado y cuantificado, tal como se expone en las secciones 2.8.2 y 2.8.3. La unidad de medida a efectos de la cuantificación (es decir, la norma de fiabilidad) se ha descrito y se ha expuesto el método para su cálculo (véanse los considerandos 46 y 47). Por consiguiente, la Comisión concluye que se ha respetado el apartado 222 de las Directrices.

(252) Como se ha explicado en el considerando 128, algunas partes interesadas plantearon sus dudas en cuanto a la necesidad del mercado de capacidad.

(253) Por lo que respecta a la supuesta situación actual de exceso de oferta en el mercado de la electricidad del Reino Unido planteada por algunas partes interesadas, la Comisión ha analizado los argumentos presentados por las partes interesadas [véase el considerando 128, letra a)] y por el Reino Unido (véase el considerando 166). La Comisión estima que las críticas realizadas por las partes interesadas no ponen en duda la necesidad del mercado de capacidad. Concretamente, como sucede con cualquier otro mecanismo de capacidad, el mercado de capacidad

([58]) https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/.

([59]) De acuerdo con el Reino Unido, más de 500 MW de diésel de nueva construcción obtuvieron acuerdos de capacidad en 2015 (principalmente pequeñas centrales que cubren picos de demanda, con un total de 36 CMU identificadas). Esta cantidad se desplomó hasta solo 5 MW (1 CMU) en la subasta de 2017. El Reino Unido manifiesta que cabría esperar que la producción diésel existente registre una disminución significativa en la subasta T-4 de 2019, ya que los controles de emisión para las centrales existentes entran en vigor en enero de 2024 (para las centrales de entre 5 y 50 MW).

debe manejar incertidumbres importantes que exigen alcanzar un equilibrio entre el riesgo de exceso de contratación, por un lado, y la inadecuación del sistema, por otro. En este sentido, los márgenes de capacidad del invierno de 2018/2019, mejores de lo previsto, reflejan esta incertidumbre ([60]). Por otro lado, como se explica en el informe final de la OFGEM mencionado en el considerando 21, las cifras de margen calculadas antes de la aplicación del régimen del mercado de capacidad a partir de 2017 incluían la reserva de balance de contingencia y sin estas medidas los márgenes de capacidad habrían sido mucho menores ([61]). En su informe, la OFGEM también explica que las previsiones de la expectativa de pérdida de carga correspondientes a los cinco años de entrega previos respaldaban más aun la opinión de la OFGEM de que resulta de gran necesidad mantener el mercado de capacidad. Asimismo, el bajo nivel de los precios de cierre en las subastas del mercado de capacidad puede considerarse una prueba del alto grado de competencia de las subastas del mercado de capacidad y no necesariamente como una señal de exceso de capacidad. Por último, como se explica en el considerando 34, los interconectores han podido participar en las subastas del mercado de capacidad desde la segunda subasta en 2015, por lo que su contribución a la seguridad del suministro se ha tenido en cuenta.

(254) Por lo que respecta a la idea sugerida por algunas partes interesadas de que la adecuación de la producción estaría mejor asegurada a través de un mercado únicamente de energía, la Comisión señala los argumentos de algunas partes interesadas [véase el considerando 128, letra b)] y del Reino Unido (véase el considerando 167). La Comisión no ve motivos para cambiar las conclusiones alcanzadas en el cuadro 8 de la Decisión de incoación y las mantiene: acepta que mientras no haya contratos individuales suscritos por una mayoría de usuarios que contemplen la medición en tiempo real y unos precios dinámicos, la fiabilidad presenta muchas de las características de un bien público. Es improbable que en un futuro inmediato los consumidores gestionen sistemáticamente su consumo en respuesta a señales de escasez de los mercados, por lo que el carácter de bien público de un suministro de electricidad seguro se mantendrá.

(255) De igual manera, por lo que respecta a la cuestión relativa al fallo de mercado denominado «*missing money*», la Comisión señala los argumentos presentados por algunas partes interesadas [véase el considerando 128, letra c)] y por el Reino Unido (véase el considerando 168). La Comisión no ve motivos para cambiar las conclusiones alcanzadas en el cuadro 8 de la Decisión de incoación y las mantiene. Concretamente, la Comisión reitera que la aplicación de un mercado de capacidad no debe ir en detrimento de unos mercados a corto plazo que funcionen bien. Las reformas mencionadas en la sección 2.8.4 ayudan a mejorar el funcionamiento de los mercados de la electricidad de Gran Bretaña, pero no eliminan el problema del «*missing problem*».

(256) Sobre la base de la evaluación expuesta en los considerandos 254 y 255, la Comisión concluye que el Reino Unido ha demostrado claramente las razones por las que no cabe esperar que el mercado suministre la capacidad adecuada en ausencia del mercado de capacidad, en consonancia con el apartado 223 de las Directrices.

(257) Por lo que respecta a la estimación del potencial de la gestión de la demanda, la Comisión subraya que, de acuerdo con el apartado 224, letra b), de las Directrices, solo está a obligada a tener en cuenta, entre otras cosas, y siempre que sean aplicables, los elementos que se le presenten y que guarden relación con la evaluación del impacto de la participación de la gestión de la demanda. La Comisión señala la gran disparidad de las estimaciones facilitadas por las partes interesadas [véase el considerando 128, letra d)] y por el Reino Unido (véase el considerando 169) en respuesta a la Decisión de incoación. Asimismo, la Comisión indica que, tal como se recoge en el cuadro 1, la cantidad de capacidad de gestión de la demanda que ha participado en las subastas del mercado de capacidad ha mantenido su crecimiento, alcanzando 2,6 GW en la subasta T-4 organizada en 2018.

(258) De las diversas medidas adoptadas por el Reino Unido para promover la gestión de la demanda, en consonancia con el apartado 224, letra b), de las Directrices, solo las subastas transitorias fueron objeto de las críticas de algunas partes interesadas, en la medida en que entendían que no eran insuficientes para promover la participación de la gestión de la demanda [véase el considerando 128, letra d)]. La Comisión señala los argumentos del Reino Unido expuestos en el considerando 170, así como las observaciones de otras partes interesadas que se presentan en el considerando 126. En particular, la Comisión considera que las subastas transitorias han sido concebidas para promover la gestión de la demanda excluyendo prácticamente a todos los demás tipos de capacidad. Un aspecto interesante es que los precios de cierre de estas subastas fueron superiores a los de las subastas ordinarias del mercado de capacidad.

([60]) De acuerdo con el Informe sobre el estado del mercado de la energía de 2019 de la OFGEM: «El mercado de capacidad ayudó a conseguir márgenes diarios para el invierno de 2018/2019 superiores a los de años previos y continuó reduciendo y estabilizando los precios de *cash-out* aumentando la capacidad del sistema». En su informe final mencionado en el considerando 21, la OFGEM también manifiesta lo siguiente: «Durante el primer año completo de funcionamiento del mercado de capacidad (2017/2018), los márgenes de capacidad diarios en invierno fueron superiores a los del invierno de 2016/2017. Esto sugiere que hasta la fecha el mercado de capacidad ha resultado efectivo para mejorar los márgenes de capacidad. Lo ha conseguido combinando una reducción de la velocidad a la que la capacidad existente cierra y el estímulo de la inversión en nueva capacidad».

([61]) La reserva de balance de contingencia consiste en la reserva de balance complementaria, en la que NGESO contrató fuera del mercado centrales eléctricas existentes para que se mantuviesen a la espera de producir electricidad adicional, y la reserva de balance de la demanda, en la que NGESO contrató empresas para que redujesen sus tiempos de consumo de electricidad en picos de demanda. De acuerdo con la OFGEM, por ejemplo, «en 2016/2017, NGESO contrató cerca de 3,5 GW de reserva de balance de contingencia y, por tanto, sin la utilización de esta herramienta de contratación adicional el margen se habría situado, de hecho, escasamente por encima de cero».

(259) Por consiguiente, la Comisión concluye que el mercado de capacidad contribuye a un objetivo bien definido de interés común y es necesario, de conformidad con las secciones 3.9.1 y 3.9.2 de las Directrices.

6.2. **Idoneidad de la medida**

(260) La sección 3.9.3 de las Directrices especifica las condiciones para evaluar si una medida es un instrumento político adecuado para alcanzar el objetivo de interés común.

6.2.1. *Instrumento elegido*

(261) Como se menciona en los considerandos 129 y 171, algunas partes interesadas indicaron que una reserva estratégica sería más adecuada que un mercado de capacidad extensivo a todo el mercado para resolver el problema de adecuación de la producción en el Reino Unido. Por el contrario, el Reino Unido consideraba que una reserva estratégica no subsanaría los fallos de mercado subyacentes (véanse los considerandos 171 y 172).

(262) Como se explica en el informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad ([62]), la intervención a largo plazo no es necesaria si las evaluaciones de la adecuación demuestran y convencen a los responsables de la elaboración de políticas de que, a largo plazo, es posible reformar el mercado para garantizar incentivos a la inversión suficientes y existe capacidad disponible suficiente para asegurar la seguridad del suministro hasta entonces. No obstante, podría ser necesario garantizar que la capacidad existente no cierre prematuramente. Es probable que en tales circunstancias una reserva estratégica sea la respuesta más apropiada, ya que puede ayudar a controlar la cantidad de capacidad existente que sale del mercado. Cuando se detectan problemas de adecuación a largo plazo, es probable que el mecanismo de capacidad más adecuado para abordar el problema sea un régimen basado en el volumen y extensivo a todo el mercado.

(263) Una reserva estratégica no resolvería el problema de inversión identificado para las centrales nuevas. Por el contrario, los mecanismos de capacidad extensivos a todo el mercado resultan más eficaces para fomentar las inversiones destinadas a abordar problemas de adecuación a más largo plazo.

(264) Además, el mercado de capacidad fue concebido para fomentar y completar los avances que se están produciendo en el mercado y para ser coherente con el mercado interior de la energía y con las políticas energéticas de la Unión, a saber, el desarrollo de una gestión activa de la demanda, el aumento de la competencia y el incremento de la inversión en las capacidades de interconexión.

(265) Por todo ello, la Comisión concluye que el instrumento elegido es apropiado para subsanar el fallo de mercado subyacente que lastra la inversión a largo plazo.

6.2.2. *Remuneración exclusiva del servicio de suministro puro de capacidad*

(266) En la Decisión de incoación, la Comisión concluyó de manera preliminar que la medida remuneraba el servicio de suministro puro de capacidad. No obstante, como se menciona en los considerandos 130 a 132 de la presente Decisión, algunas partes interesadas plantearon objeciones a este respecto.

(267) Por lo que respecta a las dudas expresadas por las partes interesadas en cuanto a las disposiciones de notificación en situaciones de tensión (véase el considerando 130), la Comisión estima que la aplicación de un mecanismo de despacho podría interferir en las señales de mercado y, por ende, podría considerarse incompatible con el apartado 225 de las Directrices.

(268) En relación con la propuesta de endurecer el régimen sancionador (véanse los considerandos 131 y 174) y también con las dudas planteadas por las partes interesadas en cuanto al modelo de «energía suministrada» del mercado de capacidad (véanse los considerandos 132 y 175), los beneficiarios reciben una compensación por las unidades de capacidad que ponen a disposición (GBP/MW) y no por la energía suministrada (GBP/MWh), situación que se ajusta a lo dispuesto en el apartado 225 de las Directrices. Dicho esto, la Comisión señala que el mercado de capacidad sigue un modelo de «energía suministrada» (véase la sección 2.6), por el cual los proveedores de capacidad se exponen a sanciones si no suministran físicamente energía durante las situaciones de tensión en el sistema, independientemente de las señales lanzadas por el mercado mayorista. La Comisión considera que corresponde principalmente a la asociación de mercados (tanto diarios como intradiarios) y a los mercados de balance garantizar un uso eficiente de los recursos a disposición del sistema, también entre interconectores. Un modelo de energía suministrada podría socavar esta situación, puesto que podría hacer que los proveedores de capacidad despachen incluso aunque no resulte rentable sobre la base de los precios de mercado exclusivamente para evitar sanciones. No obstante, es muy improbable que en la práctica se produzcan distorsiones en el despacho dentro del mercado de capacidad, puesto que las situaciones de tensión se definen en relación con las acciones que el operador del sistema habitualmente llevaría a cabo como último recurso una vez que el mercado no ha conseguido garantizar la seguridad del suministro.

([62]) Informe final de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, SWD(2016) 385 final.

(269) En consecuencia, la Comisión concluye que el mercado de capacidad remunera el servicio de suministro puro de capacidad, en consonancia con las directrices de la sección 3.9.3 de las Directrices.

6.2.3. *Apertura de la medida a todos los proveedores de capacidad pertinentes*

6.2.3.1. Posible discriminación de los operadores de gestión de la demanda como consecuencia de la falta de acuerdos de entrega acotada en el tiempo

(270) Aunque la Comisión no abordó explícitamente esa cuestión en la Decisión de incoación, algunas partes interesadas alegaron que, para evitar la discriminación de los proveedores de gestión de la demanda, el mercado de capacidad debería ofrecer acuerdos que contemplen el suministro acotado en el tiempo (véase el considerando 133).

(271) Sobre la base de las pruebas aportadas por el Reino Unido que se resumen en el considerando 176, la Comisión considera que la ausencia de acuerdos de entrega acotada en el tiempo no es discriminatoria. Concretamente, que solo una CMU de las 89 optase en la subasta transitoria por el acuerdo de entrega acotada en el tiempo demuestra que las disposiciones en sí no suponen un obstáculo para la participación de operadores de gestión de la demanda.

6.2.3.2. Diferencias en la duración del contrato aplicable

(272) El Tribunal General dictaminó en su sentencia que la diferencia en la duración de los contratos ofrecida, por un lado, a la capacidad distinta de la producción, en particular a los operadores de gestión de la demanda, y, por el otro, a los productores, podría indicar que la Comisión debería haber albergado dudas en cuanto a la compatibilidad de la medida con el mercado interior. Por consiguiente, la Comisión ha examinado si la ausencia de contratos de capacidad de mayor duración para los operadores de gestión de la demanda reduce las posibilidades de que dichos operadores participen en el mercado de capacidad.

(273) El apartado 226 de las Directrices exige alcanzar un equilibrio entre dos objetivos contrapuestos: por un lado, la apertura del mecanismo a todos los tipos de capacidad, y, por el otro, la necesidad de proporcionar incentivos adecuados tanto a las capacidades existentes como a las nuevas.

(274) Como se indicó en la Decisión de incoación, la Comisión opina que, por un lado, los contratos de capacidad de duración superior a un año podrían estar justificados en los casos en que el gasto de capital es elevado y existen dificultades para conseguir financiación, promoviendo así el acceso competitivo de nuevas empresas en el mercado. Como explicó el Reino Unido (véase el considerando 177), este es el caso concretamente de la producción de nueva construcción. Aparte de las sugerencias generales a favor de contratos de menor duración [véase el considerando 136, incisos i), ii) y iii)], la Comisión no recibió ninguna observación que rebatiese la importancia de los contratos de mayor duración (hasta quince años) para incentivar las capacidades nuevas, en consonancia con el apartado 226 de las Directrices. Concretamente, la Comisión considera que el uso de umbrales de gasto de capital para determinar la posibilidad de acceder a contratos de mayor duración es apropiado, ya que es un buen indicador de la dificultad para obtener financiación: cuanto mayor es el importe de la inversión, mayor la dificultad de obtener la financiación. Por otro lado, la Comisión estima que la exclusión de capacidades distintas de la producción del acceso a contratos de mayor duración no era discriminatoria porque la gestión de la demanda y las centrales existentes, habida cuenta de que sus necesidades de costes de capital son inferiores (lo que indica que su necesidad de obtener financiación es menor), no precisan de contratos de mayor duración para obtener financiación. Por consiguiente, la Comisión considera que el hecho de que los contratos tengan una duración menor no colocó a los operadores de gestión de la demanda y la producción existente en una posición de desventaja competitiva respecto a la producción nueva. Por consiguiente, se ha alcanzado el equilibrio apropiado entre los dos objetivos contrapuestos mencionados en el considerando 273.

(275) La Comisión cree que existen varias señales de que las diferencias en la duración de los contratos no han supuesto en la práctica ninguna discriminación de los operadores de gestión de la demanda. En primer lugar, los resultados de las subastas no indican que el acceso diferenciado a los acuerdos de mayor duración haya falseado en la práctica los resultados de las subastas hasta la fecha. Por el contrario, el resultado de la gestión de la demanda es comparable al de la producción de nueva construcción y habitualmente incluso mejor (véase el considerando 179). En segundo lugar, la Comisión no ha encontrado pruebas de que un operador de gestión de la demanda cumpliese el umbral de gasto de capital aplicable a los contratos de mayor duración y no pudiese participar en el mercado de capacidad. En tercer lugar, las estimaciones del gasto de capital real de la gestión de la capacidad facilitada por las partes interesadas eran muy bajas: algunas partes interesadas que ejercen de operadores de gestión de la demanda calculaban que el gasto de capital de la gestión de la demanda se situaba muy por debajo de los umbrales e incluso prácticamente llegaba a cero (véase el considerando 135). El gasto de capital de la gestión de la demanda identificado en la segunda subasta transitoria ascendía, de media, a 0,15 GBP/kW (véase el considerando 178). En cuarto lugar, la gestión de la demanda de producción *behind-the-meter* (es decir, entre el 60 y el 70 % de la gestión de la demanda que participa activamente en mercados de flexibilidad) puede acceder a contratos de mayor duración si participa en la subasta en calidad de producción (véanse los considerandos 135 y 178). En quinto lugar, los umbrales de gasto de capital de las subastas se han actualizado periódicamente (véase el considerando 75).

(276) En consecuencia, por lo que respecta a lo sucedido anteriormente, la Comisión considera que las diferencias en la duración del contrato aplicable no han conllevado ninguna discriminación contra los operadores de gestión de la demanda en la práctica.

(277) La situación actual, en la que el acceso a contratos de mayor duración está restringido a los productores, no ha supuesto ningún trato discriminatorio. No obstante, la participación de los proveedores de gestión de la demanda en las subastas del mercado de capacidad es cada vez mayor (véase el cuadro 2), por lo que no se puede descartar que en un futuro esta clase de proveedores cumplan los niveles de gasto de capital correspondientes a los umbrales. Por lo tanto, para tener la certeza de que en el futuro no se impide que las capacidades que cumplen estos umbrales accedan a contratos de mayor duración en función del tipo de capacidad, la Comisión acoge con satisfacción los compromisos del Reino Unido i) de permitir que todos los tipos de capacidades (salvo los interconectores) se sometan a la precualificación para pujar por las distintas duraciones de los contratos disponibles si pueden demostrar que cumplen los umbrales de gasto de capital descritos en el considerando 75; y ii) de revisar dichos umbrales de gasto de capital para garantizar que siguen siendo apropiados (véase el considerando 182). Esta modificación iría en la línea del informe elaborado por la Comisión de Ciencia y Tecnología de la Cámara de los Comunes del Reino Unido, mencionado en el considerando 21, que recomienda que los proveedores distintos de los productores que liciten por contratos en el mercado de capacidad deberían poder acceder a contratos de hasta quince años, en consonancia con las nuevas instalaciones de producción.

6.2.3.3. Garantía limitada para el volumen en la subasta T-1

(278) Como se explica en los considerandos 161 a 163 de la Decisión de incoación, la Comisión solicitó aclaraciones respecto a la situación jurídica, la aplicación práctica y el efecto incentivador de las subastas T-1, en particular por lo que respecta a las CMU de gestión de la demanda, puesto que este tipo de subastas ofrecen a la gestión de la demanda una vía mejor al mercado.

(279) Por lo que respecta a la situación jurídica de las subastas T-1 ya realizadas, la Comisión recuerda que el Reino Unido se comprometió en 2014 a contratar en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes. Este compromiso era vinculante sobre la base de la Decisión de 2014. Así, era responsabilidad del Reino Unido aplicar la medida aprobada en la legislación nacional, incluidos los compromisos pertinentes, y acatar la decisión de la Comisión en todos sus aspectos ([63]).

(280) Asimismo, la Comisión señala que, como se explica en el considerando 162 de la Decisión de incoación y se describe en el cuadro 3 y el considerando 63 de la presente Decisión, desde 2014 la capacidad objetivo que se debía obtener y la cantidad que efectivamente se obtuvo en la subasta T-1 siempre han superado la capacidad «reservada» inicialmente en la fase de la T-4.

(281) La Comisión reconoce que, como se menciona en el considerando 162 de la Decisión de incoación y han puesto de relieve algunas partes interesadas (véase el considerando 138), el secretario de Estado puede optar por no organizar subastas T-1. No obstante, como han mencionado otras partes interesadas (véase el considerando 139 y el Reino Unido (véase el considerando 186), el secretario de Estado puede aplazar o cancelar las subastas T-4 y T-1: por consiguiente, no se aprecia ninguna discriminación de la gestión de la demanda en particular. Por otro lado, en la práctica no se canceló ninguna de las subastas, salvo las subastas posteriores a la sentencia del Tribunal General, ya que las autoridades del Reino Unido suspendieron el mercado de capacidad en conjunto.

(282) Por lo que respecta al nivel del volumen de capacidad que debe reservarse, la Comisión coincide con las observaciones presentadas por algunas partes interesadas y el Reino Unido que apuntan al equilibrio entre, por un lado, la necesidad de garantizar una vía de acceso al mercado para la gestión de la demanda a través de las subastas T-1, y, por el otro, la necesidad de evitar todo exceso de contratación o subastas sobredimensionadas carentes de competencia. Teniendo en cuenta el elevado nivel de participación de los proveedores de gestión de la demanda en las subastas T-4 y su crecimiento (véase el cuadro 1), este último riesgo ha cobrado importancia. De hecho, si la necesidad de capacidad disminuye entre la subasta T-4 y la subasta T-1, el objetivo se ajusta a la baja para evitar dicho riesgo. Esta flexibilidad también es necesaria para garantizar la compatibilidad con el apartado 231 y el apartado 232, letra c), de las Directrices. Por consiguiente, la Comisión concluye que la actual metodología de reserva descrita en el considerando 62 es apropiada.

(283) Algunas partes interesadas sugirieron la eliminación de las subastas T-4 o la organización de subastas semanales adicionales o de subastas T-2. Sin embargo, la organización de subastas T-4 es necesaria para garantizar el cumplimiento del apartado 226 de las Directrices, es decir, permitir suficientes plazos de entrega para las nuevas inversiones. La Comisión comparte el argumento del Reino Unido (véase el considerando 188) de que la necesidad de subastas T-2 además de las subastas T-4 y T-1 no está justificada. Por otro lado, las subastas semanales no proporcionarían la señal adecuada de inversión a largo plazo que se requiere para alcanzar los objetivos del mercado de capacidad.

([63]) Sentencia de 13 de junio de 2013, C-287/12 P Ryanair/Comisión, EU:C:2013:395, apartados 67 y 68.

(284) En aras de una mayor seguridad jurídica de los participantes en las subastas, la Comisión acoge con satisfacción el compromiso del Reino Unido descrito en el considerando 187 i) de seguir contratando en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes como parte del proceso para fijar los parámetros correspondientes a la subasta a cuatro años vista para el mismo año de entrega; y ii) de seguir utilizando la metodología de reserva sobre la base de un intervalo de confianza del 95 % descrita en el considerando 62 para determinar la cantidad mínima de capacidad que se reservará para una subasta a un año vista.

6.2.3.4. Umbral de participación mínimo

(285) En la Decisión de incoación, la Comisión solicitaba aclaraciones respecto a si el umbral mínimo de 2 MW (descrito en los considerandos 30 y 31) podía constituir un obstáculo a la entrada de nuevos operadores de gestión de la demanda en el mercado de capacidad. Concretamente, si bien es posible que los operadores de gestión de la demanda agrupen varios sitios para alcanzar el umbral mínimo de 2 MW, están obligados a constituir una garantía de licitación para la totalidad de los 2 MW, incluso aunque solo una parte de dicho volumen sea capacidad de gestión de la demanda sin confirmar.

(286) Por lo que respecta al nivel del umbral en sí, la Comisión opina que 2 MW era un valor bajo en 2014, en comparación con los umbrales de participación aplicados en otras medidas administradas por National Grid y los aplicados en otros países europeos (véase el considerando 189). Por otro lado, el umbral de 100 kW utilizado por PJM se aplica a contrataciones regionales de menor dimensión y, por tanto, no es comparable (véase el considerando 143). Asimismo, como se explica en el considerando 68 de la presente Decisión, el Reino Unido probó un umbral de participación más bajo en la segunda subasta transitoria. Solo superaron el proceso de cualificación ocho CMU por debajo de 2 MW, aportando menos del 3 % de la capacidad total obtenida en dicha subasta. Por otro lado, si hubiese una demanda mayor de CMU más pequeñas por participar, las subastas habrían mostrado una agrupación de CMU al nivel de 2 MW, cosa que no ha sucedido (véase el considerando 189). Ambos elementos demuestran que no había gran voluntad por parte de las CMU más pequeñas de participar en el mercado de capacidad.

(287) Por lo que respecta al requisito de la garantía de licitación, la Comisión está de acuerdo en que dicho requisito resulta útil para garantizar un suministro efectivo y para disuadir los proyectos especulativos, tal como señalaron algunas partes interesadas (véase el considerando 144) y el Reino Unido (véanse los considerandos 40 y 42).

(288) La Comisión ha evaluado si el nivel de la garantía de licitación podría considerarse una barrera de entrada para la participación de gestión de la demanda nueva en el mercado de capacidad. En primer lugar, la Comisión concluyó en el considerando 271 que la ausencia de acuerdos de capacidad de entrega acotada en el tiempo no es, por sí misma, discriminatoria contra la gestión de la demanda. En segundo lugar, como han explicado varias partes interesadas (véase el considerando 145) y el Reino Unido (véase el considerando 190), los nuevos operadores de gestión de la demanda disfrutan de una serie de ventajas en el mercado de capacidad en comparación con otras tecnologías. Concretamente, la Comisión señala que, tal como se describe en el considerando 42, el Gobierno del Reino Unido aumentó la garantía de licitación previa a la subasta para la producción de nueva construcción hasta 10 000 GBP/MW tras la consulta de marzo de 2016. Al mismo tiempo, el nivel de la garantía de licitación previa a la subasta para la gestión de la demanda sin confirmar se mantuvo en 5 000 GBP/MW, aliviando la carga en términos relativos. Asimismo, desde 2015, los proveedores de gestión de la demanda solo tienen que aportar la garantía de licitación una vez para una CMU de gestión de la demanda sin confirmar y, por consiguiente, pueden superar la precualificación de múltiples subastas consecutivas aportando exclusivamente una sola garantía de licitación. Por otro lado, para valorar si una característica, es decir, el requisito de la garantía de licitación, es discriminatoria contra la gestión de la demanda, han de tenerse en cuenta otras características del mercado de capacidad. Entre las citadas por las partes interesadas, resumidas en el considerando 145, las tasas de rescisión figuran como un ejemplo en el que los requisitos son menores para la gestión de la demanda (hasta 10 000 GBP/MW) en comparación con otras formas de capacidad (hasta 35 000 GBP/MW). Por último, como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 192), la modificación de la norma sobre reasignación de componentes (véase el considerando 180) introducida en junio de 2019 ha limitado considerablemente la exposición de los operadores de gestión de la demanda sin confirmar al nivel íntegro de la garantía de licitación (incluso aunque la mayor parte de sus componentes estén confirmados).

(289) Por consiguiente, la Comisión concluye que hasta la fecha el umbral de participación mínimo de 2 MW, incluido el requisito de garantía de licitación asociado, no ha constituido en la práctica una barrera de acceso al mercado de capacidad para los nuevos operadores de gestión de la demanda. Como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 193), la realidad del mercado está evolucionando y en el futuro podría haber algún operador de gestión de la demanda con una capacidad inferior a 2 MW que prefiera participar en las subastas del mercado de

capacidad sin agregación. Por lo tanto, la Comisión celebra el compromiso del Reino Unido descrito en el considerando 193 de reducir el umbral mínimo para participar en el mercado de capacidad, tal como se describe en los considerandos 30 y 31, a 1 MW para todas las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, así como el compromiso del Reino Unido de evaluar nuevamente este umbral en octubre de 2021 a más tardar para examinar la posibilidad de una reducción adicional, tal como se describe en el considerando 193.

6.2.3.5. Apertura de la medida a fuentes de energía renovables y nuevas tecnologías

(290) El apartado 226 de las Directrices indica que la medida debe estar abierta a los operadores que utilicen tecnologías sustituibles. Las fuentes de energía renovables pueden contribuir a resolver el problema de adecuación de la producción. Por consiguiente, la Comisión rechaza la idea planteada por una parte interesada de que dichas tecnologías no deberían estar incluidas en el mercado de capacidad (véase el considerando 147). Como se explica en la sección 2.3, se utilizan factores de reducción para adaptarse al riesgo de que la totalidad o una parte de la capacidad no esté disponible para responder durante una situación de tensión en el sistema. La metodología utilizada para determinar los factores de reducción aplicables a la energía eólica y solar ha sido refrendada por el grupo de expertos técnicos ([64]) y da lugar a factores acordes a los utilizados en otros mercados de capacidad de la UE ([65]). Por consiguiente, a diferencia de algunas partes interesadas (véase el considerando 146), la Comisión estima que los factores de reducción son apropiados.

(291) Aunque la Comisión no abordó expresamente esta cuestión en la Decisión de incoación, algunas partes interesadas defendieron que la exclusión de tecnologías no subvencionadas de la participación en el mercado de capacidad no era compatible con las Directrices. Como se menciona en el considerando 146, una parte interesada explicó que se impidió que su parque eólico no subvencionado participase en la subasta T-4 de 2017, al tiempo que no existía una vía de precualificación para la subasta T-4 de 2018 cancelada (para el año de entrega 2022/2023).

(292) La Comisión opina que las normas descritas en los considerandos 32 y 33 son adecuadas para evitar la acumulación de ayudas estatales. No obstante, no deberían conducir a la exclusión de proveedores de capacidad que no perciben tales ayudas. La Comisión toma nota de los argumentos del Reino Unido mencionados en el considerando 195 y reconoce que este reaccionó con rapidez. La Comisión celebra la entrada en vigor en junio de 2019 de las nuevas normas del mercado de capacidad que permiten la participación de tecnologías eólicas y solares en el mercado de capacidad, tal como se expone en el considerando 196. Dichas normas serán aplicables a partir de las subastas T-1, T-3 y T-4 programadas para enero de 2020. Así, permitirán que el operador del parque eólico mencionado en el considerando 291 participe en la próxima subasta T-3 (año de entrega 2022/2023). Al mismo tiempo, la Comisión señala que solo hay un caso en el que un proveedor no pudiese participar en ninguna subasta, a saber, un parque eólico en la subasta T-4 de 2017, por lo que las repercusiones sobre el mercado de capacidad en su conjunto fueron insignificantes.

(293) Los costes de capital de determinadas tecnologías se han reducido drásticamente en los últimos años, por lo que en adelante podrían no necesitar el apoyo de las medidas descritas en el considerando 32. Por consiguiente, para evitar en el futuro la exclusión de proveedores que no perciben tales ayudas, como en la situación descrita en el considerando 291, la Comisión celebra el compromiso del Reino Unido, descrito en el considerando 197, de desarrollar todas las normas necesarias (por ejemplo, a título ilustrativo, los factores de reducción) para garantizar la participación efectiva de cualquier tipo de capacidad nueva que pueda contribuir eficazmente a resolver el problema de adecuación de la producción, tan pronto como dicha capacidad tenga potencial para contribuir a resolver el mencionado problema.

6.2.3.6. Participación de capacidad interconectada

(294) El apartado 226 de las Directrices prevé que una medida también tenga en cuenta en qué medida la capacidad de interconexión podría remediar cualquier posible problema de adecuación de la producción.

(295) En la Decisión de incoación, la Comisión explicó que el Reino Unido había presentado pruebas en 2014 de que entonces no era posible incluir capacidad extranjera en el mercado de capacidad sin aplicar disposiciones transfronterizas adicionales. La Comisión reconoce la complejidad de permitir eficazmente la participación transfronteriza en el mercado de capacidad en ese momento. En su lugar, el Reino Unido permitió que la capacidad interconectada participase directamente en el mercado de capacidad a partir de la segunda subasta de 2015. No obstante, la Comisión albergaba dudas sobre si la participación transfronteriza en el mercado de capacidad en el futuro debería seguir estando limitada a los interconectores.

([64]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([65]) Los factores de reducción utilizados en la precualificación de cara a las próximas subastas T-4, T-3 y T-1 [véase el considerando 18, letra d)] son los siguientes: para la energía eólica terrestre, entre el 7,42 y el 8,98 %; para la energía eólica marina, entre el 10,55 y el 14,45 %; para la energía solar fotovoltaica, entre el 2,34 y el 3,22 %. Estos factores de reducción son comparables a los utilizados en Irlanda (por ejemplo, para la subasta de capacidad T-1 de 2019/2020, véase http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) y en Italia [véase la Decisión C(2018) 617 final].

(296) De acuerdo con el artículo 26 del Reglamento (UE) 2019/943, que se aplicará a partir del 1 de enero de 2020, los mecanismos de capacidad deben estar abiertos a la participación directa transfronteriza de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro. En este contexto, la Comisión acoge con agrado el compromiso del Reino Unido, descrito en el considerando 200:

a) a intentar aplicar la participación directa de capacidad extranjera en las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, supeditada a la celebración de acuerdos de cooperación con los operadores del sistema de transporte de los países vecinos en que se ubican las capacidades participantes; y

b) en cualquier caso, de aplicar la participación directa de capacidad extranjera en todas las subastas cuya precualificación comience después de que las metodologías, normas comunes y disposiciones mencionadas en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 hayan sido aprobadas por la ACER y publicadas en su sitio web de acuerdo con el artículo 27 de dicho Reglamento y hayan pasado a ser aplicables.

(297) Por lo que respecta a las observaciones de algunas partes interesadas sobre el sistema de remuneración «de máximos y mínimos» aplicable a los interconectores (véase el considerando 149), la Comisión estima que esta situación es distinta de las descritas en los considerandos 32 y 33 en relación con la acumulación de ayudas, Como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 201), cualquier ingreso procedente del mercado de capacidad se analiza antes de evaluar los ingresos de un interconector por lo que se refiere al máximo y al mínimo. Por lo tanto, un interconector recibiría un pago mínimo únicamente si los ingresos totales (incluidas los ingresos del mercado de capacidad) se sitúan por debajo del mínimo, mientras que si los ingresos totales superar el máximo, el interconector reembolsaría al consumidor. Así, la naturaleza del «máximo y mínimo» no es la de una medida de apoyo que implicaría una acumulación de ayudas. En consecuencia, la Comisión no cree que los interconectores deberían haber sido excluidos de la participación en el mercado de capacidad con esta justificación.

(298) En relación con la observación de una parte interesada sobre la exclusión de interconectores de la subasta T-1 celebrada a principios de 2018 para el año de entrega 2018/2019 (véase el considerando 150), la Comisión toma nota de los argumentos presentados por el Reino Unido en el considerando 202. Concretamente, tal como se explica en los considerandos 143 y 144 de la Decisión de incoación, la Comisión reconoce que el Reino Unido revisó al alza su estimación de la contribución de los interconectores durante situaciones de tensión a raíz de la recomendación del grupo de expertos técnicos y para acatar el considerando 124 de la Decisión de 2014. Su contribución neta pasó de 0 GW a 2,1 GW para el año de entrega 2018/2019 (véase el considerando 36). En consecuencia, el Reino Unido ajustó a la baja la cantidad de capacidad que debía contratar en esta subasta T-1. No obstante, para permitir a los interconectores participar en esta subasta T-1 habría sido necesario un incremento de la capacidad que se iba a subastar en contraposición a las expectativas del mercado sobre la base de las condiciones de la subasta T-4 de 2014.

(299) Por lo que respecta a los factores de reducción aplicados a los interconectores, la Comisión considera que la metodología basada en interconectores individuales no es discriminatoria. Como explica el Reino Unido en el considerando 202, este enfoque específico de los interconectores está justificado para tener en cuenta al considerable grado de diversidad de los interconectores y de los mercados conectados. Esta diversidad exige que NG utilice una horquilla modelizada de factores de reducción para cada país interconectado (recurriendo a una metodología de modelización paneuropea estocástica). Por otro lado, el grupo de expertos técnicos examina de manera independiente si las cifras de reducción son apropiadas.

6.2.4. *Conclusión sobre la idoneidad de la medida*

(300) Por consiguiente, la Comisión concluye que el mercado de capacidad satisface las directrices contempladas en la sección 3.9.3 de las Directrices.

6.3. **Efecto incentivador**

(301) La Comisión ha evaluado si la medida tiene un efecto incentivador, tal como exige la sección 3.9.4 de las Directrices, que remite a las condiciones establecidas en la sección 3.2.4 de las mismas Directrices. El efecto incentivador se produce cuando la ayuda induce a su beneficiario a cambiar su comportamiento para mejorar el funcionamiento de un mercado de la energía seguro, asequible y sostenible, cambio de comportamiento que no tendría lugar sin ella.

(302) En su notificación de 2014, el Reino Unido aportó estimaciones de la adecuación de la producción que mostraban que, en la hipótesis de contraste sin la medida, la adecuación de la producción habría alcanzado niveles críticos en 2018/2019, tal como se recoge en el considerando 100 y en el gráfico 4. En otras palabras, sin la medida, los proveedores de capacidad no habrían puesto a disposición la capacidad necesaria para cumplir la norma de fiabilidad fijada por el Reino Unido para suministrar energía en períodos de tensión. Como se explica en el considerando 126, letra c), algunas partes interesadas confirmaron la importancia del mercado de capacidad para apoyar la inversión en nuevas capacidades y para mantener las existentes.

(303) Sin el mercado de capacidad, la horquilla prevista de la expectativa de pérdida de carga incumpliría la norma de fiabilidad de tres horas de expectativa de pérdida de carga todos los años hasta 2030. Por consiguiente, sin el mercado de capacidad el problema de adecuación de la producción persistiría.

(304) En este caso, el objetivo de la medida es garantizar la seguridad del suministro velando por que haya disponible suficiente capacidad. Tal como se recoge en los considerandos 302 y 303, sin el mercado de capacidad no habría capacidad suficiente para garantizar la seguridad del suministro ya que se prevé que un porcentaje significativo de las centrales no obtenga ingresos suficientes del mercado únicamente de la energía para sufragar sus costes.

(305) Por consiguiente, la medida tiene un efecto incentivador para que las capacidades existentes permanezcan en el mercado y estén disponibles en momentos de escasez, y para que accedan al mercado nuevas capacidades. La medida incentiva a los participantes en el mercado nuevos y existentes, contribuyendo así al objetivo de seguridad del suministro.

(306) Por último, de conformidad con el apartado 52 de las Directrices, la ayuda se concede sobre la base de un procedimiento de licitación. El procedimiento de subasta descrito en la sección 2.4 no es discriminatorio y está abierto a todos los tipos de proveedores de capacidad, y la ayuda se concede sobre la base del precio de adjudicación. Además, el número de empresas es suficiente y el volumen constituye una limitación estricta, de forma que no todos los participantes reciben ayudas (véase, por ejemplo, los cuadros 1 y 2).

(307) Por todo ello, la Comisión concluye que el mercado de capacidad tiene un efecto incentivador y respeta las directrices establecidas en la sección 3.9.4 de las Directrices.

6.4. **Proporcionalidad de la medida**

(308) De acuerdo con la sección 3.9.5 de las Directrices, se considerada que una medida es proporcionada cuando reúne las siguientes condiciones: i) la compensación permite que los beneficiarios obtengan una tasa de rentabilidad razonable (se considerará que una medida concebida como un proceso de ofertas genuinamente competitivo sobre la base de criterios claros, transparentes y no discriminatorios da lugar a tasas de rentabilidad razonables en condiciones normales); ii) la medida dispone de mecanismos integrados para garantizar que no puedan obtenerse beneficios inesperados; y iii) el precio pagado por disponibilidad tiende automáticamente a cero cuando el nivel de capacidad suministrada se espera que sea adecuado para satisfacer el nivel de capacidad exigida.

(309) La conformidad del mercado de capacidad con el primer requisito relativo a la tasa de rentabilidad razonable se evalúa en las secciones 6.4.1 y 6.4.2.

(310) Por lo que respecta al segundo requisito, el diseño del mercado de capacidad, extensivo a todo el mercado, refleja el resultado de un mercado de la energía eficiente. La subasta sigue un diseño de precio discriminatorio a la baja en el que los adjudicatarios reciben el precio de adjudicación. Abonar el precio de adjudicación es uno de los diseños mencionado específicamente en la definición de «procedimiento de licitación» recogida en el punto 43 de las Directrices y, por ende, se da por supuesto que dispone de características integradas que dan lugar a tasas de rentabilidad razonables en consonancia con el apartado 229 de dichas Directrices. Por otro lado, las siguientes características contribuyen a minimizar el riesgo de que se obtengan beneficios inesperados conforme al apartado 230 de las Directrices: un límite global de precio de 75 GBP/kW, un límite a las ofertas de los seguidores de precios de 25 GBP/kW y una duración breve del acuerdo contractual para la mayoría de categorías de proveedores de capacidad. El nivel inferior de pagos de capacidad por las capacidades existentes, mencionado por una parte interesada (véase el considerando 151) solo refleja las diferencias en el valor de la adecuación para los distintos años y no equivale a beneficios inesperados. Por todo ello, la Comisión concluye que el mercado de capacidad de Gran Bretaña cumple el requisito de evitar los beneficios inesperados.

(311) En relación con el tercer requisito, se prevé que la naturaleza competitiva de la subasta, tal como se describe en la sección 2.4 de la presente Decisión, conduzca los precios a cero si existe suficiente oferta para cubrir la demanda, en consonancia con el apartado 231 de las Directrices. Efectivamente, se ha observado que algunas subastas se cerraron con precios muy por debajo de lo previsto, notablemente incluso cerca de cero en la subasta T-1 de 2019, en la que el precio de cierre fue de 0,77 GBP/kW (véase el cuadro 7).

6.4.1. *Diferencias en la duración del contrato aplicable*

(312) No obstante las dudas a primera vista tratadas en la sección 6.2.3.2, por lo que respecta al pasado, la Comisión considera que las diferencias en la duración del contrato aplicable no han supuesto en la práctica una discriminación de los operadores de gestión de la demanda. En concreto, la Comisión opina que la exclusión de capacidades distintas de la producción del acceso a contratos de mayor duración no era discriminatoria porque los operadores de gestión de la demanda y las centrales existentes, habida cuenta de que sus necesidades de costes de capital son inferiores (lo que indica que su necesidad de obtener financiación es menor), podrían no obtener beneficios significativos de contratos más largos. Por consiguiente, la Comisión considera que el hecho de que los

contratos tengan una duración menor no coloca a los operadores de gestión de la demanda y la producción existente en una posición de desventaja respecto a la producción nueva. Por otro lado, como ya se explicó en el considerando 275, las observaciones recibidas señalan varios elementos importantes que confirman este análisis. En consecuencia, la medida respeta la condición incluida en el apartado 229 de las Directrices referente a los procedimientos de licitación según la cual dichos procedimientos han de basarse en criterios transparentes y no discriminatorios. La Comisión señala que el uso de umbrales de costes de capital basta para garantizar que los contratos de mayor duración solo son accesibles para las capacidades que puedan tener dificultades para obtener financiación. Por lo tanto, la Comisión acoge con satisfacción el compromiso del Reino Unido de permitir que todos los tipos de capacidades (salvo los interconectores) se sometan a la precualificación para pujar por las distintas duraciones de los contratos disponibles si pueden demostrar que cumplen los umbrales de gasto de capital, y de revisar dichos umbrales de gasto de capital para garantizar que siguen siendo apropiados (véase el considerando 182).

6.4.2. *Exclusión de la STOR de larga duración*

(313) En la Decisión de incoación, la Comisión estimó que la exclusión de los proveedores de la STOR de larga duración no era discriminatoria. No obstante, este aspecto fue abordado por las partes interesadas (véanse los considerandos 153 y 154) y por el Reino Unido (véanse los considerandos 204 a 210) durante el procedimiento de investigación formal.

(314) Por lo que respecta a la exclusión en sí, la Comisión opina que, en relación con lo sucedido anteriormente, el Reino Unido consideró legítimamente el riesgo de que surgieran beneficios inesperados de la participación de la STOR de larga duración. Sobre la base de la información disponible en ese momento, este riesgo parecía importante, como también explicó otra parte interesada (véase el considerando 153). Por otro lado, como se explicó en la Decisión de incoación y nuevamente en las observaciones de una parte interesada (véase el considerando 153) y del Reino Unido (véase el considerando 207), la Comisión estima que las centrales eléctricas en cuestión podrían, de hecho, participar en el mercado de capacidad siempre que renuncien a su contrato de larga duración con el operador del sistema de resultar adjudicatarias en la subasta. Asimismo, la Comisión toma nota de la decisión del Reino Unido de mantener la independencia del régimen de la STOR de larga duración y del régimen del mercado de capacidad, sin una «cláusula de reembolso», decisión similar a la que excluye del mercado de capacidad a las capacidades beneficiarias de regímenes de apoyo a las energías renovables. Por último, la Comisión toma nota de la intención del Reino Unido de valorar nuevamente la exclusión de los operadores de la STOR de larga duración a la luz de la nueva información de mercado disponible (véase el considerando 210): esta nueva evaluación seguirá considerando el riesgo de beneficios inesperados.

(315) Por lo que respecta a la exclusión de las centrales puestas en servicio antes de 2014 de la posibilidad de acceder a contratos de mayor duración, la Comisión comparte los argumentos del Reino Unido expuestos en el considerando 206. Concretamente, las centrales puestas en servicio antes de la primera subasta del mercado de capacidad no se enfrentaron a ninguna barrera en concreto para acceder al mercado de capacidad (por ejemplo, la financiación de la construcción) y, por tanto, no tenían motivos para poder acceder a contratos de mayor duración.

6.4.3. *Método de recuperación de costes*

(316) Como se expone en el considerando 187 de la Decisión de incoación, la Comisión ha de tener en cuenta el apartado 25 de las Directrices, que afirma que la compatibilidad de la medida debe evaluarse exclusivamente sobre la base de los criterios establecidos en la sección 3.9.5 de las Directrices. Concretamente, esta sección no incluye ninguna referencia a la financiación de las medidas de adecuación de la producción. Algunas partes interesadas (véase el considerando 159) y el Reino Unido (véase el considerando 211) apoyan este punto de vista, La Comisión concluye que la proporcionalidad del mercado de capacidad de Gran Bretaña solo debe valorarse a la luz de los apartados 228 a 231 de las Directrices, como es el caso de los considerandos 308 a 315.

(317) Con todo, incluso aunque el apartado 27, letra e), y el apartado 69 de las Directrices fuesen aplicables a la medida en este caso, la Comisión estima que el método de recuperación de costes es proporcional.

(318) En primer lugar, como ya explicaron algunas partes interesadas (véase el considerando 156) y el Reino Unido (véase el considerando 214), la metodología de recuperación de costes concilia el interés por mantener un incentivo de reducción de la demanda con la necesidad de reducir la incertidumbre de los proveedores respecto a su parte de los costes probable. Dicha incertidumbre se traduciría en una prima de riesgo que los proveedores repercutirían en los consumidores, incrementando así los costes de la electricidad.

(319) En segundo lugar, la metodología de recuperación de costes beneficia exclusivamente a los proveedores de gestión de la demanda, no a los productores (puesto que el coste se aplica en el lado minorista). En cualquier caso, aplica el pico de demanda además de los incentivos de reducción de la demanda ya existentes en el mercado de la electricidad de Gran Bretaña cuando se compara con métodos alternativos como los cargos a tanto alzado o la tributación general (véase el considerando 212). Como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 215), el argumento de que la actual metodología promueve, en calidad de gestión de la demanda, únicamente la producción *behind-the-meter* se basa en el supuesto de que el período de 4 a 7 pm es demasiado amplio para que los clientes reduzcan regularmente la demanda durante estas horas y, por tanto, se beneficien de una tasa del mercado de capacidad reducida. No obstante, no es necesario reducir la demanda durante todo el período para obtener beneficios. Simplemente implicaría que los proveedores de gestión de la demanda a la baja no obtendrían todos los beneficios.

(320) En tercer lugar, como explicaron las partes interesadas (véase el considerando 157) y el Reino Unido (véase el considerando 214), la metodología de la tríada alternativa preferida por otras partes interesadas (véase el considerando 158) no se adaptaría necesariamente a las situaciones de tensión en el sistema y podría conducir a decisiones de despacho ineficientes. Por consiguiente, no hay motivos para pensar que el método de recuperación de costes aplicado por el Reino Unido sea menos proporcionado que otros posibles métodos de financiación, en particular el método de la tríada.

6.4.4. *Conclusión sobre la proporcionalidad de la medida*

(321) Por consiguiente, la Comisión concluye que el mercado de capacidad satisface las directrices contempladas en la sección 3.9.5 de las Directrices.

6.5. **Prevención de efectos negativos sobre la competencia y el comercio**

(322) La sección 3.9.6 de las Directrices especifica las condiciones para la prevención de efectos negativos injustificados sobre la competencia y el comercio.

6.5.1. *Participación de productores que utilicen diferentes tecnologías y de operadores que ofrezcan medidas con un rendimiento técnico equivalente*

(323) Como se explica en los considerandos 30 y 31, el mercado de capacidad está abierto a la incorporación de oferta y demanda en consonancia con la última frase del apartado 232, letra a), de las Directrices.

(324) Tal como se describe en la sección 2.3.1, el mercado de capacidad está abierto en principio a la participación de productores que utilicen diferentes tecnologías y de operadores que ofrezcan medidas con un rendimiento técnico equivalente, por ejemplo, relativas a la gestión de la demanda, interconexiones y almacenamiento, conforme a las dos primeras frases del apartado 232, letra a), de las Directrices. No obstante, en su Decisión de incoación, la Comisión solicitó aclaraciones sobre la abertura del mercado de capacidad respecto a ciertas características específicas de su diseño.

6.5.1.1. Posible discriminación de los operadores de gestión de la demanda como consecuencia de la falta de acuerdos de entrega acotada en el tiempo

(325) Sobre la base de las pruebas aportadas por el Reino Unido que se resumen en el considerando 176, la Comisión considera que la ausencia de acuerdos de entrega acotada en el tiempo no es discriminatoria. Concretamente, que solo una CMU de las 89 optase en la subasta transitoria por el acuerdo de entrega acotada en el tiempo demuestra que las disposiciones en sí no suponen un obstáculo para la participación de la gestión de la demanda.

6.5.1.2. Diferencias en la duración del contrato disponible

(326) En la Decisión de incoación, la Comisión solicitó aclaraciones sobre el posible trato discriminatorio de la capacidad de gestión de la demanda frente a la capacidad de producción por la diferencia en la duración del contrato aplicable.

(327) La Comisión opina que, por un lado, los contratos de capacidad de duración superior a un año podrían estar justificados en los casos en que el gasto de capital es elevado y existen dificultades para conseguir financiación, promoviendo así el acceso competitivo de nuevas empresas en el mercado. Esta es la situación de la producción de nueva construcción en particular. Aparte de las sugerencias generales para los contratos de menor duración [véase el considerando 136, incisos i), ii) y iii)], la Comisión no recibió ninguna observación que rebatiese la importancia de los contratos de mayor duración (hasta quince años) para incentivar las capacidades nuevas, en consonancia con el apartado 226 de las Directrices. Concretamente, la Comisión considera que el uso de umbrales de gasto de capital para determinar la posibilidad de acceder a contratos de mayor duración es apropiado, ya que es un buen indicador de la dificultad para obtener financiación. Por otro lado, la Comisión estima que la exclusión de capacidades distintas de la producción del acceso a contratos de mayor duración no era discriminatoria porque la gestión de la demanda y las centrales existentes, habida cuenta de que sus necesidades de costes de capital son inferiores (lo que indica que su necesidad de obtener financiación es menor), podrían no obtener beneficios significativos de contratos más largos. Por consiguiente, la Comisión considera que el hecho de que los contratos tengan una duración menor no coloca a los operadores de gestión de la demanda y la producción existente en una posición de desventaja respecto a la producción nueva.

(328) La Comisión cree que las diferencias en la duración de los contratos no han supuesto en la práctica ninguna discriminación de los operadores de gestión de la demanda. En primer lugar, los resultados de las subastas no indican que el acceso diferenciado a los acuerdos de mayor duración haya falseado en la práctica los resultados de las subastas hasta la fecha. Por el contrario, apuntan a que el resultado de la gestión de la demanda es comparable al de la producción de nueva construcción y habitualmente incluso mejor (véase el considerando 179). En segundo lugar, la Comisión no ha encontrado pruebas de que ningún operador de gestión de la demanda cumpliese el umbral de gasto de capital aplicable a los contratos de larga duración y no pudiese participar en el mercado de

capacidad. En tercer lugar, las estimaciones del gasto de capital real de la gestión de la capacidad facilitada por las partes interesadas eran muy bajas: algunas partes interesadas que ejercen de operadores de gestión de la demanda calculaban que el gasto de capital de la gestión de la demanda se situaba muy por debajo de los umbrales e incluso prácticamente llegaba a cero (véase el considerando 135). El gasto de capital de la gestión de la demanda identificado en la segunda subasta transitoria ascendía, de media, a 0,15 GBP/kW (véase el considerando 178). En cuarto lugar, la gestión de la demanda de producción *behind-the-meter* (es decir, entre el 60 y el 70 % de la gestión de la demanda que participa activamente en mercados de flexibilidad) puede acceder a contratos de mayor duración si participa en la subasta en calidad de producción (véanse los considerandos 135 y 178). En quinto lugar, los umbrales de gasto de capital de las subastas se han actualizado periódicamente (véase el considerando 75).

(329) En consecuencia, por lo que respecta a lo sucedido anteriormente, la Comisión considera que las diferencias en la duración del contrato aplicable no han conllevado ninguna restricción injustificada de la participación de los operadores de gestión de la demanda en la práctica. La Comisión señala que el uso de umbrales de costes de capital basta para garantizar que los contratos de mayor duración solo son accesibles para las capacidades que puedan tener dificultades para obtener financiación. Por lo tanto, la Comisión acoge con satisfacción los compromisos del Reino Unido i) de permitir que todos los tipos de capacidades (salvo los interconectores) se sometan a la precualificación para pujar por las distintas duraciones de los contratos disponibles si pueden demostrar que cumplen los umbrales de gasto de capital descritos en el considerando 75, y ii) de revisar dichos umbrales de gasto de capital para garantizar que siguen siendo apropiados (véase el considerando 182).

6.5.1.3. Garantía limitada para el volumen en la subasta T-1

(330) Por lo que respecta a la situación jurídica de las subastas T-1 ya realizadas, la Comisión recuerda que el Reino Unido se comprometió en 2014 a contratar en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes. Este compromiso era vinculante sobre la base de la Decisión de 2014. Así, era responsabilidad del Reino Unido aplicar la medida aprobada en la legislación nacional, incluidos los compromisos pertinentes, y acatar la decisión de la Comisión en todos sus aspectos ([66]).

(331) Asimismo, la Comisión señala que, como se explica en el considerando 162 de la Decisión de incoación y se describe en el cuadro 3 y el considerando 63 de la presente Decisión, desde 2014 la capacidad objetivo que se debía obtener y la cantidad que efectivamente se obtuvo en la subasta T-1 siempre han superado la capacidad «reservada» inicialmente en la fase de la T-4.

(332) La Comisión reconoce que, como se menciona en el considerando 162 de la Decisión de incoación y han puesto de relieve algunas partes interesadas (véase el considerando 138), el secretario de Estado puede optar por no organizar subastas T-1. No obstante, como han mencionado otras partes interesadas (véase el considerando 139 y el Reino Unido (véase el considerando 186), el secretario de Estado puede aplazar o cancelar las subastas T-4 y T-1: por consiguiente, no se aprecia ninguna discriminación de la gestión de la demanda en particular. Por otro lado, en la práctica no se canceló ninguna de las subastas, salvo las subastas posteriores a la sentencia del Tribunal General, ya que las autoridades del Reino Unido suspendieron el mercado de capacidad en conjunto.

(333) Por lo que respecta al nivel del volumen de capacidad que debe reservarse, la Comisión coincide con las observaciones presentadas por algunas partes interesadas y el Reino Unido que apuntan al equilibrio entre, por un lado, la necesidad de garantizar una vía de acceso al mercado para la gestión de la demanda a través de las subastas T-1, y, por el otro, la necesidad de evitar todo exceso de contratación o subastas sobredimensionadas carentes de competencia. Teniendo en cuenta el elevado nivel de participación de los operadores de gestión de la demanda en las subastas T-4 y su crecimiento (véase el cuadro 1), este último riesgo ha cobrado importancia. De hecho, si la necesidad de capacidad disminuye entre la subasta T-4 y la subasta T-1, el objetivo se ajusta a la baja para evitar dicho riesgo. Esta flexibilidad también es necesaria para garantizar la compatibilidad con el apartado 231 y el apartado 232, letra c), de las Directrices. Por consiguiente, la Comisión concluye que la actual metodología de reserva descrita en el considerando 62 es apropiada.

(334) Algunas partes interesadas sugirieron la eliminación de las subastas T-4 o la organización de subastas semanales adicionales o de subastas T-2. Sin embargo, la organización de subastas T-4 es necesaria para garantizar el cumplimiento del apartado 226 de las Directrices, es decir, permitir suficientes plazos de entrega para las nuevas inversiones. La Comisión comparte el argumento del Reino Unido (véase el considerando 188) de que la necesidad de subastas T-2 además de las subastas T-4 y T-1 no está justificada. Por otro lado, las subastas semanales no proporcionarían la señal adecuada de inversión a largo plazo que se requiere para alcanzar los objetivos del mercado de capacidad.

([66]) Sentencia de 13 de junio de 2013, C-287/12 P Ryanair/Comisión, EU:C:2013:395, apartados 67 y 68.

(335) En aras de una mayor seguridad jurídica de los participantes en las subastas, la Comisión acoge con satisfacción el compromiso del Reino Unido descrito en el considerando 187 i) de seguir contratando en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes como parte del proceso para fijar los parámetros correspondientes a la subasta a cuatro años vista para el mismo año de entrega; y ii) de seguir utilizando la metodología de reserva sobre la base de un intervalo de confianza del 95 % descrita en el considerando 62 para determinar la cantidad mínima de capacidad que se reservará para una subasta a un año vista.

6.5.1.4. Umbral de participación mínimo

(336) En la Decisión de incoación, la Comisión solicitaba aclaraciones respecto a si el umbral mínimo de 2 MW (descrito en los considerandos 30 y 31) podía constituir un obstáculo a la entrada de nuevos operadores de gestión de la demanda en el mercado de capacidad. Concretamente, si bien es posible que los operadores de gestión de la demanda agrupen varios sitios para alcanzar el umbral mínimo de 2 MW, están obligados a constituir una garantía de licitación para la totalidad de los 2 MW, incluso aunque solo una parte de dicho volumen sea capacidad de gestión de la demanda sin confirmar.

(337) Por lo que respecta al nivel del umbral en sí, la Comisión opina que 2 MW era un valor bajo en 2014, en comparación con los umbrales de participación aplicados en otras medidas administradas por National Grid y los aplicados en otros países europeos (véase el considerando 189). Por otro lado, el umbral de 100 kW utilizado por PJM se aplica a contrataciones regionales de menor dimensión y, por tanto, no es comparable (véase el considerando 143). Asimismo, como se explica en el considerando 68 de la presente Decisión, el Reino Unido probó un umbral de participación más bajo en la segunda subasta transitoria. Solo superaron el proceso de cualificación ocho CMU por debajo de 2 MW, aportando menos del 3 % de la capacidad total obtenida en dicha subasta. Por otro lado, si hubiese una demanda mayor de CMU más pequeñas por participar, las subastas habrían mostrado una agrupación de CMU al nivel de 2 MW, cosa que no ha sucedido (véase el considerando 189). Ambos elementos demuestran que no había gran voluntad por parte de las CMU más pequeñas de participar en el mercado de capacidad.

(338) Por lo que respecta al requisito de la garantía de licitación, la Comisión está de acuerdo en que dicho requisito resulta útil para garantizar un suministro efectivo y para disuadir los proyectos especulativos, tal como señalaron algunas partes interesadas (véase el considerando 144) y el Reino Unido (véanse los considerandos 40 y 42).

(339) La Comisión ha evaluado si el nivel de la garantía de licitación podría considerarse una barrera de entrada para la participación de gestión de la demanda nueva en el mercado de capacidad. En primer lugar, la Comisión concluyó en el considerando 271 que la ausencia de acuerdos de capacidad de entrega acotada en el tiempo no es, por sí misma, discriminatoria contra la gestión de la demanda. En segundo lugar, como han explicado varias partes interesadas (véase el considerando 145) y el Reino Unido (véase el considerando 190), los nuevos operadores de gestión de la demanda disfrutan de una serie de ventajas en el mercado de capacidad en comparación con otras tecnologías. Concretamente, la Comisión señala que, tal como se describe en el considerando 42, el Gobierno del Reino Unido aumentó la garantía de licitación previa a la subasta para la producción de nueva construcción hasta 10 000 GBP/MW tras la consulta de marzo de 2016. Al mismo tiempo, el nivel de la garantía de licitación previa a la subasta para la gestión de la demanda sin confirmar se mantuvo en 5 000 GBP/MW, aliviando la carga en términos relativos. Asimismo, desde 2015, los proveedores de gestión de la demanda solo tienen que aportar la garantía de licitación una vez para una CMU de gestión de la demanda sin confirmar y, por consiguiente, pueden superar la precualificación de múltiples subastas consecutivas aportando exclusivamente una sola garantía de licitación. Por otro lado, para valorar si una característica, es decir, el requisito de la garantía de licitación, es discriminatoria contra la gestión de la demanda, han de tenerse en cuenta otras características del mercado de capacidad. Entre las citadas por las partes interesadas, resumidas en el considerando 145, las tasas de rescisión figuran como un ejemplo en el que los requisitos son menores para la gestión de la demanda (hasta 10 000 GBP/MW) en comparación con otras formas de capacidad (hasta 35 000 GBP/MW). Por último, como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 192), la modificación de la norma sobre reasignación de componentes (véase el considerando 180) introducida en junio de 2019 ha limitado considerablemente la exposición de los operadores de gestión de la demanda sin confirmar al nivel íntegro de la garantía de licitación (incluso aunque la mayor parte de sus componentes estén confirmados).

(340) Por consiguiente, la Comisión concluye que hasta la fecha el umbral de participación mínimo de 2 MW, incluido el requisito de garantía de licitación asociado, no ha constituido en la práctica una barrera de acceso al mercado de capacidad para los nuevos operadores de gestión de la demanda. Como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 193), la realidad del mercado está evolucionando y en el futuro podría haber algún operador de gestión de la demanda con una capacidad inferior a 2 MW que prefiera participar en las subastas del mercado de capacidad sin agregación. Por lo tanto, la Comisión celebra el compromiso del Reino Unido descrito en el considerando 193 de reducir el umbral mínimo para participar en el mercado de capacidad, tal como se describe en los considerandos 30 y 31, a 1 MW para todas las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, así como el compromiso del Reino Unido de evaluar nuevamente este umbral en octubre de 2021 a más tardar para examinar la posibilidad de una reducción adicional, tal como se describe en el considerando 193.

6.5.1.5. Apertura de la medida a fuentes de energía renovables y nuevas tecnologías

(341) Las fuentes de energía renovables pueden contribuir a resolver el problema de adecuación de la producción. Por consiguiente, la Comisión rechaza la idea planteada por una parte interesada de que dichas tecnologías no deberían estar incluidas en el mercado de capacidad (véase el considerando 147). Como se explica en la sección 2.3, se utilizan factores de reducción para adaptarse al riesgo de que la totalidad o una parte de la capacidad no esté disponible para responder durante una situación de tensión en el sistema. La metodología utilizada para determinar los factores de reducción aplicables a la energía eólica y solar ha sido refrendada por el grupo de expertos técnicos ([67]) y da lugar a factores acordes a los utilizados en otros mercados de capacidad de la UE ([68]). Por consiguiente, a diferencia de algunas partes interesadas (véase el considerando 146), la Comisión estima que los factores de reducción son apropiados.

(342) Aunque la Comisión no abordó expresamente esta cuestión en la Decisión de incoación, algunas partes interesadas defendieron que la exclusión de tecnologías no subvencionadas de la participación en el mercado de capacidad no era compatible con las Directrices. Como se menciona en el considerando 146, una parte interesada explicó que se impidió que su parque eólico no subvencionado participase en la subasta T-4 de 2017, al tiempo que no existía una vía de precualificación para la subasta T-4 de 2018 cancelada (para el año de entrega 2022/2023).

(343) La Comisión opina que las normas descritas en los considerandos 32 y 33 son adecuadas para evitar la acumulación de ayudas estatales. No obstante, no deberían conducir a la exclusión de proveedores de capacidad que no perciben tales ayudas. La Comisión toma nota de los argumentos del Reino Unido mencionados en el considerando 195 y reconoce que este reaccionó con rapidez. La Comisión celebra la entrada en vigor en junio de 2019 de las nuevas normas del mercado de capacidad que permiten la participación de tecnologías eólicas y solares en el mercado de capacidad, tal como se expone en el considerando 196. Dichas normas serán aplicables a partir de las subastas T-1, T-3 y T-4 programadas para enero de 2020. Así, permitirán que el operador del parque eólico mencionado en el considerando 291 participe en la próxima subasta T-3 (año de entrega 2022/2023). Al mismo tiempo, la Comisión señala que solo hay un caso en el que un proveedor no pudiese participar en ninguna subasta, a saber, un parque eólico en la subasta T-4 de 2017, por lo que las repercusiones sobre el mercado de capacidad en su conjunto fueron insignificantes.

(344) Los costes de capital de determinadas tecnologías se han reducido drásticamente en los últimos años, por lo que en adelante podrían no necesitar el apoyo de las medidas descritas en el considerando 32. Por consiguiente, para evitar en el futuro la exclusión de proveedores que no perciben tales ayudas, como en la situación descrita en el considerando 342, la Comisión celebra el compromiso del Reino Unido, descrito en el considerando 197, de desarrollar todas las normas necesarias (por ejemplo, a título ilustrativo, los factores de reducción) para garantizar la participación efectiva de cualquier tipo de capacidad nueva que pueda contribuir eficazmente a resolver el problema de adecuación de la producción, tan pronto como dicha capacidad tenga potencial para contribuir a resolver el mencionado problema.

6.5.1.6. Conclusión

(345) En consecuencia, la Comisión concluye que el mercado de capacidad permite la participación de productores que utilicen diferentes tecnologías y de operadores que ofrezcan medidas con un rendimiento técnico equivalente, en consonancia con el apartado 232, letra a), de las Directrices.

6.5.2. *Participación de operadores de otros Estados miembros*

(346) El apartado 232, letra b), de las Directrices aborda el factor de hacer posible que los operadores de otros Estados miembros participen en una medida. En la Decisión de incoación, la Comisión solicitaba aclaraciones respecto a si, de cara al futuro, la participación transfronteriza en el mercado de capacidad de Gran Bretaña debería seguir limitándose a la de interconector.

(347) En la misma Decisión, la Comisión explicó que el Reino Unido había presentado pruebas en 2014 de que entonces no era posible incluir capacidad extranjera en el mercado de capacidad sin aplicar disposiciones transfronterizas adicionales. La Comisión reconoce la complejidad de permitir eficazmente la participación transfronteriza en el mercado de capacidad en ese momento. En su lugar, el Reino Unido permitió que la capacidad interconectada participase directamente en el mercado de capacidad a partir de la segunda subasta de 2015. No obstante, la Comisión albergaba dudas sobre si la participación transfronteriza en el mercado de capacidad en el futuro debería seguir estando limitada a los interconectores.

([67]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De-rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([68]) Los factores de reducción utilizados en la precualificación de cara a las próximas subastas T-4, T-3 y T-1 [véase el considerando 18, letra d)] son los siguientes: para la energía eólica terrestre, entre el 7,42 y el 8,98 %; para la energía eólica marina, entre el 10,55 y el 14,45 %; para la energía solar fotovoltaica, entre el 2,34 y el 3,22 %. Estos factores de reducción son comparables a los utilizados en Irlanda (por ejemplo, para la subasta de capacidad T-1 de 2019/2020, véase http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) y en Italia [véase la Decisión C(2018) 617 final].

(348) De acuerdo con el artículo 26 del Reglamento (UE) 2019/943, que se aplicará a partir del 1 de enero de 2020, los mecanismos de capacidad deben estar abiertos a la participación directa transfronteriza de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro. En este contexto, la Comisión acoge con agrado el compromiso del Reino Unido, descrito en el considerando 200:

a) a intentar aplicar la participación directa de capacidad extranjera en las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, supeditada a la celebración de acuerdos de cooperación con los operadores del sistema de transporte de los países vecinos en que se ubican las capacidades participantes; y

b) en cualquier caso, de aplicar la participación directa de capacidad extranjera en todas las subastas cuya precualificación comience después de que las metodologías, normas comunes y disposiciones mencionadas en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 hayan sido aprobadas por la ACER y publicadas en su sitio web de acuerdo con el artículo 27 de dicho Reglamento y hayan pasado a ser aplicables.

(349) El apartado 232, letra b), de las Directrices explica que la participación de operadores de otros Estados miembros debería permitirse cuando dicha participación sea físicamente posible, es decir, cuando la capacidad pueda suministrarse físicamente a los Estados miembros que aplican la medida. Por consiguiente, la compatibilidad del mercado de capacidad sigue estando garantizada si la participación directa de la capacidad extranjera no es posible en el caso de una subasta concreta porque la estimación más reciente de la capacidad de interconexión disponible ya ha sido íntegramente contratada en subastas del mercado de capacidad previas correspondientes al año de entrega de que se trate.

(350) Por lo que respecta a las observaciones de algunas partes interesadas sobre el sistema de remuneración «de máximos y mínimos» aplicable a los interconectores (véase el considerando 149), la Comisión estima que esta situación es distinta de las descritas en los considerandos 32 y 33 en relación con la acumulación de ayudas, Como ha explicado el Reino Unido (véase el considerando 201), cualquier ingreso procedente del mercado de capacidad se analiza antes de evaluar los ingresos de un interconector por lo que se refiere al máximo y al mínimo. Por lo tanto, un interconector recibiría un pago mínimo únicamente si los ingresos totales (incluidas los ingresos del mercado de capacidad) se sitúan por debajo del mínimo, mientras que si los ingresos totales superar el máximo, el interconector reembolsaría al consumidor. Así, la naturaleza del «máximo y mínimo» no es la de una medida de apoyo que implicaría una acumulación de ayudas. En consecuencia, la Comisión no cree que los interconectores deberían haber sido excluidos de la participación en el mercado de capacidad con esta justificación.

(351) En relación con la observación de una parte interesada sobre la exclusión de interconectores de la subasta T-1 celebrada a principios de 2018 para el año de entrega 2018/2019 (véase el considerando 150), la Comisión toma nota de los argumentos presentados por el Reino Unido en el considerando 202. Concretamente, tal como se explica en los considerandos 143 y 144 de la Decisión de incoación, la Comisión reconoce que el Reino Unido revisó al alza su estimación de la contribución de los interconectores durante situaciones de tensión a raíz de la recomendación del grupo de expertos técnicos y para acatar el considerando 124 de la Decisión de 2014. Su contribución neta pasó de 0 GW a 2,1 GW para el año de entrega 2018/2019 (véase el considerando 36). En consecuencia, el Reino Unido ajustó a la baja la cantidad de capacidad que debía contratar en esta subasta T-1. No obstante, para permitir a los interconectores participar en esta subasta T-1 habría sido necesario un incremento de la capacidad que se iba a subastar en contraposición a las expectativas del mercado sobre la base de las condiciones de la subasta T-4 de 2014.

(352) Por lo que respecta a los factores de reducción aplicados a los interconectores, la Comisión considera que la metodología basada en interconectores individuales no es discriminatoria. Como explica el Reino Unido en el considerando 202, este enfoque específico de los interconectores está justificado para tener en cuenta al considerable grado de diversidad de los interconectores y de los mercados conectados. Esta diversidad exige que NG utilice una horquilla modelizada de factores de reducción para cada país interconectado (recurriendo a una metodología de modelización paneuropea estocástica). Por otro lado, el grupo de expertos técnicos examina de manera independiente si las cifras de reducción son apropiadas.

(353) En relación con la observación de una parte interesada sobre la exclusión de interconectores del acceso a contratos de capacidad de duración superior a un año (véase el considerando 150), la Comisión conviene con el Reino Unido en que la adjudicación de contratos de mayor duración a interconectores sería incongruente con la postura del Reino Unido de que el modelo de interconectores es una solución a corto plazo (véase el considerando 202) hasta que se introduzca la participación extranjera directa. En la medida en que la capacidad de interconectores obtenga contratos en la subasta, esta capacidad no estaría disponible para la importación de proveedores de capacidad situados en países vecinos. En consecuencia, la participación directa de capacidad extranjera no sería posible.

(354) Asimismo, la Comisión concluye que permitir que los interconectores tengan acceso a contratos de capacidad de duración superior a un año contravendría el apartado 232, letra b), de las Directrices, y en particular la nota al pie 97 de las mismas, según la cual los regímenes han de adaptarse en el caso de que se tomen medidas comunes para facilitar la participación transfronteriza en estos regímenes.

(355) La Comisión llega a la conclusión de que el mercado de capacidad permite la participación de operadores de otros Estados miembros y, por tanto, cumple la directriz recogida en el apartado 232, letra b), de las Directrices.

6.5.3. *Participación de un número suficiente de operadores para establecer un precio competitivo para la capacidad*

(356) El apartado 232, letra c), de las Directrices aborda el factor de hacer posible que un número suficiente de productores participen para establecer un precio competitivo para la capacidad. Como muestra el cuadro 7, el precio de la capacidad no ha sido excesivo e incluso ha disminuido, pasando de 19,40 GBP/kW en la subasta T-4 de 2014 a 8,40 GBP/kW en la subasta T-4 de 2017. Además, el precio de la capacidad en las subastas T-1 también ha experimentado un descenso drástico, de 6,00 GBP/kW en 2017 a 0,77 GBP/kW en la subasta condicional celebrada en junio de 2019.

(357) La Comisión no ha recibido observaciones de partes interesadas que apunten lo contrario. Por consiguiente, concluye que hay un número suficiente de capacidades que participan en el mercado de capacidad para establecer un precio competitivo para la capacidad, en consonancia con el apartado 232, letra c), de las Directrices.

6.5.4. *Prevención de efectos negativos para el mercado interior a causa de medidas reguladoras*

(358) Como se describe en los considerandos 110 a 118 de la presente Decisión (véanse asimismo los considerandos 102 a 110 de la Decisión de incoación), el Reino Unido ha aplicado una serie de reformas para mejorar el funcionamiento de los mercados de la electricidad.

(359) La Comisión no ha recibido observaciones de partes interesadas que apunten lo contrario y, sobre la base de los argumentos expuestos anteriormente, concluye que el mercado de capacidad de Gran Bretaña previene los efectos negativos para el mercado interior, de conformidad con el apartado 232, letra d), de las Directrices.

6.5.5. *Impacto en los incentivos para invertir en capacidad de interconexión y en la asociación de mercados*

(360) Los interconectores han podido participar en las subastas del mercado de capacidad desde la segunda subasta en 2015, tal como se explica en el considerando 34. Por consiguiente, el mercado de capacidad ha contribuido a la financiación de los interconectores. En particular, como se recoge en el cuadro 2, tres CMU de interconectores de nueva construcción resultaron adjudicatarias en la subasta T-4 de 2017.

(361) En términos más generales, tal como se describe en el considerando 116 de la presente Decisión, el nivel de interconexión del Reino Unido ha aumentado, pasando del 4 % en 2014 al 6 % de la capacidad total instalada en 2019, especialmente desde la entrada en servicio del interconector NEMO con Bélgica el 31 de enero de 2019. Se prevé que la capacidad de interconexión alcance el 9 % en 2021 ([69]). Por otro lado, las medidas descritas en la sección 2.8.4 ayudan a que la asociación de mercados funcione con mayor eficacia.

(362) La Comisión no ha recibido observaciones de partes interesadas que apunten lo contrario. Por consiguiente, concluye que el mercado de capacidad no reduce los incentivos para invertir en capacidad de interconexión o asociación de mercados, en consonancia con el apartado 233, letras a) y b), de las Directrices.

6.5.6. *Impacto sobre las decisiones de inversión que precedieron a la introducción de la medida*

(363) En la Decisión de incoación, la Comisión indicó que, de acuerdo con la modelización presentada por el Reino Unido, la introducción del mercado de capacidad hará que los precios de la electricidad en el mercado de la energía disminuyan con el tiempo. El hecho de que los productores existentes —que tomaron las decisiones de inversión sobre la base de previsiones de los precios de la energía al por mayor— tengan acceso al mercado de capacidad y puedan complementar sus ingresos del mercado implica, por tanto, que sus decisiones de inversión no se verán socavadas en términos medios. Por otro lado, las centrales cuya construcción comenzó entre mayo de 2012 y la primera subasta de 2014 se consideraron centrales nuevas para reconocer su inversión de capital y sus expectativas de introducción del mercado de capacidad.

(364) Como sucede con cualquier modificación de la configuración del mercado, cabe esperar que algunas de las centrales existentes se vean más afectadas que otras. Concretamente, es probable que la introducción de la medida afecte más a las centrales que se han construido recientemente pero antes de mayo de 2012 y que, por tanto, no están en posición de participar en el mercado de capacidad como «nuevas». No obstante, cualquier posible efecto negativo debería quedar amortiguado por el hecho de que cualquier central puede acceder al mercado de capacidad y compensarse con los beneficios sustanciales que la medida debería introducir en el sistema de electricidad, también a la luz de la clara señal de precios que el mercado de capacidad debería enviar respecto a la capacidad. Dicha señal de precios no existiría sin la medida y tendría que ser lanzada indirectamente a través del precio de la electricidad.

([69]) Estas cifras dan por hecho que la capacidad de producción de electricidad del Reino Unido se mantiene constante en 81,3 GW.

(365) La Comisión no ha recibido observaciones de partes interesadas que apunten lo contrario. Por consiguiente, concluye que el mercado de capacidad no socava las decisiones de inversión que precedieron a la introducción de la medida, en consonancia con el apartado 233, letra c), de las Directrices.

6.5.7. *Impacto sobre las posiciones dominantes en el mercado*

(366) El apartado 232, letra d), de las Directrices aborda la necesidad de prevenir los efectos negativos para el mercado interior. En la Decisión de incoación, la Comisión señaló que los contratos de capacidad de mayor duración para las inversiones nuevas permitían que los nuevos participantes obtuviesen la financiación necesaria. Asimismo, esta característica ayudaría a neutralizar el riesgo de posiciones dominantes en el mercado gracias a un acceso al mercado más fácil. La Comisión señaló también que la sólida característica de determinación de precios en un diseño de precio discriminatorio a la baja reduce el riesgo de que se ejerza poder de mercado en la subasta.

(367) La Comisión no ha recibido observaciones de partes interesadas que apunten lo contrario. Por consiguiente, concluye que el mercado de capacidad no refuerza las posiciones dominantes en el mercado, en consonancia con el apartado 233, letra d), de las Directrices.

6.5.8. *Preferencia por tecnologías con bajas emisiones de carbono, en caso de parámetros técnicos y económicos equivalentes*

(368) En la Decisión de incoación, la Comisión señaló una serie de razones por las que consideraba que el mercado de capacidad concedía preferencia a los productores con bajas emisiones de poco carbono en caso de parámetros técnicos y económicos equivalentes, en consonancia con el apartado 233, letra e), de las Directrices:

a) La medida está abierta a productores con bajas emisiones de carbono. No obstante, para evitar la acumulación de ayudas y el exceso de compensación resultante, los productores no pueden ser beneficiarios de otras medidas de apoyo, tal como se describe en los considerandos 32 y 33.

b) El carácter de licitación del mecanismo hace que los participantes estén expuestos a los precios del carbono a la hora de vender su electricidad en el mercado. Ante características técnicas equivalentes, unos costes de carbono mayores reducirán, por tanto, los ingresos del mercado de la energía previstos e incrementarán el precio que los participantes con altas emisiones de carbono pedirán por la capacidad en la subasta (véase el considerando 67), reduciendo su probabilidad de resultar adjudicatarios ([70]).

c) Como se indica en la Decisión de 2014 (véase el considerando 153) y en la Decisión de incoación (considerando 195), la Comisión considera que los costes de carbono asociados al RCDE UE representan parámetros económicos generales a efectos del apartado 233, letra e), de las Directrices y, por tanto, son insuficientes para demostrar que una medida concede una preferencia específica a los productores con bajas emisiones de carbono. No obstante, la Comisión señala que el Reino Unido introdujo un precio mínimo del carbono en 2013, fijado en 18 GBP/tCO_2 para 2018/2019 y 2019/2020. Este elemento ha hecho que los productores de electricidad se enfrenten a un precio del carbono superior al RCDE UE en solitario. A juicio de la Comisión, por tanto, la interacción del precio mínimo del carbono con el mecanismo de subasta descrito anteriormente tiene un efecto equivalente a los criterios de selección secundarios (por ejemplo, en un procedimiento de licitación que utilice criterios distintos del precio) que daría preferencia a los productores con bajas emisiones de carbono, en caso de parámetros técnicos y económicos equivalentes.

(369) Como se menciona en el considerando 160, algunas partes interesadas hicieron hincapié en la necesidad de modificar el mercado de capacidad para favorecer a las tecnologías hipocarbónicas en términos generales. Asimismo, en el informe mencionado en el considerando 21, la Comisión de Ciencia y Tecnología de la Cámara de los Comunes sugería que el mercado de capacidad debería apoyar a las tecnologías hipocarbónicas en la medida de lo posible y debería incluir un porcentaje mínimo de financiación del mercado de capacidad que deba adjudicarse a dichas tecnologías. La Comisión estima que, para cumplir las Directrices, las modificaciones en el mercado de capacidad de Gran Bretaña sugeridas no son necesarias, puesto que el apartado 233, letra e), de las Directrices exige que el mercado de capacidad conceda preferencia a las capacidades hipocarbónicas solo en caso de parámetros técnicos y económicos equivalentes.

(370) Por lo que respecta a las observaciones de las partes interesadas de que el mercado de capacidad debería respetar los límites de emisiones de CO_2 impuestos por el Reglamento (UE) 2019/943 (véase el considerando 161), la Comisión señala que:

a) en relación con la capacidad nueva, el 18 de julio de 2019 entró en vigor una modificación de las Normas relativas al Mercado de Capacidad para introducir este límite a las emisiones de carbono para la capacidad de nueva construcción que aspirase a superar la precualificación para las subastas de capacidad que se celebrarán a principio de 2020 (incluido cualquier componente de nueva construcción que acceda como gestión de la demanda sin confirmar), tal como se explica en el considerando 217;

([70]) De manera alternativa, el Reino Unido sostiene que si dos proyectos con intensidad de carbono diferente presentan ofertas iguales, esto solo puede explicarse por características técnicas y económicas distintas.

b) respecto a la capacidad existente, el Reino Unido se ha comprometido a respetar las correspondientes disposiciones del Reglamento (UE) 2019/943. Concretamente, a finales de 2020 adoptará una serie de cambios reglamentarios para garantizar que, a partir del 1 de julio de 2025 a más tardar, la capacidad de producción que comenzase la producción comercial antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 g de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO_2 procedente de combustibles fósiles de media por año y kWe instalado no reciba pagos ni compromisos de pagos futuros en virtud del mecanismo de capacidad (véase el considerando 218).

(371) Sobre la base de estas consideraciones, la Comisión concluye que el mercado de capacidad concede preferencia a las tecnologías hipocarbónicas en caso de parámetros técnicos y económicos equivalentes, en consonancia con el apartado 233, letra e), de las Directrices.

6.5.9. *Conclusión sobre la prevención de efectos negativos indebidos sobre la competencia y el comercio*

(372) Por consiguiente, la Comisión concluye que el mercado de capacidad satisface las directrices contempladas en la sección 3.9.6 de las Directrices.

6.6. **Conformidad con el artículo 30 y con el artículo 110 del TFUE**

(373) En la Decisión de incoación, la Comisión llegó a la conclusión preliminar de que el mecanismo de financiación de la medida no introducía ninguna restricción que infringiese los artículos 30 o 110 del Tratado.

(374) Como se explica en el considerando 88, los pagos se financian con la imposición de una exacción a los proveedores de electricidad (la «obligación del proveedor»). El prestador de servicios de liquidación calcula y recauda los pagos en virtud de la obligación del proveedor. El Reino Unido explica que esta obligación se impone a todos los proveedores autorizados en función de su cuota de mercado sobe la base de los volúmenes de electricidad vendidos. No obstante, la Comisión estima que la exacción es muy parecida a un impuesto sobre la electricidad consumida.

(375) Por lo que respecta a los artículos 30 y 110 del Tratado, debe recordarse que, según una jurisprudencia reiterada, el Derecho de la Unión no restringe, en el estado actual de su evolución, la libertad de cada Estado miembro de establecer un sistema diferenciado de tributación para algunos productos, aunque sean similares en el sentido del párrafo primero del artículo 110 del Tratado, en función de criterios objetivos, tales como la naturaleza de las materias primas utilizadas o los procedimientos de producción aplicados. No obstante, tales diferencias solo son compatibles con el Derecho de la Unión si persiguen objetivos de política económica compatibles, a su vez, con las prescripciones del Derecho de la Unión y si se aplican de manera que eviten cualquier forma de discriminación, directa o indirecta, respecto a las importaciones procedentes de los demás Estados miembros, o de protección de las producciones nacionales competidoras ([71]).

(376) La Comisión no ha recibido ninguna observación de partes interesadas o del Reino Unido que apunte lo contrario y mantiene su conclusión preliminar.

(377) Un trato discriminatorio contra las importaciones de otros Estados miembros presupone que situaciones similares se tratan de manera diferente. Por consiguiente, la Comisión ha evaluado si las importaciones se encuentran en una situación similar a la de la producción nacional. Como se explica en el considerando 34, los interconectores han podido participar en el mercado de capacidad a partir de la segunda subasta de 2015, en calidad de CMU, en igualdad de condiciones con la capacidad asentada en Gran Bretaña. Por otro lado, de cara al futuro, tal como se describe en el considerando 200, el Reino Unido permitirá la participación directa de capacidades extranjeras en el mercado de capacidad.

(378) En consecuencia, la Comisión concluye que el mecanismo de financiación de la medida no introduce ninguna restricción que infrinja los artículos 30 o 110 del Tratado.

6.7. **Transparencia**

(379) Como se explica en el considerando 221, el Reino Unido se ha comprometido a aplicar las condiciones de transparencia especificadas en la sección 3.2.7 de las Directrices en la medida en que sean aplicables a las ayudas concedidas en virtud del mercado de capacidad. Por consiguiente, se cumple dicha directriz.

6.8. **Aplicabilidad de la evaluación de la compatibilidad**

(380) El 15 de noviembre de 2018, el Tribunal General de la Unión Europea en su sentencia T-793/14, Tempus/Comisión, anuló la Decisión de la Comisión de 23 de julio de 2014. El 25 de enero de 2019, la Comisión recurrió la sentencia del Tribunal General (asunto C-57/19). Puesto que el recurso no tenía un efecto suspensivo, para acatar la sentencia del Tribunal General, la Comisión decidió volver a evaluar el mercado de capacidad de Gran Bretaña y el 21 de febrero de 2019 inició el procedimiento de investigación formal al amparo del artículo 108, apartado 2, del TFUE.

([71]) Sentencia de 2 de abril de 1998, Outokumpu (C-213/96, Rec. p. I-1777), apartado 30.

(381) En aras de la seguridad jurídica, procede establecer la situación de la presente Decisión en caso de que el Tribunal de Justicia resuelva revocar la sentencia del Tribunal General en el caso T-793/14, en cuyo caso la Decisión de 23 de julio de 2014 sería válida a partir de su fecha de adopción. Ante esta situación, la evaluación de la compatibilidad efectuada en la presente Decisión por lo que respecta a las medidas en vigor hasta la fecha de adopción de la presente Decisión quedaría sin objeto y efectos jurídicos. En relación con las modificaciones del mercado de capacidad en comparación con el mecanismo autorizado por la Decisión de la Comisión, de 23 de julio de 2014, la Comisión considera que estos cambios, descritos en los considerandos 182, 187, 194, 197, 200 y 218, constituirían modificaciones del mercado de capacidad con arreglo al artículo 4, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 794/2004 de la Comisión ([72]), que la Comisión ha declarado compatible con el mercado interior, de conformidad con el artículo 107, apartado 3, del Tratado sobre la base de la evaluación desarrollada en la presente Decisión.

7. **CONCLUSIÓN**

(382) La Comisión aprecia que, entre la fecha de aplicación de la medida y su suspensión, el 15 de noviembre de 2018, tras la sentencia del Tribunal General ([73]), el Reino Unido aplicó ilegalmente el mercado de capacidad en contravención del artículo 108, apartado 3, del Tratado, tal como se explica en el considerando 235. Con todo, la Comisión estima que la medida es compatible con el mercado interior sobre la base del artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado, en particular sobre la base de las directrices recogidas en la sección 3.9 de las Directrices por un período máximo de diez años a contar desde la fecha en que la medida se aplicó por primera vez en 2014 (fijada en el día 16 de diciembre de 2014, es decir, cuando se celebró la primera subasta del mercado de capacidad) ([74]).

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

El régimen de ayudas en forma de mercado de capacidad aplicado por el Reino Unido en virtud de la Ley de Energía de 2013 («el régimen de ayudas») es compatible con el mercado interior sobre la base del artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado. La Comisión autoriza el régimen de ayudas por un período máximo de diez años a contar desde el 16 de diciembre de 2014.

Artículo 2

En caso de que el Tribunal de Justicia revoque la sentencia del Tribunal General dictada en el caso T-793/14 y decida confirmar la Decisión C(2014) 5083, el artículo 1 se sustituye por el texto siguiente:

«*Artículo 1*

Las modificaciones propuestas del régimen de ayudas declarado compatible por la Decisión C(2014) 5083, notificadas a la Comisión el 12 de septiembre de 2019 y descritas en el anexo de la presente Decisión, son compatibles con el mercado interior sobre la base del artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado, a partir de la fecha de notificación de la presente Decisión y hasta el 15 de diciembre de 2024».

Artículo 3

El destinatario de la presente Decisión es el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

Hecho en Bruselas, el 24 de octubre de 2019.

Por la Comisión
Margrethe VESTAGER
Miembro de la Comisión

([72]) Reglamento (CE) n.º 794/2004 de la Comisión, de 21 de abril de 2004, por el que se establecen disposiciones de aplicación del Reglamento (UE) 2015/1589 del Consejo por el que se establecen disposiciones de aplicación del artículo 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (DO L 140 de 30.4.2004, p. 1).
([73]) Véase el considerando 17.
([74]) Véase el artículo 21, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943.

ANEXO

CAMBIOS EN EL MERCADO DE CAPACIDAD

1) En primer lugar, el Reino Unido se compromete:

   a) a reducir el umbral mínimo para participar en el mercado de capacidad, tal como se describe en los considerandos 30 y 31 de la presente Decisión, a 1 MW para todas las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020; y

   b) a evaluar nuevamente este umbral en octubre de 2021 a más tardar para examinar la posibilidad de una reducción adicional.

2) En segundo lugar, el Reino Unido se compromete:

   a) a intentar aplicar la participación directa de capacidad extranjera en las subastas cuya precualificación comience a partir de enero de 2020, supeditada a la celebración de acuerdos de cooperación con los operadores del sistema de transporte de los países vecinos en que se ubican las capacidades participantes; y, en cualquier caso

   b) a aplicar la participación directa de capacidad extranjera en todas las subastas cuya precualificación comience después de que las metodologías, normas comunes y disposiciones mencionadas en el artículo 26, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 hayan sido aprobadas por la ACER y publicadas en su sitio web de acuerdo con el artículo 27 de dicho Reglamento y hayan pasado a ser aplicables.

3) En tercer lugar, el Reino Unido se compromete a desarrollar todas las normas necesarias (por ejemplo, a título enunciativo, los factores de reducción) para garantizar la participación efectiva de cualquier tipo de capacidad nueva que pueda contribuir eficazmente a resolver el problema de adecuación de la producción, tan pronto como dicha capacidad tenga potencial para contribuir a resolver el mencionado problema.

4) En cuarto lugar, el Reino Unido se compromete:

   a) a permitir que todos los tipos de capacidades (salvo los interconectores) se sometan a la precualificación para pujar por las distintas duraciones de los contratos disponibles si pueden demostrar que cumplen los umbrales de gasto de capital descritos en el considerando 75 de la presente Decisión; y

   b) a revisar dichos umbrales de gasto de capital para garantizar que siguen siendo apropiados.

5) En quinto lugar, el Reino Unido se compromete:

   a) a seguir contratando en las subastas a un año vista por lo menos el 50 % de la capacidad reservada cuatro años antes como parte del proceso para fijar parámetros correspondiente a la subasta a cuatro años vista para el mismo año de entrega; y

   b) a seguir utilizando la metodología de reserva sobre la base de un intervalo de confianza del 95 % descrita en el considerando 62 de la presente Decisión para determinar la cantidad mínima de capacidad que se reservará para una subasta a un año vista.

6) En sexto lugar, el Reino Unido se compromete a respetar las disposiciones del Reglamento (UE) 2019/943 y, en particular, a adoptar a finales de 2020 una serie de cambios reglamentarios para garantizar que, a partir del 1 de julio de 2025 a más tardar, la capacidad de producción que comenzase la producción comercial antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 g de CO_2 procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO_2 procedente de combustibles fósiles de media por año y kWe instalado no sea objeto de un compromiso, no reciba pagos ni compromisos de pagos futuros en virtud del mecanismo de capacidad.