II

(Rechtsakte ohne Gesetzescharakter)

BESCHLÜSSE

BESCHLUSS (EU) 2020/348 DER KOMMISSION

vom 24. Oktober 2019

über die Staatliche Beihilfe SA.35980-2019/C Vereinigtes Königreich — Strommarktreform: Kapazitätsmechanismus

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2019) 7610)

(Nur der englische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 108 Absatz 2 Unterabsatz 1,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,
nach Aufforderung der Beteiligten zur Stellungnahme nach diesen Artikeln ([1]) und unter Berücksichtigung ihrer Stellungnahmen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

1. VERFAHREN

(1) Nach Vorabkontakten unterrichteten die Behörden des Vereinigten Königreichs am 23. Juni 2014 die Kommission gemäß Artikel 108 Absatz 3 AEUV über eine geplante Maßnahme zur Unterstützung von Kapazitätsanbietern auf dem britischen Strommarkt ([2]). Diese Maßnahme wird in diesem Beschluss als „die Maßnahme“ bezeichnet.

(2) Am 23. Juli 2014 beschloss die Kommission, keine Einwände gegen die der Maßnahme zugrunde liegende Beihilferegelung zu erheben, weil die Regelung unter Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV falle und daher mit dem Binnenmarkt vereinbar sei ([3]) (im Folgenden: „Beschluss von 2014“).

(3) Die erste Auktion auf dem Kapazitätsmarkt, auf den sich die Maßnahme bezieht, fand vom 16. bis 18. Dezember 2014 statt. Die Auktion erfolgte für die Bereitstellung von Kapazitäten mit einem vier Jahre späteren Lieferungszeitpunkt, d. h. 2018.

(4) Am 15. November 2018 erklärte das Gericht der Europäischen Union in der Rechtssache T-793/14 — Tempus Energy und Tempus Energy Technology/Kommission (im Folgenden: „Urteil des Gerichts“) den Beschluss von 2014 für nichtig. Zusammenfassend befand das Gericht angesichts der Länge und der Umstände der Voranmeldephase und der Tatsache, dass die Kommission in der Vorprüfphase bestimmte Aspekte des Kapazitätsmarktes — insbesondere die Rolle und die Behandlung der Laststeuerungsanbieter im Rahmen des angemeldeten Kapazitätsmechanismus — nicht angemessen untersucht hatte, dass die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt hätte haben müssen. Diese Zweifel hätten sie dazu veranlassen müssen, das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 AEUV einzuleiten, damit alle Beteiligten gegenüber der Kommission Stellung nehmen und ihr sachdienliche Informationen zur Verfügung stellen können, sodass sie besser beurteilen kann, ob der Kapazitätsmarkt mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.

([1]) ABl. C 109 vom 22.3.2019, S. 3.
([2]) Nordirland fällt nicht in den Geltungsbereich der geplanten Maßnahme, da dort andere Regelungen für den Strommarkt gelten.
([3]) Beschluss der Kommission vom 23. Juli 2014, keine Einwände gegen die vom Vereinigten Königreich geplante Beihilferegelung betreffend den „Kapazitätsmarkt“ zu erheben (staatliche Beihilfe SA.35980 (2014/N-2)) (ABl. C 348 vom 3.10.2014, S. 5).

(5) Zusätzliche Informationen aus dem Vereinigten Königreich gingen am 20. Dezember 2018 ein.

(6) Am 25. Januar 2019 legte die Kommission Rechtsmittel gegen das Urteil des Gerichts ein (Rechtssache C-57/19). Da das Rechtsmittel keine aufschiebende Wirkung hat, hat die Kommission, um dem Urteil Folge zu leisten, den Kapazitätsmarkt erneut geprüft.

(7) Anschließend setzte die Kommission das Vereinigte Königreich mit Schreiben vom 21. Februar 2019 von ihrem Beschluss in Kenntnis, in dieser Sache das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 AEUV einzuleiten.

(8) Der Beschluss der Kommission zur Einleitung des Verfahrens (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“) wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht ([4]). Die Kommission forderte alle Beteiligten zur Stellungnahme auf.

(9) Mit Schreiben vom 12. April 2019 übermittelte das Vereinigte Königreich der Kommission seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss. Die Kommission erhielt Stellungnahmen von 35 Beteiligten. Sie leitete sie an das Vereinigte Königreich weiter und gab dem Vereinigten Königreich Gelegenheit, darauf zu reagieren. Die Stellungnahmen des Vereinigten Königreichs gingen mit Schreiben vom 7. Juni 2019, 19. Juli 2019 und 12. September 2019 bei der Kommission ein.

(10) Am 29. März 2017 teilte das Vereinigte Königreich gemäß Artikel 50 des Vertrags über die Europäische Union (EUV) seine Absicht mit, aus der Union auszutreten. Nach Artikel 50 Absatz 3 EUV finden die Verträge auf den austretenden Staat ab dem Tag des Inkrafttretens eines Austrittsabkommens oder andernfalls zwei Jahre nach der Mitteilung keine Anwendung mehr, es sei denn, der Europäische Rat beschließt im Einvernehmen mit dem betroffenen Mitgliedstaat einstimmig, diese Frist zu verlängern. Die Frist ist zweimal verlängert worden, zuletzt mit dem Beschluss (EU) 2019/584 des Europäischen Rates ([5]) bis zum 31. Oktober 2019.

(11) Am 11. Januar 2019 genehmigte der Rat mit Beschluss (EU) 2019/274 ([6]) die Unterzeichnung des am 14. November 2018 auf Ebene der Verhandlungsführer vereinbarten Austrittsabkommens. Am 17. Oktober 2019 billigte der Europäische Rat das auf Ebene der Verhandlungsführer überarbeitete Austrittsabkommen. Am 21. Oktober änderte der Rat auf Vorschlag der Kommission ([7]) den Beschluss (EU) 2019/274, um die Unterzeichnung des geänderten Abkommens zu genehmigen. Die Union bekräftigte ihre Bereitschaft, rasch ihre Unterschrift zu leisten und ihre Zustimmung zugeben, sofern das Parlament des Vereinigten Königreichs das Austrittsabkommen genehmigt. In Teil Vier des Austrittsabkommens ist vorgesehen, dass am Tag des Inkrafttretens des Abkommens ein Übergangszeitraum beginnt, in dem das Unionsrecht für das Vereinigte Königreich und im Vereinigten Königreich weiter gilt.

(12) In jedem Fall gilt dieser Beschluss nur so lange, wie das Unionsrecht für das Vereinigte Königreich und im Vereinigten Königreich gilt.

2. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DER MAßNAHME

2.1. Zusammenfassung der Maßnahme

(13) 2014 ging das Vereinigte Königreich davon aus, dass die Lage auf dem britischen Strommarkt hinsichtlich einer angemessenen Stromerzeugung ungefähr 2017/2018 kritisch werden dürfte. Das Vereinigte Königreich hat daher die Maßnahme als Kapazitätsmarkt konzipiert, auf dem der Systembetreiber landesweite Auktionen durchführt, um die für eine angemessene Stromerzeugung erforderlichen Kapazitäten zu beschaffen.

(14) Die im Rahmen der Maßnahme durchgeführten Auktionen standen ursprünglich nur bestehenden und neuen Stromerzeugern, Laststeuerungsanbietern und Betreibern von Energiespeichern offen. Betreiber von Verbindungsleitungen können seit der zweiten Auktion im Jahr 2015 teilnehmen.

([4]) Siehe Fußnote 1.
([5]) Beschluss (EU) 2019/584 des Europäischen Rates, im Einvernehmen mit dem Vereinigten Königreich gefasst, vom 11. April 2019 zur Verlängerung der Frist nach Artikel 50 Absatz 3 EUV (ABl. L 101 vom 11.4.2019, S. 1).
([6]) Beschluss (EU) 2019/274 des Rates vom 11. Januar 2019 über die Unterzeichnung des Abkommens über den Austritt des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland aus der Europäischen Union und der Europäischen Atomgemeinschaft im Namen der Europäischen Union und der Europäischen Atomgemeinschaft (ABl. L 47 I vom 19.2.2019, S. 1).
([7]) Vorschlag der Kommission für einen Beschluss des Rates zur Änderung des Beschlusses (EU) 2019/274 über die Unterzeichnung des Abkommens über den Austritt des Vereinigten Königreichs Großbritannien und Nordirland aus der Europäischen Union und der Europäischen Atomgemeinschaft im Namen der Europäischen Union und der Europäischen Atomgemeinschaft (COM(2019) 880 final vom 18. Oktober 2019).

(15) Bieter, die bei den Auktionen den Zuschlag erhalten haben, schließen Kapazitätsvereinbarungen ab, nach denen sie über die gesamte Laufzeit als Gegenleistung für die Verpflichtung, bei hoher Systembelastung auf Anforderung des Netzbetreibers Strom bereitzustellen, eine regelmäßige Zahlung erhalten. Sollte der Kapazitätsanbieter seiner Verpflichtung aus den Kapazitätsvereinbarungen nicht nachkommen und nicht die benötigte Menge an Energie liefern, werden finanzielle Sanktionen fällig. Finanziert wird die Regelung durch eine von den Stromversorgern erhobenen Umlage.

(16) Die erste Auktion für die Bereitstellung von Kapazitäten im Jahr 2018 fand 2014 statt. Es folgten drei weitere Auktionen für Lieferungen nach vier Jahren (im Folgenden „T-4“) (in den Jahren 2015, 2016 und 2017), eine Auktion für Lieferungen nach einem Jahr (im Folgenden „T-1“) (im Jahr 2017) sowie zwei weitere Übergangsauktionen (im Folgenden „TA“) (in den Jahren 2016 und 2017).

(17) Das Vereinigte Königreich hat die Maßnahme nach dem in Erwägungsgrund 4 genannten Urteil des Gerichts vom 15. November 2018, gegen das derzeit ein Rechtsmittel anhängig ist, ausgesetzt. Das Vereinigte Königreich hat bestätigt, dass im Rahmen von Kapazitätsmarktauktionen keine weiteren Beihilfen gewährt werden und dass die Zahlungen für die im Rahmen der bereits erfolgten Auktionen gewährten Beihilfen bis zum Beschluss der Kommission über die Genehmigung der Maßnahme eingestellt worden sind.

(18) Im Anschluss an das Urteil des Gerichts hat das Vereinigte Königreich jedoch folgende Maßnahmen ergriffen:

a) Im Juni 2019 fand eine Zusatzauktion (T-1) für die Bereitstellung von Kapazitäten im Lieferjahr 2019/2020 statt, auf deren Grundlage Kapazitätsvereinbarungen abgeschlossen wurden, die an die Bedingung geknüpft waren, dass die beihilferechtliche Genehmigung erteilt wird und die nach den Rechtsvorschriften über den Kapazitätsmarkt erforderlichen Verfahrensschritte erfolgen.

b) Die Einhaltung der in früheren Auktionen abgeschlossenen Kapazitätsvereinbarungen wurde weiterhin durchgesetzt, sodass vorbehaltlich eines Positivbeschlusses über die staatliche Beihilfe aufgeschobene Kapazitätszahlungen an die Kapazitätsanbieter geleistet werden können, die ihren Verpflichtungen während der Stillhaltefrist nachgekommen sind.

c) Die Stromversorger hatten die Umlage während der Stillhaltefrist weiterhin an die Verbraucher abzuwälzen, um sicherzustellen, dass sie in der Lage sind, die ausstehenden Zahlungen für die Stillhaltefrist vollständig und unverzüglich zu tätigen, sollte die Genehmigung für die staatliche Beihilfe erteilt werden.

d) Am 22. Juli 2019 wurden Präqualifikationsverfahren für eine T-1-Auktion (Lieferjahr 2020/2021), eine T-3-Auktion (Lieferjahr 2022/2023) und eine T-4-Auktion (Lieferjahr 2023/2024) eingeleitet, die jeweils im ersten Quartal 2020 stattfinden sollen.

2.2. **Rechtsgrundlage und staatliche Regelungen**

(19) Die nationale Rechtsgrundlage für die Maßnahme bildet das Energiegesetz (Energy Act) von 2013. Abgeleitete Rechtsvorschriften in Form der Electricity Capacity Regulations 2014, der Electricity Capacity (Supplier Payments usw.) Regulations 2014 und von Kapazitätsmarktregeln (Capacity Market Rules) regeln die Umsetzung der Maßnahme.

(20) Das Vereinigte Königreich überprüft den Kapazitätsmarkt-Mechanismus regelmäßig in Anbetracht der Rückmeldungen aus den einzelnen Auktionsverfahren. Darüber hinaus hat es eine Reihe öffentlicher Konsultationen durchgeführt, um die regulatorischen Details bestimmter Eigenheiten der Regelung schrittweise zu verbessern. Die Energieregulierungsbehörde (Ofgem) sammelt auch jährlich die Ansichten von Interessengruppen zu möglichen Änderungen der betrieblichen und administrativen Merkmale des Systems und nimmt Änderungen an den Regeln vor. Darüber hinaus ist alle fünf Jahre eine formellere und umfassendere Überprüfung vorgesehen, an der sowohl die Regierung als auch Ofgem beteiligt sind, um zu bewerten, inwieweit der Kapazitätsmarkt seine Ziele wirksam erreicht und die wirksamste Form der Intervention zur Erreichung dieser Ziele bleibt. Dazu gehört, grundlegende Fehlentwicklungen des Marktes zu berücksichtigen. Im Wesentlichen besteht die Überprüfung aus den folgenden zwei Phasen:

a) Ofgem führt fünfjährige Überprüfungen der Bereiche des Kapazitätsmarktdesigns durch, die durch die Kapazitätsmarktregeln abgedeckt sind, wobei die Wirksamkeit des Systems und die Zweckmäßigkeit der bestehenden Regelungen untersucht werden, und

b) die Regierung bewertet den Kapazitätsmarkt und seine Ziele aus einer übergeordneten Perspektive und befasst sich mit der Frage, ob der Kapazitätsmarkt in Zukunft noch benötigt wird oder auslaufen sollte und inwieweit die Ziele des Kapazitätsmarktes in einer Weise erreicht werden könnten, die weniger Regulierung erfordert. Hierzu werden die jährlichen internen Überlegungen der Regierung, ob eine Kapazitätsmarktauktion stattfinden soll, sowie die Ergebnisse der Überprüfung der ersten Phase durch Ofgem hinzugezogen. Die Regierung führt im Rahmen dieser Überprüfung öffentliche Konsultationen durch.

(21) Die britische Regierung leitete den ersten Fünfjahresüberprüfungsprozess ein, indem sie im August 2018 eine Konsultation einleitete, um auf hoher Ebene Meinungen und Erkenntnisse zu Themen wie der Frage, ob es weiterhin einen Bedarf für einen Kapazitätsmarkt gibt, und der Ermittlung prioritärer Bereiche, in denen Änderungen vorgenommen werden sollten, einzuholen. Im September 2018 veröffentlichte Ofgem einen offenen Brief mit der Bitte um Meinungen und Erkenntnisse dazu, ob die Regeln weiterhin ihren Zielen entsprechen. Der Abschlussbericht der Fünfjahresüberprüfung durch die Regierung des Vereinigten Königreichs wurde am 22. Juli 2019 ([8]) veröffentlicht; der Abschlussbericht von Ofgem am 31. Juli 2019 ([9]). Darüber hinaus hat der Wissenschafts- und Technologieausschuss des Unterhauses des Vereinigten Königreichs am 22. August 2019 einen Bericht veröffentlicht, in dem neben anderen Themen der britische Kapazitätsmarkt behandelt wird ([10]).

(22) Die Maßnahme wird von der britischen Regierung, Ofgem, der Netzbehörde (National Grid), der Abwicklungsstelle („Settlement Body", eine neue Institution, die im Rahmen des Energiegesetzes von 2013 geschaffen wurde und die der staatlichen Leitung und Aufsicht unterliegt) und dem Abwicklungsdienstleister (Elexon) umgesetzt. Es folgt eine kurze Beschreibung der jeweiligen Aufgaben und Zuständigkeiten.

(23) Die Regierung des Vereinigten Königreichs ist für die strategische Aufsicht über den Kapazitätsmarkt und für Änderungen der Verordnungen für das System verantwortlich und stellt sicher, dass anhaltende Rechenschaftspflicht für die wichtigsten Aspekte der Gestaltung des Kapazitätsmarktes besteht. Die Verordnungen umfassen beispielsweise allgemeine Zulassungskriterien für die Teilnahme an Kapazitätsmarktauktionen, Aufgaben des Systembetreibers für die Durchführung des Kapazitätsmarktes und die Abwicklung von Zahlungen.

(24) Während die Ausgestaltung der Kapazitätsmarktregeln der britischen Regierung obliegt, ist Ofgem für deren Umsetzung zuständig (sowohl die Regierung als auch Ofgem können die Regeln ändern). Die Kapazitätsmarktregeln enthalten technische Vorschriften und Verfahren in Bezug auf die Präqualifikation und die Kapazitätsmarktauktionen, den Inhalt von Kapazitätsvereinbarungen und die Verpflichtungen der Inhaber von Kapazitätsvereinbarungen. Bei der Prüfung von Änderungen an den Regeln ist Ofgem an eine Reihe von Zielen gebunden, die in den Verordnungen und Regeln verankert sind und Transparenz und Vertrauen in die Steuerung des Kapazitätsmarktes sichern. Ofgem ist außerdem für die Klärung von Streitigkeiten zuständig, die von Bewerbern hinsichtlich des Ergebnisses der Präqualifikation vorgetragen werden.

(25) Der Netzbetreiber ist „National Grid". National Grid übernimmt die Lieferaufgabe für den Kapazitätsmarkt, einschließlich: der Beratung der Minister über die Prognose der Versorgungssicherheit und der Abgabe von Empfehlungen der zu versteigernden Kapazität, um den Zuverlässigkeitsstandard zu gewährleisten, der Präqualifikation der Auktionsteilnehmer, der Verwaltung der Kapazitätsauktionen und der Auftragsvergabe (sogenannte „Kapazitätsvereinbarungen") an die erfolgreichen Bieter sowie der Entwicklung und Verwaltung neuer unterstützender Verfahren wie der Herausgabe von Warnungen für den Kapazitätsmarkt.

(26) Die britische Regierung legt die Lieferfunktion des Netzbetreibers, bei denen es sich um „maßgebliche Anforderungen" handelt, die von Ofgem durchgesetzt werden können, im abgeleiteten Recht fest. Dies verschafft der Regierung Gewissheit darüber, was geliefert wird, und eine klare Grundlage dafür, dass Ofgem die Leistung von National Grid in seiner Rolle als Lieferant verwalten kann. Ein Gremium technischer Sachverständiger prüft unabhängig die Empfehlungen von National Grid zur empfohlenen Höhe der zu versteigernden Kapazität.

(27) Die Regierung des Vereinigten Königreichs hat die Abwicklungsstelle für den Kapazitätsmarkt („Electricity Settlement Company") eingerichtet ([11]), um die Letztverantwortung, die Überwachung und Kontrolle des

([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]) Im Energiegesetz von 2013 wird der zuständige Minister befugt, Verordnungen und Regeln zur Schaffung des Kapazitätsmarktes zu erlassen. Nach Artikel 28 Absatz 4 Buchstabe g des Energiegesetzes von 2013 ist der Minister befugt, eine Verordnung über eine Abwicklungsstelle zu erlassen, um die Abrechnung von Kapazitätszahlungen oder Kapazitätsanreize zu verwalten. Mit den Vorschriften zur Schaffung des Kapazitätsmarktes wird der Minister verpflichtet, eine Abwicklungsstelle einzurichten (Regulation 80 der Electricity Capacity Regulations 2014). Im Rahmen seiner Befugnis setzte der Minister die Elecricity Settlement Company (ESC) ein.

Abrechnungsprozesses und der im Rahmen von Kapazitätsverträgen getätigten Zahlungen zu gewährleisten ([12]). Der Abwicklungsstelle ist eine Kapitalgesellschaft, deren alleiniger Anteilseigner die Regierung ist ([13]). Sie ist zuständig für die Festlegung ihrer eigenen internen Verwaltungsstrukturen, sodass sie ihren Verpflichtungen nachkommen kann, die Regierung aber die Kontrolle behält ([14]).

(28) Die britische Regierung kündigte im Februar 2013 im *Amtsblatt der Europäischen Union* die Entscheidung an, Aufgaben an die Elexon Ltd. zu übertragen. Elexon ist als Abrechnungsdienstleister tätig und hat die Verantwortung für die Durchführung von Berechnungen und die Festlegung von Zahlungen für Kapazitätslieferungen. Die Rolle von Elexon als Abrechnungsdienstleister ist zwar ähnlich, aber beschränkter im Vergleich mit derjenigen Rolle, die Elexon derzeit im Rahmen des „Balancing and Settlement Code" innehat. Die Einzelheiten der zu erbringenden Dienstleistung, die Kosten dieser Dienstleistung und die Modalitäten der Leistungsüberwachung sind in einem Vertrag zwischen der Abwicklungsstelle und Elexon geregelt.

2.3. **Begünstigte**

2.3.1. *Förderfähigkeit*

(29) Kapazitätsanbieter nehmen auf der Basis von sogenannten Kapazitätsmarkteinheiten („Capacity Market Units" -CMU) am Kapazitätsmarkt teil. Auf der Ebene der Kapazitätsmarkteinheiten werden Präqualifikationsanträge gestellt, Kapazitätsvereinbarungen abgeschlossen, die bei hoher Systembelastung geltenden Verpflichtungen festgelegt und Strafzahlungen/Mehrlieferungszahlungen berechnet. Es können Stromerzeuger (neue und bestehende Anlagen), Betreiber von Verbindungsleitungen, Speicheranbieter und Anbieter von Laststeuerung teilnehmen.

(30) Erzeugungsanlagen (definiert dadurch, dass sie Strom liefern, in der Lage sind, unabhängige Kontrollen zuzulassen, ihre Nettoeinspeisung halbstündlich gemessen wird, die Anschlusskapazität mehr als 2 MW beträgt) können unter folgenden Bedingungen einzeln als eigene Kapazitätseinheit oder im Zusammenschluss mit anderen teilnahmeberechtigter Erzeugungsanlagen teilnehmen:

a) alle Anlagen gehören zur selben Handelseinheit (z. B. Kraftwerk) oder

b) alle Anlagen sind an derselben Übergabestelle an das System angeschlossen, d. h., sie befinden sich am selben Standort, bilden aber keine Handelseinheit oder

c) die Gesamtkapazität aller Anlagen liegt zwischen der Mindestgrenze (2 MW) und 50 MW (dezentrale, über mehrere Standorte verteilte Stromerzeugung).

(31) Kapazitätsmarkteinheiten, die nachfrageseitige Laststeuerung betreiben, werden durch eine Verpflichtung zur Reduzierung ihrer Nachfrage definiert. Ein Laststeuerungsanbieter ist definiert als i) direkter Stromkunde, ii) eine Einheit, die Eigentümer des Stromkunden ist, oder iii) eine Einheit mit vertraglich geregelter Kontrolle über die Laststeuerung des Stromkunden. Die Verpflichtung muss dazu führen, dass der Stromkunde seinen Stromverbrauch (gemessen mittels halbstündlich abrechnender Stromzähler) verringert und/oder Strom aus Erzeugungsanlagen, die sich an seinem Standort und in seinem Besitz befinden, in das Netz einspeist. Laststeuerungsanbieter können einzeln als eigene Kapazitätseinheit teilnehmen oder sich mit anderen zusammenschließen. Dazu muss jede Komponente mit einem im Halbstundentakt messenden Stromzähler versehen sein, und die Kapazität des Anbieters muss zwischen 2 MW und 50 MW liegen. In der nachstehenden Tabelle 1 sind die Ergebnisse der Laststeuerungsanbieter in den Auktionen vor Juli 2019 dargestellt.

([12]) Siehe Artikel 40 Absatz 1 der Electricity Capacity Regulations 2014: „Ein Kapazitätsanbieter („C") ist berechtigt, von der Abwicklungsstelle im Einklang mit dieser Verordnung eine Kapazitätszahlung für jeden Monat eines Lieferjahres („Monat M") für die kapazitätsgebundenen Kapazitätsmarkteinheiten zu erhalten, für die C der Kapazitätsanbieter im Monat M war."

([13]) Die Electricity Settlement Company (ESC) wurde im März 2014 als Kapitalgesellschaft gegründet und befindet sich zu 100 % im Besitz des Ministers, der in seiner Eigenschaft als alleiniger Anteilseigner handelt. Die Gründungsbescheinigung der ESC und ihre statuarischen Dokumente einschließlich ihrer Satzung sind unter folgendem Link öffentlich zugänglich: https://beta.companieshouse.gov.uk/company/08961281/filing-history?page=2

([14]) Als alleiniger Anteilseigner des ESC übt der Minister eine Reihe von Kontrollbefugnissen durch Handlungen aus, die den Gesellschaftern vorbehalten sind, z. B. die qualifizierte Beschlussfassung. Darüber hinaus kann der Minister erforderlichenfalls die Art und Weise, in der die Abwicklungsstelle ihre Funktionen in Bezug auf den Kapazitätsmarkt wahrnimmt, ändern, indem er von seinen im Energiegesetz von 2013 verankerten Befugnissen zur Änderung der Vorschriften für die Abwicklungsstelle Gebrauch macht. Die Inanspruchnahme dieser Normsetzungsbefugnisse unterliegt der Zustimmung des Parlaments. Unter schwerwiegenden Umständen kann der Minister die Ernennung des Vorsitzenden des Verwaltungsrats des ESC einseitig aufheben, und Regulation 80 der Electricity Capacity Regulations 2014 sieht vor, dass der Minister die Einsetzung der Abwicklungsstelle beenden kann.

Tabelle 1

Leistung von Laststeuerungsanbietern bei den Kapazitätsauktionen vor Juli 2019

	Bei der Auktion angeboten (MW)	Zuschlag (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]) (ausgesetzt)	2 618	k. A.
2017 T-1	1 283	443
2018 T-1 (ausgesetzt)	2 124	k. A.
2019 T-1 (bedingt)	1 333	203
2015 TA	619	475
2016 TA	373	312

([1]) Die T-1- und T-4-Auktionen wurden aufgrund des Urteils des Gerichts in der Rechtssache T-793/14 ausgesetzt. Die als „bei der Auktion angebotene" ausgewiesene Kapazität ist das Kapazitätsvolumen, das ursprünglich für diese künftigen Auktionen präqualifiziert war (ein Teil der Kapazitäten können schon vor der Auktion ausfallen), siehe Verweis auf „ausgesetzt" im Text.

(32) Der Kapazitätsmarkt schließt Kapazitätsanbieter aus, die bereits Unterstützung aus anderen Maßnahmen erhalten. Folgende Anbieter kommen nicht für eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt infrage:

a) Kohlenstoffarme Erzeugungsanlagen, die im Rahmen von „Contracts for Difference" (CfD) oder durch den Kleineinspeisertarif (Feed-In-Tariff, TIF) unterstützt werden,

b) Erzeuger erneuerbarer Energien, die bereits durch die „Renewables Obligation" (RO) gefördert werden, es sei denn sie verzichten auf die RO-Zahlungen (entsprechende Unternehmen werden zugelassen, sobald ihr RO-Vertrag ausläuft),

c) Anlagen, die Beihilfen im Rahmen des Programms „Renewable Heat Incentive" (RHI) empfangen — dies ist darauf zurückzuführen, dass RHI entworfen wurde, die RO und CfD für erneuerbare Energien zu ergänzen,

d) Anlagen, die Finanzmittel aus dem britischen Kommerzialisierungswettbewerb „CO_2-Abscheidung und -Speicherung" (CCS) erhalten — da die CfD für CCS so konzipiert wurden, dass sie den Anlagen die zusätzliche Unterstützung bieten, die sie benötigen, um wirtschaftlich rentabel zu sein,

e) Technologien mit Unterstützung aus dem EU-Programm „New Entrants Reserve 300" (NER 300), das darauf zielt, kohlenstoffarme Technologien wie CCS und Gezeitenenergie zu fördern, da sie auch im Rahmen des CfD gefördert werden können,

f) Anlagen, die unmittelbar vor den ersten Vorschlägen zur Strategie der Elektrizitätsmarktreform (EMR) 2010 mit National Grid 15-Jahresverträge abgeschlossen haben, um einen Teil der kurzfristigen Betriebsreserve (Short-term Operating Reserve — STOR) zu bilden, und sich entschieden haben, die Verträge beizubehalten.

(33) Unternehmen, die an den Programmen „Enterprise Investment Scheme" (EIS) und „Venture Capital Trust" (VCT) teilgenommen haben, sind nicht von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausgeschlossen, werden aber einer Prüfung unterzogen, um sicherzustellen, dass sie keine „Doppelsubventionen" erhalten (um eine Kumulierung staatlicher Beihilfen zu vermeiden).

(34) Während die direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten nicht genehmigt ist, sind die Betreiber von Verbindungsleitungen seit der zweiten Auktion im Jahr 2015 als Kapazitätsmarkteinheiten gleichberechtigt mit in Großbritannien ansässigen Erzeugern und Laststeuerungsanbietern zum Kapazitätsmarkt zugelassen, wobei sie im Wesentlichen dem gleichen System von Vergütungen und Strafzahlungen unterliegen und entsprechend ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit herabgestuft werden ([15]). Tabelle 2 zeigt die Beteiligung der Verbindungsleitungs-Kapazitätsmarkteinheiten an den bisherigen Auktionen.

Tabelle 2

Beteiligung der Verbindungsleitungs-Kapazitätsmarkteinheiten an den Kapazitätsmarktauktionen bis heute

Auktionsart	T-4				T-1	
Auktionsjahr	2015	2016	2017	2018 (ausgesetzt)	2018 (ausgesetzt)	2019 (bedingt)
Lieferjahr	19/20	20/21	21/22	22/23	19/20	19/20
Zahl der präqualifizierten Verbindungsleitungs-Kapazitätsmarkteinheiten	3	5	6	8	3	3
Zahl der erfolgreichen Verbindungsleitungs-Kapazitätsmarkteinheiten	2	4	6	k. A.	k. A.	3
Davon Neuanlagen	0	0	3	k. A	k. A.	1
Davon Bestandsanlagen	2	4	3	k. A.	k. A.	2
Kapazität von erfolgreichen Verbindungsleitungs-Kapazitätsmarkteinheiten (GW)	1,86	2,34	4,56	k. A.	k. A.	1,025

(35) Im Beschluss von 2014 wurde die Genehmigung erteilt, die Verbindungskapazität für die erste Auktion (Dezember 2014) aufgrund der folgenden Einschränkungen nicht einzubeziehen:

a) Zu erwerbende Kapazitäten: Es wurde eine neue Methodik benötigt, um den Beitrag von Verbindungsleitungen in der Auktion herabzustufen. Eine engere Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten bei der Bewertung einer angemessenen Stromerzeugung war erforderlich, um die Möglichkeit von Trittbrettfahrern auszuschließen, wenn Länder unterschiedliche Zuverlässigkeitsstandards aufweisen.

b) Präqualifikation: Zu diesem Zeitpunkt war es dem Netzbetreiber nicht möglich, die Präqualifikation eines ausländischen Kapazitätsanbieters unabhängig abzuschließen. Es wäre eine Zusammenarbeit mit ausländischen ÜNB bei der Messung und Prüfung, dem Dispatch für Tests und bei Datenaustauschplattformen erforderlich gewesen.

c) Auktion: Die Auktion hätte Spekulationen offen gestanden, wenn ausländische Kapazitäten zur Teilnahme zugelassen worden wären. Es wäre eine neue Methodik erforderlich gewesen, um das Volumen ausländischer Kapazitäten auf die herabgestufte Kapazität der Verbindungsleitung zu begrenzen. Darüber hinaus war es wahrscheinlich, dass die Preisnehmerschwelle in einem anderen Markt anders ausfallen würde, sodass der in Großbritannien festgesetzte Clearingpreis der Auktion möglicherweise nicht für die Kapazität auf einem anderen Markt geeignet und eine gebietsbezogene Auktion erforderlich gewesen wäre.

([15]) Die herabgestufte Kapazität wird bestimmt durch einen De-Rating-Faktor, der auf die im Rahmen einer Kapazitätsauktion angebotenen Kapazität einer Kapazitätsmarkteinheit angewandt wird. Alle Kapazitäten, die auf dem Kapazitätsmarkt angeboten werden, müssen „herabgestuft" werden, um das Risiko zu mindern, dass einige oder alle von ihnen nicht bereit sind, auf eine hohe Systembelastung zu reagieren. Auch bei Verbindungsleitungen werden die De-Rating-Faktoren individuell für jede Verbindungsleitung vom Minister festgelegt, und zwar auf der Grundlage einer Bewertung der technischen Zuverlässigkeit und einer Analyse der zu erwartenden Länderströme bei hoher Systembelastung.

d) Lieferung: Die Lieferverpflichtung zwingt Stromerzeuger, 4 Stunden nach der Bekanntgabe einer Kapazitätsmarktwarnung Strom in das Netz einzuspeisen. In einem anderen Markt hätte dies zu einem Dispatch ohne Berücksichtigung der Merit-Order führen können, was zu einer Marktverfälschung führen könnte ([16]). Dies hätte dem Vereinigten Königreich in einer Welt, in der die Marktkopplung vollständig mit Stromflüssen, die bereits auf Knappheitspreise reagieren, umgesetzt wird, keine zusätzliche Versorgungssicherheit gewährt.

(36) Nur für das Jahr 2014 wurde, ohne eine direkte Beteiligung von Verbindungskapazitäten, der zu erwartende Beitrag der Verbindungsleitungen in Zeiten hoher Systembelastung in Großbritannien bei der Menge der zu versteigernden Kapazität berücksichtigt. Sollte z. B. zu erwarten gewesen sein, dass in Zeiten hoher Systembelastung in Großbritannien 1 GW importierter Kapazität zur Verfügung gestanden hätte, wurde das Volumen der auf dem Kapazitätsmarkt zu versteigernden Kapazität um 1 GW verringert. Der Beitrag der Verbindungsleitungen außerhalb des Kapazitätsmarktes wurde zunächst bei der Empfehlung der T-4-Zielvorgabe für das Lieferjahr 2018/2019 von National Grid mit null (fließend) bewertet, anschließend wurde sie auf einen Nettobeitrag von 2,1 GW für die T-1-Auktion korrigiert.

2.3.2. *Präqualifikationsverfahren*

(37) Die Teilnahme am Kapazitätsmarkt ist nicht obligatorisch. Die Teilnahme am Präqualifikationsverfahren ist jedoch für alle zugelassenen und teilnahmefähigen Kapazitätsanbieter obligatorisch, auch wenn sie nicht beabsichtigen, ein Angebot abzugeben. Der Zweck des Präqualifikationsverfahrens besteht darin, sicherzustellen, dass die Teilnehmer an der Auktion die von ihnen angebotene Kapazität liefern können, und der Netzbetreiber ist befugt, das Volumen der zu versteigernden Kapazität entsprechend dem Volumen der nicht an der Auktion teilnehmenden Kapazität anzupassen.

(38) Infrage kommende Kapazitäten, die nicht an der Kapazitätsauktion teilnehmen, sind weder Kapazitätsmarktsanktionen für Nichtlieferung unterworfen noch haben sie Anspruch auf eine Zahlung für Mehrlieferungen. Die genannten Kapazitäten können an späteren Auktionen und dem Sekundärmarkt teilnehmen. Wie bei nicht teilnahmefähigen Anlagen wird das zu versteigernde Volumen reduziert, um das Kapazitätsvolumen der nicht an der Auktion teilnehmenden Anlagen zu berücksichtigen.

(39) Um sicherzustellen, dass zuverlässige Kapazitäten für das Lieferjahr bereitstehen, führt der Systembetreiber vor der Auktion Präqualifikationskontrollen durch, um die Teilnahmefähigkeit und den Status aller potenziellen Kapazitäten zu bestätigen. Die Präqualifikationsanforderungen variieren je nach Art der Kapazität (z. B. Erzeugung oder Laststeuerung).

(40) Im Rahmen ihres Präqualifikationsantrags müssen die Antragsteller sowohl allgemeine als auch spezifische Präqualifikationsanforderungen erfüllen, die je nachdem, ob es sich um eine Bestands- oder Neuanlage zur Erzeugung oder um eine Laststeuerungsanlage handelt, variieren. Die allgemeinen Anforderungen umfassen grundlegende verwaltungstechnische Gesichtspunkte (Kontaktdaten, Genehmigungsstatus, Unternehmensstruktur, Standort und verschiedene Vorstandserklärungen), während Bestandsanlagen auch ihre Leistung in der Vergangenheit nachweisen müssen. Geplante Einheiten müssen den Nachweis der Baugenehmigung und des Aufschaltungsvertrags, einen detaillierten Bauplan und Angaben zu ihren zu erwartenden Kapitalausgaben in Bezug auf die Dauer der angestrebten Kapazitätsvereinbarung erbringen. Sie sind ferner verpflichtet, eine Kreditunterstützung (d. h. eine Sicherheit oder eine „Bietungsgarantie“) als Beleg ihrer ernsthaften Absicht, an der Auktion teilzunehmen und zu Beginn des Lieferjahres eine betriebsfähige Einheit zu Verfügung zu haben, zu hinterlegen.

(41) Neue Erzeugungsanlagen und nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen (im Gegensatz zu zertifizierten Laststeuerungsanlagen ([17])) sind verpflichtet, eine Bietungsgarantie von 5 000 GBP (rund 5 650 EUR) pro Megawatt für T-4- und T-1-Auktionen und 500 GBP (rund 565 EUR) pro Megawatt für Übergangsauktionen zu hinterlegen. In Bezug auf die Laststeuerung sieht die Maßnahme vor, dass die Bietungsgarantie anteilig zum Kapazitätsvolumen verfällt, das nicht tatsächlich von den Laststeuerungsbetreibern geliefert wurde, sofern sie mindestens 90 % des Kapazitätsvolumens bereitstellen, zu dem sie sich verpflichtet hatten. Da Laststeuerungsbetreiber mehrere Anlagen aggregieren können, um die Mindestgrenze von 2 MW zu erreichen, ist darauf hinzuweisen, dass sie für die gesamten 2 MW eine Bietungsgarantie zu hinterlegen haben, selbst wenn nur ein kleiner Teil dieses Volumens nicht zertifiziert ist. Nach Angaben des Vereinigten Königreichs kann eine Kapazitätseinheit nur als eine eigene Einheit zertifiziert werden, wenn alle Komponenten am selben Tag im selben Abrechnungszeitraum zertifiziert wurden. Diese Verpflichtung zum Nachweis als Einheit soll das Spekulationsrisiko minimieren. Andernfalls könnten die Antragsteller zu verschiedenen Zeiten ihre Leistungsfähigkeit nachweisen und eine Einheit zusammenstellen, die unter Umständen nicht als Ganzes bei hoher Systembelastung leistungsfähig ist, was zu einem Versorgungsrisiko führen kann.

([16]) Eine Verpflichtung zur Bereitstellung von Kapazitäten (d. h. das Risiko einer Strafzahlung) im Rahmen des Kapazitätsmarktes kann für ein ausländisches Kraftwerk selbst unter seinen Grenzkosten einen Anreiz bieten, Strom im Vereinigten Königreich und nicht auf seinem nationalen Markt zu verkaufen. Dies steht im Widerspruch zur Merit-Order, in der die Marktteilnehmer ihren Strom ausschließlich auf der Grundlage der Grenzkosten verkaufen.

([17]) Zertifizierte Laststeuerer unterscheiden sich von nicht zertifizierten dadurch, dass ihre Kapazität durch ein Laststeuerungs-Prüfzertifikat nachgewiesen wurde, das vom Netzbetreiber (National Grid) für die Laststeuerungseinheit ausgestellt wird.

(42) Nach Konsultationen im März 2016 erhöhte die britische Regierung die Bietungsgarantie im Vorfeld der Auktion für neue Erzeugungsanlagen auf 10 000 GBP/MW, um durch die höhere Bietungsgarantie im Vorfeld der Auktion eine vollständige Absicherung gegen die erhöhten Kündigungsgebühren zu erreichen und spekulative Anträge abzuschrecken. Die Höhe der Bietungsgarantie im Vorfeld der Auktion für nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen wurde jedoch nach den Stellungsnahmen der Interessenträger bei der Konsultation, nach denen es für Aggregatoren von Laststeuerung vergleichsweise teurer sei, Kredite bei Kreditgebern zu erhalten, bei 5 000 GBP/MW belassen

(43) Im Vorfeld des Präqualifikationsverfahrens veröffentlicht der Systembetreiber technologiespezifische De-Rating-Faktoren. Für die Mehrzahl der Technologieklassen basieren diese Faktoren auf der Leistung in den vergangenen sieben Jahren und stellen den durchschnittlichen erwarteten Beitrag der Anlagen zu Zeiten hoher Systembelastung auf technologiespezifischer Basis dar. Für einige Klassen, bei denen Daten zur Leistung in der Vergangenheit fehlen oder weniger relevant als belastbare Prognosen für künftige Leistung sind, wird eine andere Methodik verwendet (z. B. Verbindungsleitungen oder innovative Technologien wie Batteriespeicher). Die einschlägigen Faktoren gelten für alle Anlagen einer bestimmten Technologie, unabhängig von ihrem Alter oder ihrem Status. Kapazitätsanbieter, die in der Kapazitätsauktion einen Zuschlag erhalten haben, erhalten Zahlungen (auf dem Niveau des Clearingpreises der Auktion) proportional zu ihrem De-Rating-Faktor und multipliziert mit ihrer Aufschaltungskapazität (das Volumen, das sie aufgrund ihres physischen Netzanschlusses in das Netz einspeisen können). Eines der Ziele der Sanktionsregelung besteht darin, die Höhe der Zahlungen von diesem geschätzten Leistungsniveau mit dem tatsächlichen Leistungsniveau der einzelnen Anlagen abzustimmen.

2.4. **Auktionsverfahren**

2.4.1. *Festsetzung des zu versteigernden Kapazitätsvolumens*

(44) Die Entscheidung, ob eine Kapazitätsauktion veranstaltet wird, wird jedes Jahr getroffen und durch eine unabhängige Bewertung der Stromkapazität durch den Netzbetreiber gestützt. Mit Blick auf die nächsten 15 Jahre bewertet National Grid die voraussichtliche Entwicklung der künftigen Kapazitätsmargen, den Beitrag von Verbindungs-und Laststeuerungskapazitäten und empfiehlt das Kapazitätsvolumen, das erforderlich ist, um einen dauerhaften Zuverlässigkeitsstandard zu gewährleisten. Auf diese Weise ist die Regierung jedes Jahr in der Lage, zu bewerten, ob eine Kapazitätsauktion erforderlich ist.

(45) Die Entscheidung darüber, welches Volumen in den einzelnen Kapazitätsauktionen ersteigert wird, erfolgt unter Berücksichtigung eines dauerhaften Zuverlässigkeitsstandards. Ein Zuverlässigkeitsstandard ist ein objektives Maß für die Stromversorgungssicherheit und bildet die Grundlage für die Ermittlung einer Nachfragekurve vor jeder Kapazitätsauktion.

(46) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass kein Elektrizitätsversorgungssystem zu 100 % zuverlässig sein kann, und es gibt immer einen Kompromiss zwischen den Kosten für die Bereitstellung zusätzlicher Back-up-Kapazitäten und dem erreichten Zuverlässigkeitsgrad. Die Festlegung eines Zuverlässigkeitsstandards erlaubt es, diesen Kompromiss in Einklang zu bringen, indem festgelegt wird, ab wann zusätzliche Sicherheitsvorteile durch die Bereitstellungskosten aufgewogen werden. Ziel ist es, Investoren und Marktteilnehmern Klarheit über die langfristigen Ziele zur Versorgungssicherheit zu verschaffen und zur Kostensenkung für die Verbraucher beizutragen. Außerdem soll sichergestellt werden, dass die Regierung nicht mehr als das wirtschaftlich effiziente Kapazitätsvolumen vertraglich binden kann, sodass eine Überversorgung an Kapazität im Vereinigten Königreich vermeiden wird.

(47) Die Regierung des Vereinigten Königreichs hat einen dauerhaften Zuverlässigkeitsstandard für den britischen Strommarkt festgelegt, der einer Lastunterdeckungserwartung von 3 Stunden/Jahr entspricht. Dies entspricht einer Systemsicherheit von 99,97 %. Die Lastunterdeckungserwartung ist die Zahl der Stunden/Zeiträume pro Jahr, in der langfristig statistisch zu erwarten ist, dass die Nachfrage nicht befriedigt werden kann, und die das wirtschaftlich effiziente Kapazitätsvolumen widerspiegelt. Der Zuverlässigkeitsstandard wurde auf Dauer festgelegt, aber die Regierung hat die Gelegenheit zu einer Überprüfung, falls sich dies als notwendig erweisen sollte.

(48) Jedes Jahr legt der Netzbetreiber fest, welche Kapazitäten benötigt werden, um den Zuverlässigkeitsstandard zu gewährleisten, und berät die Regierung bis zum 30. Mai in einem „Electricity Capacity Report". Die Empfehlung zur Höhe der in den Kapazitätsauktionen zur Sicherung des Zuverlässigkeitsstandards zu bindenden Kapazität basiert auf der Bewertung verschiedener Szenarien für die Höhe der Nachfrage und des Kapazitätsvolumens von Kraftwerken, die nicht für Kapazitätszahlungen infrage kommen, z. B. kohlenstoffarme Erzeugung, durch National Grid und enthält daher die Empfehlung von National Grid, ob und wie viel Kapazität für das betreffende Lieferjahr durch den Kapazitätsmarkt gesichert werden muss. Der Bericht von National Grid wird von einem unabhängigen Gremium technischer Sachverständiger geprüft, das die Regierung über die Belastbarkeit der Analyse und der Empfehlungen berät.

(49) Der Netzbetreiber verwendet eine Reihe von Nachfrageszenarien sowie Sensitivitäten, um Unsicherheiten in Bezug auf Wetter, Anlagenverfügbarkeit, Elektrizitätsflüsse über Verbindungsleitungen und das Volumen der dezentralen Stromerzeugung zu berücksichtigen. Der Netzbetreiber verrechnet dann Kapazitäten, die nicht an der Auktion teilnehmen können (z. B. kohlenstoffarme Anlagen, die andere Unterstützung erhalten), und die Kapazitäten, die laufende Kapazitätsvereinbarungen haben (z. B. in Fällen, in denen ein Kapazitätsanbieter eine mehrjährige Vereinbarung hat, die das betreffende Lieferjahr abdeckt).

(50) Danach wendet der Netzbetreiber eine „belastbare Optimierungsmethode“ an, die das schlechteste Ergebnis hinsichtlich der Kapazitätskosten und der nicht gedeckten Nachfrage über alle Szenarien und Sensitivitäten hinweg minimiert. Die Modellbildung führt zu einer Reihe von Optionen für einen einzigen Betrag und eine Empfehlung.

(51) In der Anmeldung von 2014 legte das Vereinigte Königreich die in Abbildung 1 dargestellte Prognose für eine Spanne an zu erwerbenden Kapazitäten vor, die im Zeitraum 2018 bis 2030 erforderlich sein könnten. Abbildung 2 zeigt eine aktualisierte Prognose vom Dezember 2018.

Abbildung 1

Schätzungen der zu beschaffenden Kapazitäten nach verschiedenen Szenarien von 2014 (GW)

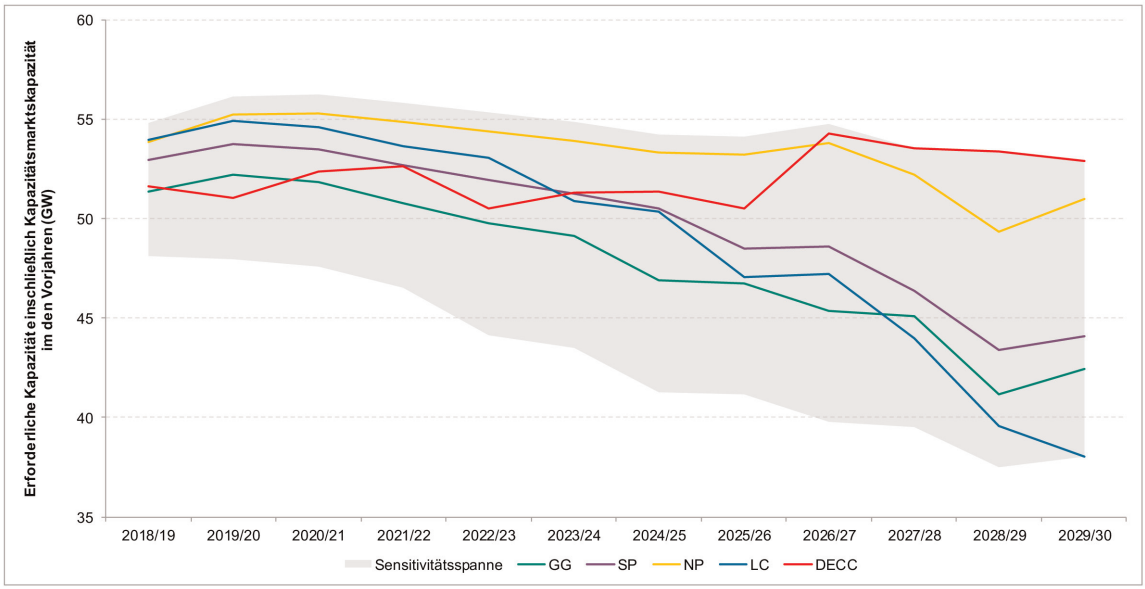
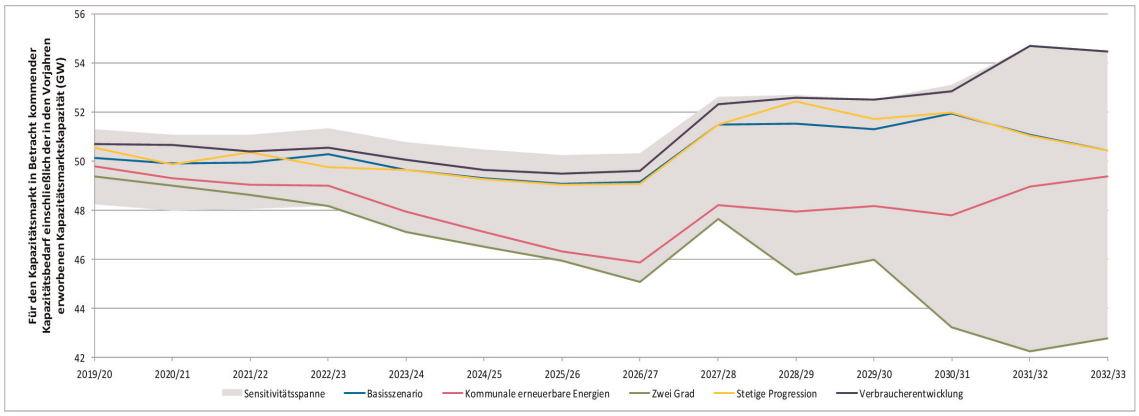


Abbildung 2

Schätzungen der zu beschaffenden Kapazitäten nach verschiedenen Szenarien von 2018 (GW)



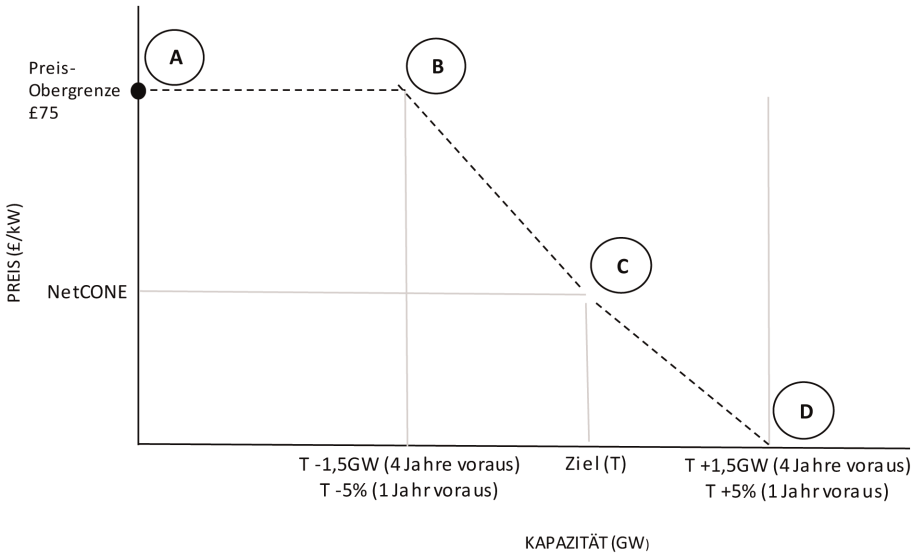
(52) Die Regierung trifft die endgültige Entscheidung über die Höhe der in den einzelnen Auktionen zu beschaffenden Kapazitäten auf der Grundlage einer Nachfragekurve, die nach der in den folgenden Erwägungsgründen dargelegten Methodik abgeleitet wird.

(53) Die Nachfragekurve gibt der Regierung eine gewisse Flexibilität bei der Höhe der Kapazität, die sie von Jahr zu Jahr in Abhängigkeit von den Kosten vertraglich vereinbaren kann. Die abfallende Nachfragekurve ermöglicht einen Kompromiss zwischen Zuverlässigkeit und Kosten, sodass bei sehr hohen Preisen in einem Jahr weniger Kapazitäten beschafft werden. Sie trägt auch dazu bei, die Gefahr von Spekulationen zu minimieren, da sie eine Preisobergrenze für Auktionen und die Flexibilität bietet, bei hohem Preis weniger Kapazität zu beschaffen — beides reduziert die Möglichkeiten von Teilnehmern, die Preise durch die Ausübung von Marktmacht nach oben zu treiben.

(54) Die Regierung veröffentlicht die Nachfragekurve im Vorfeld jeder Kapazitätsauktion. Die Nachfragekurve vermittelt das Verhältnis zwischen dem Kapazitätspreis und dem Kapazitätsvolumen in der vom Netzbetreiber geforderten Auktion. Jede Nachfragekurve beruht auf der Zielkapazität, die erforderlich ist, um den vom Netzbetreiber angegebenen Zuverlässigkeitsstandard s zu erfüllen, und ist eine Schätzung der zumutbaren Kosten für neue Kapazitäten (Nettokosten für einen neuen Markteintritt — net-CONE). Der Schnittpunkt dieser Zielkapazität und der net-CONE legt einen Punkt in der Nachfragekurve fest. Abbildung 3 zeigt ein Beispiel für die Kapazitätsnachfragekurve.

Abbildung 3

Veranschaulichung der Kapazitätsnachfragekurve



Quelle: Behörden des Vereinigten Königreichs.

(55) Net-CONE wird auf der Grundlage des erwarteten Clearingpreises der Kapazität in der Auktion ermittelt und bei Bedarf für jede Auktion angepasst, z. B. auf der Grundlage neuer Schätzungen von Technologiekosten für Neuanlagen und in früheren Auktionen gewonnener Informationen. Die Kosten eines neuen Markteintritts stützen sich auf Schätzungen der Kapitalkosten neu errichteter Kapazitäten in einem von den Behörden des Vereinigten Königreichs in Auftrag gegebenen Bericht ([18]), der eine Mindestrendite von 7,5 % und einer Amortisationsdauer von 25 Jahren zugrunde legt.

(56) Neben dem Niveau der Zielkapazität und den net-CONE sind noch andere Schlüsselparameter in der Nachfragekurve enthalten: Die Preisobergrenze für die Auktion (der Höchstpreis, zu dem die Regierung bereit ist, Kapazität zu erwerben), die Preisnehmerschwelle (der Höchstpreis, zu dem bestehende Anlagen Kapazitäten in der Auktion anbieten können ([19])) und das für die Durchführung der Auktion erforderliche Mindestversorgungsniveau (ein Mindestmaß an Wettbewerb). Die Regierung bestätigt die endgültigen Auktionsparameter für jede Kapazitätsauktion unmittelbar vor Beginn des relevanten Präqualifikationsverfahrens.

(57) Der Auktionspreisobergrenze bestimmt die Spitze der Nachfragekurve, d. h. den Preis, zu dem keine weitere Kapazität versteigert wird. Ziel einer Preisobergrenze ist es, die britischen Verbraucher vor unvorhergesehenen Problemen mit der Auktion zu schützen, wie beispielsweise vor mangelndem Wettbewerb oder dem Missbrauch

([18]) Electricity Generation Model — 2013 Update of Non-renewable Technologies. April 2013. Erstellt von Parsons Brinckkerhoff für das Ministerium für Energie und Klimawandel. PIMS Nr.: 3512649A

([19]) Siehe Erwägungsgründe 70 und 71.

der Marktmacht durch die Bieter. Nach Ansicht der britischen Behörden könnte eine zu niedrige Preisobergrenze jedoch die Bieter abschrecken und den Wettbewerb einschränken, weshalb es wichtig ist, die Preisobergrenze auf einem Niveau festzusetzen, das den Wettbewerb bei der Kapazitätsauktion fördert und es dem Markt ermöglicht, einen effizienten Preis für neue Kapazitäten festzulegen, der auf der Einschätzung der Risiken und potenziellen Erträge auf dem Strom- und Kapazitätsmarkt durch die Bieter basiert. Die richtige Festlegung der Höhe der Preisobergrenze hängt von einer Bewertung des Grades der Unsicherheit um die zentrale Schätzung der net-CONE ab.

(58) 2014 setzte die Regierung des Vereinigten Königreichs die Preisobergrenze auf 75 GBP/kW fest. Das Vereinigte Königreich erklärte, dass diese Preisobergrenze über dem modellierten Clearingpreis der Auktion bei Anwendung einer Reihe von glaubwürdigen Szenarien liege, jedoch nicht so hoch sei, dass die Anlagenbetreiber erhebliche Marktmacht ausüben könnten, sollte nur eine begrenzte Zahl von Neuanlagen teilnehmen. Sie solle auch sicherstellen, dass Neuanlagen nicht versuchen können, alle Fixkosten über ihr Auktionsgebot zu decken — sie müssen die Einnahmen aus dem Energiemarkt und die Zahlungen des Kapazitätsmarktes zumindest in gewissem Maße über die ursprüngliche Vertragslaufzeit hinaus berücksichtigen, damit das Projekt rentabel ist.

(59) Die Regierung hat im Vorfeld der Auktion außerdem eine weitere Möglichkeit, sich davon zu überzeugen, dass in der Auktion ausreichender Wettbewerb herrscht. Beteiligte, die sich zur Teilnahme an der Auktion präqualifiziert haben, müssen zwei Wochen vor der Auktion verpflichtend angeben, ob sie bei der Auktion Kapazitäten anbieten werden. Die Regierung kann dann die Liste der Kapazitätsmarkteinheiten, die an der Auktion teilnehmen werden, überprüfen — beispielsweise unter dem Aspekt des Angebotsvolumens, des Technologiemixes und des Eigentums an den angebotenen Anlagen — und die Auktion absagen, wenn sie nicht davon überzeugt ist, dass im Verfahren ausreichend Wettbewerb herrscht, um einen Mehrwert für die Verbraucher zu erzielen.

2.4.2. *Häufigkeit und Format der Auktion*

(60) Die Kapazitätsauktion erfolgt jährlich für eine Lieferung nach vier Jahren (T-4): Die Auktion von 2014 betraf z. B. das Lieferjahr 2018/2019, das am 1. Oktober 2018 begann und bis zum 30. September 2019 lief. Seit der Umsetzung der Maßnahme im Jahr 2014 wurden vier T-4-Auktionen durchgeführt: 2014, 2015, 2016 und 2017. Die für 2018 mit der Lieferung im Jahr 2022 geplante Auktion wurde vom Vereinigten Königreich infolge der Nichtigerklärung des Beschlusses der Kommission von 2014 durch das Gericht gestoppt. Um die Versorgung im Jahr 2022 sicherzustellen, haben die britischen Behörden im Dezember 2018 mitgeteilt, dass sie im Rahmen der angemeldeten Maßnahme 2019 ausnahmsweise eine T-3-Auktion veranstalten würden (siehe Erwägungsgrund 18 Buchstabe d).

(61) Im Jahr unmittelbar vor dem Lieferjahr der Hauptauktion wird eine weitere T-1-Auktion durchgeführt. Das Verfahren zur Festsetzung der Nachfragekurve für diese Auktion entspricht dem Verfahren für die Hauptauktion (T-4) mit der endgültigen Entscheidung der Regierung auf der Grundlage einer vom Netzbetreiber vorgelegten Analyse. Die T-1-Auktion stellt die richtige Menge an Kapazitäten sicher, wenn genauere Nachfrageprognosen verfügbar sind, und ist wichtig, um die Laststeuerungskapazitäten (die nur unter Schwierigkeiten an einer vier Jahre vor der Lieferung stattfindenden Auktion teilnehmen können) aktiv am Mechanismus teilhaben zu lassen. Seit der Umsetzung der Maßnahme im Jahr 2014 wurde Anfang 2018 eine T-1-Auktion für das Lieferjahr 2018/2019 veranstaltet ([20]). Wie in Erwägungsgrund 18 Buchstabe a erwähnt, fand im Juni 2019 für das Lieferjahr 2019/2020 eine Ersatz- und bedingte T-1-Aufstockungsauktion statt.

(62) Bei den T-4-Auktionen wird ein gewisses Kapazitätsvolumen zurückgehalten und für die T-1-Auktion „reserviert". In den Jahren 2014 und 2015 basierte das Volumen der reservierten Kapazität auf einer Bewertung des Volumens der kostengünstigen Laststeuerung, die zu den Auktionen zugelassen war, und es wurde mit der Veröffentlichung der Nachfragekurve für die T-4-Auktion (2,5 GW) bekannt gegeben. Im März 2016 führte die Regierung des Vereinigten Königreichs eine Überprüfung der Methode zur Bestimmung der Reservierung für T-1-Auktionen durch. Im Anschluss an die Überprüfung wurde eine neue Methode der „Reservierung" vereinbart, die auf der Anwendung eines Konfidenzintervalls von 95 % auf die im „Electricity Capacity Report" festgelegte von National Grid empfohlene T-4-Kapazität basiert und seit 2016 angewendet wird. Bei der Modellierung des Prozesses des „geringsten Übels" im „Electricity Capacity Report" leitet National Grid von der Kapazitätsempfehlung ein Konfidenzintervall von 95 % ab. Tabelle 3 enthält die reservierten Volumen für T-1-Auktionen.

([20]) Darüber hinaus führte das Vereinigte Königreich im Januar 2017 eine zusätzliche Kapazitätsauktion ein, um Kapazitäten für eine Einspeisung vom 1. Oktober 2017 bis 30. September 2018 zu erwerben. Diese zusätzliche Auktion wurde mit dem Beschluss C(2016) 7757 final der Kommission über die Staatliche Beihilfe SA.44475 (2016/N) genehmigt.

Tabelle 3

Reservierungen für T-1 und zu beschaffende Kapazitäten bei T-1-Auktionen

(GW)

Lieferjahr	Beschaffungsziel bei T-4-Auktion	Für T-1 reservierte Kapazität	Beschaffungsziel bei T-1-Auktion	Beschaffte Kapazität bei T-1-Auktion
2018/19	48,6	2,5	4,9	5,79
2019/20 (Bedingte Auktion)	44,7	2,5	2,7	3,68
2020/21	51,7	0,6	k. A.	k. A.
2021/22	49,2	0,4	k. A.	k. A.

(63) Wenn die Nachfrage zwischen der T-4-Auktion und der T-1-Auktion sinkt, wird das zu versteigernde Kapazitätsvolumen in der T-1-Auktion reduziert. Da die T-1-Auktionen jedoch einen besseren Markteintritt für Laststeuerungsanbieter ermöglichen, verpflichtete sich die Regierung des Vereinigten Königreichs im Jahr 2014, bei den T-1-Auktionen mindestens 50 % der vier Jahre früher reservierten Kapazitäten zu erwerben. In der T-1-Auktion für das Lieferjahr 2018/2019 wurde mehr als doppelt so viel Kapazität erworben, wie vier Jahre zuvor reserviert worden war (4,9 GW gegenüber ursprünglich vorgesehenen 2,5 GW), und auch in der T-1-Auktion für das Lieferjahr 2019/2020 war die Zielvorgabe ebenfalls höher als die ursprünglich vorgesehene Kapazität (2,7 GW gegenüber 2,5 GW).

(64) Die britische Regierung erwartet, dass sie jedes Jahr T-4- und T-1-Kapazitätsauktionen durchführt, aber erst wenn die Präqualifikation für eine Auktion abgeschlossen ist, kann die Regierung eine endgültige Entscheidung darüber treffen, ob sie eine Kapazitätsauktion durchführt.

(65) Die britische Regierung hat das Ermessen, die Auktion zu einem beliebigen Zeitpunkt vor Beginn der ersten Runde der Auktion abzusagen oder zu verschieben. Entscheidet sich die Regierung nicht für eine Absage der Auktion, wird die Auktion automatisch fortgesetzt. Mit dem Beginn einer Auktion verfügt die Regierung nur dann über einen Ermessensspielraum, das Ergebnis der Auktion abzulehnen, wenn ein berechtigter Grund zu der Annahme besteht, dass National Grid als Netzbetreiber die Auktion nicht gemäß den Verordnungen und Regeln durchgeführt hat. Entscheidet sich die Regierung nicht für die Annullierung der Auktion, wird die Auktion automatisch für gültig erklärt. Nach Beginn einer Auktion verfügt die Regierung über keinen Ermessensspielraum, das Ergebnis zu beeinflussen.

(66) Die Kapazitätsmarktauktionen werden als „Holländische Auktion“ und clearingpreisgebunden veranstaltet und alle erfolgreichen Bieter erhalten den Preis des letzten angenommenen Gebots. Die Auktion läuft auf der Grundlage vorab festgelegter Regeln ab. Der Auktionator kündigt zu Beginn der Auktion einen hohen Preis an, und die zugelassenen Bieter geben Gebote mit der Angabe ab, welches Kapazitätsvolumen sie bereit sind, zu diesem Preis zu liefern. Dieser Prozess wird in aufeinanderfolgenden Runden gemäß einem festgelegten Zeitplan wiederholt, bis der Auktionator den niedrigsten Preis feststellt, bei dem Nachfrage und Angebot identisch sind. Alle Bieter, die einen Zuschlag erhalten, erhalten denselben Clearingpreis („Pay-as-Clear“-Modell). Darüber hinaus existiert eine Reihe von Maßnahmen zur Minimierung von Spekulationsrisiken und zur Gewährleistung eines effizienten Ergebnisses.

(67) Bei der Entscheidung, welches Kapazitätsvolumen sie zu einem bestimmten Preis liefern, wird von den Bietern erwartet, dass sie die Möglichkeit berücksichtigen, Einnahmen auf dem Energiemarkt zu erzielen. Die erwarteten Einnahmen aus dem Energiemarkt variieren je nach Anbieter in Abhängigkeit von den erwarteten Lastfaktoren, den Großhandelspreisen sowie den Brennstoff- und CO_2-Kosten.

(68) Im Jahr 2014 wurde Laststeuerung durch Abschalten, Erzeugungslaststeuerung und dezentrale (an ein Verteilernetz angeschlossene) Erzeugung (bis zu 50 MW) vom Vereinigten Königreich als neu entstehende Sektoren betrachtet, die zusätzliche Unterstützung benötigten, um sich auf den Wettbewerb in den Hauptauktionen im Kapazitätsmarkt vorzubereiten. Infolgedessen wurden 2016 und 2017 zwei Übergangsauktionen zu ihrer Unterstützung veranstaltet. Während die erste Übergangsauktion allen drei vorstehend beschriebenen Kapazitätskategorien offen stand, ließ der Erfolg der dezentralen (an ein Verteilernetz angeschlossene) Erzeugung und der Erzeugungslaststeuerung in der ersten Übergangsauktion und in den T-4-Auktionen 2014 und 2015 das Vereinigte Königreich zur Ansicht kommen, dass diese Teilnehmer reif genug waren, um in den Hauptauktionen des Kapazitätsmarktes ohne weitere schützende Unterstützung erfolgreich mit anderen Kapazitätsarten konkurrieren zu können. Das Vereinigte Königreich schloss daher diese Kapazitätsressourcen aus der zweiten (und letzten) Übergangsauktion aus, sodass sich nur „Abschaltlaststeuerungen“ beteiligen konnten. Darüber hinaus gab das Vereinigte Königreich für die zweite Übergangsauktion an, dass es sich entschieden habe, zu prüfen, ob eine niedrigere Teilnahmeschwelle (d. h. 500 kW anstelle von 2 MW) eine positive Änderung der dauerhaften Kapazitätsmarktregelung für alle Teilnehmer darstellen könnte. Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der Übergangsauktion.

Tabelle 4

Kapazitätssicherungsvereinbarungen (herabgestuft, MW) im Rahmen der Übergangsauktionen

	1. Übergangsauktion	2. Übergangsauktion
Verteilungsnetzgebundene Erzeugung	328	k. A.
Laststeuerung insgesamt, davon:	475	312
— Erzeugungslaststeuerung:	322	k. A.
— Abschaltlaststeuerung: — *Einschließlich Kapazitäten< 2 MW*	153 — *k. A.*	312 — *8,5 (8 Kapazitätsmarkteinheiten)*
Gesamt	**803**	**312**

(69) Tabelle 5 zeigt für jede seit 2014 durchgeführte Auktion das von National Grid empfohlenen Beschaffungsvolumen, das vom Minister genehmigte Zielvolumen und das Volumen, das schließlich bei den T-4- und T-1-Auktionen erworben wurde.

Tabelle 5

Kapazitätsanforderungen

(GW)

	Von National Grid im Electricity Capacity Report empfohlenes Kapazitätsvolumen	Angepasste Empfehlung von National Grid bezüglich des Kapazitätsvolumens für Auktionen im Anschluss an Präqualifikationen	Zu beschaffendes Volumen Vom Minister genehmigtes Zielvolumen	Bei der Auktion erworbenes Volumen
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 (bedingte Auktion)	4,6	4,3 (November 2018) 2,3 (Mai 2019)	2,7	3,6

[1] Nach Vertragsbeendigungen belief sich die Kapazität im Februar 2018 auf 47,53 GW.

2.4.3. *Preisnehmer*

(70) Um die Marktmacht in der Auktion zu mindern, werden potenzielle Kapazitätsanbieter, die sich erfolgreich präqualifiziert haben, entweder als „Preisnehmer" (derjenige, der nicht über einen relativ niedrigen Schwellenwert bieten kann) oder als „Preissetzer" (derjenige der es kann) eingestuft. Bestandskapazitätsanbieter sind generell Preisnehmer. Neue Marktteilnehmer und Laststeuerungsanbieter sind als Preissetzer definiert und können frei bis zur Gesamtpreisobergrenze der Auktion bieten. Nach Ansicht des Vereinigten Königreichs verstärkt diese Unterscheidung die Anreize für die Teilnehmer, zum tatsächlichen Wert ihrer Kapazität zu bieten, und mildert das Risiko, dass Bestandsanlagen mit niedrigeren Kosten versuchen könnten, in Jahren, in denen kein Neueintritt erforderlich ist, einen hohen Preis festzusetzen. Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass der Preisnehmerschwellenwert auf einem Niveau festgesetzt werden sollte, das die Mehrheit der Bestandsanlagen erfasst, gleichzeitig ab niedrig genug ist, das Spekulationsrisiko zu mindern. Der Preisnehmerschwellenwert ist auf 25 GBP/kW (50 %

net-CONE) festgelegt. Das ist hoch genug, um die Mehrheit der Bestandsanlagen zu erfassen. 2014 wurde im Modell des Vereinigten Königreichs vorgeschlagen, auf diese Weise etwa 80 % der Bestandsanlagen zu erfassen. Aus Tabelle 6 geht hervor, dass in der Realität etwa 60 % der bestehenden Anlagen durch den Preisnehmerschwellenwert erfasst wurden. Der Betrag von 25 GBP/kW liegt ebenfalls deutlich unter den erwarteten Kosten eines Markteintritts. Daraus ergibt sich, dass ein Preisnehmerschwellenwert von 25 GBP/kW auch das Spekulationsrisiko mindert.

Tabelle 6

Bestandsanlagen, die seit 2014 von der Preisnehmerschwelle erfasst werden

Auktion	Bestandsanlage, die durch die Preisnehmerschwelle erfasst wird		
	Kapazität (MW)	%	Clearingpreis (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 (bedingt)	1 758 [2]	49	0,77

[1] Der hohe Anteil der bestehenden Kapazitäten, die als Preismacher an der T-1-Auktion teilnehmen, ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass ein Großteil dieser bestehenden Kapazität aus der ältesten, am Rande ihrer Existenz produzierenden Anlage stammt, die sich bei den T-4-Auktionen nicht verpflichten konnte, den Betrieb auch noch in dem weit entfernten Lieferjahr aufrechterhalten zu können.

[2] Kapazitätsvereinbarungen für bestehende Erzeugungskapazitäten. Nach der Präqualifikation wurden die Erzeuger von 6 803 MW (72 %) als Preisnehmer bezeichnet.

(71) Bestehende Anlagen mit besonders hohen Kosten können als Preissetzer teilnehmen (und über der Preisnehmerschwelle bieten), müssen aber eine Begründung für die Notwendigkeit einer höheren Vergütung vorlegen (z. B. ein Gutachten des Vorstands und einen Geschäftsplan, der dem Vorstand des Versorgers vorgelegt wurde). Diese Begründung ist Ofgem vorzulegen und kann im Rahmen von Untersuchungen zum Missbrauch von Marktmacht verwendet werden.

(72) Alle bestehenden Anbieter, die zu einem Preis über der Preisnehmerschwelle bieten und in der Auktion keinen Zuschlag für eine Kapazitätsvereinbarung erhalten, aber im Lieferjahr weiter tätig sind, werden voraussichtlich von Ofgem untersucht, das die Informationen nutzen kann, die mit dem preisfestsetzenden Gebot abgegeben wurden.

(73) Neue Marktteilnehmer können einen Preis festsetzen, ohne ihr Gebot rechtfertigen zu müssen, auch wenn dieses, sollte man davon ausgehen müssen, dass sie ihre Marktmacht ausüben wollen, Gegenstand einer Untersuchung durch Ofgem im Rahmen ihrer normalen Durchsetzungsfunktion sein kann. Die Höhe des Angebots ist in jedem Fall durch die Preisobergrenze begrenzt, die in der im Vorfeld der Auktion zur Verfügung gestellten Nachfragekurve festgelegt ist.

2.4.4. *Laufzeit der Kapazitätsvereinbarung*

(74) Kapazitätsanbieter erhalten, sollten sie in der Auktion einen Zuschlag erhalten haben, eine Kapazitätsvereinbarung in der Höhe des Clearingpreises Die Laufzeit der verfügbaren Kapazitätsvereinbarungen ist unterschiedlich, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen den Kapazitätsanbietern zu gewährleisten.

(75) Die meisten bestehenden Kapazitätsanbieter haben Zugang zu Vereinbarungslaufzeiten von einem Jahr; Erzeugungskapazitätsanbieter, die Kapitalausgaben tätigen, die über einem ursprünglichen Schwellenwert von 125 GBP/kW liegen (modernisierte Anlagen), kommen für Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von bis zu 3 Jahren infrage; Erzeugungskapazitätsanbieter, die Kapitalausgaben tätigen, die über einem ursprünglichen Schwellenwert von 250 GBP/kW liegen (Neuanlagen), kommen für Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren infrage. Die Schwellenwerte werden jedes Jahr überprüft und wurden im Laufe der Zeit leicht angehoben, im Dezember 2018 beliefen sie sich auf 135 GBP/kW bzw. 270 GBP/kW. Vereinbarungen mit einer Laufzeit von mehr als 1 Jahr stehen nur den Teilnehmern an den T-4-Auktionen zur Verfügung.

(76) Um Rechtssicherheit zu gewährleisten und das Vertrauen der Investoren in die Mechanismen zu fördern, genießen die Schlüsselbestimmungen der Kapazitätsvereinbarungen Bestandsschutz ([21]) (vorbehaltlich späterer gegenteiliger Regelungen, obwohl bisher keine derartigen Änderungen vorgenommen wurden). Diese Schlüsselbestimmungen sind:

a) Laufzeit der Vereinbarung,

b) Kapazitätspreis und Zahlungsanspruch,

c) Kapazitätsverpflichtung und De-Rating-Faktor;

d) Meilensteine für den Projektfortschritt und anwendbare Kündigungsgebühren;

e) maximale Haftung für Strafzahlungen.

(77) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass der Grund für längerfristige Verträge für neue Marktteilnehmer darin bestehe, einen Beitrag zur Förderung eines wettbewerbsfähigen Markteintritts zu leisten. Die Möglichkeit für neue Marktteilnehmer, einen langfristigen Vertrag zu erhalten, ermöglicht es neuen Marktteilnehmern, sich eine günstigere Finanzierung für ihre Investitionen zu sichern. Das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass dies dazu beitragen kann, die Hindernisse für den Markteintritt unabhängiger Unternehmen zu mindern, die keine Investitionen in neue Kapazitäten mit den Erlösen aus anderen Anlagen in ihrem Portfolio finanzieren können. Durch die Förderung des Wettbewerbs auf dem Markt können längerfristige Vereinbarungen daher dazu beitragen, die Kosten für die Verbraucher sowohl auf dem Energie- als auch auf dem Kapazitätsmarkt zu senken. Längerfristige Verträge sollten nach Angaben der Behörden des Vereinigten Königreichs auch das Risiko verringern, dass Teilnehmer mit hohen Investitions- oder Modernisierungskosten alle diese Kosten in den Vereinbarungen eines einzigen Jahres kumulieren.

2.5. **Sekundärmarkt (Handel)**

(78) Zwischen der Auktion und der Lieferung sowie im/in den Lieferjahr/en können die Teilnehmer ihre Position durch Handel anpassen, z. B. durch die Übernahme einer mehr oder weniger großen Verpflichtung oder die Suche nach alternativen Kapazitäten zur Behebung vorübergehender Engpässe. Der Sekundärmarkt ist ein wichtiges Instrument, mit dem die Beteiligten ihr Risiko hinsichtlich der Strafzahlungen im Kapazitätsmarkt steuern können. Im Rahmen des Kapazitätsmarktes sind verschiedene Formen des Sekundärhandels zulässig: Finanzhandel, Volumenumverteilung und Obligationenhandel.

2.6. **Lieferung**

(79) Der Kapazitätsmarkt folgt dem Modell der „gelieferten Energie“: Kapazitätsanbieter sind verpflichtet, Energie zu liefern, wann immer dies erforderlich ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, d. h. in Situationen, in denen die Systembelastung tatsächlich hoch ist. Sollten sie dies nicht tun, haben sie Strafzahlungen zu entrichten. Das Modell umfasst auch zusätzliche physische Kapazitätsprüfungen. Der nicht erfolgte Nachweis der angefragten Kapazitäten bei einer bestimmten Anzahl von Gelegenheiten führt dazu, dass die Kapazitätszahlungen eingestellt werden, bis der Nachweis erfolgreich erbracht wurde.

2.6.1. *Verpflichtungen der Kapazitätsvereinbarung*

(80) Nach den Bestimmungen der Kapazitätsvereinbarung gilt als hohe Systembelastung jede halbstündige Abrechnungsperiode, in der an einem beliebigen Punkt des Systems für 15 Minuten oder länger eine Spannungsregelung oder der kontrollierte Lastabwurf beobachtet wird. Die Anbieter sind zu solchen Zeiten verpflichtet, ihre Reaktion festzulegen und einen Verstoß gegen bestehende Rechts- oder Lizenzbestimmungen zu vermeiden. Bisher hat der Netzbetreiber nur zwei Mal, am 31. Oktober 2016 und am 7. November 2016, eine Kapazitätsmarktmitteilung herausgegeben. Der Winter 2018/2019 war das erste Jahr, in dem die Maßnahme vollständig durchgeführt wurde.

(81) Um sicherzustellen, dass die Teilnehmer in der Lage sind, das Risiko von Strafzahlungen, z. B. das Risiko, dass mehrere Anlagen gleichzeitig ausfallen, angemessen zu mindern, hat der Netzbetreiber eine Mitteilung über die Systembelastung mittels einer „Kapazitätsmarktwarnung“ ausgegeben, die auf der in den Capacity Market Rules (8.4.6) festgelegten Methodik basiert ([22]). Wird eine solche Warnung nicht ausgegeben, führt ein Knappheitsereignis nicht zu Strafzahlungen auf dem Kapazitätsmarkt, aber auch nicht zu Mehrlieferungszahlungen.

(82) Kapazitätsvereinbarungen verpflichten die Teilnehmer, eine bestimmte Menge an Elektrizität zu liefern. Die Verpflichtung eines Versorgers während der hohen Systembelastung ergibt sich aus den Verpflichtungen, die sie mit den T-4- und T-1-Auktionen eingegangen sind, sowie aus allen sekundär gehandelten Verpflichtungen, die er für die spezifischen Abrechnungsperioden, in denen eine hohe Systembelastung auftritt, eingegangen ist.

([21]) Eine Besitzstandsklausel ist eine Bestimmung, in der eine alte Regelung weiterhin für einige bestehende Situationen gilt, auch wenn für alle künftigen Fälle eine neue Vorschrift gilt.

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

(83) Bei hoher Systembelastung mit vorausgegangener Kapazitätsmarktwarnung von einer Vorlaufzeit von wenigstens vier Stunden gilt für die Versorger die Lastfolgeregelung. Das bedeutet, dass sie nur dann Strom bis zum Gesamtniveau ihrer Verpflichtungen erzeugen oder die Nachfrage entsprechend reduzieren müssen, wenn alle Kapazitäten, für die Kapazitätsvereinbarungen im Markt getroffen wurden, zur Deckung der Nachfrage erforderlich sind. Bei hoher Systembelastung, bei der nur 70 % dieser Gesamtkapazität zur Deckung der Nachfrage erforderlich sind, sind die einzelnen Anbieter nur verpflichtet, Strom bis zu 70 % ihrer Kapazitätsverpflichtung bereitzustellen oder ihre Nachfrage entsprechend zu reduzieren.

(84) Nach Ansicht der britischen Behörden sind die Verpflichtungen aus der Lastfolgeregelung geeignet sicherzustellen, dass die Erzeuger Anreize für ein effizientes Funktionieren des Marktes haben, und stehen in einem angemessenen Verhältnis zu dem Schaden, der den Verbrauchern durch verlorene Last entstünde. Wenn jedem Teilnehmer jedes Mal bei hoher Systembelastung Sanktionen für die gesamte Kapazitätsverpflichtung drohten, würde der Kapazitätsmarkt Signale aussenden, die Kraftwerke anlaufen zu lassen, selbst wenn es wirtschaftlich nicht angemessen wäre — auf diese Weise würden Emissionen zunehmen und die Verbraucherkosten steigen.

2.6.2. *Sanktionen*

(85) Die Sanktionsregelung soll den Kapazitätsanbietern Anreize bieten, bei Bedarf Energie zu liefern. Einheiten, die unter dem erwarteten Leistungsniveau liegen, werden bestraft, während diejenigen, die die erwartete Leistung übererfüllen, Zahlungen für Mehrlieferungen erhalten, sodass am Ende des Jahres die Kapazitätszahlungen der einzelnen Einheiten im Großen und Ganzen ihrer Leistung entsprechen. Die Sanktionsregelung besteht aus drei wesentlichen Elementen:

a) einer monatlichen Haftungsobergrenze von 200 % der monatlichen Kapazitätserlöse eines Versorgers, die angesichts der Gewichtung der monatlichen Zahlungen nach Systemnachfrage dazu führen kann, dass der Versorger in jedem beliebigen Monat einer Strafzahlungsverpflichtung von bis zu 20 % ihres Jahresumsatzes ausgesetzt ist,

b) einer übergeordneten Jahresobergrenze von 100 % der jährlichen Einnahmen,

c) einem Sanktionssatz, der auf 1/24 der jährlichen Kapazitätszahlungen des Versorgers festgesetzt wurde.

2.6.3. *Testregelung*

(86) Die Sanktionsregelung wird durch ein rigoroses System von Leistungsüberprüfungen ergänzt, um sicherzustellen, dass die Kapazitätsanbieter bei Bedarf Energie liefern können und nur zuverlässige Anbieter Kapazitätszahlungen erhalten. Dies ist besonders in den Lieferjahren ohne hohe Systembelastung von Bedeutung, in denen die Überprüfung der Versorgerleistung sicherstellt, dass die Versorger physisch in der Lage sind, gemäß ihren Kapazitätsverpflichtungen zu liefern.

2.7. **Haushaltsmittel, Finanzierung der Maßnahme und Zahlungsflüsse**

(87) Tabelle 7 enthält eine Zusammenfassung der Ergebnisse der seit 2014 durchgeführten Kapazitätsmarktauktionen, einschließlich der Übergangsauktionen (TA).

Tabelle 7

Zusammenfassung der Ergebnisse der Kapazitätsmarktauktionen

Auktion	Erworbene Kapazität	Clearingpreis	Gesamtbetrag der im Rahmen der Auktion zugesagten Kapazitäten [1] Mio. 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 (bedingt)	3,6	0,77	3
TA 2016	0,8	27,50	22
TA 2017	0,3	45,00	14

[1] Die Kapazitätsmarktregister werden regelmäßig aktualisiert, um den Kapazitäten Rechnung zu tragen, die keiner Vereinbarung mehr unterliegen. Die hier dargestellte Summe entspricht dem in der Auktion gebundenen Betrag. Sie wurde nicht an die Kapazitäten angepasst, deren Produktion seit der Auktion eingestellt wurde und die nicht mehr für Kapazitätszahlungen infrage kommen. Die Werte sind nicht inflationsbereinigt.

(88) Nach Artikel 6 Absatz 1 der Electricity Capacity (Supplier Payment usw.) Regulations 2014 müssen alle lizenzierten Versorger nach folgendem Verfahren eine Abgabe für den Kapazitätsmarkt (d. h. die Kosten der Kapazitätszahlungen an die Anbieter) entrichten:

a) Die Zahlungen sind entsprechen dem Systembedarf gestaltet, sodass Kapazitätsanbieter in den Monaten hoher Nachfrage (d. h. im Winter) einen höheren und in Zeiten niedriger Nachfrage einen geringeren Anteil ihrer Zahlungen erhalten.

b) Drei Monate vor Beginn des Lieferjahres prognostizieren die Versorger ihre Nachfrage während des Zeitraums von 16.00 bis 19.00 Uhr für alle Wochentage von Anfang November bis Ende Februar und übermitteln diese Schätzungen der Abwicklungsstelle.

c) Versorgergebühren werden auf der Grundlage ihrer voraussichtlichen Marktanteile festgelegt und monatliche Gebühren werden von den lizenzierten Versorgern erhoben, um das Zahlungsprofil an die Kapazitätsanbieter anzupassen. Versorgergebühren werden auf der Grundlage der Nachfrage von 16.00 bis 19.00 Uhr an Winterwerktagen berechnet, um den Versorgern einen Anreiz zu bieten, die Stromnachfrage ihrer Kunden zu den Zeiten zu reduzieren, in denen der Bedarf normalerweise am höchsten ist. Dadurch dürfte sich die benötigte Kapazität verringern und die Kosten des Kapazitätsmarktes sinken.

d) Versorgergebühren werden aktualisiert, um den aktuellen Daten zu den Marktanteilen Rechnung zu tragen, sobald sie mit dem bestehenden im „Balancing and Settlement Code" (BSC) festgelegten Abgleichprozess verfügbar werden. Dieser Abgleichprozess dauert 14 Monate, solange korrigierte Nachfragedaten bezogen werden.

(89) Alle Zahlungsflüsse im Zusammenhang mit dem Kapazitätsmarkt werden für alle Teilnehmer von der Abwicklungsstelle berechnet und verwaltet, die dabei von einem Abrechnungsdienstleister (Elexon) unterstützt wird. Die Rolle und die Zuständigkeiten der Abwicklungsstelle und der Elexon sind in Abschnitt 2.2 dargelegt.

(90) Die Kapazitätszahlungen werden anhand der Beträge in der Kapazitätsvereinbarung der einzelnen Anbieter entsprechend dem Ergebnis der jeweiligen Auktion für die verschiedenen Lieferjahre festgelegt: Kapazitätszahlungen entsprechen dem Kapazitätsvolumen, die erfolgreiche Kapazitätsanbieter in der Kapazitätsauktion angeboten haben, multipliziert mit dem Clearingpreis.

(91) Von der Abwicklungsstelle erhaltene Mittel werden einem zinslosen Konto des „Government Banking Service" gutgeschrieben. Die Abwicklungsstelle ist auch für die Eintreibung, Bereithaltung und (falls erforderlich) Rückerstattung von Sicherheiten verantwortlich, die von Betreibern neuer Erzeugungsanlagen oder Laststeuerungsanbietern im Rahmen der Präqualifikation vor den einzelnen Kapazitätsauktionen überwiesen wurden.

(92) Die Hauptkapitalströme zur und aus der Abwicklungsstelle sind:

a) Versorger sind verpflichtet, der Abwicklungsstelle ab dem Finanzjahr 2015/2016 monatlich die sogenannte „Abwicklungsstellen-Gebühr" zu überweisen. Die „Abwicklungsstellen-Gebühr" deckt die Verwaltungskosten für die Aufrechterhaltung der Abwicklungsaufgaben für den Kapazitätsmarkt, die der Abwicklungsstelle (und seinen Vertretern) entstehen. Die Erhebung dieser Zahlungen erfolgt nach dem britischen Haushaltsjahr April-März, d. h. zu einem anderen Zeitplan als dem für andere Kapazitätszahlungsströme, die nach dem Kapazitätsjahr von Oktober bis September erfolgen.

b) Die Versorger sind verpflichtet, vor Beginn eines jeden Monats im Lieferjahr einen Kreditschutz zu hinterlegen. Dieser Schutz muss 110 % ihrer monatlichen Versorgergebühr betragen und soll sicherstellen, dass die Zahlungsflüsse an den Kapazitätsanbieter auch weiterhin erfolgen können, wenn ein Versorger seinen Verpflichtungen nicht nachkommt.

c) Die Versorger sind verpflichtet, der Abwicklungsstelle spätestens 24 Arbeitstage nach Ende eines jeden Monats im Lieferjahr „monatliche Versorgergebühren" zu entrichten. Die monatlichen Versorgergebühren sind für die Versorger verpflichtend (über eine Bestimmung in der Versorgerlizenz) und dienen dazu, den Kapazitätsmarkt zu finanzieren.

d) Im Falle einer Mindererfüllung ihrer Kapazitätsverpflichtungen während einer hohen Systembelastung im Lieferjahr sind die Kapazitätsanbieter verpflichtet, Strafzahlungen an die Regulierungsstelle zu leisten. Diese Zahlung ist spätestens 24 Arbeitstage nach Monatsende zu leisten.

e) Die Abwicklungsstelle zahlt den Anbietern eine „Kapazitätszahlung". Dies ist ein Betrag nach Maßgabe ihrer Kapazitätsverpflichtung (der in der Kapazitätsauktion festgelegte Betrag), zu zahlen innerhalb von 29 Tagen nach Ende eines jeden Monats innerhalb des Lieferjahres. Alle Zahlungen an Anbieter werden aus den Einnahmen der von den lizenzierten Versorgern erhobenen Gebühren finanziert. Sollte ein Kapazitätsanbieter der Strafgeldzahlung nicht nachgekommen sein, werden die Zahlungen an den Anbieter eingestellt, bis die erforderliche Strafzahlung beglichen wurde. Die tatsächlichen Zahlungen an Anbieter berücksichtigen alle Transaktionen, die zwischen der Auktion und dem Lieferzeitraum im Rahmen des Obligationenhandels eingegangen wurden.

f) Im Fall einer Übererfüllung ihrer Kapazitätsverpflichtungen während einer hohen Systembelastung im Lieferjahr zahlt die Abwicklungsstelle eine Vergütung für das mehr gelieferte Volumen. Mehrlieferungszahlungen, die den einzelnen Kapazitätsanbietern zustehen, werden am Ende des Kapazitätsjahres berechnet und aus Mitteln bezahlt, die im Laufe des Jahres als Strafzahlungen erhoben wurden. Dadurch erhöht sich das Gesamtvolumen der Kapazitätszahlungen in einem bestimmten Jahr nicht, da die Zahlungen für Mehrlieferungen durch Einnahmen aus Strafzahlungen für Minderlieferungen aufgewogen werden.

g) Wenn möglich erstattet die Abwicklungsstelle den Versorgern einen Restbetrag aus den Strafzahlungen. Dabei handelt es sich um Einnahmeüberschüsse nach Bezahlung von Mehrlieferungen mit den entsprechenden Zinsen, die sich im Laufe des Jahres angesammelt haben.

2.8. **Die Angemessenheit der Stromerzeugung in Großbritannien**

2.8.1. *Der Strommarkt in Großbritannien*

(93) Am 1. April 2005 führte das Vereinigte Königreich in Großbritannien ein einheitliches Regelwerk für Stromhandels- und Übertragungsvereinbarungen für den Großhandel ein, das als BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) bekannt ist. BETTA geht vom bilateralen Handel zwischen Erzeugern, Versorgern, Kunden und Händlern sowie Self-Dispatch anstatt zentralem Dispatch aus.

(94) Im Rahmen von BETTA werden an Terminbörsen Kontrakte für Strom von mehreren Jahren bis zu 24 Stunden für eine gegebene, auf eine halbe Stunde festgelegte Lieferzeit abgeschlossen. Kurzfristige Energiebörsen und Energiemakler geben den Teilnehmern die Möglichkeit, ihre Auftragslage von 1 bis 24 Stunden vor der Lieferung abzustimmen. Alle Geschäfte sind bilateral und werden zu dem für die Strombörse eingetragenen oder bilateral vereinbarten Preis oder über einen Makler abgewickelt.

(95) Im Rahmen von BETTA belohnt der Stromgroßhandelspreis Erzeuger für ihren Strom und ihre Kapazität, und Investoren müssen sich auf der Grundlage ihrer Erwartung, die Kosten für ihre Investition durch den Verkauf von Strom auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu decken, entscheiden, ob sie investieren wollen.

(96) In zeitlicher Nähe zum Liefertermin existiert ein Ausgleichsmechanismus, über den der Netzbetreiber Angebote und Gebote für Strom nahezu in Echtzeit annimmt. Dies ermöglicht es dem Netzbetreiber, Angebot und Nachfrage miteinander in Einklang zu bringen. Beim „Torschluss", d. h. 1 Stunde vor dem jeweiligen halbstündig beginnenden Lieferzeitraum, sind die Erzeuger verpflichtet, den Netzbetreiber über die Energiemenge, mit deren Lieferung sie beauftragt werden, und die erwartete Leistung jeder Erzeugungsanlage zu informieren. Die Versorger (Einzelhändler) müssen das Volumen angeben, zu dessen Kauf er sich vertraglich verpflichtet hat, was dem Volumen entsprechen sollte, das er erwartet, dass es von ihren Kunden verbraucht wird. Schließlich werden Zahlungen und Einnahmen von Marktteilnehmern, deren vertraglich vereinbarte Positionen nicht mit ihrer tatsächlichen gemessenen Stromerzeugung oder -nutzung übereinstimmen, durch ein Verfahren zur Abwicklung von Ungleichgewichten vorgenommen. Das Verfahren regelt auch die sonstigen Kosten für den Bilanzausgleich. Die Teilnehmer sehen sich mit empfindlich hohen Bilanzausgleichspreisen (im Folgenden „Cash-out-Preise") konfrontiert, wenn ihre vertraglich vereinbarten Positionen nicht mit ihrem tatsächlichen Verbrauch oder ihrer tatsächlichen Produktion übereinstimmen. Daher motiviert die Ausgleichsabwicklung oder der Cash-out-Preis die Teilnehmer, den Ausgleich des Systems in Echtzeit zu unterstützen.

(97) Ende Dezember 2017 verfügte das Vereinigte Königreich über eine Stromerzeugungskapazität von insgesamt 81,3 GW. Darüber hinaus verfügt das Vereinigte Königreich über vier Verbindungsleitungen, die den Handel mit Europa ermöglichen: England-Frankreich (2 GW), England-Niederlande (1 GW), Nordirland-Irland (0,6 GW) und Wales-Irland (0,5 GW) ([23]). Die Verbindungsleitung NEMO zwischen England und Belgien (1 GW) wurde am 31. Januar 2019 in Betrieb genommen.

([23]) Diese Zahlen entstammen dem 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. *Probleme bei der Angemessenheit der Stromerzeugung*

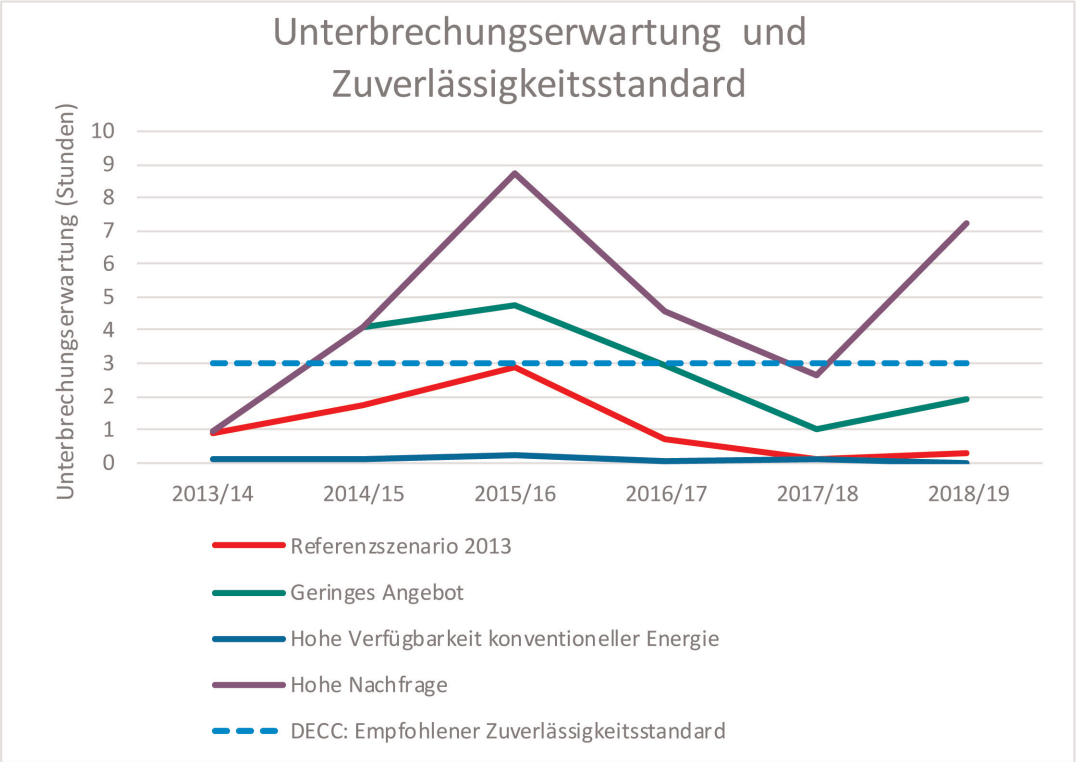
(98) Der Zuverlässigkeitsstandard wird als Lastunterdeckungserwartung (LOLE) ausgedrückt. Dazu gehört die Festlegung eines Standards, der die durchschnittliche Stundenzahl pro typischem Jahr angibt, in der die Nachfrage voraussichtlich nicht gedeckt wird. Die Lastunterdeckungserwartung stellt die Zahl der Stunden pro Jahr dar, in denen langfristig statistisch zu erwarten ist, dass die Nachfrage nicht gedeckt wird. Dies ist ein probabilistischer Ansatz, d. h. die tatsächliche Zahl variiert je nach den Umständen eines bestimmten Jahres, z. B. aufgrund der Temperatur im Winter, der Frage, ob eine ungewöhnlich große Zahl von Kraftwerken bei einer bestimmten Gelegenheit nicht am Netz ist, der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Spitzenlastzeiten sowie aller anderen Faktoren, die das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage beeinflussen. Bei der Interpretation dieser Zahlen ist zu beachten, dass ein gewisser Lastverlust nicht mit einer entsprechenden Zahl von Blackouts gleichzusetzen ist; in den meisten Fällen kann der Lastverlust ohne erhebliche Auswirkungen auf die Verbraucher bewältigt werden. Bei dem vom Vereinigten Königreich festgestellten kritischen Wert handelt es sich um eine Lastunterdeckungserwartung von mehr als drei Stunden.

(99) In der Anmeldung stellte die Regierung fest, dass unabhängig vom gewählten Modellansatz die Zukunftsaussichten für die Versorgungssicherheit aufgrund der Sensibilität von Schlüsselvermutungen zu Stromnachfrage, Stilllegungsentscheidungen, neuen Erzeugungsanlagen, dem Beitrag von Verbindungsleitungen und den Verfügbarkeitsfaktoren verschiedener Technologien nur schwer mit vollem Vertrauen zu prognostizieren sind.

(100) Zum Zeitpunkt der Anmeldung der Maßnahme im Jahr 2014 erklärte das Vereinigte Königreich, dass gemäß der Stromkapazitätsbewertung von Ofgem von 2013 die Lastunterdeckungserwartung auf bis zu 9 Stunden im Jahr 2015/16 ansteigen werde (auch wenn es anmerkte, dass es im Fall der hohen Verfügbarkeit konventioneller Erzeugung (Conventional Generation High Availability) nur wenig Auswirkungen gebe), sich dann erholen werde, bevor sie im Jahr 2018/2019 wieder ansteige. Damals vertrat das Vereinigte Königreich die Auffassung, dass das Spektrum der Szenarien die Unsicherheit zeigte, wobei das obere Ende des Spektrums 2018/2019 auf über 3 Stunden anstieg, was nach Ansicht des Vereinigten Königreichs ein starkes Argument für eine Intervention sei. In dem Referenzszenario ging Ofgem von 0,75 GW der Nettoeinspeisungen im Winter aus.

Abbildung 4

Lastunterdeckungserwartung und Zuverlässigkeitsstandard nach Angaben des Vereinigten Königreichs in der Anmeldung von 2014



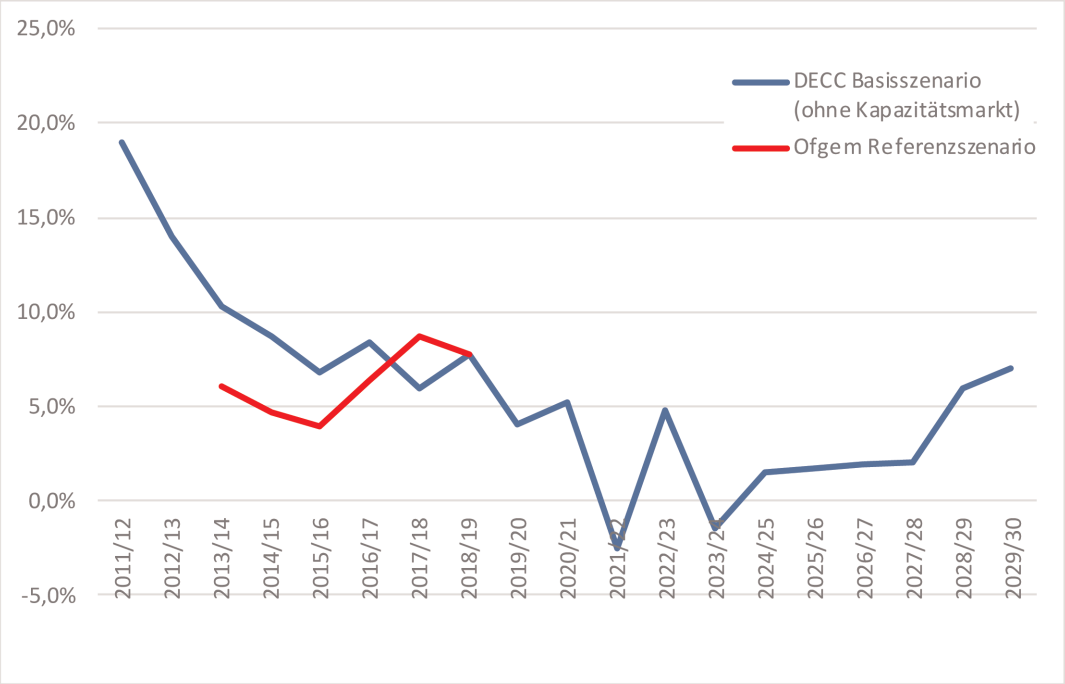
Quelle: Ofgem, Analyse des Ministeriums für Energie und Klimawandel.

(101) Das Vereinigte Königreich erklärte auch, dass das britische Ministerium für Energie und Klimawandel (DECC) auch Simulationen von Investitionen in die Stromerzeugung bis in das Jahr 2030 durchgeführt habe. Das Basisszenario des DECC ohne Kapazitätsmarkt stellte bis 2016/2017 eine ähnliche Entwicklung wie die Ofgem-Analyse dar. Für die Zeit nach 2016/2017 prognostizierte das Basisfallszenario des DECC eine rückläufige Entwicklung der

Kapazitätsmargen bis Anfang der 2020er-Jahre. Im Modell des DECC wurden bis 2030 zusätzliche Verbindungskapazitäten von 2,9 GW angenommen und es wurde davon ausgegangen, dass Verbindungsleitungen zu Spitzenzeiten auf Nettobasis (d. h. unter Berücksichtigung aller Verbindungskapazitäten zusammen) weder Strom einführen noch ausführen.

Abbildung 5

Langfristige Schätzungen der herabgestuften Kapazitätsmargen, wie vom Vereinigten Königreich in seiner Anmeldung von 2014 mitgeteilt



Quelle: Ofgem 2013, Analyse des DECC 2013.

(102) Das Vereinigte Königreich geht davon aus, dass die von der britischen Regierung durchgeführte Analyse sowie eine separate Analyse durch National Grid den anhaltenden Bedarf für einen Kapazitätsmarkt belegen, um sicherzustellen, dass der Zuverlässigkeitsstandard von 3 Stunden Lastunterdeckungserwartung gewährleistet wird. Wird der Kapazitätsmarkt aus dem Berechnungsmodell ausgeschlossen, kann der Zuverlässigkeitsstandard wahrscheinlich in allen in das Modell einbezogenen Jahren nicht erreicht werden.

(103) Um die in Kapazitätsmarktauktionen zu sichernde Kapazität zu prüfen erstellt National Grid ein 5-Jahres-EMR-Basisfallbeispiel als Teil der Zukunftsszenarien für Energie (Future Energy Scenarios) ([24]). Im Dezember 2018 legte National Grid eine überarbeitete Reihe von Annahmen zur Bewertung der potenziellen Auswirkungen auf den Basisfall vor, gäbe es im Vereinigten Königreich keinen Kapazitätsmarkt. Das Ergebnis der Bewertung von National Grid ist, dass sich die Lastunterdeckungserwartung ohne den Kapazitätsmarkt im Zeitraum von 2019/2020 bis 2023/2024 auf 3 bis 7 Stunden belaufen würde.

(104) Das britische Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie (Department of Business, Energy, and Industrial Strategy — BEIS) führte eine vom National Grid unabhängige Analyse durch, bei der die neuesten „Energy-Capacity-Report"-Empfehlungen (ECR 2018) des National Grid zusammen mit den kommerziellen Erkenntnissen des BEIS und der Bewertung der Anlagenökonomie des BEIS herangezogen wurden. Diese Analyse kommt zu dem Schluss, dass die Spanne der Lastunterdeckungserwartung in allen Jahren bis 2030 nicht mit dem Zuverlässigkeitsstandard von 3 Stunden Lastunterdeckungserwartung im Einklang steht (von 2019/2020 bis 2029/2030 zwischen 3 und 345 Stunden Lastunterdeckungserwartung).

2.8.3. *Die Ursachen für das Problem der angemessenen Stromerzeugung*

(105) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass das im vorherigen Abschnitt beschriebene Problem hinsichtlich der angemessenen Stromerzeugung auf zwei wesentliche Marktversagen zurückzuführen sei.

(106) Das erste Marktversagen liege darin, dass die Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut sei. Die Kunden hätten nicht die Möglichkeit den von ihnen gewünschten Zuverlässigkeitsgrad zu wählen, da der Systembetreiber sie nicht

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

selektiv vom Netz trennen könne, und die Verbraucher reagierten nicht auf Echtzeitänderungen des Großhandelspreises. Es sei daher zu erwarten, dass die Kapazitätsanbieter, wenn kein staatlicher Eingriff erfolge, nicht den für die Gesellschaft optimalen Zuverlässigkeitsgrad böten. Dies könne auch zu hohen Kosten für die Gesellschaft infolge einer unzuverlässigen Stromversorgung führen. Dabei handele es sich um externe Kosten, wenn sie den Erzeugern nicht in Rechnung gestellt würden.

(107) Das zweite Marktversagen sei das „Missing-Money-Problem", das in der Fachliteratur auf Energy-Only-Märkten ermittelt und für diese beschrieben wurde ([25]). Theoretisch könnte auf die Tatsache, dass die Verbraucher nicht in der Lage sind, ihren gewünschten Zuverlässigkeitsgrad zu wählen, auf einem Energy-Only-Markt dadurch reagiert werden, dass die Preise auf ein Niveau steigen könnten, das dem durchschnittlichen „value of lost load" entspricht, d. h. dem Preis, zu dem die Verbraucher nicht mehr bereit wären, für Energie zu zahlen, und der den Erzeugern Knappheitsrenten zugestehen würden. In der Praxis kann es jedoch vorkommen, dass ein Energy-Only-Markt nicht die richtigen Marktsignale aussendet, um eine optimale Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Investoren die Möglichkeit zu geben, Projektfinanzierungen für den Aufbau neuer Kapazitäten zu erhalten. Die bedeutet, dass die Einnahmen aus dem Energiemarkt allein aufgrund des Missing-Money-Problems nicht ausreichen, genügend Investitionen in Kapazitäten zu schaffen. Es gibt zwei Gründe, warum dies möglich ist:

a) Unfähigkeit der Preise, eine Knappheitslage widerzuspiegeln: Aktuelle Großhandelspreise für Energie steigen nicht hoch genug, um den Wert der zusätzlichen Kapazitäten in Zeiten der Knappheit widerzuspiegeln. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Gebühren für Stromerzeuger, die unausgeglichen produzieren, im Ausgleichsmechanismus (im Folgenden „Cash-out") nicht die vollen Kosten der durch den Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen (z. B. Spannungsreduktion) widerspiegeln.

b) Mangelnde Gewissheit, dass Preise steigen, auch wenn dies möglich wäre: In Zeiten, in denen die Großhandelspreise auf dem Energiemarkt ein hohes Niveau erreichen sollten, befürchten die Anleger, dass die Regierungs-/Marktregulierungsbehörden auf einen vermeintlichen Missbrauch von Marktmacht reagieren, beispielsweise durch die Einführung einer Preisobergrenze. Sie befürchten auch, dass die Preise nicht steigen werden — zum Beispiel, wenn sich die Windkraftkapazität besser als erwartet entwickelt und sich die Möglichkeiten für die Nutzung teurer regelbarer Kapazitäten verschlechtern.

(108) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass das Missing-Money-Problem kein theoretisches Problem ist. In der Vergangenheit hätten die Cash-out-Preise in Großbritannien nicht mehr als 938 GBP/MWh betragen. Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass sich auch aus den jüngsten Knappheitssituationen auf dem britischen Markt ergebe, dass die Preise nicht auf das erwartete Niveau gestiegen seien. Laut einer von der britischen Regierung und Ofgem in Auftrag gegebenen unabhängigen Studie zur Schätzung des Value of Lost Load (im Folgenden „VoLL") liege der Durchschnittswert, den die Verbraucher für die Verhinderung von Versorgungsunterbrechungen bei hoher Netzbelastung zu zahlen bereit wären, bei rund 17 000 GBP/MWh ([26]).

(109) Das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass die möglichen Marktversagen kurz- und mittelfristig durch die sehr kurzfristigen Stilllegungspläne der bestehenden Kapazitäten noch verschärft werden: Nach dem zentralen Szenario von National Grid könnten bis zu 8 GW aus den 2018/2019 verfügbaren Kohle- und Gaskraftwerken 2019/2020 aufgrund der Stilllegungen nicht mehr zur Verfügung stehen, wenn die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt nicht mehr verfügbar wären.

2.8.4. *Zusätzliche Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung*

(110) Zusätzlich zu der angemeldeten Maßnahme hat das Vereinigte Königreich eine Reihe von noch heute fortgeführten Maßnahmen auf dem britischen Strommarkt ergriffen, die dazu beitragen können, das im vorhergehenden Abschnitt aufgeführte Marktversagen zu beheben. Die drei wichtigsten Initiativen aus der Anmeldung des Vereinigten Königreichs sind nachstehend aufgeführt.

(111) Die erste vom Vereinigten Königreich genannte Maßnahme zielte darauf ab, den Gesamtstrombedarf zu senken und die Reaktion der Nachfrage zu steigern. Das Vereinigte Königreich erklärte, dass es Maßnahmen zur Senkung des Gesamtstrombedarfs ergreife, z. B. durch den „Green Deal" und die „Energy Company Obligation". Das Vereinigte Königreich verfolgt auch Möglichkeiten, sowohl nachhaltige Nachfragereduktionen (von der Regierung als „Electricity Demand Reduction" oder „EDR" bezeichnet) als auch kurzfristige Nachfragereduktionen wie Spitzenausgleich/Lastwechsel (von der Regierung als „Demand Side Response" (Laststeuerung) oder „DSR" bezeichnet) zu fördern. Insbesondere hat sich das Vereinigte Königreich zum Ziel gesetzt, jedem Privatkunden und jedem KMU im Land bis Ende 2020 einen intelligenten Stromzähler anzubieten ([27]). Intelligente Zähler ermöglichen Tarife für dynamische Nutzungszeiten, die zu Schwachlastzeiten niedrigere Energiepreise bieten. Der erste statische Tarif für dynamische Nutzungszeiten wurde Anfang 2017 im Vereinigten Königreich von Green Energy eingeführt und bietet den

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

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

([27]) Die Anzahl der von den großen Energieversorgungsunternehmen betriebenen intelligenten Stromzähler für Privatkunden stieg vom 2. Quartal 2014 bis zum 3. Quartal 2018 um den Faktor 26. Die Zahl der von den großen Energieversorgern betriebenen fortschrittlichen und intelligenten Stromzähler an kleineren gewerblichen Standorten ist zwischen dem 2. Quartal 2014 und dem 3. Quartal 2018 um 12 % gestiegen. Im 3. Quartal 2018 machten jedoch intelligente Zähler und im Smart-Mode betriebene Zähler weniger als 30 % der von den großen Energieversorgern betriebenen privaten Stromzähler aus. Quelle: https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-3-2018

Kunden, die intelligente Zähler nutzen, einen erheblich günstigeren Nachttarif an Arbeitstagen. Dies entspricht jedoch nicht den tatsächlichen Großhandelskosten, die es den Verbrauchern ermöglichen würden, in Echtzeit zu reagieren ([28]). Darüber hinaus veröffentlichten die Regierung des Vereinigten Königreichs und Ofgem im Anschluss an frühere Arbeiten und eine Konsultation im Juli 2017 gemeinsam einen „Smart Systems & Flexibility Plan" ([29]). In diesem Plan werden die Grundprinzipien des Ansatzes des Vereinigten Königreichs dargelegt, mit dem der Übergang zu einem intelligenten und flexiblen System ermöglicht werden soll, gefolgt von 29 Maßnahmen für die Regierung, Ofgem und/oder die Industrie.

(112) Die zweite Maßnahme ist die Reform von Cash-out-Vereinbarungen. Bilanzabweichungs- oder Cash-out-Preise bieten den Marktteilnehmern Anreize, zu gewährleisten, dass das von ihnen erzeugte oder verbrauchte Elektrizitätsvolumen mit dem Volumen in ihrem Erzeuger- oder Verbrauchervertrag übereinstimmt. Das Vereinigte Königreich bringt vor, dass eine Reform der Funktionsweise des Marktes dazu beitrage, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

(113) Ofgem hat 2012 die „Electricity Balance Significant Code Review" (EBSSCR) ins Leben gerufen ([30]), um mehrere seit Langem bestehende Bedenken bezüglich der Faktoren auszuräumen, die Cash-out-Preise gedämpft haben. Im Mai 2014 verabschiedete und veröffentlichte Ofgem ihre endgültige strategische Entscheidung ([31]). Die Punkte der durchgeführten Cash-out-Reformen sind folgende:

a) Cash-out-Preise wurden „marginalisiert", in dem sie unter Verwendung der teuersten Maßnahme des Netzbetreibers zum Ausgleich des Systems berechnet wurden. Dies erfolgte stufenweise, der erste Schritt bestand darin, dass die Preise unter Verwendung eines Durchschnitts der teuersten 50 MWh-Maßnahmen des Netzbetreibers vom November 2015 (anstelle von 500 MWh) berechnet wurden. Seit November 2018 werden die Preise nun unter Verwendung der teuersten 1 MWh-Maßnahmen berechnet.

b) Ein Posten für Abschaltungen und Spannungsreduktionen wurde in die Berechnung des Cash-out-Preises auf der Grundlage des Wertes der Verlorenen Last (VoLL) für die Verbraucher einbezogen. Diese Kosten wurden stufenweise eingeführt und betrugen nach November 2015 3 000 GBP/MWh und seit November 2018 6 000 GBP/MWh.

c) Die Art und Weise, wie die Reservekosten berechnet werden, wurde verbessert, indem der Wert, den Reserven für die Verbraucher zu Zeiten hoher Systembelastung bieten, einen Niederschlag fand. Um dies zu erreichen, wurde eine Funktion zur Reserveknappheitspreisberechnung eingeführt, die den Preis von Reserven berechnet, wenn sie aufgrund der herrschenden Knappheit im System genutzt werden ([32]).

d) Es wurde ein einheitlicher Cash-out-Preis für jede Abrechnungsperiode eingeführt, um die Vereinbarungen zu vereinfachen und die Kosten für Bilanzabweichungen, insbesondere für kleinere Beteiligte, zu senken.

(114) Ofgem hat einen Bericht der ersten Phase der EBSCRS veröffentlicht ([33]). Seit der Umsetzung der ersten Phase ist der durchschnittliche Cash-out-Preis gesunken. Die meisten Bilanzabweichungen liegen nun in der Spanne von 20 bis 30 GBP/MWh und nicht wie zuvor bei 30 bis 40 GBP/MWh. Der Preis für Bilanzabweichungen schwankt nun jedoch stärker. Der Höchstpreis in den beiden Jahren vor der Reform betrug 429,10 GBP/MWh, nach der Reform betrug er 1 528,72 GBP/MWh.

(115) Die britische Regierung ist der Ansicht, dass der Kapazitätsmarkt und die Cash-out-Reform eine jeweils eigenständige, aber sich ergänzende Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit spielen. Es sei besser, sowohl den Kapazitätsmarkt zu verfolgen als auch die Reform der Cash-out-Vereinbarungen zu voranzutreiben, als sich einfach auf die Cash-Out-Reform zu verlassen, und zwar aus folgenden Gründen:

a) Die Cash-out-Reform sollte zwar langfristig die Investitionsanreize für den Energiemarkt stärken, dürfte aber kurz- und mittelfristig nur begrenzte Auswirkungen auf das Gesamtvolumen der Investitionen haben ([34]). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Stromerzeuger fast ihre gesamte Energie auf Terminmärkten verkaufen. Im Laufe der Zeit wird die Cash-out-Reform jedoch dazu führen, dass die Preise auf den Terminmärkten steigen, da die Stromerzeuger Arbitragemöglichkeiten zwischen den Terminmärkten und dem Preis im Ausgleichsmechanismus nutzen.

b) Durch die Cash-out-Reform kann das erhöhte Risiko bei Investitionen in thermische Kapazitäten nicht angegangen werden, da der Stromsektor dekarbonisiert wird: Thermische Kapazitäten werden zunehmend als Sicherheitssysteme laufen und müssen bei den wenigen Gelegenheiten von Knappheit und Preisspitzen ihre Fixkosten durch hohe Preise decken.

([28]) Im Dezember 2018 existierte nur ein Tarif für dynamische Nutzungszeiten, der im Februar 2018 von Octopus Energy eingeführt wurde; er ermöglicht den Verbrauchern eine halbstündliche Preisaktualisierung, die die tatsächlichen Kosten auf der Großhandelsebene widerspiegelt.

([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]) Unter Verwendung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit (Loss of Load Probability (LOLP)) und des Wertes der Verlorenen Last (VoLL).

([33]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/review-first-phase-electricity-balancing-significant-code-review

([34]) Zu beachten ist jedoch, dass die Cash-out-Reform die kurzfristigen Preissignale für die Versorgung deutlich verbessert und daher auch verbesserte Signale für Investitionen in flexible Kapazitäten liefern wird.

c) In der Praxis können Investitionen von einem liquiden Markt für „Zuverlässigkeitsoptionen“ abhängig sein, die etwa zu Echtzeitpreisen gehandelt werden — wobei die Versorger den Erzeugern, im Gegenzug für die Option, Energie zu einem Basispreis zu kaufen, einen festen Preis zahlen. Dies ist im Rahmen der Ofgem-Reform der Cash-out-Vereinbarungen unwahrscheinlich, da der Markt auch nach den derzeitigen Cash-out-Reformen ein Quasi-Markt bleibt, dessen Cash-out durch komplexe Verwaltungsverfahren bestimmt wird, der sich aber entwickeln kann, wenn ein Ausgleichsstrommarkt eingeführt wird, der als robuster Referenzmarkt für den Optionshandel dienen kann ([35]).

d) Es ist nicht klar, ob Investoren darauf vertrauen werden, dass alle neuen Regelungen beibehalten werden. Dies liegt daran, dass es für die Regulierungsbehörde, sollte zugelassen werden, dass Preise auf ein hohes Niveau steigen, immer schwieriger wird, zu beurteilen, ob es sich bei sehr hohen Preisen um ein effizientes Marktverhalten oder Profitgier handelt. Dies bedeutet, dass die Erzeuger es ablehnen könnten, Energie zu einem hohen Preis anzubieten (aus Angst vor einer Untersuchung wegen Marktmissbrauchs), oder dass sie von der öffentlichen Hand erwarten könnten, durch Interventionen in Zukunft häufigere Preissteigerungen abzumildern.

e) Für den Fall, dass Cash-out-Reformen durchgeführt werden und in der Lage sind, Marktversagen zu beheben, haben höhere Cash-Out-Preise das Potenzial, die Kosten für die Beschaffung von Kapazitäten über den Kapazitätsmarkt zu senken, sodass der für die Kapazität gezahlte Preis in der Auktion auf null sinken sollte.

f) Obwohl die Cash-out-Reform nach Abschluss zu höheren Preisen in Zeiten von Knappheit führen könnte, macht die von Natur aus hohe Unsicherheit über Knappheitsereignisse das Vertrauen in hohe Knappheitsrenten allein zu einer riskanten Strategie für Investoren von großen Neubauprojekten. Der Kapazitätsmarkt sieht eine stabile, regelmäßige Zahlung für Neuanlagen für bis zu 15 Jahre vor, was die Risiken für Investoren reduziert und Investitionen in neue und bestehende Kapazitäten fördert.

(116) Die dritte vom Vereinigten Königreich zitierte Maßnahme ist die Vollendung des Energiebinnenmarktes und die Unterstützung eines höheren Verbundgrades. Das Vereinigte Königreich hat das Dritte Energiepaket in nationales Recht umgesetzt und erklärt, dass es zur Entwicklung von Netzkodizes beiträgt. Insbesondere werden die marktbezogenen EU-Netzkodizes, die die Zeitrahmen, in denen Kapazitäten zugewiesen und gehandelt werden, harmonisieren, europaweit einheitliche Marktregeln einführen und die Umsetzung eines wettbewerbsfähigen gesamteuropäischen Energiemarkts fördern. Das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass diese Änderungen dazu führen könnten, die Situation für Investitionen in Verbindungsleitungen durch eine effizientere Nutzung der Ausrüstung zu verbessern. Das Vereinigte Königreich stellt ferner fest, dass der Verbundgrad in Großbritannien von 4 % im Jahr 2014 auf 6 % der gesamten installierten Kapazität im Jahr 2019 gestiegen ist — insbesondere da die NEMO-Verbindungsleitung am 31. Januar 2019 in Betrieb ging — und bis 2021 auf 9 % steigen könnte ([36]).

(117) Das Vereinigte Königreich erklärte außerdem, dass es alle zwei Jahre aktiv am Prozess der EU zur Ermittlung vorrangiger grenzüberschreitender Projekte gemäß der Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur beteiligt war. Diese prioritären Projekte erhielten den Status „Projekte von gemeinsamem Interesse“ (Projects of common interest — PCI), sodass sie potenziell von beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren, von möglichen regulatorischen Anreizen und einem möglichen Zugang zu finanzieller Unterstützung aus der Fazilität „Connecting Europe“ profitieren können.

(118) Das Ofgem-Projekt „Integrated Transmission Planning and Regulation“ (ITPR) kam 2015 zu einem Abschluss ([37]). Im Rahmen des Projekts wurde das Verfahren zur Bewertung von Netzoptionen (Network Options Assessment — NOA) etabliert und die Veröffentlichung jährlicher NOA-Berichte festgelegt. Die Analyse des Netzbetreibers liefert den Entwicklern von Verbindungsleitungen bessere Informationen, einschließlich über die Standorte, an denen neue Verbindungskapazitäten am einfachsten stationiert werden können. Die neue Rolle umfasst auch die Berücksichtigung spezifischer Vorschläge für Verbindungsleitungen und stellt Ofgem eine Bewertung ihrer Auswirkungen zur Verfügung.

2.9. **Laufzeit**

(119) Das Energiegesetz von 2013 enthält kein Enddatum für den Kapazitätsmarkt. Die Genehmigung für staatliche Beihilfen gilt jedoch für einen Zeitraum von 10 Jahren ([38]) ab dem Datum der ersten Durchführung der Maßnahme im Jahr 2014 ([39]).

([35]) Im Rahmen der derzeitigen Ausgleichsmechanismen, bei der Zahlungen aufgrund des Angebots erfolgen, können die Beteiligten nur dann Knappheitsrenten erzielen, wenn sie erfolgreich Energie zu diesem Preis vor dem Marktschluss anbieten (in diesem Fall riskieren sie, nicht zum Zuge zu kommen, wenn keine hohe Systembelastung eintritt) oder wenn ihre Bilanz nicht ausgeglichen ist (in diesem Fall riskieren sie, dass der Preis unter ihren kurzfristigen Grenzkosten liegt, wenn keine hohe Systembelastung eintritt). Es wäre notwendig, dass der Ausgleichsmechanismus zu einem clearingpreisgebundenen Markt wird, in dem alle Erzeuger den Referenzpreis erhalten, damit sich ein liquider Markt für Optionen, die gegen den Ausgleichsmarktpreis gehandelt werden, entwickelt.

([36]) Bei diesen Zahlen wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugungskapazität des Vereinigten Königreichs konstant bei 81,3 GW liegt.

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

([38]) Siehe Artikel 21 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54).

([39]) Als Datum der Umsetzung gilt mit der ersten Auktion im Rahmen des Kapazitätsmarktes der 16. Dezember 2014.

2.10. **Gründe für die Einleitung des Verfahrens**

(120) Auch wenn der Kapazitätsmarkt vor seiner Durchführung von den britischen Behörden angemeldet wurde, wurde der Beschluss von 2014 zur Genehmigung der Regelung mit dem Urteil des Gerichts für nichtig erklärt. In Anbetracht des Urteils, mit dem der Beschluss von 2014 für nichtig erklärt wurde, ist die Durchführung der fraglichen Beihilfe bis zu Verkündung des Urteils des Gerichts als rechtswidrig anzusehen ([40]).

(121) Gemäß der Bekanntmachung über die zur Beurteilung unrechtmäßiger staatlicher Beihilfen anzuwendenden Regel ([41]) hat die Kommission die Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt für die Zeit von Dezember 2014 bis November 2018 und für die Zukunft auf der Grundlage der in Abschnitt 3.9 der Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (im Folgenden „Leitlinien") ([42]) festgelegten Vorschriften, in denen spezifische Voraussetzungen für Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung festgelegt sind und die seit dem 1. Juli 2014 anwendbar waren, geprüft.

(122) Das Verfahren zur Annahme eines neuen Beschlusses kann zu dem Zeitpunkt wieder aufgenommen werden, zu dem die Rechtswidrigkeit eingetreten ist ([43]).

(123) In Anbetracht der Schlussfolgerungen des Urteils des Gerichts, wonach die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit bestimmter Aspekte der Maßnahme mit dem Binnenmarkt hätte haben müssen, beschloss die Kommission, das förmliche Prüfverfahren einzuleiten.

(124) Auf der Grundlage aller verfügbaren Informationen und der im Einleitungsbeschluss beschriebenen Elemente bat die Kommission um Klarstellung und forderte insbesondere zu folgenden Fragen Stellungnahmen an:

a) Geeignetheit der Maßnahme:

1. Stand die Maßnahme allen relevanten Kapazitätsanbietern, insbesondere den Laststeuerungsanbietern, wegen unterschiedlicher Vertragslaufzeiten, begrenzter Garantie für das Volumen in der T-1-Auktion und der Mindestbeteiligung, ausreichend offen?

2. Sollte die Beteiligung von Verbindungskapazitäten auch weiterhin durch den Einsatz eines verbindungsleitungsbasierten Modells begrenzt werden?

b) Verhältnismäßigkeit der Maßnahme:

1. Steht die Maßnahme hinsichtlich der Vertragslaufzeit in einem angemessenen Verhältnis zu potenziell diskriminierenden Unterschieden bei der Behandlung von Laststeuerungsanbietern im Vergleich zu Stromerzeugern?

2. Hat die Methode der Kostendeckung den Verbrauchern möglicherweise keine Anreize geboten, ihren Verbrauch während der Nachfragespitzen ausreichend zu senken, und somit den Gesamtbetrag der Beihilfen nicht minimiert?

c) Vermeidung negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel:

1. Hat die Maßnahme solche Auswirkungen vermieden, denn langfristige Verträge waren für Kraftwerke reserviert, was die Offenheit der Maßnahme einschränkte, und die direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten am britischen Kapazitätsmechanismus war derzeit nicht zulässig?

3. **STELLUNGNAHMEN DER BETEILIGTEN**

(125) In diesem Abschnitt werden die Stellungnahmen zusammengefasst, die die Kommission während des Konsultationszeitraums von 35 Beteiligten, insbesondere von Interessengruppen des Energiesektors (wie Unternehmen, die in der konventionellen Stromerzeugung tätig sind, Betreibern von Verbindungsleitungen, Erzeugern erneuerbarer Energien und Laststeuerungsanbietern sowie Wirtschaftsverbänden und Nichtregierungsorganisationen), Ofgem und National Grid erhalten hat.

3.1. **Ziel gemeinsamen Interesses und Notwendigkeit der Maßnahme**

(126) Obwohl die Kommission im Einleitungsbeschluss die Frage des gemeinsamen Ziels oder der Notwendigkeit der Maßnahme nicht ausdrücklich angesprochen hat, äußerten sich einige Beteiligte zu diesen Fragen. Die meisten unterstützten das Ziel und die Notwendigkeit der Maßnahme. Einige stimmten lediglich der vorläufigen Schlussfolgerung der Kommission im Einleitungsbeschluss zu, andere:

a) zitierten Analysen des Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (European Network of Transmission System Operators for Electricity — ENTSO (Strom)), der Regierung des Vereinigten Königreichs, des National Grid und Beteiligter, die belegen, dass ohne den Kapazitätsmarkt der Zuverlässigkeitsstandard des Vereinigten Königreichs verletzt würde,

([40]) Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 12. Februar 2008, CELF/SIDE, C-199/06, ECLI:EU:C:2008:79, Rn. 61 und 64.
([41]) Bekanntmachung der Kommission über die zur Beurteilung unrechtmäßiger staatlicher Beihilfen anzuwendenden Regeln (ABl. C 119 vom 22.5.2002, S. 22).
([42]) ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1.
([43]) Urteil des Gerichtshofs vom 3. Juli 1986, Rat/Parlament, 34/86, ECLI:EU:C:1986:291, Rn. 47, Urteil des Gerichtshofs vom 12. November 1998, Spanien/Kommission, C-415/96, ECLI:EU:C1998:553, Rn. 31 und Urteil des Gerichtshofs vom 3. Oktober 2000, Industrie des poudres sphériques/Rat, C-458/98 P, ECLI:EU:C:2000:531, Rn. 82.

b) erklärten, dass der Kapazitätsmarkt auch angesichts der jüngsten Entwicklungen auf dem Energiemarkt (z. B. der Einführung intelligenter Zähler) weiterhin erforderlich sei, oder

c) erläuterten, dass der Kapazitätsmarkt ein wichtiges Signal für Investitionen in neue Kapazitäten und die Aufrechterhaltung bestehender Kapazitäten sei.

(127) Hinsichtlich der Rolle und des Potenzials von Laststeuerung wiesen einige Beteiligte darauf hin, dass das zunehmende Volumen von Laststeuerung, das auf den Auktionen angeboten würde, ein Beweis dafür sei, dass das Kapazitätsmarktdesign geeignet sei und dass es keine Hindernisse für Laststeuerungsanbieter gebe. Mehrere Beteiligte betonten auch die positive Rolle der Übergangsauktionen bei der Förderung des Wachstums von Laststeuerung, zumal sie zu höheren Preisen abgewickelt worden seien und nicht andere Kapazitätsanbietern nicht offen gestanden hätten.

(128) Andere Beteiligte stellten die Notwendigkeit des Kapazitätsmarktes infrage und brachten vor:

a) Der britische Markt sei überversorgt. Die Stellungnahmen vermerkten den konservativen Ansatz von National Grid bei der Prognose von Nachfrage und Angebot, die hohen Kapazitätsmargen für den Winter 2018/2019, das niedrige Niveau der Lastunterdeckungserwartung, die vom Vereinigten Königreich in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Winter gegebene Rückversicherung, die niedrigen Clearingpreise und das erhebliche Wachstum bei den Verbindungskapazitäten.

b) Der Energy-Only-Markt würde eine angemessene Stromerzeugung besser sichern, insbesondere nach der Umsetzung von Reformen wie der Einführung des intelligenten Zählers, der Cash-out-Reform und der halbstündlichen Abrechnungsperioden im Vereinigten Königreich. Ein Beteiligter zitierte den australischen Energy-Only-Markt als ein Beispiel, auf dem Schwankungen der Großhandelspreise klare Signale für Investitionen in die Laststeuerung setzten.

c) Der Kapazitätsmarkt würde das Missing-Money-Problem verewigen, indem er Knappheitspreise dämpfe, die aber als Anreiz für Investitionen in die Laststeuerung und Energiespeicher vonnöten seien. Mehrere Stellungnahmen beriefen sich auf Strompreisschwankungen infolge des Urteils des Gerichts als Beweismittel für diesen Dämpfungseffekt.

d) Die Kommission solle das Potenzial der Laststeuerung über einen Zeitraum von 10 Jahren und die Auswirkungen des Kapazitätsmarktes auf dieses Potenzial eingehend bewerten. Unter Bezugnahme auf Studien deuten sie darauf hin, dass i), sobald intelligente Zähler und andere nützliche Geräte weitverbreitet seien, an einem Winterspitzentag 2025 möglicherweise 15 GW der Stromnachfrage von Privatkunden verlagert werden könnten, ii) Industriekunden nach einem Modell von 2012 voraussichtlich eine Kapazität von 4 bis 5 GW an gesteuerter Last liefern würden, während iii) das Potenzial für Laststeuerung aus allen nicht privaten und nicht industriellen Gebäuden für das Jahr 2012 an einem Winterspitzentag zwischen 1,2 und 4,4 GW geschätzt worden sei, iv) 2050 in London bis zu 1 GW an gesteuerter Last zur Verfügung stehen könnten. Sie bringen ferner zum Ausdruck, dass die Teilnahme von Laststeuerungsanbietern an Kapazitätsmarktauktionen gering ist, wobei Laststeuerungsanbieter 1,37 % der gesamten Auktionskapazität erhalten hätten. Einige Beteiligte kritisierten schließlich die Übergangsauktionen (TA) als nicht ausreichend, um die Laststeuerung zu fördern, da Laststeuerungsanbieter, die Verträge im Rahmen von Dauermaßnahmen hätten, von der Auktion ausgeschlossen gewesen seien, und die zweite Übergangsauktion auf „Laststeuerung durch Abschalten“ beschränkt gewesen sei und daher langfristig nicht ausgereicht habe, diese Art der Laststeuerung zu fördern. Sie bedauern ferner, dass das Vereinigte Königreich die Übergangsauktionen nicht um zwei weitere Jahre verlängert habe.

3.2. **Geeignetheit der Maßnahme**

3.2.1. *Wahl des Instruments*

(129) Ein Beteiligter brachte vor, dass der Kapazitätsmarkt wahrscheinlich in mehrfacher Hinsicht mit der Verordnung (EU) 2019/943 unvereinbar sei, da i) das Vereinigte Königreich bereits den Großteil der Energiemarktreformen durchgeführt habe, die zur Vermeidung eines Kapazitätsmarktes erforderlich seien, und ii) eine strategische Reserve vorzuziehen sei, wenn die Bedenken hinsichtlich der Restkapazität bestehen blieben.

3.2.2. *Vergütung ausschließlich für die Bereitstellung von Kapazitäten*

(130) Einige Beteiligte machten geltend, dass die bestehenden Notifizierungsmodalitäten im Vorfeld einer hohen Systembelastung (d. h. eine vierstündige Warnung, bei nachträglicher Ermittlung des Zeitpunkts und der Intensität der Belastung) dezentrale Anlagen, einschließlich Laststeuerung benachteilige. Sie schlugen vor, das Vereinigte Königreich solle die Einführung eines Dispatch-Mechanismus oder die Ausgabe von mehr Warnungen im Vorfeld einer hohen Systembelastung prüfen.

(131) Einige Beteiligte gaben an, dass das derzeitige Sanktionssystem möglicherweise nicht streng genug sei, um sicherzustellen, dass die Kapazitätsanbieter bei hoher Systembelastung wirksam reagierten.

(132) Einerseits machten einige Beteiligte geltend, dass die Definition einer hohen Systembelastung auf der Grundlage eines Modells der „gelieferten Energie“ Randnummer (225) der Leitlinien verstoße und die Manipulation der De-Rating-Faktoren in einer Weise ermögliche, die kohlenstoffarme (Wind und Sonne) und alternative Technologien (wie Speicherung) diskriminiere.

3.2.3. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

3.2.3.1. Mögliche Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern wegen des Fehlens zeitgebundener Liefervereinbarungen

(133) Einige Beteiligte machen geltend, dass die Anforderung an die Inhaber von Kapazitätsvereinbarungen, zu jeder Tageszeit und für jede noch so lange Zeit auf eine hohe Systembelastung reagieren können zu müssen, für Laststeuerungsanbieter die Teilnahme am Kapazitätsmarkt zu einem schwierigen Unterfangen mache. Sie brachten daher vor, dass über den Kapazitätsmarkt zeitgebundene Kapazitätsliefervereinbarungen angeboten werden sollten.

3.2.3.2. Unterschiede bei den verfügbaren Vertragslaufzeiten

(134) Gemäß den geltenden britischen Vorschriften für den Kapazitätsmarkt haben die meisten bestehenden Kapazitätsanbieter Zugang zu Verträgen mit einer Laufzeit von einem Jahr. Nur Kapazitätsanbieter, die Kapitalausgaben (capital expenditure — im Folgenden „CAPEX“) tätigen, die bestimmte Schwellenwerte überschreiten, kommen für längerfristige Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren in Betracht.

(135) Um den Ausschluss von Laststeuerungsanbietern von längerfristigen Verträgen zu rechtfertigen, verwiesen viele Beteiligte auf i) das niedrige CAPEX-Niveau der Laststeuerungsanbieter ([44]), ii) ihre Bevorzugung kurzfristiger Verträge aufgrund schwankenden Portfolios und iii) die Notwendigkeit langfristiger Verträge für modernisierte und neue Erzeugungsanlagen, um höhere Gebote bei den Kapazitätsmarktauktionen, ein höheres Beihilfeniveau und Zufallsgewinne für bestehende Kapazitäten zu verhindern. Einige Beteiligte wiesen auch darauf hin, dass Laststeuerungsanbieter, die dezentral erzeugen, nach wie vor die Voraussetzungen für einen längerfristigen Vertrag erfüllen könnten, wenn sie die CAPEX-Schwelle einhalten und wenn sie als Erzeuger in die Auktion einträten.

(136) Einige Beteiligte schlugen vor, i) die Vertragslaufzeit für alle Kapazitäten auf ein Jahr zu begrenzen oder ii) nur Verträge zu genehmigen, die kürzer als 5 Jahre sind, aber nicht auf der Grundlage von Kapitalausgaben, bei denen nicht alle Kosten der Laststeuerung (etwa Betriebskosten) berücksichtigt würden, oder iii) den Laststeuerungsanbietern Zugang zu 3- bis 5-Jahresverträgen zu ermöglichen. Andere Parteien schlugen vor, das System auf der Grundlage von CAPEX-Schwellen beizubehalten, aber allen Technologien, die diese Schwellenwerte erreichen (d. h. einschließlich der von Laststeuerungsanbietern betriebenen Technologien), die Möglichkeit zu geben, Zugang zu längerfristigen Verträgen zu erhalten, und die Investitionsschwellen regelmäßig zu überprüfen oder sogar mehrere verschiedene Schwellenwerte festzulegen, um die Technologieneutralität zu gewährleisten.

3.2.3.3. Begrenzte Garantie für das Volumen in der Auktion T-1

(137) Einige Kapazitäten werden nicht vier Jahre im Voraus (T-4) versteigert und sind für die Auktion ein Jahr im Voraus (T-1) „reserviert“. Wenn die Nachfrage zwischen den T-4-Auktionen und den T-1-Auktionen sinkt, wird das Volumen der in der T-1-Auktion versteigerten Kapazität reduziert. Da die T-1-Auktionen jedoch einen besseren Markteintritt für Laststeuerungsanbieter ermöglichen, verpflichtete sich das Vereinigte Königreich 2014, in den T-1-Auktionen mindestens 50 % der vier Jahre zuvor reservierten Kapazität zu erwerben.

(138) Einige Stellungsnahmen gaben an, dass die derzeitige Regelung nicht zufriedenstellend sei, da die Durchführung einer T-1-Auktion unvorhersehbar sei. Die Regierung des Vereinigten Königreichs könne beschließen, eine Auktion abzusagen oder das in der T-1-Auktion zu versteigernde Kapazitätsvolumen zu ändern. Einige Beteiligte schlugen vor, das in T-1-Auktionen versteigerte Volumen als Prozentsatz der benötigten Kapazität für das Lieferjahr oder der in T-4 zu versteigernden Kapazität festzusetzen. Andere wiesen darauf hin, dass es notwendig sei, das in T-1-Auktionen versteigerte Volumen über fünf Jahre schrittweise zu erhöhen. Schließlich schlugen einige Beteiligte vor, i) die T-4-Auktionen abzuschaffen, ii) wöchentliche Auktionen zu veranstalten oder iii) zusätzliche T-2-Auktionen abzuhalten.

(139) Die meisten Beteiligten gaben an, dass die derzeitigen Regelungen angemessen und ausreichend seien, und weisen insbesondere auf die große Erfolgsquote von Laststeuerungsanbietern bei den T-4-Auktionen hin. Sie führten an, dass i) alle Marktteilnehmer in gleichem Maße der ungewissen Durchführung oder dem ungewissen Kapazitätsvolumen von T-4- und T-1-Auktionen ausgesetzt seien, sodass Laststeuerungsanbieter nicht diskriminiert würden,

([44]) Die in den Stellungnahmen enthaltenen Schätzungen der CAPEX für Laststeuerungsanbieter sind sehr niedrig („nahe null“, „mehrere Tausend GBP oder weniger als 5 GBP/kW“, „durchschnittliche Kosten von 0,15/kW“ bei den Übergangsauktionen).

ii) höhere Kapazitätsmengen, die für T-1 reserviert würden, die Wettbewerbsfähigkeit der T-1-Auktionen beeinträchtigen könnten und iii) höhere Kapazitätsmengen, die für T-1 reserviert würden, das Risiko einer Überversorgung erhöhen könnten, wenn der Kapazitätsbedarf für das Lieferjahr unter die zuvor festgelegten Werte sinke.

3.2.3.4. Mindestschwelle für die Teilnahme

(140) Wie in Erwägungsgründen 30 und 31 beschrieben, gilt für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt für alle Kapazitätsarten eine Mindestschwelle von 2 MW.

(141) Einige Beteiligte schlugen vor, wesentlich niedrigere Teilnahmeschwellen (100 kW, 500 kW, < 1 MW) festzulegen, wobei sie sich auf andere Märkte bezogen, an denen Laststeuerungsbetreiber teilnehmen könnten (Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Verbindungleitung, Ausgleichsmarkt und Hilfsdienste).

(142) Darüber hinaus kritisierten einige Beteiligte das hohe Niveau der für Laststeuerung und Erzeugung geltenden Bietungsgarantie (5 000 GBP/MW im Jahr 2014) als diskriminierend gegenüber der Laststeuerung. Sie machten geltend, dass dies insbesondere für neue Laststeuerungsanbieter ein Eintrittshindernis darstellen könnte, da sich alle Teilnehmer am Kapazitätsmarkt verpflichten müssten, die Versorgung unbefristet abzudecken, und Laststeuerungsanbieter größere Schwierigkeiten als Erzeuger haben könnten, einen langen Lieferzeitraum abzudecken. Aufgrund des höheren wahrgenommenen Ausfallrisikos von Laststeuerungsanbietern könnten diese bei der Finanzierung der Bietungsgarantie größere Schwierigkeiten haben.

(143) Im Gegensatz dazu wiesen viele Beteiligte auf die Bedeutung einer Teilnahmeschwelle von 2 MW hin. Abgesehen von der Notwendigkeit, die Verwaltungskosten niedrig zu halten, gaben einige Beteiligte an, dass i) der Schwellenwert von 2 MW nicht als Hindernis für die Teilnahme von Laststeuerung anzusehen sei, da das Vereinigte Königreich eine niedrigere Teilnahmeschwelle für die zweite Übergangsauktion (500 kW) getestet habe und sich nur acht Kapazitätsmarkteinheiten mit weniger als 2 MW qualifiziert hätten, wobei sie weniger als 3 % der Gesamtkapazität in dieser Auktion vertraten, und da in den letzten Auktionen keine Clusterbildung von Laststeuerungseinheiten bei der Schwelle von 2 MW festgestellt worden sei. Sie wiesen auch darauf hin, dass ii) die von PJM verwendete 100-kW-Schwelle für kleinere regionale Beschaffungen gelte und daher nicht vergleichbar sei.

(144) Mehrere Beteiligte erklärten, dass eine Bietungsgarantie erforderlich sei, um die tatsächliche Lieferung zu gewährleisten und spekulative Projekte abzuschrecken. Ein Beteiligter teilte mit, dass bei den Übergangsauktionen, bei denen die Anforderung an die Bietungsgarantie nur 10 % der normalen Höhe betragen habe, ein hoher Anteil der neuen Kapazitäten nicht geliefert werden konnte (25 %).

(145) Außerdem wiesen einige Beteiligte auf Vorteile hin, die der Laststeuerung gegenüber anderen Technologien gewährt würden:

a) Nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen, die ihre Kapazität während der Laststeuerungstests nicht in voller Höhe erbrächten, verlören ihre Bietungsgarantie nur anteilig, sofern sie immer noch mindestens 90 % der ursprünglichen Kapazität, zu der sie sich verpflichtet hatten, liefern könnten, und selbst dann könne die entsprechende Laststeuerungseinheit ihre Kapazitätsvereinbarung behalten und Kündigungsgebühren vermeiden, sofern sie weiterhin über dem Schwellenwert von 2 MW läge.

b) Die Kündigungsgebühren seien für Laststeuerungsbetreiber niedriger (bis zu 10 000 GBP/MW) als für Betreiber anderer Kapazitätsarten (bis zu 35 000 GBP/MW).

c) Die gemeinsame Prüfung ermögliche es den Laststeuerungsanbietern das Testrisiko zu verringern, indem sie das Risiko einer Minderlieferung über eine Reihe von Kapazitätsmarkteinheiten verteilten (d. h. alle Kapazitätsmarkteinheiten mit einer Mehrlieferung könnten verwendet werden, um eine Minderlieferung zu kompensieren).

d) Seit 2015 müssten Laststeuerungsanbieter für eine nicht zertifizierte Laststeuerungseinheit am Kapazitätsmarkt nur noch einmal eine Bietungsgarantie hinterlegen und könnten sich so für mehrere aufeinanderfolgende Auktionen präqualifizieren, obwohl sie nur eine Bietungsgarantie bereitstellten.

e) 2016 hob die Regierung des Vereinigten Königreichs die im Vorfeld der Auktion erhobene Bietungsgarantie für Neuanlagen auf 10 000 GBP/MW an, während die Höhe der Bietungsgarantie im Vorfeld der Auktionen für nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen auf 5 000 GBP/MW festgesetzt wurde.

f) Laststeuerungsanbieter hätten automatisch einen Anspruch auf Teilnahme an den Auktionen als „Preissetzer" und ein Gebot oberhalb der Schwelle, die „Preisnehmer" akzeptieren müssten.

g) Laststeuerungsanlagen hätten einen einheitlichen De-Rating-Faktor von 84 %, unabhängig von der zur Bereitstellung der Kapazität verwendeten Technologie, während andere Technologieklassen spezifische De-Rating-Faktoren von 17 % bis 96 % hätten.

h) Laststeuerungsanbieter hätten die Möglichkeit, vor der Bescheinigung ihrer Kapazität am Sekundärhandel teilzunehmen.

3.2.3.5. Offenheit der Maßnahme für erneuerbare Energiequellen und neue Technologien

(146) Einige Beteiligte machen geltend, dass bestimmte erneuerbare Energien — insbesondere Wind- und Sonnenenergie — derzeit nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürften, was gegen die Leitlinien verstoße. Sie begrüßten zwar die Annahme neuer Regeln für Sonnen- und Windenergie im Juni 2019, kritisierten aber die Tatsache, dass diese Regeln 2014 noch nicht in Kraft gewesen seien, und die Tatsache, dass sich die neuen Regeln auf Wind- und Sonnenenergie beschränkten und keine anderen erneuerbaren Energien oder neuen Technologien einschlossen. So sei beispielsweise ein Windpark bei der Präqualifikation für die T-4-Auktion im Jahr 2017 abgelehnt worden. Es habe auch keinen Mechanismus für die Präqualifikation von subventionsfreien erneuerbaren Energien für die (abgesagte) T-4-Auktion im Jahr 2018 (für das Lieferjahr 2022/2023) gegeben. Andere Stellungnahmen kritisierten, dass die De-Rating-Faktoren für erneuerbare Energien zu restriktiv seien.

(147) Ein weiterer Beteiligter sprach sich gegen die Einbeziehung fluktuierender erneuerbarer Energien in den Kapazitätsmarkt aus — insbesondere der Kapazitäten, die im Rahmen anderer Unterstützungsmaßnahmen aufgebaut und finanziert wurden — da sie weiterhin unabhängig von Kapazitätsmarktzahlungen betrieben würden und möglicherweise nicht in der Lage sein könnten, Strom während einer hohen Systembelastung zu erzeugen und zu verkaufen.

3.2.3.6. Beteiligung von Verbindungskapazität

(148) Viele Beteiligte wiesen auf das langfristige Ziel der direkten Beteiligung ausländischer Kapazitäten hin und betonten, dass es notwendig sei, dem Vereinigten Königreich genügend Zeit einzuräumen, um sich an Verordnung (EU) 2019/943 anzupassen.

(149) Andere Beteiligte kritisierten jedoch das derzeit im Vereinigten Königreich verwendete verbindungsleitungsbasierte Modell und forderten einen raschen Wechsel zur direkten Beteiligung ausländischer Kapazitäten. In einer Stellungnahme wurde darauf hingewiesen, dass den Betreibern von Verbindungsleitungen durch den Ober- und Untergrenzen-Mechanismus eine geregelte Rendite garantiert werde. Daher sei es nicht angemessen, dass diese Betreiber am Kapazitätsmarkt teilnehmen könnten, während Erzeugungsvorhaben, die Subventionen erhielten, nicht zur Teilnahme zugelassen seien.

(150) Ein Beteiligter merkte an, dass es den Betreibern von Verbindungsleitungen gestattet sein sollte, sich an der Anfang 2018 für das Lieferjahr 2018/2019 durchgeführten T-1-Auktion zu beteiligen. Er kritisierte auch den Ausschluss von Betreibern von Verbindungsleitungen von Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr sowie die für Betreiber von Verbindungsleitungen angewandte De-Rating-Methode, die als diskriminierend bezeichnet wird, insbesondere weil sie auf individueller Basis und nicht pro Technologietyp berechnet werde, wie bei anderen am Kapazitätsmarkt beteiligten Technologien.

3.3. **Angemessenheit der Maßnahme**

(151) Ein Beteiligter stellte die Vereinbarkeit des britischen Kapazitätsmarktes mit Randnummer (230) der Leitlinien infrage, da 2016 bestehende Erzeuger, die bei den Kapazitätsmarktauktionen einen Zuschlag erhielten, einen Preis von 22,50 GBP/kW/Jahr erhielten, während sie 2017 einen Preis von 8,40 GBP/kW/Jahr erhielten, was auf Überkompensationen und Zufallsgewinne hindeute.

3.3.1. *Unterschiede bei den anwendbaren Laufzeiten von Verträgen*

(152) Die Stellungnahmen zu den anwendbaren Vertragslaufzeiten sind in den Erwägungsgründen 134 bis 136 zusammengefasst.

3.3.2. *Ausschluss der langfristigen STOR*

(153) Ein Beteiligter vertritt die Auffassung, dass die Beteiligung von Anbietern langfristiger STOR (siehe Erwägungsgrund 32 Buchstabe f) am Kapazitätsmarkt zu Zufallsgewinnen führen würde, während der Ausschluss den ursprünglichen Geschäftsfall nicht untergraben würde. Darüber hinaus könnten diese Betreiber am Kapazitätsmarkt und an den jährlichen Auktionen kurzfristige STOR teilnehmen und anschließend (wenn sie einen Zuschlag bei den Kapazitätsmarktauktionen erhalten hätten) ihre langfristigen STOR-Verträge ohne Strafzahlung kündigen.

(154) Ein weiterer Beteiligter machte geltend, dass es für Anbieter langfristiger STOR keine Aussicht gebe, Zufallsgewinne zu erzielen, da der Kapazitätsmarkt zu niedrigeren Cash-out-Preisen, niedrigeren Großhandelspreisen und einer geringeren Auslastung der STOR-Anlagen geführt haben soll. Darüber hinaus wären Anbieter langfristiger STOR de facto ausgeschlossen, da die endgültigen Kapazitätsmarktregeln vorsähen, dass nur Kraftwerke, die nach 2014 in Betrieb genommen wurden, als Neuanlage gelten. Außerdem würden die Banken eine einjährige Kapazitätsmarktvereinbarung nicht anstelle eines STOR-Vertrags über 15 Jahre akzeptieren. Sie machten ferner geltend, dass ein Rückforderungsmechanismus angemessener sei als ein vollständiger Ausschluss, und schlagen vor, für ihre Kraftwerke rückwirkend die Kapazitätsmarktvereinbarungen abzuschließen, die sie bereits seit 2014 hätten erhalten sollen.

3.3.3. *Methode zur Kostendeckung*

(155) Die Methode zur Kostendeckung basiert auf dem Stromverbrauch an den Winterwerktagen zwischen 16.00 und 19.00 Uhr. Wie in Erwägungsgrund 187 des Einleitungsbeschlusses ausgeführt, hatte das Vereinigte Königreich vor der Durchführung öffentlicher nationaler Konsultationen zum Kapazitätsmechanismus zunächst vorgesehen, die Höhe der Entgelte auf der Grundlage des Marktanteils des Energieversorgungsunternehmens an der Stromnachfrage zu berechnen, die während der sogenannten Triaden ermittelt wurde. Triaden sind drei halbstündige Perioden, in denen während der Monate von November bis Februar im Vereinigten Königreich der höchste jährliche Stromverbrauch verzeichnet wurde.

(156) In den meisten Stellungnahmen zu diesem Punkt wird bemerkt, dass die Methode der Kostendeckung angemessen sei. Sie machen geltend, dass die derzeitige Methodik das richtige Gleichgewicht zwischen einerseits einer berechenbaren und fairen Grundlage für die Versorgergebühren und andererseits der Aufrechterhaltung eines Anreizes zur Nachfragereduzierung in den erwarteten Zeiten von Nachfragespitzen darstellt.

(157) Einige Beteiligte brachten auch eine Reihe von Bedenken hinsichtlich der alternativen „Triadenmethodik" zur Sprache:

a) sie würde keine wesentliche Verringerung der Menge der über den Kapazitätsmarkt zu beschaffenden Kapazität oder deren Kosten bewirken,

b) sie hätte die Kosten des Kapazitätsmarktes unverhältnismäßig auf die privaten Verbraucher abgewälzt,

c) sie hätte eine unvorhersehbare Grundlage für die Berechnung der Entgelte geliefert — da das Angebot an den Triaden schwer zu prognostizieren sei,

d) die Zeiten hoher Systembelastung entsprächen nicht zwangsläufig den drei Halbstundenperioden der Triaden,

e) Laststeuerungsaktivitäten und/oder eine an ein Verteilernetz angeschlossene Stromerzeugung zur Vermeidung der Triaden (verwendet zur Finanzierung anderer Maßnahme) hätten zu ineffizienten Dispatch-Entscheidungen geführt und den Großhandelspreis zu Spitzenzeiten gedrückt.

(158) Andere Beteiligte standen der gewählten Kostendeckungsmethodik kritisch gegenüber. Sie machen geltend, dass i) sie nicht mit der Erwartung, dass der Kapazitätsmarkt nur während der Nachfragespitzen aktiviert werde, übereinstimme, ii) nur wenige Laststeuerungsanbieter die Nachfrage an jedem Wintertag von 16.00 und 19.00 Uhr verringern könnten, und iii) die „tatsächliche" Kapazitätslücke überschätzt werde und die Gesamtkosten des Kapazitätsmarktes höher ausfielen. Diese Beteiligten argumentieren auch, dass eine auf den Triaden basierende Methodik besser geeignet wäre, da sie einen Markt für die Vermeidung von Kapazitätsmarkt-Kosten schaffen würde. Ein Beteiligter brachte eine Reihe weiterer Argumente vor: Die Triadenmethodik würde die Preisvorhersagbarkeit für die meisten Versorger nicht beeinträchtigen, da fast alle Privatkunden und KMU nach ihrem Verbrauchsprofil abgerechnet würden, Triaden zu vermeiden, habe sich als erfolgreich erwiesen, wenn es darum ginge, flexible Kunden zu ermutigen, sich an der Laststeuerung zu beteiligen, und die auf dem Zeitraum von 16.00 bis 19.00 Uhr basierende Methodik ermutige den Einsatz umweltbelastender für den Eigenverbrauch bestimmter Erzeugungsanlagen, um die Nachfrage in diesem Zeitraum zu reduzieren.

(159) Einige Beteiligte unterstützten den im Erwägungsgrund 187 des Einleitungsbeschlusses dargelegten Standpunkt der Kommission, dem zufolge die Kommission bei der Bewertung dieser Frage auch Randnummer (25) der Leitlinien berücksichtigen müsse, wonach die Vereinbarkeit der Maßnahme ausschließlich auf der Grundlage der in Abschnitt 3.9.5 der Leitlinien festgelegten Kriterien bewertet werden dürfe. Diese Bestimmung enthielte keine Bezugnahme auf die Finanzierung von Maßnahmen für eine angemessene Stromerzeugung. Andere hingegen verwiesen auf das Urteil Gerichts, um diesen Standpunkt zu kritisieren.

3.4. **Vermeidung negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel**

(160) Einige Beteiligte erklärten, dass der Kapazitätsmarkt i) ausdrücklich darauf ausgerichtet sein müsse, Treibhausgasemissionen zu minimieren, indem er die Netzsicherheit durch emissionsfreie Technologien unterstützt, ii) mehr Energie aus erneuerbaren Quellen fördern solle oder iii) Energiequellen bevorzugen solle, die aus Sicht der Dekarbonisierung strategisch wichtig sind, während umweltschädliche Brennstoffe oder Technologien, die nicht mit einem dekarbonisierten Stromsektor vereinbar sind, schrittweise ausgeschlossen werden müssten.

(161) In einigen Stellungnahmen wurde auch darauf hingewiesen, dass die Kommission bei ihrer Untersuchung die neuen Regeln für Kapazitätsmechanismen berücksichtigen solle, die in der Verordnung (EU) 2019/943 enthalten seien, insbesondere um Kapazitäten mit hohen CO_2-Emissionen zu begrenzen.

3.5. **Stillhalteverpflichtung**

(162) Einige Beteiligte hoben eine Reihe von Maßnahmen hervor, die das Vereinigte Königreich nach dem Urteil des Gerichts ergriffen habe (siehe Erwägungsgrund 18) — Durchführung einer Ersatz-T-1-Auktion und (möglicherweise) einer T-3-Auktion (siehe Erwägungsgründe 53 und 156 des Einleitungsbeschlusses). Diese Maßnahmen würden weiterhin die Durchsetzung bestehender Vereinbarungen als Gegenleistung für die Aussicht auf verzögerte Zahlungen gewährleisten sowie die fortgesetzte Erhebung von Versorgerabgaben. Dies böte den Teilnehmern am Kapazitätsmarkt während der Stillhaltefrist einen wirtschaftlichen Vorteil und stelle daher eine rechtswidrige Beihilfe dar.

(163) Die betreffenden Parteien forderten die Kommission auf, nach Artikel 13 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates ([45]) eine Aussetzungsanordnung zu erlassen, der zufolge das Vereinigte Königreich aufgefordert werde, jegliche rechtswidrige Beihilfe auszusetzen, bis die Kommission über die Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Gemeinsamen Markt entschieden habe.

4. **STELLUNGNAHME DES VEREINIGTEN KÖNIGREICHS**

(164) In diesem Abschnitt werden die am 12. April 2019 eingegangene Stellungnahmen des Vereinigten Königreichs zum Einleitungsbeschluss sowie die am 7. Juni 2019, 19. Juli 2019 und 12. September 2019 eingegangenen Stellungnahmen zusammengefasst.

4.1. **Ziel gemeinsamen Interesses und Notwendigkeit der Maßnahme**

(165) Nach Angaben des Vereinigten Königreichs zeigt seine Analyse, unterstützt durch die Auffassung des National Grid Electricity System Operator (NG ESO), dass der Ausfall des Kapazitätsmarktes die Versorgungssicherheit im Vereinigten Königreich beeinträchtigen und die Lastunterdeckungserwartung ab 2019/2020 jedes Jahr über den Zuverlässigkeitsstandard von 3 Stunden/Jahr ansteigen würde. Am 7. Juni 2019 teilte das Vereinigte Königreich mit, dass es zusammen mit National Grid die im Dezember 2018 vorgelegte und in den Erwägungsgründen 102 bis 104 und 94 bis 96 des Einleitungsbeschlusses beschriebene Analyse überprüft habe und bestätigte, dass sie weiterhin den neuesten und besten Überblick über die Notwendigkeit des Kapazitätsmarktes gebe.

(166) Das Vereinigte Königreich widerspricht der Behauptung, der britische Strommarkt sei überversorgt:

a) Das von National Grid verwendete Parametrisierungsverfahren sei nicht allzu konservativ, sondern ziele darauf ab, ein geeignetes Risikogleichgewicht (zwischen Überversorgung und Kapazitätsmangel) in einem von Natur aus unsicheren Verfahren zu gewährleisten. Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass Ofgem Anreize biete, damit National Grid die Nachfrage genau prognostiziere ([46]).

b) Die Kapazitätsmargen für den Winter 2018/2019, die besser als erwartet gewesen seien, veranschaulichten die erheblichen Unsicherheiten und Herausforderungen bei der genauen Vorhersage der zukünftigen Kapazitätsnachfrage (hier sei darauf hingewiesen, dass die Bewertung für 2018/2019 Anfang 2014 abgeschlossen wurde). Laut dem ENTSO-Prospektivbericht Winter würden einige größere Einheiten, die bei der Kapazitätsmarkt-Auktion keinen Zuschlag erhalten hätten, voraussichtlich im Winter 2018/2019 in Betrieb bleiben. Dies könnte auf höhere Großhandelspreise zurückzuführen sein, die durch den Anstieg der Gaspreise und der Kohlenstoffkosten bedingt seien.

c) Diese unerwartete und günstige Verschiebung der Marktbedingungen vor dem Winter 2018/2019 habe es der britischen Regierung trotz des Urteils des Gerichts ermöglicht, für den entsprechenden Winter beruhigende Aussagen zur Versorgungssicherheit zu machen. Die Clearingpreise sind indes derzeit niedrig und das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass dies einer der Erfolge des Kapazitätsmarktes sei — dass ein hohes Maß an Wettbewerb bei den Auktionen für den Verbraucher die benötigten Kapazitäten, einschließlich einiger neuer Kapazitäten, zu niedrigeren Kosten als zunächst erwartet gesichert hätte.

d) In Bezug auf die Behauptung, dass die erhebliche Zunahme an Verbindungsleitungen zu einem Kapazitätsüberangebot geführt habe, stellt das Vereinigte Königreich fest, dass Verbindungsleitungen an Kapazitätsauktionen teilnehmen, sodass ihr Beitrag zum Kapazitätsbedarf des Vereinigten Königreichs angemessen berücksichtigt wird. Die De-Rating-Faktoren für Verbindungsleitungen werden jährlich überprüft, um sicherzustellen, dass sie weiterhin geeignet sind.

(167) Das Vereinigte Königreich bestreitet, dass der Energy-Only-Markt besser geeignet sei, eine angemessene Stromerzeugung sicherzustellen. i) Das Vereinigte Königreich verweist auf das in den Erwägungsgründen 105 bis 109 (und in den Erwägungsgründen 97 bis 101 des Einleitungsbeschlusses) beschriebene Marktversagen. ii) Die Einführung von intelligenten Zählern — derzeit nutzen weniger als ein Drittel der Verbraucher intelligente Zähler — und Tarifen für dynamische Nutzungszeiten befindet sich noch in einem Anfangsstadium. Daher ist das Vereinigte Königreich nicht der Ansicht, dass sich das Marktversagen der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut seit 2014

([45]) Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates vom 13. Juli 2015 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. L 248 vom 24.9.2015, S. 9).

([46]) Ofgem stellt in seinem Bericht zum Zustand des Energiemarkts 2018 (State of the Energy Market 2018) Folgendes fest: „Die Prognosen von National Grid zum Übertragungsbedarf lagen seit 2011 um durchschnittlich rund 1,5 GW über dem tatsächlichen Bedarf. Obwohl es für den Netzbetreiber vernünftig erscheinen kann, bei der Nachfrageprognose einem konservativen Ansatz zu folgen, muss dies gegen die Kosten für die Beschaffung zusätzlicher Kapazitäten abgewogen werden. Im vergangenen Jahr hat National Grid eine Reihe von Änderungen an seinem Nachfrageschätzungsverfahren vorgenommen, die insgesamt zu einem Rückgang der seiner Auffassung nach zugrunde liegenden Nachfrage führten."

erheblich verändert hat, und es sei noch zu früh, um beurteilen zu können, inwieweit eine größere Verbreitung von intelligenten Zählern dieses Marktversagen künftig beeinflussen wird. iii) Die Cash-out-Reform habe seit der Einführung des Kapazitätsmarktes zu höheren Cash-out-Preisen geführt, aber die von Natur aus hohe Unsicherheit über Knappheitsereignisse mache das Vertrauen auf hohe Knappheitsrenten allein zu einer riskanten Strategie für Investoren: Die Cash-out-Reform werde das Missing-Money-Problem wahrscheinlich nicht allein lösen. iv) Unter Bezugnahme auf die Überprüfung der Energiepolitik Australiens im Jahr 2018 durch die Internationale Energieagentur stellt das Vereinigte Königreich fest, dass die hohen Strompreise in Australien durch mangelnden Wettbewerb und Strukturprobleme verursacht seien und nicht dadurch, dass es sich um einen gut funktionierenden Energy-Only-Markt handele.

(168) Das Vereinigte Königreich bestreitet auch, dass das Missing-Money-Problem durch den Kapazitätsmarkt fortgeschrieben würde. i) Durch den wettbewerbsorientierten Auktionsprozess werde das Ausmaß Missing-Money-Problems aufgedeckt. Da die zugrunde liegenden Probleme, die zum Missing-Money-Problem geführt haben, angegangen würden und das Potenzial, Knappheitsrenten durch steigende Strommarktpreise zu sichern, anstiege, erwarte das Vereinigte Königreich, dass die Marktteilnehmer weniger auf Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt angewiesen sein würden, da wettbewerbsorientierte Auktionen die Clearingpreise gegen null treiben würden. An diesem Punkt sei es möglich, dass ein Kapazitätsmarkt nicht mehr nötig ist. ii) Im Gegensatz zu dem, was einige Beteiligte vorbringen, ist das Vereinigte Königreich der Ansicht, dass die Strommarktpreise nicht durch das Urteil des Gerichts oder die nachfolgenden Regierungsentscheidungen oder Ankündigungen beeinflusst worden seien. Längerfristige Trends deuteten darauf hin, dass die durchschnittlichen Grundlastpreise und die Volatilität der Preise seit 2017/2018, dem ersten Lieferjahr des Kapazitätsmarktes, tatsächlich gestiegen seien. Dies deute darauf hin, dass andere Faktoren einen größeren Einfluss auf die Preise hätten und dass einige Beteiligte den preisdämpfenden Effekt des Kapazitätsmarktes überbewerteten.

(169) Nach Angaben des Vereinigten Königreichs sind unter Berufung auf den „National Grid EMR Electricity Capacity Report" von 2018 nur sehr wenige Daten über Laststeuerung verfügbar und die beste Quelle für Verträge mit Laststeuerungsanbietern seien die Kapazitätsmarktregister, wie in Tabelle 2 des Einleitungsbeschlusses beschrieben (siehe Tabelle 1 des vorliegenden Beschlusses). Eine Analyse der Ergebnisse der ersten Übergangsauktionen (siehe Tabelle 4) deute darauf hin, dass rund 70 % der Laststeuerungsanbieter, die einen Zuschlag für eine Vereinbarung erhalten hätten, verbraucherseitige Stromerzeuger gewesen seien, in der Regel mit Back-up-Dieselgeneratoren. Laut dem Vereinigten Königreich deutet eine aktuelle Branchenumfrage unter Laststeuerungsanbietern auf eine hohe Beteiligung bestehender Laststeuerungsanbieter (70 %) am Kapazitätsmarkt hin. Darüber hinaus sind Schätzungen zu den Laststeuerungsanbietern, die an anderen Stromversorgungsleistungen teilnehmen, tendenziell ähnlich: So habe beispielsweise der Anteil des Stroms aus gesteuerten Lasten am Portfolio der Ausgleichsprodukte und -dienstleistungen von National Grid 2015 rund 708 MW betragen. Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass es zahlreiche Versuche gegeben habe, das Gesamtpotenzial der Laststeuerungskapazität im Vereinigten Königreich zu schätzen, dass diese Schätzungen jedoch mit erheblichen Vorbehalten verbunden seien, die oft auf dem Mangel an vorhandenen Daten beruhten, was zu sehr unterschiedlichen Schätzungen geführt habe. So teilte das Vereinigte Königreich beispielsweise mit, dass, während der Verband für dezentrale Energie 2016 schätze, dass es bis zu 9,8 GW aus über das gesamte Vereinigte Königreich verteilten Komponenten geben könne, die 2020 mindestens einmal jährlich heruntergefahren werden könnten, das Zukunftsenergieszenario 2018 von National Grid für 2019/2020 bis zu 1 GW an tragfähiger industrieller und gewerblicher Laststeuerung durch Abschaltung erkenne, von der man erwarte, dass sie sich über ein Jahrzehnt hinweg etwa verdoppele.

(170) Hinsichtlich der Übergangsauktionen (TA) gibt das Vereinigte Königreich an, dass sie speziell zur Unterstützung des Laststeuerungssektors konzipiert worden seien, und unabhängige Bewertungen der Übergangsauktionen hätten ergeben, dass sie weitgehend erfolgreich bei der Erreichung ihres Ziels gewesen seien. Ein zweitrangiges Ziel der Übergangsauktionen habe darin bestanden, einen Beitrag zur Verbesserung des Verständnisses des Sektors zu leisten. Erkenntnisse dieser Bewertungen, die jetzt umgesetzt worden seien oder noch würden, hätten Wege aufgezeigt, wie die Beteiligung von Laststeuerungsanbietern am Kapazitätsmarkt gefördert werden könne (siehe „Gemeinsame Prüfung" in Erwägungsgrund 145, Neuzuordnung der Komponenten von Laststeuerungseinheiten in Erwägungsgrund 180). Schließlich weist das Vereinigte Königreich darauf hin, dass die Teilnehmer an den Übergangsauktionen in den Jahren 2014 und 2015 von der Teilnahme an den T-4-Auktionen ausgeschlossen gewesen seien (sie dürften aber an allen anderen T-4-Auktionen teilnehmen), weil sie die über die Übergangsauktionen verfügbare zusätzliche Unterstützung nicht mehr benötigten, da sie bereits ausreichend reif gewesen seien, um bei diesen Auktionen wettbewerbsfähig zu sein. Die Teilnehmer an den Übergangsauktionen seien jedoch berechtigt gewesen, an den T-1-Auktionen für die entsprechenden Lieferjahre teilzunehmen, um sicherzustellen, dass die Teilnehmer an den Übergangsauktionen für jedes einzelne Lieferjahr Zugang zum Markt hätten.

4.2. **Geeignetheit der Maßnahme**

4.2.1. *Wahl des Instruments*

(171) Das Vereinigte Königreich teilt nicht die Ansicht einiger Beteiligten, dass eine strategische Reserve dem Kapazitätsmarkt vorzuziehen sei. Obwohl das Vereinigte Königreich anerkennt, dass strategische Reserven ein wirksames Mittel zur Bewältigung vorübergehender Probleme bei der angemessenen Versorgung sein können, seien sie auf Märkten, auf denen Kapazitätsengpässe akut sind oder länger andauern, weniger geeignet, da sie mit einem größeren Risiko von Marktverfälschungen verbunden sind. Nach Angaben des Vereinigten Königreichs sei dies

auf eine Reihe von Faktoren zurückzuführen, vor allem auf das Unvermögen, die Reserven außerhalb des Marktes zu halten, die Notwendigkeit eines zentraleren Managements solcher strategischer Reserven, die zu einer unzureichenden oder ungeeigneten Inanspruchnahme der Reservekapazität führen kann, und das Risiko, dass die Reserve sich im Laufe der Zeit stetig vergrößere, wenn sich Anlagenbetreiber dazu entschieden, mit dem Mechanismus zu „spielen", und es vorzögen, die Reserven zurückzuhalten, als die Risiken eines Energy-Only-Marktes einzugehen ([47]).

(172) Darüber hinaus erklärt das Vereinigte Königreich, dass eine strategische Reserve keine Anreize für Investitionen in neue Anlagen schaffen würde. Im Gegenteil könne sie wirksam eine Preisobergrenze (oder die Wahrnehmung einer Preisobergrenze) auf dem Markt schaffen, da die Anleger befürchten könnten, dass die britischen Behörden im Fall von Preisspitzen unter Druck geraten würden, den Preis für den Dispatch von Reservekapazitäten zu senken, wobei sie ihre Knappheitserträge verlören und ihr Investitionsfall untergraben würde. Nach Ansicht des Vereinigten Königreichs seien marktweite Kapazitätsmärkte effektiver bei der Förderung von Investitionen in neue Kapazitäten, um längerfristige Aspekte der angemessenen Versorgung anzugehen.

4.2.2. *Vergütung ausschließlich für die Bereitstellung von Kapazitäten*

(173) Das Vereinigte Königreich erklärt, dass es die Notifikationsmodalitäten im Vorfeld einer hohen Systembelastung gewählt habe, um den Leitlinien nachzukommen, insbesondere Randnummer (225) über die Vergütung der reinen Verfügbarkeit anstelle von gelieferter Energie. Ein spezieller Dispatch-Mechanismus würde die Märkte beeinträchtigen. Im Rahmen der Fünfjahresbewertung plant das Vereinigte Königreich, Mechanismen zu prüfen, mit denen den Teilnehmern am Kapazitätsmarkt mehr Informationen über Zeiten hoher Systembelastung zur Verfügung gestellt werden könnten, auch wenn nicht vorgesehen ist, einen vollständigen Dispatch-Mechanismus einzuführen.

(174) Was die Wirksamkeit der Sanktionsregelung des Kapazitätsmarktes angeht, werde das Vereinigte Königreich als Reaktion auf die zunehmende Beteiligung nichtkonventioneller Technologien im Anschluss an die Fünfjahresbewertung eine Stärkung der Sanktionsregelung in Betracht ziehen.

(175) Das Vereinigte Königreich erkennt an, dass Kapazitätsanbieter in Fällen, in denen sie die Energie bei hoher Systembelastung nicht physisch einspeisen, mit Sanktionen belegt werden können. In diesem Zusammenhang könne davon ausgegangen werden, dass der Kapazitätsmarkt einem Modell der „gelieferten Energie" folgt. Im Rahmen des Kapazitätsmarktes ist es in der Praxis jedoch sehr unwahrscheinlich, dass zu Dispatch-Verzerrungen kommt, da die hohe Systembelastung mit Bezug auf Ultima-Ratio-Maßnahmen von National Grid definiert werde, sobald der Markt nicht in der Lage ist, zu liefern. Daher stünde der Kapazitätsmarkt im Einklang mit Randnummer (225) der Leitlinien.

4.2.3. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

4.2.3.1. Mögliche Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern wegen des Fehlens zeitgebundener Liefervereinbarungen

(176) Das Vereinigte Königreich teilt mit, dass den an den Übergangsauktionen teilnehmenden Kapazitätsanbietern eine zeitgebundene Variante der Standardkapazitätsvereinbarung zur Verfügung stand: Kapazitätsanbieter hätten sich dafür entscheiden können, ihre Kapazität im Gegenzug für reduzierte Kapazitätszahlungen nur von 16.00 bis 19.00 Uhr zur Verfügung zu stellen. Die Nachfrage nach diesem Produkt in den Übergangsauktionen habe sich jedoch als vernachlässigbar erwiesen: Nur eine der 89 Kapazitätsmarkteinheiten, die einen Zuschlag bei den Auktionen erhalten hätten, habe sich für diese Art von Vereinbarung entschieden. Daher könne nach Angaben des Vereinigten Königreichs das Fehlen eines zeitgebundenen Produkts bei den Hauptauktionen nicht als erhebliches Hindernis für die Teilnahme angesehen werden. Darüber hinaus macht die britische Regierung geltend, dass zeitgebundene Kapazitätsvereinbarungen die Anforderungen an die Angemessenheit der Stromerzeugung nicht vollständig erfüllten (eine hohe Systembelastung sei nicht unbedingt auf bestimmte Tageszeiten beschränkt) und zusätzliche Komplexität bei der Berechnung des Gesamtkapazitätsbedarfs für ein bestimmtes Lieferjahr schaffen würden.

4.2.3.2. Unterschiede bei den anwendbaren Laufzeiten von Verträgen

(177) Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass neue, projektfinanzierte Erzeugungsanlagen ohne Zugang zu langfristigen Vereinbarungen möglicherweise nicht an den Kapazitätsauktionen teilnehmen könnten. Ohne diese längere Amortisationszeit wären Bewerber mit projektfinanzierten Entwicklungen verpflichtet, auf hohem Niveau zu bieten, was die Höchstgrenze für Auktionspreise überschreiten könnte. Dies erhöhe das Gebotsniveau unnötig und damit den Gesamtbetrag der über den Kapazitätsmarkt gezahlten Beihilfen und das Risiko von Zufallsgewinnen für andere Kapazitätsanbieter. Das Ergebnis könne sogar sein, dass neu errichtete Kapazitäten überhaupt nicht an der Auktion teilnähmen und damit den Wettbewerb bei den Auktionen reduziert würde.

(178) Das Vereinigte Königreich betont, dass die Stellungnahmen der Beteiligten, die auf ein niedriges CAPEX-Volumen für Laststeuerungsanbieter hinweisen, mit den durch die unabhängige Bewertung der zweiten Übergangsauktion gesammelten Angaben zu den Kapitalkosten von Laststeuerung durch Abschalten übereinstimmten. Das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass die Durchschnittskosten in Höhe von 0,15 GBP/kW bei Zugrundelegung des Schwellenwerts für die Mindestkapitalausgaben in Höhe von 270 GBP/kW für Verträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren vernachlässigbar sind. In Bezug auf das Argument, dass Aggregatoren mit erheblichen Personalkosten im

([47]) Letzteres ist bekannt als „Dammbruch-Problem".

Zusammenhang mit der Verwaltung und der Rekrutierung von Kunden konfrontiert seien, stellt das Vereinigte Königreich fest, dass dieses Argument nur für die Tätigkeit der Aggregation relevant sei und nicht für die Laststeuerung an sich, ähnliche Argumente könnten auch hinsichtlich anderer Arten von Kapazitäten vorgebracht werden. Darüber hinaus weist das Vereinigte Königreich darauf hin, dass neue Laststeuerungsanbieter mit einer verbraucherseitigen Stromerzeugung auch als Erzeuger am Kapazitätsmarkt teilnehmen und Gebote für Vereinbarungen mit einer Laufzeit von 15 Jahren abgeben könnten.

(179) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass der Grundsatz der Nichtdiskriminierung nicht verlange, dass alle Unternehmen in allen Fällen genau gleich behandelt würden. Eine Ungleichbehandlung kann objektiv gerechtfertigt und tatsächlich erforderlich sein, um Diskriminierungen zu vermeiden. Laststeuerung und neue Erzeugungsanlagen befänden sich beispielsweise in Bezug auf die Höhe des CAPEX-Niveaus nicht in derselben Situation. Sie müssen daher hinsichtlich der verfügbaren Vertragslaufzeiten nicht unbedingt auf dieselbe Weise behandelt werden. Die bisherigen Ergebnisse der Auktionen deuten nicht darauf hin, dass der unterschiedliche Zugang zu langfristigen Vereinbarungen in der Praxis zu Verzerrungen bei den Auktionsergebnissen geführt hat. Die Leistung der Laststeuerung ist vergleichbar mit der (und regelmäßig besser als die) neu errichteter Erzeugungsanlagen: So hatte nicht zertifizierte Laststeuerung z. B. in der letzten T-4-Auktion eine höhere Erfolgsquote und ein umfangreicheres Gesamtvolumen als neu errichtete Stromerzeugungsanlagen.

(180) Das Vereinigte Königreich weist schließlich darauf hin, dass die Vorschriften zum Kapazitätsmarkt im Juni 2019 geändert worden seien, um es Laststeuerungsanbietern zu ermöglichen, Komponenten ihrer Kapazitätseinheit während der Vertragslaufzeit neu zuzuweisen. Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass ohne eine angemessene Regulierung, die den Laststeuerungsanbietern den Zugang zu längerfristigen Verträgen ermöglicht, eine Lücke im System entstehen könnte. Laststeuerungsanbieter könnten kostspielige Komponenten bündeln, um die Schwellenwerte für das CAPEX-Volumen künstlich zu erreichen, bevor diese während der Vertragslaufzeit gegen billigere Komponenten ausgetauscht würden.

(181) Hinsichtlich des Ausschlusses von Verbindungsleitungen von längerfristigen Verträgen stellt das Vereinigte Königreich fest, dass es trotz des Fehlens mehrjähriger Vereinbarungen für Betreiber von Verbindungsleitungen auf dem Kapazitätsmarkt Pläne für mehrere Verbindungsleitungsprojekte gebe, was darauf hindeute, dass längerfristige Vereinbarungen nicht erforderlich seien, um Anreize für solche Investitionen zu schaffen.

(182) Das Vereinigte Königreich ist der Ansicht, dass der Grundsatz der Verwendung von CAPEX-Schwellen weiterhin für die Festlegung der Vertragslaufzeit geeignet sei und ausgeweitet werden könnte. Daher hat sich das Vereinigte Königreich am 12. September 2019 verpflichtet:

a) alle Arten von Kapazitäten (mit Ausnahme von Verbindungskapazitäten) für die Präqualifikation zur Abgabe von Geboten für die verschiedenen verfügbaren Vertragslängen zuzulassen, sollten sie nachweisen können, dass sie die in Erwägungsgrund 75 beschriebenen CAPEX-Schwellen erreichen, und

b) diese CAPEX-Schwellenwerte zu verfolgen, um sicherzustellen, dass sie geeignet bleiben.

4.2.3.3. Begrenzte Garantie für das Volumen in der T-1-Auktion

(183) Der gewählte Ansatz zur Kapazitätsreservierung für die T-1-Auktion zielt darauf ab, ein Gleichgewicht zwischen der Minimierung der Risiken für die Versorgungssicherheit (was ein größeres T-4-Auktionsvolumen begünstigen würde) und den Risiken einer Überversorgung (was ein größeres T-1-Auktionsvolumen begünstigen würde) herzustellen. Darüber hinaus werden T-1-Auktionen für Laststeuerungskapazitäten als der bevorzugte Markteintritt betrachtet, da diese Kapazitäten in der Regel kürzere Vorlaufzeiten haben.

(184) Die Auktionsmengenverpflichtung des Beschlusses von 2014 wurde bisher eingehalten, wobei die in T-1 versteigerten tatsächlichen Mengen das vier Jahre zuvor reservierte Volumen übertrafen.

(185) Das Vereinigte Königreich teilte ferner mit, dass das Reservieren eines festen Prozentsatz der Gesamtkapazität für T-1-Auktionen vier Jahre vor dem Lieferjahr das für neue Anlagen zur Verfügung stehende Kapazitätsvolumen in T-4-Auktionen verringern würde und daher diskriminierend sei. Es würde auch das T-1-Auktionsvolumen so weit erhöhen, dass das Ziel nicht unbedingt erreicht werden könne und es nicht wettbewerbsfähige T-1-Auktionen geben könne, insbesondere wenn dies mit zusätzlichen Kraftwerksschließungen einhergehe.

(186) Die Befugnis des Ministers, eine Kapazitätsauktion zu verschieben oder abzusagen (siehe Erwägungsgrund 65 und 138), ist erforderlich, um eine wirksame Aufsicht über den Kapazitätsmarkt und das Auktionsverfahren zu gewährleisten und es der Regierung des Vereinigten Königreichs zu ermöglichen, auf unvorhergesehene Umstände reagieren zu können (z. B. Absage der Auktionen nach dem Urteil des Gerichts). Darüber hinaus stellt das Vereinigte Königreich fest, dass diese Vereinbarungen alle T-4- sowie T-1-Auktionen und alle präqualifizierten Teilnehmer gleichermaßen betreffen. Es könne daher nicht davon ausgegangen werden, dass eine bestimmte Art von Kapazitätsanbietern benachteiligt würde.

(187) Um den Kapazitätsanbietern weiterhin Transparenz zu bieten, hat sich das Vereinigte Königreich am 12. September 2019 verpflichtet:

a) in den T-1-Auktionen wenigstens 50 % der vier Jahre zuvor als Teil des Parametrierungsprozesses für die T-4-Auktion mit demselben Lieferjahr reservierten Kapazität zu beschaffen und

b) weiterhin, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, die auf einem Konfidenzintervall von 95 % basierende Reservierungsmethode anzuwenden, um das Mindestvolumen der Kapazität zu bestimmen, das für die T-1-Auktion reserviert wird.

(188) Nach Angaben des Vereinigtem Königreichs i) würde eine T-2-Auktion, die auf eine kleinere, dezentrale Erzeugung ausgerichtet sei, Anlagen mit längeren Bauzeiten diskriminieren. Darüber hinaus sei die Notwendigkeit einer T-2-Auktion unklar, da kleine, dezentrale Erzeugungsanlagen mit kürzeren Bauzeiten im Augenblick zu den erfolgreichsten Kategorien neu errichteter Erzeugungsanlagen bei T-4-Auktionen gehören, und ii) würden wöchentliche Auktionen nicht die langfristigen Investitionssignale liefern, die ein Ziel des Kapazitätsmarktes seien, und es sei nicht klar, welchen Nutzen dies für die Versorgungssicherheit bringen könnte oder inwiefern sie sich von bestehenden Sekundärhandelsvereinbarungen unterscheiden würden.

4.2.3.4. Mindestschwelle für die Beteiligung

(189) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass der Zweck der Untergrenze von 2 MW darin bestünde, die Verwaltung des Kapazitätsmarktprozesses überschaubar zu halten. Die Möglichkeit zur Aggregation stelle sicher, dass kleinere Kapazitäten nicht aus dem Kapazitätsmarkt ausgeschlossen oder benachteiligt würden. Die zweite Übergangsauktion habe nicht zu einem erheblichen Interesse von Kapazitätsmarkteinheiten mit weniger als 2 MW geführt (siehe Erwägungsgrund 68). Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass es bei den letzten Auktionen keine Clusterbildung von Kapazitätsmarkteinheiten auf dem Niveau von 2 MW gegeben habe, was zu erwarten wäre, gäbe es eine Vorliebe oder ein Bedürfnis bei kleineren Kapazitätsmarkteinheiten. Darüber hinaus erinnert das Vereinigte Königreich, wie in seiner Anmeldung von 2014, daran, dass die Schwelle von 2 MW niedrig sei, insbesondere weil die Lieferung von Ausgleichslieferungen von National Grid im Jahr 2014 höhere Beteiligungsschwellen hatten (STOR und „Frequency Response" hatten eine Schwelle von 3 MW) und die Schwelle viel niedriger sei als die in vielen anderen europäischen Kapazitätsmechanismen angewandten Schwellen, bei denen 10-50 MW keine Seltenheit seien (unter Bezugnahme auf den Abschlussbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen ([48])).

(190) Das Vereinigte Königreich stimmt den in den Erwägungsgründen 143 bis 145 genannten Stellungnahmen der Beteiligten zu.

(191) Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass die Teilnahme als Teil einer aggregierten Kapazitätseinheit in den meisten Fällen eine Absicherung gegen Nichteinspeisungsrisiken ermöglichen sollte. Der Aggregator könne seine Kapazitätseinheit so gestalten, dass der Ausfall einer Komponente durch einen anderen Bestandteil entweder innerhalb derselben Kapazitätseinheit oder durch eine andere Kapazitätseinheit innerhalb des Portfolios ausgeglichen werden könne, wodurch das Risiko verringert werde, dass Strafzahlungen oder Kündigungsgebühren fällig würden.

(192) Das Vereinigte Königreich erklärt ferner, dass die Beibehaltung der Bietungsgarantie auf dem halben Wert des Betrags für neue Erzeugungsanlagen als geeignet erachtet werde, um sicherzustellen, dass die Anforderung keine unangemessene Eintrittsbarriere für neue Laststeuerungsanbieter schafft. Was die Belastung der Laststeuerungsbetreiber bis zur vollen Höhe der Bietungsgarantie betreffe, hätte die Änderung der Regel für die Neuzuweisung von Komponenten (siehe Erwägungsgrund 180), auch wenn die meisten Komponenten zertifiziert seien, einen Flexibilitätsmechanismus geschaffen, um dieses Problem vollständig anzugehen.

(193) Das Vereinigte Königreich erkennt an, dass es eine kleine Zahl an Kapazitätsmarkteinheiten mit weniger als 2 MW geben könne, die gerne an der Auktion teilnehmen würden, es aber vorzögen, nicht zu aggregieren, ist aber nicht der Ansicht, dass der Mindestwert von 2 MW ein technisches Hindernis für die Teilnahme von DSR darstellt. Das Vereinigte Königreich erkennt jedoch an, dass es seit 2014 einen Trend zu niedrigeren Eintrittsschwellen in die Strommärkte gebe, wie etwa die Schwelle von 1 MW für TERRE ([49]).

(194) Um den in Erwägungsgrund 193 beschriebenen Marktentwicklungen Rechnung zu tragen, hat das Vereinigte Königreich am 12. September 2019 zugesagt:

a) die in den Erwägungsgründen 30 und 31 beschriebene Mindestbeteiligung am Kapazitätsmarkt für alle Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, auf 1 MW zu reduzieren und

([48]) Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, SWD(2016) 385 final.

([49]) Trans-European Replacement Reserve Exchange (TERRE) — ein europaweiter Markt für Ausgleichsenergie, der voraussichtlich Ende 2019 in Kraft tritt

b) diesen Schwellenwert im Oktober 2021 erneut zu prüfen, um zu untersuchen, ob eine weitere Senkung möglich ist.

4.2.3.5. Offenheit der Maßnahme für erneuerbare Energiequellen und neue Technologien

(195) Das Vereinigte Königreich gibt an, dass 2014 erwartet worden sei, dass Wind- und Sonnenenergie aufgrund ihrer hohen Kapitalkosten eine hohe und explizite Unterstützung als CO_2-arme Energie benötigen würden, zum Beispiel im Rahmen der Regelung „Contracts for Difference" (CfD) oder der Vorgängerregelung „Renewables Obligation" (RO). Der Empfang dieser Subventionen würde sie de facto von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausschließen. Daher wurde es als unnötig erachtet, Vorschriften, die ihre Teilnahme ermöglichten, auszuarbeiten und einzuführen.

(196) Das Vereinigte Königreich erkennt an, dass die Kapitalkosten für bestimmte erneuerbare Energien in den letzten Jahren drastisch gesunken sind. Als sich herausstellte, dass Interesse bestand, „subventionsfreie" Wind- und Fotovoltaikanlagen zu errichten und mit ihnen am Kapazitätsmarkt teilzunehmen, wurden die notwendigen Änderungen sondiert und so schnell wie möglich eingeführt — einschließlich der Einführung einer neuen De-Rating-Methode und der Sicherstellung, dass es nicht zu Überschneidungen von staatlichen Beihilfen kommt. Die notwendigen Änderungen an den Bestimmungen des Kapazitätsmarktes, die nötig waren, um diese fluktuierenden Technologien hinzuzufügen, wurden am 4. Juni 2019 vom Parlament des Vereinigten Königreichs verabschiedet. Das Vereinigte Königreich bestätigt, dass erneuerbare Energien (Wind- und Sonnenenergie) (vorbehaltlich einer positiven Entscheidung über die Beihilferegelung) für die für Januar 2020 geplanten T-1-, T-3- und T-4-Auktionen zugelassen seien. Folglich könnte der in Erwägungsgrund 146 genannte Windpark, der nicht an der Vorauswahl für die abgesagte T-4-Auktion im Jahr 2018 teilnehmen konnte, noch an der bevorstehenden T-3-Auktion, d. h. für dasselbe Lieferjahr (2022/2023), teilnehmen.

(197) Um die Wiederholung einer ähnlichen Situation wie in Erwägungsgrund 146 zu ermöglichen, verpflichtete sich das Vereinigte Königreich am 12. September 2019, alle erforderlichen Regeln (z. B., aber nicht nur, De-Rating-Faktoren) zu entwickeln, um die wirksame Beteiligung aller neuen Kapazitätsarten, die wirksam zur Lösung des Problems einer angemessenen Stromerzeugung beitragen können, sicherzustellen, sobald diese Kapazitäten das Potenzial haben, zur Lösung des Problems der angemessenen Stromerzeugung beizutragen.

(198) Das Vereinigte Königreich widerspricht der in Erwägungsgrund 147 erwähnten Stellungnahme. Am Beispiel des extremen Wetterereignisses im März 2018 (des sogenannten „Beast from the East"), bei dem der Wind als Schlüsselfaktor zur Vermeidung einer hohen Systembelastung festgestellt worden sei, betont das Vereinigte Königreich, dass Wind einen nachweisbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit leiste. Nach eingehender Analyse sei daher eine geeignete De-Rating-Methode entwickelt worden, um diese Anlagen in den Kapazitätsmarkt aufnehmen zu können.

4.2.3.6. Beteiligung von Verbindungskapazität

(199) Das Vereinigte Königreich weist darauf hin, dass immer klar gewesen sei, dass es die direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten am Kapazitätsmarkt für die beste Lösung halte, um zur Versorgungssicherheit beizutragen. Eine direkte ausländische Beteiligung hätte jedoch aus dem in Erwägungsgrund 35 (und Erwägungsgrund 28 des Einleitungsbeschlusses) dargelegten Gründen nicht unmittelbar erfolgen können.

(200) Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass andere Mitgliedstaaten seit 2014 marktweite Kapazitätsmechanismen mit der Aussicht auf eine direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten eingeführt haben, und unter Berücksichtigung des Inkrafttretens der Verordnung (EU) 2019/943 am 4. Juli 2019 hat sich das Vereinigte Königreich am 12. September 2019 verpflichtet:

a) sich darum zu bemühen, die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, umzusetzen, unter der Voraussetzung, dass Kooperationsvereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern geschlossen werden, in denen sich die beteiligten Kapazitäten befinden, und in jedem Fall

b) die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an allen Auktionen zu gestatten, für die das Präqualifikationsverfahren beginnt, nachdem die in Artikel 26 Absatz 11 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt genannten Methoden, gemeinsamen Regeln und Bestimmungen durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) genehmigt und gemäß Artikel 27 der oben genannten Verordnung auf der Website der Behörde veröffentlicht wurden und anwendbar geworden sind.

(201) Das Vereinigte Königreich ist nicht der Ansicht, dass das Vergütungssystem mit Ober- und Untergrenze (Cap and Floor-Regelung) Betreibern von Verbindungsleitungen einen unlauteren Vorteil bei Kapazitätsmarktauktionen verschaffe. Etwaige Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt würden berücksichtigt, bevor die Einnahmen aus Verbindungsleitungen hinsichtlich der Regelung für Ober- und Untergrenze bewertet würden. Eine Verbindungsleitung würde nur dann eine Zahlung in Höhe der Untergrenze erhalten, wenn seine Gesamteinnahmen (einschließlich der Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt) unter der festgelegten Untergrenze lägen. Entsprechend zahlten Betreiber von Verbindungsleitungen den Überschuss an den Verbraucher zurück, wenn die Gesamteinnahmen höher seien als die Obergrenze. Ober- und Untergrenzen blieben den Marktpreisen und den Einnahmeschwankungen zwischen Ober- und Untergrenze ausgesetzt.

(202) Schließlich teilte das Vereinigte Königreich mit, dass es allen Interessenvertretern seit September 2014 klargestellt hat, dass Verbindungsleitungen für die Auktionen für das Lieferjahr 2019/2020 zugelassen würden: allerdings nicht für die 2018 veranstaltete T-1-Auktion für das Lieferjahr 2018/2019. Nach Angaben des Vereinigten Königreichs hat sich das Vereinigte Königreich im Rahmen des Verfahrens zur Bewertung staatlicher Beihilfen von 2014 zu Folgendem verpflichtet: Sollte die Ex-post-Bewertung ergeben, dass der Beitrag der Verbindungsleitungen in der für 2014 geplanten T-4-Auktion unterschätzt wurde, werde das Vereinigte Königreich die Kapazität der 2017 veranstalteten T-1-Auktion entsprechend verringern (siehe Erwägungsgrund 124 des Beschlusses von 2014). Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass es zur Erfüllung dieser Verpflichtung die in der T-1-Auktion für das Lieferjahr 2018/2019 zu beschaffenden Kapazitäten hätte verringern müssen, was mit einer Erhöhung der zu beschaffenden Kapazität unvereinbar sei (dies wäre aber notwendig gewesen, hätten die Verbindungsleitungen an dieser T-1-Auktion teilnehmen sollen). Hinsichtlich der auf Verbindungsleitungen angewendeten De-Rating-Methode wies das Vereinigte Königreich darauf hin, dass die Methode je nach Technologietyp variiere, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zu gewährleisten. Insbesondere werden die De-Rating-Faktoren aufgrund der signifikanten Unterschiede zwischen Verbindungsleitungen und vernetzen Märkten auf der Grundlage der einzelnen Verbindungsleitungen festgelegt. Darüber hinaus legt National Grid jedes Jahr für jedes Verbundland eine modellierte Spanne von De-Rating-Faktoren fest (unter Verwendung einer europaweiten stochastischen Modellierungsmethodik). Diese allgemeine Methodik wird dann von einem Gremium technischer Sachverständiger validiert, das bestätigt, dass die Analyse von National Grid korrekt und geeignet ist, das Gremium schlägt dann eine angemessene Herabstufung innerhalb jedes Bereichs vor. Der Minister legt dann die endgültigen Werte fest. Das Vereinigte Königreich betonte ferner, dass die Vergabe langfristiger Verträge an Betreiber von Verbindungsleitungen nicht mit dem Standpunkt des Vereinigten Königreichs vereinbar sei, dass das Modell der Verbindungsleitungen eine kurzfristige Lösung sei (siehe Erwägungsgrund 199), bis eine direkte ausländische Beteiligung eingeführt werde.

4.3. **Verhältnismäßigkeit der Maßnahme**

4.3.1. *Unterschiede bei den verfügbaren Vertragslaufzeiten*

(203) Die Stellungsnahmen zu den verfügbaren Vertragslängen sind in Erwägungsgründen 177 bis 180 zusammengefasst.

4.3.2. *Ausschluss der langfristigen STOR*

(204) Das Vereinigte Königreich beharrt darauf, dass der Ansatz, der 2014 gegenüber Anbietern langfristiger STOR verfolgt worden sei, auf den besten zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Erkenntnissen beruht habe. Es werde erwartet, dass die den Betreibern Zufallsgewinne erzielten, wenn es ihnen erlaubt wäre, am Kapazitätsmarkt teilzunehmen, was im Widerspruch zu Randnummern (228) und (230) der Leitlinien stünde. Damals war zu erwarten, dass STOR-Betreiber in den kommenden Jahren neben den festen Verfügbarkeitszahlungen auch erhebliche Nutzungszahlungen erhalten würden.

(205) Das Vereinigte Königreich ging nicht davon aus, dass die Nutzungszahlungen insgesamt effektiv ausbleiben würden. Es sei nun wahrscheinlich, dass Anbieter langfristiger STOR nur noch im Falle einer hohen Systembelastung Nutzungsentgelte erhielten, da National Grid in diesem Fall alle ihm zur Verfügung stehenden Ressourcen bereitstellen werde.

(206) Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass der Ausschluss von Anlagen für langfristige STOR vom Gebot für langfristige Vereinbarungen auf dem Kapazitätsmarkt im Einklang mit der Logik stehe, langfristige Vereinbarungen nur mit solchen Erzeugungsanlagen abzuschließen, die ansonsten eine Eintrittsbarriere erfahren würden. Darüber hinaus könnten Anlagen, die zum Zeitpunkt der ersten Kapazitätsmarktauktion im Jahr 2014 in Betrieb genommen wurden, nicht mehr als „neu" betrachtet werden.

(207) Das Vereinigte Königreich betonte, dass die Betreiber sich hätten entscheiden können, von den STOR-Verträgen zurückzutreten, wenn sie einen Zuschlag auf einer Kapazitätsmarktauktion erhalten hätten, da die Beendigung ihrer langfristigen STOR-Verträge sanktionsfrei gewesen wäre.

(208) Das Vereinigte Königreich erklärte, dass der vorgeschlagene „Rückforderungsmechanismus" 2014 nicht von dem Beteiligten vorgeschlagen und als nicht notwendig angesehen worden sei, da die den Betreibern von langfristiger STOR zur Verfügung stehenden Einnahmen als gleichwertig mit den Subventionssystemen für kohlenstoffarme Erzeugung (CfD, RO, FiT) angesehen worden seien, die ebenfalls von der Beteiligung am Kapazitätsmarkt ausgeschlossen gewesen seien.

(209) Das Vereinigte Königreich stellte fest, dass die vom Beteiligten vorgeschlagene Abhilfemaßnahme, ab 2014 rückwirkend Verträge für das Werk zu vergeben, unangemessen sei. Dies würde dem Betreiber ein risikofreies, verbraucherfinanziertes Einkommen für einen Zeitraum bieten, in dem er keine Lieferverpflichtungen nach den Regeln des Kapazitätsmarktes gehabt habe.

(210) Da sich die Marktbedingungen seit 2014 möglicherweise geändert haben, möchte das Vereinigte Königreich prüfen, ob STOR-Betreiber für künftige Auktionen zugelassen werden sollten.

4.3.3. *Methode zur Kostendeckung*

(211) Das Vereinigte Königreich betonte, dass die Leitlinien (in Abschnitt 3.9.5) bei der Beurteilung der Verhältnismäßigkeit einer Maßnahme die Finanzierung einer Maßnahme zur Angemessenheit der Stromerzeugung nicht als relevantes Kriterium beinhalten. Dennoch ist das Vereinigte Königreich der Ansicht, dass die Methode der Entgeltberechnung verhältnismäßig ist.

(212) Das Vereinigte Königreich gab an, dass sich dies unabhängig davon, wie hoch der Anreiz zur Laststeuerung durch die Vermeidung von Kapazitätsmarktkosten ist, nicht in einer Verringerung des gesamten Kapazitätsmarktvolumens niederschlagen könne Der Grund dafür sei, dass dieselbe Laststeuerungskapazität für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt und zur Bereitstellung des geforderten Volumens zugelassen sei. Eine Reduzierung des gesamten Kapazitätsmarktvolumens würde die Gefahr einer Doppelzählung der von diesen Laststeuerungsanbietern bereitgestellten Kapazität bergen: erstens als erwartete marktbasierte Nachfragereduzierung und zweitens als Laststeuerungsbetreiber im Rahmen des Kapazitätsmarktes, sollte er den Zuschlag bei der Auktion erhalten.

(213) Im Übrigen gebe es bereits starke Anreize zur Verringerung der Nachfrage während der drei halbstündigen Triaden (der Wert des Vorteils, der sich aus den Abrechnungsvereinbarungen der gemeinsamen Nutzung des Übertragungsnetzes (Transmission Network Use of System) ergibt, stieg von rund 10 GBP/kW im Jahr 2005/2006 auf rund 47 GBP/kW für 2016/2017 und wurde für 2020/2021 mit voraussichtlich über 70 GBP/kW vorausgesagt). Die Möglichkeit, in derselben Zeit weitere Kosten durch den Kapazitätsmarkt zu vermeiden, werde wahrscheinlich keine zusätzlichen Laststeuerungsaktivitäten anregen, sondern größere finanzielle Gewinne für Laststeuerungsbetreiber bedeuten, die in dieser Zeit bereits die Nachfrage reduzieren.

(214) Das Vereinigte Königreich wies darauf hin, dass die hohe Belastung des Systems nicht unbedingt mit den drei halben Stunden, die die Triaden bilden, korreliert werden könne — eine hohe Systembelastung könne auch mit Zeiten geringer Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen (z. B. bei Windstille) im Zusammenhang stehen oder länger andauern. Darüber hinaus ist die Prognostizierung der Versorgung (und des Marktanteils der Versorgung) nach Triaden schwierig, da Triaden nachträglich identifiziert werden (d. h., ihr Auftreten ist erst nach dem Ende der Triade bekannt). Folglich könnten Versorger große Diskrepanzen zwischen ihren prognostizierten und den tatsächlichen Kapazitätsmarktkosten haben, was zu höheren Kosten für die Verbraucher führen könnte, da die Lieferanten versuchen werden, die Unsicherheit durch die Abwälzung von Kosten auf eine Risikoprämie zu steuern. Darüber hinaus erschwere die Methode der Kostendeckung des Kapazitätsmarktes auf der Basis einer größeren Stundenzahl (d. h. Spitzen an Arbeitstagen von 16.00 bis 19.00 Uhr im Winter) größeren Industriekunden, die Kapazitätsmarktkosten vollständig zu vermeiden, wodurch sie den privaten und gewerblichen Kunden eher gleichgestellt würden.

(215) Nach Ansicht des Vereinigten Königreichs beruht das Argument, dass die derzeitige Methodik nur die verbraucherseitige Stromerzeugung als Laststeuerung fördere, auf der Annahme, dass der Zeitraum zwischen 16.00 und 19.00 Uhr für die Kunden zu lang sei, um in dieser Zeit regelmäßig die Nachfrage zu reduzieren. Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass es nicht notwendig sei, die Nachfrage während des gesamten Zeitraums zu reduzieren, damit ein Nutzen entstehe; es würde nur bedeuten, dass die Anbieter von Abschalt-Laststeuerung nicht den vollen Nutzen daraus ziehen würden.

(216) Auch wenn das Vereinigte Königreich der Ansicht ist, dass die gewählte Methodik der Kostendeckung verhältnismäßig sei, da sie einen gewissen Anreizeffekt auf die Laststeuerungsbetreiber ausübe und die negativen Auswirkungen einer Triaden-Methode vermeide oder abmildere, beabsichtigt das Vereinigte Königreich, im Rahmen des Überprüfungsprozesses nach fünf Jahren zu prüfen, ob bestimmte Änderungen nützlich sein könnten, um Erfahrungen und Marktentwicklungen widerzuspiegeln.

4.4. **Vermeidung negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel**

(217) Das Vereinigte Königreich wies darauf hin, dass die Verordnung (EU) 2019/943 die Mitgliedstaaten verpflichte, Vereinbarungen und Zahlungen für Erzeugungskapazitäten (einschließlich verbraucherseitiger Anlagen von Laststeuerungsbetreibern), die mehr als 550 g CO_2 fossilen Ursprungs pro kWh Strom emittieren, schrittweise abzuschaffen. Eine entsprechende Änderung der Capacity Market Rule trat am 18. Juli 2019 in Kraft. Mit der Ordnung wurde eine CO_2-Emissionsgrenze in dieser Höhe für Kapazitäten von neu errichteten Stromerzeugungsanlagen für die Präqualifikation für die Anfang 2020 stattfindenden Kapazitätsauktionen eingeführt (einschließlich aller neu errichteter Komponenten, die als nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen teilnehmen wollen).

(218) Am 12. September 2019 verpflichtete sich das Vereinigte Königreich, die Bestimmungen der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten und insbesondere bis Ende 2020 regulatorische Änderungen vorzunehmen, um sicherzustellen, dass spätestens ab dem 1. Juli 2025 Erzeugungskapazitäten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der kommerziellen Produktion begonnen haben und die im Durchschnitt mehr als 550 g CO_2 fossilen Ursprungs pro kWh und mehr als 350 kg CO_2 fossilen Ursprungs pro Jahr und installiertem kW elektrischer Leistung emittieren, keine Zahlungen oder Verpflichtungen für künftige Zahlungen im Rahmen des Kapazitätsmarktes erhalten.

4.5. **Stillhalteverpflichtung**

(219) Das Vereinigte Königreich erkennt an, dass das Urteil des Gerichts zur Folge hat, dass das Vereinigte Königreich keine Beihilfe gewähren darf, solange die Kommission im Anschluss an eine förmliche Prüfung nicht einen Beschluss über die Genehmigung einer staatlichen Beihilfe im Rahmen des Kapazitätsmarktsystems erlässt. Aus dem Urteil ergibt sich jedoch nicht, dass das Vereinigte Königreich Elemente der Regelung, die keinerlei Gewährung von Hilfen beinhalten, nicht betreiben könnte.

(220) Nach Angaben des Vereinigten Königreichs liegt in den folgenden Situationen kein Verstoß gegen die Stillhalteverpflichtung vor:

a) Bei der Vergabe von Vereinbarungen über bedingte Kapazitäten im Anschluss an eine T-1-Aufstockungsauktion im Juni 2019 (siehe Erwägungsgrund 18 Buchstabe a), da Vereinbarungen über bedingte Kapazitäten den Bietern keinen wirtschaftlichen Vorteil verschaffen, es sei denn, die Kommission erteilt die Genehmigung für die staatliche Beihilfe. Die Anbieter sind verpflichtet, bestimmte Verpflichtungen zu erfüllen, ohne die Gewähr zu haben, dass sie Kapazitätszahlungen oder andere wirtschaftliche Vorteile erhalten, da die Zahlungen von der Genehmigung durch die Kommission abhängig sind.

b) Bei der Verpflichtung der Anbieter, ihren Verpflichtungen im Rahmen bestehender Kapazitätsvereinbarungen während der Stillhaltefrist nachzukommen. Auch hier haben die Betreiber keine Garantie dafür, dass die Kapazitätszahlungen schließlich erfolgen werden. Es entsteht hierdurch vielmehr eine Belastung für die Kapazitätsanbieter, nicht aber eine Leistung.

c) Bei der Gewährung der Möglichkeit für die Versorger, während der Stillhaltefrist freiwillige Zahlungen an die Abwicklungsstelle des Kapazitätsmarktes zu leisten, um ihre potenziellen Verbindlichkeiten aus den Versorgergebühren auszugleichen, und dabei, des der Abwicklungsstelle zu ermöglichen, solche Zahlungen anzunehmen. Die Zahlungen der Versorger werden keinerlei Beihilfe finanzieren, es sei denn, die Kommission genehmigt die Gewährung einer staatlichen Beihilfe.

4.6. **Transparenz**

(221) Das Vereinigte Königreich verpflichtete sich, die in Abschnitt 3.2.7 der Leitlinien festgelegten Transparenzanforderungen hinsichtlich der auf dem Kapazitätsmarkt gewährten Beihilfen anzuwenden.

5. **WÜRDIGUNG DER BEIHILFEMAßNAHME**

5.1. **Staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV**

(222) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die vorläufige Auffassung, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellt. Weder das Vereinigte Königreich noch andere Beteiligte stellten diese Auffassung infrage.

(223) In Artikel 107 Absatz 1 AEUV werden staatliche Beihilfen definiert als „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art".

(224) Staatliche Beihilfen, die unter Artikel 107 Absatz 1 AEUV fallen, sind mit dem Binnenmarkt unvereinbar, wenn sie „durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen […], soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen".

(225) In Artikel 107 Absätze 2 und 3 AEUV sind spezifische Umstände aufgeführt, unter denen Beihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar gelten oder gelten können. Die Beurteilung der Kommission, ob eine dieser Voraussetzungen im vorliegenden Fall gegeben ist, ist in Abschnitt 6 dargelegt.

5.1.1. *Zurechenbarkeit zum Staat und zur Finanzierung aus staatlichen Mitteln*

(226) Damit Maßnahmen als staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV gelten, müssen sie a) dem Staat zugerechnet werden können und b) die Gelder aus dem Haushalt des Staates stammen und entweder direkt oder indirekt von einer vom Staat geschaffenen oder eingerichteten Stelle gewährt werden ([50]). Aus den in den Erwägungsgründen 227 bis 229 des vorliegenden Beschlusses dargelegten Gründen ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahme dem Vereinigten Königreich zuzurechnen ist und dass Kapazitätszahlungen eine staatliche Beihilfe darstellen, da sie unter staatlicher Kontrolle stehen.

(227) Der Kapazitätsmarkt wurde vom britischen Minister für Energie und Klimawandel im Rahmen der ihm mit dem Energiegesetz von 2013 übertragenen Befugnisse eingerichtet. Das Vereinigte Königreich hat am 1. August 2014 abgeleitete Rechtsvorschriften in Form der Electricity Capacity Regulations und der Capacity Market Rules erlassen, die die Umsetzung des Kapazitätsmarktes regeln. Der Staat ist zuständig für Fragen wie die Genehmigung der Kapazitätsvolumen für die Auktionen, die Präqualifikationsverfahren, den Inhalt der Kapazitätsvereinbarungen und die Verpflichtungen der Kapazitätsinhaber.

([50]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. März 1977, Steinike & Weinlig/Bundesrepublik Deutschland, C-76/78, ECLI:EU:C:1977:52, Rn. 21, Urteil des Gerichtshofs vom 13. März 2001, PreussenElektra AG/Schleswag AG, C-379/98, ECLI:EU:C2001:160, Rn. 58, Urteil des Gerichtshofs vom 15. Mai 2019, Achema AB/VKEKK, C-706/17,ECLI:EU:C:2019:407, Rn. 47 ff.

(228) Das Vereinigte Königreich hat eine Abwicklungsstelle eingerichtet, die für Letztverantwortung, Verwaltung und Kontrolle des Abrechnungsprozesses sowie die getätigten Zahlungen zuständig ist. Bei der Abwicklungsstelle handelt es sich um eine Einrichtung in staatlichem Besitz und die Behörden des Vereinigten Königreichs haben erklärt, dass die Regierung die Gesamtkontrolle über sie behält (siehe Erwägungsgrund 27).

(229) Wie in den Erwägungsgründen 88 und 89 beschrieben, wird die Maßnahme durch einen durch Gesetz beschlossenen und bei allen lizenzierten Versorgern erhobenen Aufschlag (Umlage) finanziert. Die Umlage ist eine Zwangsabgabe und wird von der Abwicklungsstelle erhoben. Die Abwicklungsstelle ordnet dann die an die Kapazitätsanbieter zu leistenden Zahlungen an. Der Staat ist über die Abwicklungsstelle befugt, die Mittel freizugeben.

5.1.2. *Wirtschaftlicher Vorteil, der bestimmten Unternehmen oder der Produktion bestimmter Waren gewährt wird (selektiver Vorteil)*

(230) Ein Vorteil im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV ist jedweder wirtschaftliche Vorteil, den ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen, d. h. ohne staatliches Eingreifen, nicht erlangt hätte ([51]).

(231) Die Kommission stellt fest, dass die erfolgreichen Bieter bei den Auktionen des Kapazitätsmarktes eine Vergütung über den Kapazitätsmarkt erhalten, die sie nicht erhalten würden, wenn sie auf dem Strommarkt weiterhin unter normalen wirtschaftlichen Bedingungen tätig wären und nur Strom und Hilfsdienste verkauften (BETTA — beschrieben in Abschnitt 2.8). Die Maßnahme verschafft den Unternehmen, die erfolgreich an den Kapazitätsmarkt-Auktionen teilgenommen haben, somit einen wirtschaftlichen Vorteil. Dieser Vorteil ist insofern selektiv, als er nur bestimmte Unternehmen, nämlich die Bieter, die bei den Kapazitätsmarktauktionen einen Zuschlag erhalten haben, begünstigt, und die sich in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Situation gegenüber anderen Kapazitätsanbietern befinden, die entweder nicht an den Auktionen teilgenommen haben oder teilgenommen haben, aber keinen Zuschlag erhalten haben.

(232) Darüber hinaus hat die Maßnahme bisher nur bestimmten Unternehmen einen selektiven Vorteil verschafft, die zur Bewältigung des festgestellten Angemessenheitsproblems beitragen können, da Kapazitäten unter 2 MW (siehe Erwägungsgründe 30 und 31) und ausländische Kapazitäten von der direkten Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausgeschlossen sind (siehe Erwägungsgrund 34), obwohl auch sie dazu beitragen könnten, das festgestellte Angemessenheitsproblem zu verringern. Für die Zukunft wird das Vorhandensein einer Mindestschwelle für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt, auch wenn sie in der in Erwägungsgrund 193 beschriebenen Weise abgesenkt wird, weiterhin einige Kapazitäten von einer direkten Beteiligung (d. h. Beteiligung ohne Aggregierung) am Kapazitätsmarkt ausschließen. Darüber hinaus wird der Kapazitätsmarkt bis sich alle ausländischen Kapazitäten in benachbarten und nicht benachbarten Mitgliedstaaten am Kapazitätsmarkt beteiligen können, weiterhin bestimmte Unternehmen ausschließen, die in der Lage sind, das festgestellte Angemessenheitsproblem anzugehen. Folglich verschafft die Maßnahme auch aus dieser engeren Perspektive einen selektiven Vorteil.

5.1.3. *Verfälschung des Wettbewerbs und des Handels innerhalb der EU*

(233) Die Maßnahme könnte den Wettbewerb verfälschen und den Handel im Binnenmarkt beeinträchtigen. Die Stromerzeugung und der Stromgroß- und -einzelhandel sind in der gesamten Union für den Wettbewerb offen ([52]). Daher kann jeder Vorteil, der einem Unternehmen in diesem Sektor aus staatlichen Mitteln gewährt wird, den Handel innerhalb der Union beeinträchtigen und den Wettbewerb verfälschen.

5.1.4. *Würdigung gemäß Artikel 107 Absatz 1 Buchstabe c AEUV*

(234) In Anbetracht der in diesem Abschnitt dargelegten Bewertung kommt die Kommission zu dem Schluss, dass es sich bei der Maßnahme um eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV handelt. Für Artikel 107 Absatz 1 gelten die in Artikel 107 Absatz 2 und 3 AEUV aufgeführten besonderen Vereinbarkeitskriterien. Das einzige Kriterium, das in diesem Fall einschlägig sein könnte, ist das in Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c genannte Kriterium. In Abschnitt 6 wird untersucht, ob dieses Kriterium im vorliegenden Fall erfüllt ist.

5.2. **Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

(235) Auch wenn der Kapazitätsmarkt vor seiner Inkraftsetzung von den Behörden des Vereinigten Königreichs angemeldet wurde, wurde die Entscheidung von 2014, mit der die Maßnahme genehmigt wurde, anschließend vom Gericht für nichtig erklärt. In Anbetracht des Urteils des Gerichts, mit dem die Entscheidung von 2014 für nichtig erklärt wurde, ist die Durchführung der fraglichen Maßnahme bis zum Zeitpunkt der Verkündung des Urteils des Gerichts als rechtswidrig anzusehen ([53]).

([51]) Urteil des Gerichtshofs vom 11. Juli 1996, SFEI u. a./Kommission, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, Rn. 60; Urteil des Gerichtshofs vom 29. April 1999, Spanien/Kommission, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, Rn. 41.

([52]) Siehe insbesondere Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15), Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55), Verordnung (EU) 2019/943 und Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

([53]) Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 12. Februar 2008, CELF/SIDE, C-199/06, ECLI:EU:C:2008:79, Rn. 61 und 64.

(236) Im Anschluss an das Urteil des Gerichts und die Nichtigerklärung des Beschlusses von 2014 im November 2018 hat das Vereinigte Königreich bestimmte, in Erwägungsgrund 18 aufgelistete, Maßnahmen ergriffen. In diesem Abschnitt wird geprüft, ob diese Maßnahmen eine neue rechtswidrige Beihilfe darstellen.

(237) Erstens, was die Organisation einer ergänzenden T-1-Auktion im Juni 2019 betrifft, so kam es zu keiner Verletzung der Stillhalteverpflichtung, da die aufgrund dieser Auktionen vergebenen Vereinbarungen eine Konditionalitätsklausel enthielten, wonach sie nur bei einer positiven Entscheidung über staatliche Beihilfen Rechte gewähren können. Folglich stellt diese vom Vereinigten Königreich nach November 2018 durchgeführte Maßnahme keine neue rechtswidrige Beihilfe dar.

(238) Zweitens, durch die weitere Durchsetzung von Kapazitätsverträgen, die in Auktionen vor November 2018 vergeben wurden, und die Erhebung von Kapazitätsmarktgebühren bei den Versorgern, während die Kapazitätsmarktzahlungen ausgesetzt wurden, verstößt das Vereinigte Königreich nicht gegen die Stillhalteverpflichtung. Diese Maßnahmen können nicht als wirtschaftliche Begünstigung gelten, da sie keine Vorteile für die Unternehmen darstellten. Daher handelt es sich bei dieser Maßnahme allein nicht um eine neue rechtswidrige Beihilfe.

(239) Drittens, sind seit Einleitung von Präqualifikationsverfahren am 22. Juli 2019 für eine T-1-Auktion, eine T-3-Auktion und eine T-4-Auktion betrifft, die jeweils im ersten Quartal 2020 stattfinden sollen, noch keine Verträge unterzeichnet worden. Folglich stellt auch diese Maßnahme keine neue rechtswidrige Beihilfe dar.

6. VEREINBARKEIT MIT DEM BINNENMARKT AUF DER GRUNDLAGE VON ARTIKEL 107 ABSATZ 3 BUCHSTABE c AEUV

(240) Artikel 107 Absatz 3 Buchstaben a bis e AEUV enthält bestimmte Arten von Beihilfen, die als mit dem Binnenmarkt vereinbar gelten können. Buchstabe c betrifft „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft".

(241) Die Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ([54]) (Leitlinien) legen die Voraussetzungen fest, unter denen Beihilfen für Energie und Umwelt nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar gelten können. Die Leitlinien gelten seit dem 1. Juli 2014. In Abschnitt 3.9 der Leitlinien sind die spezifischen Bedingungen für Beihilfen festgelegt, die zur Aufrechterhaltung einer angemessenen Stromerzeugung gewährt werden.

(242) Wie in Erwägungsgrund 235 erwähnt, ist das Ergebnis der Nichtigerklärung des Beschlusses von 2014, dass die Durchführung der Beihilfe bis zum Zeitpunkt des Urteils des Gerichts als rechtswidrig zu gelten hat. Gemäß der Bekanntmachung der Kommission über die zur Beurteilung unrechtmäßiger staatlicher Beihilfen anzuwendenden Regeln ([55]) hat die Kommission die Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt auf der Grundlage der in Abschnitt 3.9 der Leitlinien festgelegten Voraussetzungen geprüft. Nach Randnummer (248) der Leitlinien werden rechtswidrige Beihilfen nach den zum Zeitpunkt der Beihilfegewährung geltenden Vorschriften geprüft, d. h. der am 16. Dezember 2014 geltenden Vorschriften.

(243) Das Verfahren zur Annahme eines neuen Beschlusses kann zu dem Zeitpunkt wieder aufgenommen werden, zu dem die Rechtswidrigkeit eingetreten ist ([56]).

6.1. Ziel gemeinsamen Interesses und Notwendigkeit der Maßnahme

(244) Die Abschnitte 3.9.1 und 3.9.2 der Leitlinien enthalten besondere Bedingungen für die Beurteilung des Umfangs, in dem Beihilfen zu einem genau definierten Ziel von gemeinsamem Interesse beitragen, und der Umfang, in dem staatliche Maßnahmen erforderlich sind.

(245) Im Einleitungsbeschluss gelangte die Kommission zu der vorläufigen Schlussfolgerung, dass der Kapazitätsmarkt zu einem Ziel von gemeinsamem Interesse beigetragen hat und notwendig war.

6.1.1. *Ziel von gemeinsamem Interesse*

(246) 2014 führte das Vereinigte Königreich eine Methodik zur Identifizierung des Problems einer angemessenen Stromerzeugung ein, die auf einem Modell basiert, bei dem ein dauerhafter Zuverlässigkeitsstandard als Indikator für die Angemessenheit der Stromerzeugung herangezogen wird. In seiner Anmeldung von 2014 hat das Vereinigte Königreich nachgewiesen, dass der Zuverlässigkeitsstandard vier Jahre später, d. h. ab 2018/2019, ein kritisches Niveau erreicht haben könnte. Diese Ergebnisse stimmen weitgehend mit denen überein, die von ENTSO (Strom) im jüngsten zur Verfügung stehenden Bericht über die Angemessenheit des Systems veröffentlicht wurden ([57]). 2014 schätzte ENTSO (Strom), dass im Szenario A für Großbritannien (in dem nur die Entwicklung derjenigen Erzeugungskapazitäten berücksichtigt wurde, die als sicher galten) für den Fall, dass keine Importe über Verbindungsleitungen erfolgen würden, die nach 2016 verbleibende Kapazität möglicherweise nicht ausreicht, um eine Referenzspanne für die Angemessenheit abzudecken.

([54]) ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1.
([55]) Bekanntmachung der Kommission über die zur Beurteilung unrechtmäßiger staatlicher Beihilfen anzuwendenden Regeln (ABl. C 119 vom 22.5.2002, S. 22).
([56]) Urteil des Gerichtshofs vom 3. Juli 1986, Rat/Parlament, 34/86, ECLI:EU:C:1986:291, Rn. 47, Urteil des Gerichtshofs vom 12. November 1998, Spanien/Kommission, C-415/96, ECLI:EU:C1998:553, Rn. 31 und Urteil des Gerichtshofs vom 3. Oktober 2000, Industrie des poudres sphériques/Rat, C-458/98 P, ECLI:EU:C:2000:531, Rn. 82.
([57]) ENTSO (Strom) (2014), „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014–2030", 2. Juni 2014

(247) Nach den jüngsten Ergebnissen des ENTSO (Strom) in seinem Mid-term Adequacy Forecast 2018 (im Folgenden „MAF 2018“) ([58]) wird die Lastunterdeckungserwartung (Stunden/Jahr) für das Vereinigte Königreich im Basisszenario auf 1,29 im Jahr 2020 und 1,30 für das Jahr 2025 geschätzt und liegt damit deutlich unter dem in Erwägungsgrund 98 beschriebenen Ziel für die Lastunterdeckungserwartung von 3 Stunden. Im MAF 2018 wird ausgeführt, dass „verbesserte Resultate im MAF 2018 … auch auf bestehende Kapazitätsmechanismen zurückzuführen sein [könnten]“. Der MAF 2018 wurde am 3. Oktober 2018 veröffentlicht, d. h. vor dem Urteil des Gerichts, mit dem die Entscheidung von 2014 für nichtig erklärt wurde. Die Berechnungsgrundlage des MAF 2018 berücksichtigt daher die Auswirkungen der Existenz eines Kapazitätsmarkts im Vereinigten Königreich. In Anhang 2 des MAF 2018 weist das Vereinigte Königreich darauf hin, dass „Großbritannien … einen Kapazitätsmarkt eingerichtet [hat], um sicherzustellen, dass wir über ausreichende Kapazitäten verfügen, um unseren Zuverlässigkeitsstandard von einer Lastunterdeckungserwartung von 3 Stunden/Jahr gewährleisten zu können. Die Ergebnisse im MAF entsprechen diesen Erwartungen, sodass wir keine Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Stromerzeugung in Großbritannien haben.“

(248) Die Feststellung eines dauerhaften Bedarfs an einem Kapazitätsmarkt für die Zukunft muss sich auf kontrafaktische Szenarien stützen, wobei von dem Szenario auszugehen ist, dass im Vereinigten Königreich kein Kapazitätsmarkt besteht. Wie in den Erwägungsgründen 102 bis 104 dargelegt, geht aus den Analysen hervor, dass der Zuverlässigkeitsstandard in keinem in das Modell einbezogenen Jahr eingehalten werden kann, sollte der Kapazitätsmarkt aus dem Modell herausgenommen werden. Insbesondere stützt sich die in Erwägungsgrund 103 beschriebene Analyse von National Grid auf das in „Future Energy Scenarios“ verwendete EMR-Basisfallbeispiel. Die „Future Energy Scenarios“ stützen sich auch auf die in MAF 2018 für das Vereinigte Königreich verwendeten Annahmen. Daher stimmt die Analyse von National Grid im Einklang mit Randnummer (221) der Leitlinien mit der Analyse von ENTSO (Strom) überein.

(249) Der Kapazitätsmarkt kann zu einer Unterstützung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen beitragen. Wie in Abschnitt 2.8.4 beschrieben, hat das Vereinigte Königreich jedoch bereits zusätzliche Maßnahmen zur Behebung des vom Vereinigten Königreich festgestellten Marktversagens ergriffen, setzt sie um oder erwägt sie, vor allem hinsichtlich der Tatsache, dass Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut ist, und des Missing-Money-Problems. Diese zusätzlichen Maßnahmen zielen darauf ab, die Beteiligung von Laststeuerung zu verbessern, die Cash-out-Vereinbarungen zu reformieren und eine größere Nutzung von Verbindungsleitungen zu fördern. Nach Auffassung der Kommission sollten diese zusätzlichen Maßnahmen zu einer Verringerung der Kapazitäten führen, die im Rahmen des Kapazitätsmarktes beschafft werden müssen. Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass das Vereinigte Königreich Ad-hoc-Maßnahmen zur Unterstützung der kohlenstoffarmen Erzeugung vorlegt (z. B. Contracts for Differences) und strenge Emissionsstandards verabschiedet hat, um die Inbetriebnahme von kohlenstoffintensiven Erzeugungsanlagen zu verhindern. Das Vereinigte Königreich berichtet, dass dies bei den seit 2014 abgeschlossenen Kapazitätsvereinbarungen zu einem starken Rückgang der Zahl neu gebauter Dieselgeneratoren geführt habe ([59]). Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass die jährlich durchgeführte Bewertung der Angemessenheit der Stromerzeugung dem Umfang der Stromerzeugung und dem Beitrag der Verbindungsleitungen Rechnung trägt, wobei sie allen Arten von Kapazitätsanbietern, einschließlich Laststeuerungsbetreibern, offen steht. Daher ist die Kommission der Auffassung, dass das Vereinigte Königreich im Einklang mit Randnummer (220) der Leitlinien hinreichend untersucht hat, wie potenziell negative Auswirkungen der Maßnahme beim Erreichen des Ziels, umweltschädliche Subventionen schrittweise abzuschaffen, abgemildert werden können.

(250) Die Maßnahme zielt darauf ab, die zum Erreichen des Zuverlässigkeitsstandards erforderlichen Kapazitäten zu beschaffen. Die Maßnahme verfolgt daher ein klar definiertes Ziel. Im Austausch für den Erhalt von Kapazitätszahlungen verpflichten sich die Kapazitätsanbieter, bei hoher Systembelastung Energie zu liefern. Die Methodik zur Ermittlung der Ausschreibungskapazität wird durch eine jährliche Bewertung der Versorgungssicherheit durch den Netzbetreiber gestützt.

6.1.2. *Erforderlichkeit der Maßnahme*

(251) Art und Ursachen des Problems der Angemessenheit der Stromerzeugung wurden, wie in den Abschnitten 2.8.2 und 2.8.3 dargelegt, analysiert und quantifiziert. Die Maßeinheit für die Quantifizierung (d. h. der Zuverlässigkeitsstandard) wurde benannt und die Berechnungsmethode dargelegt (siehe Erwägungsgrund 46 und 47 oben). Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass Randnummer (222) der Leitlinien eingehalten wird.

(252) Wie in Erwägungsgrund 128 erläutert, äußerten einige Beteiligte Bedenken hinsichtlich der Notwendigkeit des Kapazitätsmarktes.

(253) Was den angeblichen Zustand der Überversorgung des derzeitigen britischen Strommarkts betrifft, der von einigen Beteiligten aufgeworfen wurde, hat die Kommission die von den Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 128 Buchstabe a und dem Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgrund 166) vorgebrachten Argumente geprüft. Die Kommission ist der Auffassung, dass die Kritik der Beteiligten die Notwendigkeit des Kapazitätsmarktes nicht

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

([59]) Nach Angaben des Vereinigten Königreichs erhielten Betreiber von neuen Dieselgeneratoren mit mehr als 500 MW Leistung 2015 Kapazitätsvereinbarungen (hauptsächlich kleine Anlagen für Spitzenzeiten, mit insgesamt 36 Kapazitätsmarkteinheiten). Dieses Volumen ging in der der Auktion von 2017 auf nur 5 MW (1 Kapazitätseinheit) zurück. Das Vereinigte Königreich berichtet, dass die Stromerzeugung aus bestehenden Dieselgeneratoren in der T-4-Auktion von 2019 voraussichtlich deutlich zurückgehen würde, da im Januar 2024 die Emissionskontrollen für bestehende Anlagen in Kraft treten (für Anlagen zwischen 5 und 50 MW).

infrage stellt. Insbesondere muss der Kapazitätsmarkt wie jeder andere Kapazitätsmechanismus mit wichtigen Unsicherheiten umgehen, die ein Gleichgewicht zwischen dem Risiko der Überversorgung auf der einen und der Unangemessenheit des Systems auf der anderen Seite erfordern. In dieser Hinsicht spiegeln Kapazitätsmargen des Winters 2018/2019, die besser als erwartet waren, diese Unsicherheit wider ([60]). Darüber hinaus enthielten die vor der Umsetzung des Kapazitätsmarktsystems im Jahr 2017 berechneten Margen, wie von Ofgem in seinem in Erwägungsgrund 21 genannten Abschlussbericht erläutert, die Kontingentausgleichsreserve (Contingency Balancing Reserve -CBR), und ohne diese Maßnahmen wären die Kapazitätsmargen deutlich niedriger ausgefallen ([61]). In seinem Bericht erläuterte Ofgem auch, dass die Prognosen der Lastunterdeckungserwartung für die vorangegangenen fünf Lieferjahre die von Ofgem vertretene Ansicht, dass der Kapazitätsmarkt aufrechterhalten werden müsse, weiter unterstützt habe. Darüber hinaus könnten die niedrigen Clearingpreise bei den Kapazitätsmarktauktionen als Beweis für ein hohes Maß an Wettbewerb bei den Kapazitätsmarktauktionen gelten und nicht unbedingt als Zeichen für Überkapazitäten. Schließlich konnten die Verbindungsleitungen, wie in Erwägungsgrund 34 erläutert, ab der zweiten Auktion im Jahr 2015 an den Auktionen des Kapazitätsmarktes teilnehmen, sodass ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit berücksichtigt wurde.

(254) Was die von einigen Beteiligten vorgetragene Idee betrifft, die Angemessenheit der Stromerzeugung durch einen Energy-Only-Markt besser zu gewährleisten, nimmt die Kommission die Argumente einiger Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 128 Buchstabe b und des Vereinigten Königreichs (siehe Erwägungsgrund 167) zur Kenntnis. Die Kommission sieht keine Gründe für eine Änderung der in Tabelle 8 des Einleitungsbeschlusses gezogenen Schlussfolgerungen: Die Kommission akzeptiert, dass, solange individuelle Echtzeit-Abrechnung und dynamische Versorgungsverträge für Mehrheit der Nutzer nicht verfügbar sind, die Zuverlässigkeit viele Merkmale eines öffentlichen Gutes aufweist. In absehbarer Zukunft ist es unwahrscheinlich, dass die Verbraucher ihren Verbrauch systematisch in Reaktion auf Knappheitssignale der Märkte steuern werden, sodass der Charakter des öffentlichen Gutes hinsichtlich einer sicheren Stromversorgung weiter bestehen wird.

(255) Auch, was die mit dem Marktversagen in Zusammenhang stehende Frage des Missing-Money-Problems betrifft, nimmt die Kommission die Argumente einiger Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 128 Buchstabe c) und des Vereinigten Königreichs (siehe Erwägungsgrund 168) zur Kenntnis. Die Kommission sieht keine Gründe für eine Änderung der in Tabelle 8 des Einleitungsbeschlusses gezogenen Schlussfolgerungen. Die Kommission bekräftigt insbesondere, dass die Verwirklichung eines Kapazitätsmarktes nicht auf Kosten gut funktionierender kurzfristiger Märkte gehen kann. Die in Abschnitt 2.8.4 genannten Reformen tragen dazu bei, das Funktionieren der Elektrizitätsmärkte des Vereinigten Königreichs zu verbessern, aber sie beseitigen das Missing-Money-Problem nicht.

(256) Auf der Grundlage der Bewertung in den Erwägungsgründen 254 und 255 kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das Vereinigte Königreich im Einklang mit Randnummer (223) der Leitlinien eindeutig die Gründe dargelegt hat, warum vom Markt nicht erwartet werden kann, dass er ohne den Kapazitätsmarkt die angemessene Kapazität bereitstellt.

(257) Hinsichtlich der Schätzung des Potenzials der Laststeuerung betont die Kommission, dass sie gemäß Randnummer (224) Buchstabe b der Richtlinien nur verpflichtet ist, unter anderem und wenn angezeigt, die ihr übermittelte Unterlagen im Zusammenhang mit der Bewertung der Auswirkungen einer nachfrageseitigen Marktteilnahme zu berücksichtigen. Die Kommission nimmt die sehr unterschiedlichen Schätzungen der Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 128 Buchstabe d) und des Vereinigten Königreichs (siehe Erwägungsgrund 169) als Reaktion auf den Einleitungsbeschluss zur Kenntnis. Die Kommission stellt ferner fest, dass, wie aus Tabelle 1 hervorgeht, die Kapazität der Laststeuerung, die auf Kapazitätsmarktauktionen versteigert wird, weiter gestiegen ist und bei der 2018 veranstalteten T-4-Auktion eine Kapazität von 2,6 GW erreicht wurde.

(258) Von den verschiedenen Maßnahmen des Vereinigten Königreichs zur Förderung der Laststeuerung nach Randnummer (224) Buchstabe b der Leitlinien wurden nur die Übergangsauktionen von einigen Beteiligten als unzureichend für die Förderung der Teilnahme an der Laststeuerung kritisiert (siehe Erwägung 128 Buchstabe d). Die Kommission nimmt die in Erwägungsgrund 170 dargelegten Argumente des Vereinigten Königreichs sowie die in Erwägungsgrund 126 dargelegten Stellungnahmen anderer Beteiligter zur Kenntnis. Die Kommission ist insbesondere der Ansicht, dass Übergangsauktionen darauf ausgerichtet waren, die DSR dadurch zu fördern, dass nahezu alle anderen Arten von Kapazitäten ausgeschlossen werden. Bezeichnenderweise wurden diese Auktionen zu höheren Preisen als die regulären Kapazitätsmarktauktionen abgeschlossen.

([60]) In Ofgems „State of the Energy Market Report" von 2019 heißt es: „Der Kapazitätsmarkt hat dazu beigetragen, höhere Tagesmargen für den Winter 2018/19 als in den Vorjahren zu erreichen, und er hat durch die Erhöhung der Systemkapazität die Preise für die Cash-Out-Preise weiterhin gesenkt und stabilisiert". In ihrem in Erwägungsgrund 21 erwähnten Abschlussbericht schreibt Ofgem außerdem: „Im ersten vollen Betriebsjahr des Kapazitätsmarktes (2017/18) gab es höhere tägliche Winterkapazitätsmargen als im Winter 2016/17. *Dies deutet darauf hin, dass der Kapazitätsmarkt bisher wirksam zur Verbesserung der Kapazitätsmargen beigetragen hat*. Dies geschah durch eine Kombination aus der Reduzierung des Schlusskurses der bestehenden Kapazitäten und der Förderung von Investitionen in neue Kapazitäten."

([61]) Die CBR besteht aus der Zusätzlichen Ausgleichsreserve (Supplemental Balancing Reserve -SBR), in deren Rahmen bestehende Kraftwerke außerhalb des Marktes von National Grid mit der Erzeugung von zusätzlichen Kapazitäten beauftragt wurden und der Laststeuerungsausgleichsreserve (Demand Side Balancing Reserve — DSBR) bei der Unternehmen von National Grid mit der Reduzierung ihrer Stromverbrauchszeiten bei Spitzennachfrage beauftragt wurden. Nach Angaben von Ofgem beispielsweise „[beschaffte] sich National Grid … z. B. 2016/17 rund 3,5 GW an CBR und somit hätte die Marge ohne die Inanspruchnahme dieses zusätzlichen Beschaffungsinstruments tatsächlich nur wenig mehr als null betragen".

(259) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt nach den Abschnitten 3.9.1 und 3.9.2 der Leitlinien zu einem klar definierten Ziel von gemeinsamem Interesse beiträgt und notwendig ist.

6.2. **Geeignetheit der Maßnahme**

(260) Abschnitt 3.9.3 der Leitlinien legt die Voraussetzungen für die Beurteilung fest, ob eine Maßnahme ein geeignetes Instrument zur Verwirklichung des Ziels von gemeinsamem Interesse ist.

6.2.1. *Wahl des Instruments*

(261) Wie in den Erwägungsgründen 129 und 171 erwähnt, erklärten einige Beteiligte, dass eine strategische Reserve besser geeignet als ein marktweiter Kapazitätsmarkt sei, um das Problem einer angemessenen Stromerzeugung im Vereinigten Königreich anzugehen. Dagegen vertrat das Vereinigte Königreich die Auffassung, dass eine strategische Reserve das zugrunde liegende Marktversagen nicht beheben würde (siehe Erwägungsgründe 171 und 172).

(262) Wie im Abschlussbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen dargelegt ([62]), ist ein langfristiges Eingreifen nicht erforderlich, wenn die Bewertungen der Angemessenheit zeigen und die politischen Entscheidungsträger davon überzeugt sind, dass der Markt langfristig reformiert werden kann, um genügend Investitionsanreize zu setzen, und genügend Kapazität zur Verfügung steht, um bis zu diesem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zudem können Maßnahmen erforderlich sein, die verhindern, dass bestehende Kapazitäten vorzeitig außer Betrieb genommen werden. Unter solchen Umständen dürfte eine strategische Reserve die am besten geeignete Lösung sein, da sie dazu beitragen kann, die Menge der bestehenden Kapazitäten, die aus dem Markt ausscheiden, zu kontrollieren. Werden langfristige Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit festgestellt, ist davon auszugehen, dass es sich bei dem am besten geeigneten Kapazitätsmechanismus um eine mengenbasierte, marktweite Regelung handelt.

(263) Eine strategische Reserve würde das für neue Erzeugungsanlagen ermittelte Investitionsproblem nicht lösen. Im Gegensatz dazu sind marktweite Kapazitätsmechanismen wirksamer, um Investitionen zur Lösung längerfristiger Probleme bei der Angemessenheit zu fördern.

(264) Der Kapazitätsmarkt wurde konzipiert, um die laufenden Marktentwicklungen zu unterstützen und zu ergänzen und im Einklang mit dem Energiebinnenmarkt und der Energiepolitik der Union zu stehen, insbesondere durch die Entwicklung einer aktiven Laststeuerung, einen verstärkten Wettbewerb und Investitionen in Verbindungskapazitäten.

(265) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Wahl des Instruments geeignet ist, das zugrunde liegende Marktversagen zu beheben, das langfristige Investitionen behindert.

6.2.2. *Vergütung ausschließlich für die Bereitstellung von Kapazitäten*

(266) Im Einleitungsbeschluss gelangte die Kommission zu der vorläufigen Auffassung, dass die Maßnahme eine Vergütung für die Kapazitätsbereitstellung darstellt. Dennoch hatten einige Beteiligte, wie in den Erwägungsgründen 130 bis 132 des vorliegenden Beschlusses erläutert, Bedenken hinsichtlich dieser Frage.

(267) Was die von den Beteiligten geäußerte Besorgnis über die Notifizierungsmodalitäten für eine hohe Systembelastung anbelangt (siehe Erwägungsgrund 130), ist die Kommission der Ansicht, dass die Einführung eines Dispatch-Mechanismus die Marktsignale beeinträchtigen könnte und daher als nicht mit Randnummer (225) der Leitlinien vereinbar gelten könnte.

(268) Hinsichtlich der vorgeschlagenen Verschärfung der Sanktionsregelung (siehe Erwägungsgründe 131 und 174) sowie der von den Beteiligten geäußerten Bedenken hinsichtlich des Modells der „gelieferten Energie“ des Kapazitätsmarktes (siehe Erwägungsgründe 132 und 175) ist anzumerken, dass die Begünstigten Ausgleichszahlungen für die bereitgestellten Kapazitäten (GBP/MW) und nicht für die gelieferte Energie (GBP/MWh) erhalten. Dies steht im Einklang mit Randnummer (225) der Leitlinien. Die Kommission stellt jedoch fest, dass der Kapazitätsmarkt einem Modell der „gelieferten Energie“ folgt (siehe Abschnitt 2.6), wonach Kapazitätsanbieter mit Sanktionen belegt werden können, wenn sie hohen Systembelastungen physisch nicht in der Lage sind, Energie zu liefern, unabhängig von den Signalen des Großhandelsmarktes. Nach Auffassung der Kommission ist es in erster Linie die Aufgabe der Marktkopplung (sowohl für den Day-Ahead- als auch für den Intraday-Markt) und der Ausgleichsmärkte, eine effiziente Nutzung der dem System zur Verfügung stehenden Ressourcen zu gewährleisten, auch über Verbindungsleitungen. Ein Modell der „gelieferten Energie“ kann dies untergraben, da es dazu führen kann, dass Kapazitätsanbieter, um Sanktionen zu vermeiden, auch dann Kraftwerke einsetzen, wenn es auf der Grundlage der Marktpreise allein nicht rentabel ist. Im Rahmen des Kapazitätsmarktes ist es in der Praxis jedoch sehr unwahrscheinlich, dass zu Dispatch-Verzerrungen kommt, da die hohe Systembelastung mit Bezug auf Ultima-Ratio-Maßnahmen von National Grid definiert wird, sobald der Markt nicht in der Lage ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

([62]) Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, SWD(2016) 385 final.

(269) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass mit dem Kapazitätsmarkt eine reine Kapazitätsbereitstellung gemäß den Bestimmungen in Abschnitt 3.9.3 der Leitlinien vergütet wird.

6.2.3. *Offenheit der Maßnahme für alle relevanten Kapazitätsanbieter*

6.2.3.1. Mögliche Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern wegen des Fehlens zeitgebundener Liefervereinbarungen

(270) Obwohl die Kommission diese Frage im Einleitungsbeschluss nicht ausdrücklich angesprochen hat, bringen einige Beteiligte vor, dass der Kapazitätsmarkt zur Vermeidung einer Diskriminierung von Laststeuerungsbetreibern Vereinbarungen anbieten sollte, die eine zeitgebundene Lieferung vorsehen (siehe Begründung 133).

(271) Auf der Grundlage der vom Vereinigten Königreich vorgelegten und in Erwägungsgrund 176 zusammengefassten Belege ist die Kommission der Ansicht, dass das Fehlen von zeitgebundenen Liefervereinbarungen keine Diskriminierung darstellt. Insbesondere der Umstand, dass sich nur eine von 89 Kapazitätsmarkteinheiten für die zeitgebundene Liefervereinbarung entschieden hat, zeigt, dass die aktuellen Vereinbarungen kein Hindernis für die Teilnahme von Laststeuerungsanbietern darstellen.

6.2.3.2. Unterschiede bei den anwendbaren Laufzeiten von Verträgen

(272) In seinem Urteil stellte das Gericht fest, dass die unterschiedlichen Vertragslaufzeiten für Anbieter von nicht erzeugten Kapazitäten, insbesondere für Laststeuerungsbetreiber auf der einen Seite und für Stromerzeuger auf der anderen Seite, darauf hindeuten könnten, dass die Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt hätte haben müssen. Die Kommission hat daher geprüft, ob die Anbieter von Laststeuerung aufgrund des Fehlens längerfristiger Kapazitätsvereinbarungen für Laststeuerungsbetreiber die Möglichkeit haben, sich am Kapazitätsmarkt zu beteiligen.

(273) Gemäß Randnummer (226) der Leitlinien müssen zwei miteinander konkurrierende Ziele in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen: einerseits die Offenheit des Mechanismus für alle Arten von Kapazitäten und andererseits die Notwendigkeit, Anreize sowohl für bestehende als auch für neue Kapazitäten zu schaffen.

(274) Wie im Einleitungsbeschluss dargelegt, ist die Kommission einerseits der Auffassung, dass Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr bei hohen Kapitalausgaben und Schwierigkeiten bei der Finanzierungssicherung gerechtfertigt sein können, um so wettbewerbsfähige Markteintritte zu fördern. Wie vom Vereinigten Königreich erläutert (siehe Erwägungsgrund 177), gilt dies insbesondere für die Errichtung neuer Stromerzeugungsanlagen. Abgesehen von allgemeinen Vorschlägen, die für kürzere Vertragslaufzeiten plädieren (siehe Erwägungsgrund 136, Ziffern i, ii und iii), hat die Kommission keine Stellungnahmen erhalten, die die Bedeutung längerfristiger Verträge (bis zu 15 Jahren) bei der Schaffung von Anreizen für die Schaffung neuer Kapazitäten gemäß Randnummer (226) der Leitlinien anzweifeln. Insbesondere hält die Kommission die Verwendung von CAPEX-Schwellen zur Bestimmung der Förderfähigkeit eines längerfristigen Vertrags für geeignet, da sie einen guten Hinweis auf die Schwierigkeit der Finanzierungsbeschaffung gibt: Je höher der Investitionsbetrag, desto schwieriger ist die Finanzierungssicherung. Andererseits ist die Kommission der Ansicht, dass der Ausschluss von nicht auf Erzeugung basierenden Kapazitäten vom Zugang zu längerfristigen Verträgen nicht diskriminierend war, da bestehende Anlagen und Laststeuerung angesichts ihres geringeren Investitionsbedarfs (der auf eine geringere Bedeutung der Finanzierungssicherheit hindeutet) keine längeren Verträge benötigen, um eine Finanzierung zu erhalten. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass kürzere Verträge für bestehende Erzeugungsanlagen oder Laststeuerungsanbieter nicht mit Wettbewerbsnachteilen gegenüber neuen Erzeugungsanlagen verbunden waren. Auf diese Weise wurde ein angemessenes Gleichgewicht zwischen den beiden in Erwägungsgrund 273 genannten konkurrierenden Zielen gefunden.

(275) Nach Ansicht der Kommission gibt es mehrere Hinweise darauf, dass die Unterschiede bei der Vertragslaufzeit in der Praxis nicht zu einer Diskriminierung von Laststeuerungsbetreibern geführt haben. Erstens deuten die Auktionsergebnisse nicht darauf hin, dass der unterschiedliche Zugang zu langfristigen Vereinbarungen in der Praxis zu einer Verzerrung der bisherigen Auktionsergebnisse geführt hat. Im Gegenteil, die Leistung der Laststeuerung ist vergleichbar mit der (und regelmäßig besser als die) neu errichteter Erzeugungsanlagen (siehe Erwägungsgrund 179). Zweitens hat die Kommission keine Beweise dafür gefunden, dass ein Laststeuerungsbetreiber die CAPEX-Schwelle für längerfristige Verträge erreicht hat, aber nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen konnte. Drittens waren die von den Beteiligten vorgelegten Schätzungen der tatsächlichen Investitionen von Laststeuerungsanbietern sehr niedrig, einige Beteiligte, die als Laststeuerungsbetreiber tätig sind, schätzten, dass die Investitionen in Laststeuerung deutlich unter den Schwellenwerten lagen und sogar gegen null tendierten (siehe Erwägungsgrund 135). Die in der zweiten Übergangsauktionen ermittelte CAPEX der Laststeuerungsanbieter betrug im Durchschnitt 0,15 GBP/kW (siehe Erwägungsgrund 178). Viertens können Laststeuerungsbetreiber mit verbraucherseitiger Erzeugung (d. h. 60-70 % der aktiv am Flexibilitätsmarkt teilnehmenden Laststeuerungsbetreiber) Zugang zu längerfristigen Verträgen haben, wenn sie als Erzeuger an der Auktion teilnehmen (siehe Erwägungsgrund 135 und 178). Fünftens wurden die CAPEX-Schwellen für die Auktionen regelmäßig aktualisiert (siehe Erwägungsgrund 75).

(276) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Unterschiede in den anwendbaren Vertragslaufzeiten in der Vergangenheit in der Praxis nicht zu einer Diskriminierung der Betreiber von Laststeuerung geführt haben.

(277) Die derzeitige Situation, in der der Zugang zu längerfristigen Verträgen auf Stromerzeuger beschränkt ist, hat nicht zu einer diskriminierenden Behandlung geführt. Trotz alledem nimmt die Beteiligung von Laststeuerungsanbietern an den Kapazitätsmarktauktionen zu (vgl. Tabelle 2) und es ist nicht auszuschließen, dass Laststeuerungsanbieter in Zukunft die den Schwellenwerten entsprechenden CAPEX-Werte erreichen. Um sicherzustellen, dass in Zukunft keine Kapazität, die diese Schwellenwerte erreicht, aufgrund der Kapazitätsart daran gehindert wird, längerfristige Vereinbarungen abzuschließen begrüßt die Kommission die Zusagen des Vereinigten Königreichs, i) alle Arten von Kapazitäten (mit Ausnahme von Verbindungsleitungen) für die Präqualifikation zur Abgabe von Geboten für die verschiedenen verfügbaren Vertragslängen zuzulassen, sollten sie nachweisen können, dass sie die in Erwägungsgrund 75 beschriebenen CAPEX-Schwellen erreichen, und ii) diese Investitionsschwellenwerte zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie geeignet bleiben (siehe Erwägungsgrund 182). Diese Änderung stünde im Einklang mit dem in Erwägungsgrund 21 erwähnten Bericht des Wissenschafts- und Technologieausschusses des britischen Unterhauses, in dem empfohlen wird, dass Versorger, die keinen Strom erzeugen, genau wie neue Erzeugungsanlagen für Verträge mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren Gebote abgeben können.

6.2.3.3. Begrenzte Garantie für das Volumen in der Auktion T-1

(278) Wie in den Erwägungsgründen 161 bis 163 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, hat sich die Kommission um Klärung der Rechtslage sowie der Frage der praktischen Umsetzung und der Anreizwirkung der T-1-Auktionen bemüht, insbesondere in Bezug auf die Kapazitätsmarkteinheiten der Laststeuerungsanbieter, da die T-1-Auktion für diese einen besserer Weg für den Markteintritt ist.

(279) Hinsichtlich der Rechtslage von zurückliegenden T-1-Auktionen erinnert die Kommission daran, dass sich die britischen Behörden 2014 verpflichtet haben, in T-1-Auktionen mindestens 50 % der vier Jahre zuvor reservierten Kapazität zu beschaffen. Diese Verpflichtung ist auf der Grundlage des Beschlusses von 2014 verbindlich. Es war damals die Verpflichtung des Vereinigten Königreichs, die in den nationalen Rechtsvorschriften genehmigte Maßnahme, einschließlich der entsprechenden Verpflichtungen, umzusetzen und dem Beschluss der Kommission in jeder Hinsicht nachzukommen ([63]).

(280) Die Kommission stellt auch fest, dass, wie in Erwägungsgrund 162 des Einleitungsbeschlusses dargelegt und wie in Tabelle 3 und Erwägungsgrund 63 des vorliegenden Beschlusses beschrieben, seit 2014 die zu sichernde Zielkapazität und der tatsächlich bei der T-1-Auktion gesicherte Betrag immer die ursprünglich in der T-4-Phase „reservierte“ Kapazität überschritten haben.

(281) Die Kommission räumt ein, dass der Minister, wie in Erwägungsgrund 162 des Einleitungsbeschlusses erwähnt und von einigen Beteiligten hervorgehoben (siehe Erwägungsgrund 138), beschließen kann, keine T-1-Auktionen durchzuführen. Dessen ungeachtet können, wie von anderen Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 139) und dem Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgrund 186) erwähnt, sowohl T-4- als auch T-1-Auktionen vom Minister verschoben oder abgesagt werden: Daher liegt keine besondere Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern vor. Darüber hinaus wurde mit Ausnahme der Auktionen nach dem Urteil des Gerichts, als das Vereinigte Königreich den Kapazitätsmarkt als Ganzes aussetzte, in der Praxis keine der Auktionen abgesagt.

(282) Was das Volumen der zu reservierenden Kapazität betrifft, so stimmt die Kommission den Stellungsnahmen einiger Beteiligten und des Vereinigten Königreichs zu, die auf das Gleichgewicht zwischen der Notwendigkeit, durch T-1-Auktionen einen Markteintritt für Laststeuerungsanbieter zu ermöglichen, und der Notwendigkeit, eine Überversorgung oder übergroße, nicht wettbewerbsfähige Auktionen zu vermeiden, hinweisen. Angesichts der hohen und zunehmenden Beteiligung der Laststeuerungsanbieter an den T-4-Auktionen (siehe Tabelle 1) hat das letztgenannte Risiko an Bedeutung gewonnen. Sinkt der Kapazitätsbedarf zwischen der T-4-Auktion und der T-1-Auktion, wird das Ziel nach unten korrigiert, um ein solches Risiko zu vermeiden. Diese Flexibilität ist ebenso erforderlich, um die Vereinbarkeit mit den Randnummern (231) und (232) Buchstabe c der Leitlinien sicherzustellen. Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die derzeitige Reservierungsmethode, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, geeignet ist.

(283) Einige Beteiligte schlugen die Abschaffung von T-4-Auktionen oder die Organisation zusätzlicher wöchentlicher Auktionen oder T-2-Auktionen vor. Die Organisation von T-4-Auktionen ist jedoch notwendig, um die Einhaltung von Randnummer (226) der Leitlinien sicherzustellen, d. h. eine ausreichende Vorlaufzeit für neue Investitionen zu schaffen. Die Kommission stimmt dem Argument des Vereinigten Königreichs zu (siehe Erwägungsgrund 188), dass T-2-Auktionen zusätzlich zu T-4- und T-1-Auktionen nicht notwendig sind. Darüber hinaus würden wöchentliche Auktionen nicht das angemessene langfristige Investitionssignal senden, das notwendig ist, um die Ziele des Kapazitätsmarktes zu erreichen.

([63]) Urteil des Gerichtshofs vom 13. Juni 2013, C-287/12 P, Ryanair/Kommission, ECLI:EU:C:2013:395, Rn. 67 und 68

(284) Um die Rechtssicherheit der Teilnehmer an den Auktionen zu erhöhen, begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 187 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs, i) in den T-1-Auktionen wenigstens 50 % der vier Jahre zuvor als Teil des Parametrierungsprozesses für die T-4-Auktion mit demselben Lieferjahr reservierten Kapazität zu beschaffen und ii) weiterhin, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, die Reservierungsmethode auf Grundlage eines Konfidenzintervalls von 95 % anzuwenden, um das Mindestvolumen der Kapazität zu bestimmen, das für die T-1-Auktion reserviert wird.

6.2.3.4. Mindestschwelle für die Beteiligung

(285) Im Einleitungsbeschluss ersuchte die Kommission um Klarstellung zur Frage, ob die Mindestschwelle von 2 MW (wie in den Erwägungsgründen 30 und 31 beschrieben) ein Hindernis für den Eintritt neuer Betreiber von Laststeuerung in den Kapazitätsmarkt darstellen könnte. Während es den Laststeuerungsbetreibern zwar möglich ist, mehrere Standorte zu aggregieren, um den Mindestschwellenwert von 2 MW zu erreichen, sind sie jedoch verpflichtet, eine Bietungsgarantie für die gesamten 2 MW zu zahlen, auch wenn nur ein Teil dieses Volumens nicht zertifizierte Laststeuerungskapazität ist.

(286) Was die Höhe der Schwelle selbst betrifft, so ist die Kommission der Ansicht, dass 2014 2 MW verglichen mit den Beteiligungsschwellen bei anderen Maßnahmen des National Grid und bei Maßnahmen in anderen europäischen Ländern niedrig waren (siehe Begründung 189). Darüber hinaus gilt der von PJM verwendete Schwellenwert von 100 kW für kleinere regionale Einspeisungen und ist daher nicht vergleichbar (vgl. Erwägungsgrund 143). Wie in Erwägungsgrund 68 des vorliegenden Beschlusses erläutert, hat das Vereinigte Königreich außerdem eine niedrigere Teilnahmeschwelle für die zweite Übergangsauktion geprüft. Nur acht Kapazitätsmarkteinheiten mit einer Leistung von weniger als 2 MW qualifizierten sich und sicherten damit weniger als 3 % der in dieser Auktion versteigerten Gesamtkapazität. Hätten mehr kleinere Kapazitätsmarkteinheiten teilnehmen wollen, wäre bei den Auktionen eine Clusterbildung der Kapazitätsmarkteinheiten auf einem Niveau von 2 MW festzustellen gewesen, was jedoch nicht der Fall war (siehe Erwägungsgrund 189). Beide Elemente zeigen, dass es keine große Bereitschaft kleinerer Kapazitätsmarkteinheiten zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt gab.

(287) Was die Anforderung an die Bietungsgarantie betrifft, so teilt die Kommission die Auffassung, dass eine solche Anforderung nützlich ist, um die tatsächliche Einspeisung sicherzustellen und spekulative Projekte abzuschrecken, wie einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 144) und das Vereinigte Königreich (siehe Erwägungsgründe 40 und 42) dargelegt haben.

(288) Die Kommission hat geprüft, ob die Höhe der Bietungsgarantie als Eintrittsbarriere für neue Laststeuerungsbeteiligungen am Kapazitätsmarkt angesehen werden kann. Erstens stellte die Kommission in Erwägungsgrund 271 fest, dass der Mangel an Vereinbarungen für zeitlich gebundene Einspeisungskapazitäten für sich genommen keine Diskriminierung der Laststeuerung darstellt. Zweitens profitieren die neuen Laststeuerungsbetreiber, wie einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 145) und das Vereinigte Königreich (siehe Erwägungsgrund 190) erläutern, im Vergleich zu anderen Technologien am Kapazitätsmarkt von einer Reihe von Vorteilen. Insbesondere stellt die Kommission fest, dass die britische Regierung, wie in Erwägungsgrund 42 dargelegt, nach Konsultation im März 2016 die im Vorfeld der Auktion zu leistende Bietungsgarantie für neue Erzeugungsanlagen auf 10 000 GBP/MW erhöht hat. Gleichzeitig lag die Höhe der im Vorfeld zu leistenden Bietungsgarantie für nicht zertifizierte Laststeuerungsanbieter bei 5 000 GBP/MW, wodurch die Belastung relativ gesehen verringert wurde. Darüber hinaus müssen Laststeuerungsanbieter seit 2015 für eine nicht zertifizierte Laststeuerungseinheit nur noch einmal eine Bietungsgarantie leisten und können sich daher für mehrere aufeinanderfolgende Auktionen präqualifizieren, während sie die Bietungsgarantie nur einmal bereitstellen. Darüber hinaus müssen andere Elemente des Kapazitätsmarktes bei der Beurteilung berücksichtigt werden, ob ein Merkmal, in diesem Fall die verbindliche Bietungsgarantie, diskriminierend für die Laststeuerung ist oder nicht. Von den von Beteiligten genannten und in Erwägungsgrund 145 zusammengefassten Merkmalen werden Kündigungsgebühren als Beispiel für einen Fall genannt, in dem die Anforderungen an Laststeuerungsanbieter (bis zu 10 000 GBP/MW) niedriger sind als für Anbieter anderer Kapazitätsarten (bis zu 35 000 GBP/MW). Schließlich hat, wie vom Vereinigten Königreich erläutert (siehe Erwägungsgrund 192), die im Juni 2019 erfolgte Änderung der Regelung für die Neuzuweisung von Komponenten (siehe Erwägungsgrund 180) die Anwendung der vollen Höhe der Bietungsgarantie auf nicht zertifizierte Laststeuerungsbetreiber erheblich begrenzt (auch wenn die meisten ihrer Komponenten zertifiziert sind).

(289) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Mindestbeteiligungsschwelle von 2 MW, einschließlich der damit verbundenen Bietungsgarantie, in der Praxis bisher kein Hindernis für den Eintritt neuer Laststeuerungsbetreiber in den Kapazitätsmarkt darstellt. Wie das Vereinigte Königreich erklärte (siehe Erwägungsgrund 193), ändert sich die Marktrealität und es könnte in Zukunft einige Betreiber von Laststeuerung mit einer Kapazität weniger als 2 MW geben, die es vorziehen würden, ohne Aggregation an den Kapazitätsmarktauktionen teilzunehmen. Daher begrüßt die Kommission die Zusage des Vereinigten Königreichs, wie in Erwägungsgrund 193 beschrieben, die in den Erwägungsgründen 30 und 31 beschriebene Mindestbeteiligung am Kapazitätsmarkt für alle

Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, auf 1 MW zu reduzieren, sowie die Zusage des Vereinigten Königreichs, wie in Erwägungsgrund 193 beschrieben, diesen Schwellenwert im Oktober 2021 erneut zu prüfen, um zu untersuchen, ob eine weitere Senkung möglich ist.

6.2.3.5. Offenheit der Maßnahme für erneuerbare Energiequellen und neue Technologien

(290) In Randnummer (226) der Leitlinien heißt es, dass eine Maßnahme Betreibern, die substituierbare Technologien nutzen, offenstehen sollte. Erneuerbare Energiequellen können dazu beitragen, das Problem der Angemessenheit der Stromerzeugung anzugehen. Daher lehnt die Kommission den von einem Beteiligten geäußerten Vorschlag ab, diese Technologien nicht in den Kapazitätsmarkt aufzunehmen (siehe Erwägungsgrund 147). Wie in Abschnitt 2.3 erläutert, werden De-Rating-Faktoren verwendet, um das Risiko zu mindern, dass bei einer hohen Systembelastung ein Teil oder die gesamte Kapazität nicht als Reserve zur Verfügung steht. Die Methodik zur Bestimmung der De-Rating-Faktoren für Wind- und Sonnenenergie wurde von einem Gremium technischer Sachverständiger ([64]) gebilligt und führt zu Faktoren, die denen anderer Kapazitätsmärkte in der EU entsprechen ([65]). Daher ist die Kommission anders als einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 146) der Auffassung, dass die De-Rating-Faktoren geeignet sind.

(291) Obwohl die Kommission diese Frage im Einleitungsbeschluss nicht ausdrücklich angesprochen hat, bringen einige Beteiligte vor, dass der Ausschluss nicht subventionierter Technologien von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt nicht mit den Leitlinien vereinbar gewesen sei. Wie in Erwägungsgrund 146 erwähnt, erklärte ein Beteiligter, dass sein nicht subventionierter Windpark 2017 nicht zur T-4-Auktion zugelassen worden sei, während für die abgesagte T-4-Auktion 2018 (für das Lieferjahr 2022/2023) keine Möglichkeit zur Präqualifikation bestanden habe.

(292) Die Kommission ist der Ansicht, dass die in den Erwägungsgründen 32 und 33 beschriebenen Regeln geeignet sind, die Kumulierung staatlicher Beihilfen zu vermeiden. Dennoch sollten sie nicht zum Ausschluss von Kapazitätsanbietern führen, die keine solchen Beihilfen erhalten. Die Kommission nimmt die in Erwägungsgrund 195 genannten Argumente des Vereinigten Königreichs zur Kenntnis und erkennt an, dass das Vereinigte Königreich rasch tätig geworden ist. Die Kommission begrüßt das Inkrafttreten der neuen Kapazitätsmarktregeln im Juni 2019, die, wie in Erwägungsgrund 196 beschriebenen, die Beteiligung von Wind- und Fotovoltaiktechnologien am Kapazitätsmarkt ermöglichen. Diese Regeln gelten ab den für Januar 2020 geplanten T-1-, T-3- und T-4-Auktionen. Sie ermöglichen somit dem in Erwägungsgrund 291 genannten Betreiber des Windparks die Teilnahme an der bevorstehenden T-3-Auktion (Lieferjahr 2022/2023). Gleichzeitig stellt die Kommission fest, dass es nur einen Fall gibt, in dem ein Anbieter an keiner der Auktionen teilnehmen konnte, nämlich ein Windpark, der an der 2017 veranstalteten T-4-Auktion teilnehmen wollte, was aber nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf den gesamten Kapazitätsmarkt hatte.

(293) Die Investitionskosten für bestimmte Technologien sind in den letzten Jahren drastisch gesunken, sodass sie möglicherweise keine Unterstützung durch die in Erwägungsgrund 32 beschriebenen Maßnahmen mehr benötigen. Um daher künftig den Ausschluss von Kapazitätsanbietern zu vermeiden, die keine solche Beihilfe erhalten, wie in der in Erwägungsgrund 291 beschriebenen Situation, begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 197 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs, alle erforderlichen Regeln (z. B., aber nicht nur, De-Rating-Faktoren) zu entwickeln, um die wirksame Beteiligung aller neuen Kapazitätsarten, die wirksam zur Lösung des Problems einer angemessenen Stromerzeugung beitragen können, sicherzustellen, sobald diese Kapazitäten das Potenzial haben, zur Lösung des Problems der angemessenen Stromerzeugung beizutragen.

6.2.3.6. Beteiligung von Verbindungskapazität

(294) In Randnummer (226) der Leitlinien heißt es, dass bei einer Maßnahme auch berücksichtigt werden sollte, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden könnten, um ein etwaiges Kapazitätsproblem zu beheben.

(295) Im Einleitungsbeschluss erklärte die Kommission, dass das Vereinigte Königreich 2014 den Nachweis erbracht hat, dass es zu diesem Zeitpunkt nicht möglich war, ausländische Kapazitäten in den Kapazitätsmarkt aufzunehmen, ohne zusätzliche grenzüberschreitende Vereinbarungen zu verabschieden. Die Kommission ist sich bewusst, wie komplex es zu diesem Zeitpunkt war, die grenzüberschreitende Teilnahme am Kapazitätsmarkt wirksam zuzulassen. Stattdessen ermöglichte das Vereinigte Königreich Betreibern von Verbindungsleitungen ab der zweiten Auktion im Jahr 2015 direkt am Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Die Kommission hatte jedoch Zweifel, ob die grenzüberschreitende Beteiligung am Kapazitätsmarkt in Zukunft auf Verbindungsleitungen beschränkt bleiben sollte.

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

([65]) Die für die Präqualifikation für die anstehenden T-4-, T-3- und T-1-Auktionen verwendeten De-Rating-Faktoren (siehe Erwägungsgrund 18 Buchstabe d) sind folgende: bei Onshore-Windkraftanlagen zwischen 7,42 % und 8,98 %, bei Offshore-Windkraftanlagen zwischen 10,55 % und 14,45 %, bei Fotovoltaikanlagen zwischen 2,34 % und 3,22 %. Diese De-Rating-Faktoren sind mit denen in Irland (z. B. für die T-1-Kapazitätsauktion 2019/2020, siehe http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) und in Italien (siehe Beschluss C(2018) 617 final) vergleichbar.

(296) Nach Artikel 26 der Verordnung (EU) 2019/943, die ab dem 1. Januar 2020 in Kraft tritt, müssen Kapazitätsmechanismen für eine direkte grenzüberschreitende Beteiligung von Kapazitätsanbietern mit Sitz in einem anderen Mitgliedstaat offen sein. In diesem Zusammenhang begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 200 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs:

a) sich darum zu bemühen, die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, umzusetzen, unter der Voraussetzung, dass Kooperationsvereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern geschlossen werden, in denen sich die beteiligten Kapazitäten befindenund

b) auf jeden Fall die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an allen Auktionen zu gestatten, für die das Präqualifikationsverfahren beginnt, nachdem die in Artikel 26 Absatz 11 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt genannten Methoden, gemeinsamen Regeln und Bestimmungen durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) genehmigt und gemäß Artikel 27 der oben genannten Verordnung auf der Website der Behörde veröffentlicht wurden und anwendbar geworden sind.

(297) In Bezug auf die Stellungnahmen einiger Beteiligten zum Vergütungssystem mit Ober- und Untergrenze für Verbindungsleitungen (siehe Erwägungsgrund 149) vertritt die Kommission die Auffassung, dass diese Situation sich von den in den Erwägungsgründen 32 und 33 beschriebenen Situationen hinsichtlich der Kumulierung von Beihilfen unterscheidet. Wie vom Vereinigten Königreich in Erwägungsgrund 201 dargelegt, werden etwaige Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt berücksichtigt, bevor die Einnahmen der Verbindungsleitungen in Bezug auf die Ober- und Untergrenze bewertet werden. Ein Betreiber von Verbindungsleitungen würde daher eine Zahlung auf der Basis der Untergrenze nur erhalten, wenn der Gesamteinnahmen (einschließlich der Kapazitätsmarkteinnahmen) unter der Untergrenze liegen, während der Netzbetreiber bei Einnahmen über der Obergrenze an den Verbraucher zurückzahlen müsse. Daher unterscheidet sich das Vergütungssystem mit Ober- und Untergrenze von einer Stützungsmaßnahme, die eine Kumulierung von Beihilfen implizieren würde. Die Kommission ist daher nicht der Ansicht, dass Verbindungsleitungen auf dieser Grundlage von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt hätten ausgeschlossen werden müssen.

(298) Was die Stellungnahme des Beteiligten zum Ausschluss von Verbindungsleitungen aus der Anfang 2018 für das Lieferjahr 2018/2019 abgehaltenen T-1-Auktion betrifft (siehe Erwägungsgrund 150), nimmt die Kommission die Argumente des Vereinigten Königreichs in Erwägungsgrund 202 zur Kenntnis. Wie in den Erwägungsgründen 143 und 144 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, erkennt die Kommission insbesondere an, dass das Vereinigte Königreich seine Schätzung des Beitrags der Verbindungleitungen bei hoher Systembelastung aufgrund der Empfehlung des Gremiums technischer Sachverständiger nach oben korrigiert hat und Erwägungsgrund 124 des Beschlusses von 2014 respektiert. Ihr Nettobeitrag stieg von 0 GW auf 2,1 GW für das Lieferjahr 2018/2019 (siehe Erwägungsgrund 36). Daher hat das Vereinigte Königreich die Höhe der in dieser T-1-Auktion zu versteigernden Kapazität nach unten korrigiert. Um Betreibern von Verbindungsleitungen die Teilnahme an dieser T-1-Auktion zu ermöglichen, wäre jedoch eine Erhöhung des zu versteigernden Kapazitätsvolumens über die Markterwartungen aufgrund der Voraussetzungen der T-4-Auktion von 2014 hinaus erforderlich gewesen.

(299) Was die auf Verbindungsleitungen angewendeten De-Rating-Faktoren betrifft, so ist die Kommission der Ansicht, dass die auf einzelnen Netzbetreibern basierende Methodik nicht diskriminierend ist. Wie das Vereinigte Königreich in Erwägungsgrund 202 erläutert, ist dieser besondere Ansatz für Verbindungsleitungen gerechtfertigt, um dem erheblichen Grad an Vielfalt der Verbindungsleitungen und der verbundenen Märkte Rechnung zu tragen. Diese Vielfalt erfordert, dass National Grid für jedes Verbundland eine modellierte Spanne von De-Rating-Faktoren verwendet (unter Verwendung einer europaweiten stochastischen Modellierungsmethode). Darüber hinaus prüft das Gremium technischer Sachverständiger unabhängig, ob die De-Rating-Faktoren geeignet sind.

6.2.4. *Schlussfolgerung zur Geeignetheit der Maßnahme*

(300) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die in Abschnitt 3.9.3 der Leitlinien dargelegten Bestimmungen erfüllt.

6.3. **Anreizeffekt**

(301) Die Kommission hat geprüft, ob die Maßnahme einen Anreizeffekt hat, wie in Abschnitt 3.9.4 der Leitlinien gefordert, in dem auf die in Abschnitt 3.2.4 der Leitlinien festgelegten Bedingungen verwiesen wird. Ein Anreizeffekt liegt vor, wenn die Beihilfe den Begünstigten dazu veranlasst, sein Verhalten zu ändern, um das Funktionieren eines sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energiemarkts zu verbessern, und die Verhaltensänderung nicht ohne die Beihilfe erfolgen würde.

(302) In seiner Anmeldung von 2014 reichte das Vereinigte Königreich Schätzungen ein, aus denen hervorgeht, dass die Angemessenheit der Stromerzeugung, wie in Erwägungsgrund 100 und Abbildung 4 dargestellt, in einem kontrafaktischen Szenario ohne die Maßnahme bis 2018/2019 ein kritisches Niveau erreicht hätte. Mit anderen Worten, ohne die Maßnahme hätten die Kapazitätsanbieter nicht die erforderliche Kapazität bereitgestellt, um den vom Vereinigten Königreich festgelegten Zuverlässigkeitsstandard zu erfüllen und die bei hoher Systembelastung nötige Energie zu liefern. Wie in Erwägungsgrund 126 Buchstabe c dargelegt, bekräftigten einige Beteiligte die Bedeutung des Kapazitätsmarktes für die Förderung von Investitionen in neue Kapazitäten und die Aufrechterhaltung bestehender Kapazitäten.

(303) Ohne den Kapazitätsmarkt würde die erwartete Spanne der Lastunterdeckungserwartung in allen Jahren bis 2030 gegen den 3-Stunden-Zuverlässigkeitsstandard verstoßen. Daher bliebe das Problem einer angemessenen Stromerzeugung ohne den Kapazitätsmarkt bestehen.

(304) Das Ziel der Maßnahme besteht in diesem Fall darin, die Versorgungssicherheit durch die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten zu gewährleisten. Wie in Erwägungsgründen 302 und 303 dargelegt, gäbe es ohne den Kapazitätsmarkt keine ausreichende Kapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, da ein erheblicher Teil der Stromerzeugungsanlagen voraussichtlich nicht genügend Einnahmen aus dem Energy-Only-Markt erzielen würde, um ihre Kosten zu decken.

(305) Die Maßnahme hat daher einen Anreiz für die bestehenden Kapazitäten, auf dem Markt zu bleiben und in Zeiten knapper Ressourcen verfügbar zu sein, sowie für neue Kapazitäten, in den Markt einzutreten. Die Maßnahme schafft Anreize für neue und bestehende Marktteilnehmer, auf diese Weise einen Beitrag zum Ziel der Versorgungssicherheit zu leisten.

(306) Schließlich wird die Beihilfe gemäß Randnummer (52) der Leitlinien auf der Grundlage einer Ausschreibung gewährt. Das in Abschnitt 2.4 beschriebene Auktionsverfahren ist nicht diskriminierend, steht allen Arten von Kapazitätsanbietern offen und die Beihilfe wird auf der Grundlage des Clearingpreises gewährt. Darüber hinaus reicht die Zahl der Unternehmen aus und das Volumen ist bindend, sodass nicht alle Bieter Beihilfen erhalten (siehe z. B. Tabelle 1 und Tabelle 2).

(307) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt einen Anreizeffekt hat und die in Abschnitt 3.9.4 der Leitlinien dargelegten Bestimmungen erfüllt.

6.4. **Verhältnismäßigkeit der Maßnahme**

(308) Nach Abschnitt 3.9.5 der Leitlinien gilt eine Maßnahme als verhältnismäßig, wenn sie folgende Voraussetzungen erfüllt: i) Die Vergütung sollte so berechnet werden, dass die Beihilfeempfänger eine Rendite erzielen, die als angemessen betrachtet werden kann (eine Maßnahme, die als Ausschreibungsverfahren auf der Grundlage klarer, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien konzipiert ist, wird als Maßnahme angesehen, die unter normalen Umständen zu angemessenen Renditen führt), ii) die Maßnahme sollte Mechanismen beinhalten, mit denen sichergestellt werden kann, dass keine Zufallsgewinne anfallen, und iii) der Preis für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität geht automatisch gegen null, wenn davon auszugehen ist, dass die bereitgestellte Kapazität den Kapazitätsbedarf decken kann.

(309) In den Abschnitten 6.4.1 und 6.4.2 des vorliegenden Beschlusses wird geprüft, ob der Kapazitätsmarktes die erste Anforderung in Bezug auf die angemessene Rendite erfüllt.

(310) Hinsichtlich der zweiten Anforderung spiegelt ein marktweites Kapazitätsmarkt-Design das Ergebnis eines effizienten Energiemarkts wider. Die Auktion folgt dem „Pay-as-clear"-Modell, bei dem erfolgreiche Bieter den Clearingpreis erhalten. Die Zahlung des Clearingpreises ist eines der in der Definition des Begriffs „Ausschreibung" in Randnummer (43) der Leitlinien ausdrücklich genannten Verfahren und es wird davon ausgegangen, dass sie daher Mechanismen beinhaltet, die nach Randnummer (229) der Leitlinien zu einer angemessenen Rendite führen. Darüber hinaus tragen die folgenden Merkmale im Einklang mit Randnummer (230) der Leitlinien zur Minimierung des Risikos von Zufallsgewinnen bei: eine Gesamtpreisobergrenze von 75 GBP/kW, ein Gebotslimit für Preisnehmer von 25 GBP/kW und eine kurze Vertragslaufzeit für die meisten Kategorien von Kapazitätsanbietern. Das von einer interessierten Partei erwähnte niedrigere Niveau der Kapazitätszahlungen für bestehende Kapazitäten (siehe Randnummer 151) spiegelt nur die Unterschiede im Wert der Angemessenheit für die verschiedenen Jahre wider und stellt keine Zufallsgewinne dar. Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der britische Kapazitätsmarkt die Voraussetzung für die Vermeidung von Zufallsgewinnen erfüllt.

(311) Was die dritte Anforderung betrifft, den in Abschnitt 2.4 des vorliegenden Beschlusses beschriebenen wettbewerbsorientierten Charakter der Auktion, so wird erwartet, dass die Preise gegen null gehen, wenn gemäß Randnummer (231) der Leitlinien ein ausreichendes Angebot zur Deckung des Bedarfs besteht. In der Tat wurde festgestellt, dass das Clearing bei einigen Auktionen zu wesentlich niedrigeren Preisen als erwartet erfolgte, und insbesondere Preise bei der der 2019 veranstalteten T-1-Auktion, als der Clearingpreis 0,77 GBP/kW betrug, sogar gegen null ging (siehe Tabelle 7).

6.4.1. *Unterschiede bei den anwendbaren Laufzeiten von Verträgen*

(312) Ungeachtet der in der Vergangenheit in Abschnitt 6.2.3.2. dargelegten Anscheinszweifel ist die Kommission der Ansicht, dass die Unterschiede bei den anwendbaren Vertragslaufzeiten in der Praxis nicht zu einer Diskriminierung der Laststeuerungsbetreiber geführt haben. Insbesondere ist die Kommission der Ansicht, dass der Ausschluss von Kapazitäten, die keinen Strom erzeugen, vom Zugang zu längerfristigen Verträgen nicht diskriminierend war, da bestehende Erzeugungsanlagen und Laststeuerungsanbieter angesichts ihres geringeren Kapitalkostenbedarfs (der auf einen geringeren Bedarf an Finanzierungssicherung hindeutet) möglicherweise nicht wesentlich von längeren Verträgen profitieren. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass mit kürzeren Verträgen keine Wettbewerbsnachteile

für bestehende Stromerzeuger und Laststeuerungsanbieter gegenüber neuen Stromerzeugern verbunden waren. Abgesehen davon zeigen die eingegangenen Stellungnahmen, wie in Erwägungsgrund 275 erläutert, mehrere wichtige Elemente, die diese Analyse bestätigen. Daher erfüllt die Maßnahme die in Randnummer (229) der Leitlinien enthaltene Bedingung in Bezug auf Ausschreibungsverfahren, nach der solche Verfahren auf transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien beruhen müssen. Die Kommission stellt fest, dass die Verwendung von CAPEX-Schwellen ausreicht, um sicherzustellen, dass längerfristige Verträge nur für Kapazitäten zugänglich sind, deren Finanzierung möglicherweise schwierig ist. Daher begrüßt die Kommission die Zusage des Vereinigten Königreichs, alle Arten von Kapazitäten (mit Ausnahme von Verbindungsleitungen) für die Präqualifikation zur Abgabe von Geboten für Vereinbarungen mit den verschiedenen verfügbaren Laufzeiten zuzulassen, wenn sie nachweisen können, dass sie Investitionsschwellen erreichen, und diese CAPEX-Schwellen zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie geeignet bleiben (siehe Erwägungsgrund 182).

6.4.2. *Ausschluss langfristiger STOR*

(313) Im Einleitungsbeschluss vertrat die Kommission die Auffassung, dass der Ausschluss langfristiger Anbieter von STOR nicht diskriminierend war. Dieser Punkt wurde trotzdem von den Beteiligten (siehe Erwägungsgründe 153 und 154) und vom Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgründe 204 bis 210) während des förmlichen Prüfverfahrens angesprochen.

(314) Was den Ausschluss selbst anbelangt, ist die Kommission der Ansicht, dass das Vereinigte Königreich in der Vergangenheit zu Recht das Risiko von Zufallsgewinnen aus der Beteiligung an langfristigen STOR in Betracht gezogen hat. Auf der Grundlage der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Informationen schien dieses Risiko, wie auch von einem anderen Beteiligten erläutert, bedenkenswert (siehe Erwägungsgrund 153). Darüber hinaus ist die Kommission, wie im Einleitungsbeschluss und wiederum von einem Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 153) und dem Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgrund 207) erläutert, der Ansicht, dass die betreffenden Kraftwerke tatsächlich am Kapazitätsmarkt teilnehmen können, sofern sie ihren langfristigen Vertrag mit dem Systembetreiber aufgeben, wenn einen Zuschlag bei der Auktion erhalten. Darüber hinaus nimmt die Kommission die Entscheidung des Vereinigten Königreichs zur Kenntnis, die langfristige STOR-Regelung und das System des Kapazitätsmarkts ohne eine „Rückforderungsklausel" getrennt zu halten, eine Entscheidung, die derjenigen ähnlich ist, die die von Förderregelungen für erneuerbare Energien profitierenden Kapazitäten vom Kapazitätsmarkt ausschließt. Schließlich nimmt die Kommission zur Kenntnis, dass das Vereinigte Königreich beabsichtigt, den Ausschluss langfristiger Betreiber von STOR unter Berücksichtigung der verfügbaren neuen Marktinformationen erneut zu bewerten (siehe Erwägungsgrund 210): Bei dieser Neubewertung wird weiterhin das Risiko von Zufallsgewinnen berücksichtigt.

(315) Was den Ausschluss von vor 2014 in Betrieb genommenen Kraftwerken an der Möglichkeit zum Zugang zu längerfristigen Verträgen angeht, stimmt die Kommission den Argumenten des Vereinigten Königreichs in Erwägungsgrund 206 zu. Insbesondere gab es für Anlagen, die vor der ersten Kapazitätsmarktauktion in Betrieb genommen wurden, keine besonderen Hürden für die Teilhabe am Kapazitätsmarkt (z. B. durch Baufinanzierung) und es bestand daher kein Grund, sie für längerfristige Verträge zuzulassen.

6.4.3. *Methode zur Kostendeckung*

(316) Wie in Erwägungsgrund 187 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, muss die Kommission Randnummer (25) der Leitlinien berücksichtigen, wonach die Vereinbarkeit der Maßnahme ausschließlich auf der Grundlage der in Abschnitt 3.9.5 der Leitlinien festgelegten Kriterien bewertet werden darf. Insbesondere enthält dieser Abschnitt keinen Hinweis auf die Finanzierung von Maßnahmen für eine angemessene Stromerzeugung. Einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 159) und das Vereinigte Königreich (siehe Erwägungsgrund 211) unterstützen diese Auffassung. Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Verhältnismäßigkeit des britischen Kapazitätsmarktes, wie in den Erwägungsgründen 308 bis 315 erfolgt, nur aufgrund der Randnummern (228) bis (231) der Leitlinien bewertet werden muss.

(317) Auch wenn die Randnummer (27) Buchstabe e und Randnummer (69) der Leitlinien auf die vorliegende Maßnahme anwendbar wären, hält die Kommission die Kostendeckungsmethode für verhältnismäßig.

(318) Erstens vereint die Kostendeckungsmethodik, wie von einigen Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 156) und vom Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgrund 214) erläutert, das Interesse an der Aufrechterhaltung eines Anreizes zur Nachfragereduzierung mit der Notwendigkeit, die Unsicherheit der Versorger über ihren voraussichtlichen Kostenanteil zu verringern. Eine solche Unsicherheit würde zu einer Risikoprämie führen, die die Versorger an die Verbraucher weitergeben und damit die Stromkosten erhöhen würden.

(319) Zweitens kommt die Methodik der Kostendeckung ausschließlich den Laststeuerungsanbietern zugute, nicht den Stromerzeugern (da die Kosten auf der Seite des Verkaufs angesetzt werden). In jedem Fall stellt sie die Spitzennachfrage zusätzlich zu den bereits auf dem britischen Strommarkt bestehenden Anreizen zur Nachfragereduzierung in Rechnung, wenn man sie mit alternativen Methoden wie Pauschalgebühren oder allgemeiner Besteuerung vergleicht (siehe Randnummer 212). Wie vom Vereinigten Königreich erläutert (siehe Erwägungsgrund 215), basiert das Argument, dass die derzeitige Methodik als Laststeuerung nur die verbraucherseitige Erzeugung fördere, auf der Annahme, dass der Zeitraum von 16.00 bis 19.00 Uhr zu lang sei, um Kunden zu überzeugen, in dieser Zeit die Nachfrage regelmäßig zu reduzieren, und so von niedrigeren Kapazitätsmarktgebühren zu profitieren. Es ist jedoch nicht notwendig, die Nachfrage während des gesamten Leistungszeitraums zu reduzieren. Dies würde lediglich bedeuten, dass die Anbieter von Laststeuerung durch Abschalten nicht den vollen Nutzen daraus ziehen würden.

(320) Drittens würde, wie von den Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 157) und dem Vereinigten Königreich (siehe Erwägung 214) erläutert, die von anderen Beteiligten bevorzugte alternative Triadenmethode (siehe Erwägung 158) nicht unbedingt mit den Zeiten hoher Systembelastung in Einklang stehen und möglicherweise zu ineffizienten Dispatch-Entscheidungen führen. Es besteht daher kein Grund zu der Annahme, dass das vom Vereinigten Königreich angewandte Verfahren zur Kostendeckung weniger verhältnismäßig ist als andere mögliche Finanzierungsmethoden, insbesondere die Triadenmethode.

6.4.4. *Schlussfolgerung zur Angemessenheit der Maßnahme*

(321) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die in Abschnitt 3.9.5 der Leitlinien dargelegten Bestimmungen erfüllt.

6.5. **Vermeidung negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel**

(322) Abschnitt 3.9.6 der Leitlinien legt die Voraussetzungen für die Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel fest.

6.5.1. *Beteiligung von Stromerzeugern, die unterschiedliche Technologien einsetzen, und von Betreibern, die Maßnahmen mit gleichwertiger technischer Leistung anbieten*

(323) Wie in den Erwägungsgründen 30 und 31 dargelegt, ist der Kapazitätsmarkt offen für die Aggregierung sowohl von Nachfrage als auch Angebot gemäß Randnummer (232) Buchstabe a letzter Satz der Leitlinien.

(324) Wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, ist der Kapazitätsmarkt nach den ersten beiden Sätzen von Absatz (232) Buchstabe a der Leitlinien grundsätzlich offen für die Teilnahme von Stromerzeugern, die verschiedene Technologien einsetzen, und von Betreibern, die Maßnahmen mit gleichwertiger technischer Leistung anbieten, wie Laststeuerung, Verbindungsleitungen und Energiespeicherung. Dennoch bemühte sich die Kommission im Einleitungsbeschluss um eine Klarstellung in Bezug auf die Offenheit des Kapazitätsmarktes in Bezug auf einige seiner spezifischen Gestaltungsmerkmale.

6.5.1.1. Mögliche Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern wegen des Fehlens zeitgebundener Liefervereinbarungen

(325) Auf der Grundlage der vom Vereinigten Königreich vorgelegten und in Erwägungsgrund 176 zusammengefassten Belege ist die Kommission der Ansicht, dass das Fehlen von zeitgebundenen Liefervereinbarungen keine Diskriminierung darstellt. Insbesondere der Umstand, dass sich nur eine von 89 Kapazitätsmarkteinheiten für die zeitgebundene Einspeisungsvereinbarung entschieden hat, zeigt, dass die tatsächlichen Vereinbarungen kein Hindernis für die Teilnahme von Laststeuerungsanbietern darstellen.

6.5.1.2. Unterschiede bei den verfügbaren Vertragslaufzeiten

(326) Im Einleitungsbeschluss bat die Kommission um Klärung der möglicherweise diskriminierenden Behandlung von Laststeuerungskapazitäten gegenüber Erzeugungskapazität aufgrund unterschiedlicher Vertragslaufzeiten.

(327) Die Kommission ist zum einen der Auffassung, dass bei hohen Kapitalausgaben und Schwierigkeiten bei der Finanzierungssicherung Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr gerechtfertigt sein können, um so wettbewerbsfähige Eintritte in den Markt zu fördern. Dies gilt insbesondere für neu errichtete Erzeugungsanlagen. Abgesehen von allgemeinen Vorschlägen für kürzere Vertragslaufzeiten (siehe Erwägungsgrund 136 Punkt i), ii) und iii)) erhielt die Kommission keine Stellungnahmen, in denen die Relevanz längerfristiger Verträge (bis zu 15 Jahren) bei der Schaffung von Anreizen für neue Kapazitäten gemäß Randnummer (226) der Leitlinien bestritten wurde. Insbesondere hält die Kommission die Verwendung von CAPEX-Schwellen zur Bestimmung der Förderfähigkeit eines längerfristigen Vertrags für geeignet, da sie einen guten Hinweis auf die Schwierigkeit der Finanzierungsbeschaffung gibt. Zum anderen ist die Kommission der Auffassung, dass der Ausschluss von nicht auf Erzeugung basierenden Kapazitäten vom Zugang zu längerfristigen Verträgen nicht diskriminierend war, da bestehende Anlagen und Laststeuerung angesichts ihres geringeren Investitionsbedarfs (der auf eine geringere Bedeutung der Finanzierungssicherheit hindeutet) keine längeren Verträge benötigen, um eine Finanzierung zu erhalten. Die Kommission ist daher der Ansicht, dass mit kürzeren Verträgen keine Wettbewerbsnachteile für bestehende Stromerzeuger und Laststeuerungsanbieter gegenüber neuen Stromerzeugern verbunden waren.

(328) Die Kommission ist der Ansicht, dass die Unterschiede bei der Vertragslaufzeit in der Praxis nicht zu einer Diskriminierung von Laststeuerungsbetreibern geführt haben. Erstens deuten die Auktionsergebnisse nicht darauf hin, dass der unterschiedliche Zugang zu langfristigen Vereinbarungen in der Praxis zu einer Verzerrung der bisherigen Auktionsergebnisse geführt hat. Sie weisen vielmehr darauf hin, dass die Leistung der Laststeuerung vergleichbar mit der (und regelmäßig besser als die) Leistung neu errichteter Stromerzeugungsanlagen ist (siehe Erwägungsgrund 179). Zweitens hat die Kommission keinerlei Beweise dafür gefunden, dass ein Laststeuerungsbetreiber die CAPEX-Schwelle für langfristige Verträge erfüllt hat, aber nicht für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt

zugelassen wurde. Drittens waren die von den Beteiligten vorgelegten Schätzungen der tatsächlichen Investitionen von Laststeuerungsanbietern sehr niedrig, einige Beteiligte, die als Laststeuerungsbetreiber tätig sind, schätzten, dass die CAPEX bei Laststeuerung deutlich unter den Schwellenwerten lagen und sogar gegen null tendierten (siehe Erwägungsgrund 135). Die in der zweiten Übergangsauktionen ermittelte CAPEX der Laststeuerungsanbieter betrug im Durchschnitt 0,15 GBP/kW (siehe Erwägungsgrund 178). Viertens können Laststeuerungsbetreiber mit verbraucherseitiger Erzeugung (d. h. 60-70 % der aktiv am Flexibilitätsmarkt teilnehmenden Laststeuerung) Zugang zu längerfristigen Verträgen erhalten, wenn sie als Erzeuger an der Auktion teilnehmen. (siehe Erwägungsgrund 135 und 178). Fünftens wurden die CAPEX-Schwellen für die Auktionen regelmäßig aktualisiert (siehe Erwägungsgrund 75).

(329) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Unterschiede in den anwendbaren Vertragslaufzeiten in der Vergangenheit in der Praxis nicht zu einer Diskriminierung der Betreiber von Laststeuerung geführt haben. Die Kommission stellt fest, dass die Verwendung der CAPEX-Schwellen ausreicht, um sicherzustellen, dass längerfristige Verträge nur für Kapazitäten zugänglich sind, deren Finanzierung möglicherweise schwierig ist. Daher begrüßt die Kommission die Zusage des Vereinigten Königreichs, alle Arten von Kapazitäten (mit Ausnahme von Verbindungsleitungen) für die Präqualifikation zur Abgabe von Geboten für Vereinbarungen mit den verschiedenen verfügbaren Laufzeiten zuzulassen, wenn sie nachweisen können, dass sie die in Erwägungsgrund 75 genannten CAPEX-Schwellen erreichen, und diese Schwellen zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie geeignet bleiben (siehe Erwägungsgrund 182).

6.5.1.3. Begrenzte Garantie für das Volumen in der Auktion T-1

(330) Hinsichtlich der Rechtslage von zurückliegenden T-1-Auktionen erinnert die Kommission daran, dass sich die britischen Behörden 2014 verpflichtet haben, in T-1-Auktionen mindestens 50 % der vier Jahre zuvor reservierten Kapazitäten zu beschaffen. Diese Verpflichtung ist auf der Grundlage des Beschlusses von 2014 verbindlich. Es war damals die Verpflichtung des Vereinigten Königreichs, die in den nationalen Rechtsvorschriften genehmigte Maßnahme, einschließlich der entsprechenden Verpflichtungen, umzusetzen und dem Beschluss der Kommission in jeder Hinsicht nachzukommen ([66]).

(331) Die Kommission stellt auch fest, dass, wie in Erwägungsgrund 162 des Einleitungsbeschlusses dargelegt und wie in Tabelle 3 und Erwägungsgrund 63 des vorliegenden Beschlusses beschrieben, seit 2014 die zu sichernde Zielkapazität und der tatsächlich bei der T-1-Auktion gesicherte Betrag immer die ursprünglich in der T-4-Phase „reservierte“ Kapazität überschritten haben.

(332) Die Kommission räumt ein, dass der Minister, wie in Erwägungsgrund 162 des Einleitungsbeschlusses erwähnt und von einigen Beteiligten hervorgehoben (siehe Erwägungsgrund 138), beschließen kann, keine T-1-Auktionen durchzuführen. Dessen ungeachtet können, wie von anderen Beteiligten (siehe Erwägungsgrund 139) und dem Vereinigten Königreich (siehe Erwägungsgrund 186) erwähnt, sowohl T-4- als auch T-1-Auktionen vom Minister verschoben oder abgesagt werden: Daher liegt keine besondere Diskriminierung von Laststeuerungsanbietern vor. Darüber hinaus wurde mit Ausnahme der Auktionen nach dem Urteil des Gerichts, als das Vereinigte Königreich den Kapazitätsmarkt als Ganzes aussetzte, in der Praxis keine der Auktionen abgesagt.

(333) Was das Volumen der zu reservierenden Kapazität betrifft, so stimmt die Kommission den Stellungsnahmen einiger Beteiligten und des Vereinigten Königreichs zu, die auf das Gleichgewicht zwischen der Notwendigkeit, durch T-1-Auktionen einen Markteintritt für Laststeuerungsanbieter zu ermöglichen, und der Notwendigkeit, eine Überversorgung oder übergroße, nicht wettbewerbsfähige Auktionen zu vermeiden, hinweisen. Angesichts der hohen und zunehmenden Beteiligung von Laststeuerungsanbietern an den T-4-Auktionen (siehe Tabelle 1) hat das letztgenannte Risiko an Bedeutung gewonnen. Tatsächlich wird das Ziel nach unten korrigiert, um ein solches Risiko zu vermeiden, sollte der Kapazitätsbedarf zwischen der T-4-Auktion und der T-1-Auktion sinken. Diese Flexibilität ist ebenso erforderlich, um die Vereinbarkeit mit den Randnummern (231) und (232) Buchstabe c der Leitlinien sicherzustellen. Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die derzeitige Reservierungsmethode, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, geeignet ist.

(334) Einige Beteiligte schlugen die Abschaffung von T-4-Auktionen oder die Organisation zusätzlicher wöchentlicher Auktionen oder T-2-Auktionen vor. Die Organisation von T-4-Auktionen ist jedoch notwendig, um die Einhaltung von Randnummer (226) der Leitlinien sicherzustellen, d. h. eine ausreichende Vorlaufzeit für neue Investitionen einzuräumen. Die Kommission stimmt dem Argument des Vereinigten Königreichs zu (siehe Erwägungsgrund 188), dass T-2-Auktionen zusätzlich zu T-4- und T-1-Auktionen nicht notwendig sind. Darüber hinaus würden wöchentliche Auktionen nicht das angemessene langfristige Investitionssignal senden, das notwendig ist, um die Ziele des Kapazitätsmarktes zu erreichen.

([66]) Urteil des Gerichtshofs vom 13. Juni 2013, C-287/12 P, Ryanair/Kommission, ECLI:EU:C:2013:395, Rn. 67 und 68

(335) Um die Rechtssicherheit der Teilnehmer an den Auktionen zu erhöhen, begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 187 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs, i) in den T-1-Auktionen wenigstens 50 % der vier Jahre zuvor als Teil des Parametrierungsprozesses für die T-4-Auktion mit demselben Lieferjahr reservierten Kapazitäten zu beschaffen und ii) weiterhin, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, die Reservierungsmethode auf Grundlage eines Konfidenzintervalls von 95 % anzuwenden, um das Mindestvolumen der Kapazität zu bestimmen, das für die T-1-Auktion reserviert wird.

6.5.1.4. Mindestschwelle für die Beteiligung

(336) Im Einleitungsbeschluss ersuchte die Kommission um Klarstellung zur Frage, ob die Mindestschwelle von 2 MW (wie in den Erwägungsgründen 30 und 31 beschrieben) ein Hindernis für den Eintritt neuer Betreiber von Laststeuerung in den Kapazitätsmarkt darstellen könnte. Während es den Laststeuerungsbetreibern zwar möglich ist, mehrere Standorte zu aggregieren, um den Mindestschwellenwert von 2 MW zu erreichen, sind sie jedoch verpflichtet, eine Bietungsgarantie für die gesamten 2 MW zu zahlen, auch wenn nur ein Teil dieses Volumens nicht zertifizierte Laststeuerungskapazität ist.

(337) Was die Höhe der Schwelle selbst betrifft, so ist die Kommission der Ansicht, dass 2 MW im Jahr 2014, verglichen mit den Beteiligungsschwellen bei anderen von National Grid betriebenen Maßnahmen und bei Maßnahmen in anderen europäischen Ländern niedrig waren (siehe Erwägungsgrund 189). Darüber hinaus gilt der von PJM verwendete Schwellenwert von 100 kW für kleinere regionale Beschaffungen und ist daher nicht vergleichbar (siehe Erwägungsgrund (143)). Wie in Erwägungsgrund 68 des vorliegenden Beschlusses erläutert, hat das Vereinigte Königreich außerdem eine niedrigere Teilnahmeschwelle für die zweite Übergangsauktion geprüft. Nur acht Kapazitätsmarkteinheiten mit einer Leistung von weniger als 2 MW qualifizierten sich und sicherten damit weniger als 3 % der in dieser Auktion versteigerten Gesamtkapazität. Hätten mehr kleinere Kapazitätsmarkteinheiten teilnehmen wollen, wäre bei den Auktionen eine Clusterbildung der Kapazitätsmarkteinheiten auf einem Niveau von 2 MW festzustellen gewesen, was jedoch nicht der Fall war (siehe Erwägungsgrund 189). Beide Elemente zeigen, dass es kleinere Kapazitätsmarkteinheiten nicht unbedingt am Kapazitätsmarkt teilnehmen wollten.

(338) Was die Anforderung an die Bietungsgarantie betrifft, so teilt die Kommission die Auffassung, dass eine solche Anforderung nützlich ist, um die tatsächliche Einspeisung sicherzustellen und spekulative Projekte abzuschrecken, wie einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 144) und das Vereinigte Königreich (siehe Erwägungsgründe 40 und 42) dargelegt haben.

(339) Die Kommission hat geprüft, ob die Höhe der Bietungsgarantie als Eintrittsbarriere für neue Laststeuerungsbeteiligungen am Kapazitätsmarkt angesehen werden kann. Erstens stellte die Kommission in Erwägungsgrund 271 fest, dass der Mangel an Vereinbarungen für zeitlich gebundene Einspeisungskapazitäten für sich genommen keine Diskriminierung der Laststeuerung darstellt. Zweitens profitieren die neuen Laststeuerungsbetreiber, wie einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 145) und das Vereinigte Königreich (siehe Erwägungsgrund 190) erläutern, im Vergleich zu anderen Technologien am Kapazitätsmarkt von einer Reihe von Vorteilen. Insbesondere stellt die Kommission fest, dass die britische Regierung, wie in Erwägungsgrund 42 dargelegt, nach Konsultation im März 2016 die im Vorfeld der Auktion zu leistende Bietungsgarantie für neue Erzeugungsanlagen auf 10 000 GBP/MW erhöht hat. Gleichzeitig lag die Höhe der im Vorfeld zu leistenden Bietungsgarantie für nicht zertifizierte Laststeuerungsanbieter bei 5 000 GBP/MW, wodurch die Belastung relativ gesehen verringert wurde. Darüber hinaus müssen Laststeuerungsanbieter seit 2015 für eine nicht zertifizierte Laststeuerungseinheit nur noch einmal eine Bietungsgarantie leisten und können sich daher für mehrere aufeinanderfolgende Auktionen präqualifizieren, während sie die Bietungsgarantie nur einmal bereitstellen. Darüber hinaus müssen andere Merkmale des Kapazitätsmarktes bei der Beurteilung berücksichtigt werden, ob ein Merkmal, in diesem Fall die Notwendigkeit von Bietungsgarantien, diskriminierend für Laststeuerungsanbieter ist oder nicht. Von den von Beteiligten genannten und in Erwägungsgrund 145 zusammengefassten Merkmalen werden Kündigungsgebühren als Beispiel für einen Fall genannt, in dem die Anforderungen an Laststeuerungsanbieter (bis zu 10 000 GBP/MW) niedriger sind als für Anbieter anderer Kapazitätsarten (bis zu 35 000 GBP/MW). Schließlich hat, wie vom Vereinigten Königreich erläutert (siehe Erwägungsgrund 192), die im Juni 2019 erfolgte Änderung der Regelung für die Neuzuweisung von Komponenten (siehe Erwägungsgrund 180) die Anwendung der vollen Höhe der Bietungsgarantie auf nicht zertifizierte Laststeuerungsbetreiber erheblich begrenzt (auch wenn die meisten ihrer Komponenten zertifiziert sind).

(340) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Mindestbeteiligungsschwelle von 2 MW, einschließlich der damit verbundenen Bietungsgarantie, in der Praxis bisher kein Hindernis für den Eintritt neuer Laststeuerungsbetreiber in den Kapazitätsmarkt darstellt. Wie das Vereinigte Königreich erklärte (siehe Erwägungsgrund 193), ändert sich die Marktrealität und es könnte in Zukunft einige Betreiber von Laststeuerung mit einer Kapazität von weniger als 2 MW geben, die es vorziehen würden, ohne Aggregation an den Kapazitätsmarktauktionen teilzunehmen. Daher begrüßt die Kommission die Zusage des Vereinigten Königreichs, wie in Erwägungsgrund 193 beschrieben, die in den Erwägungsgründen 30 und 31 beschriebene Mindestbeteiligung am Kapazitätsmarkt für alle Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, auf 1 MW zu reduzieren, sowie die Zusage des Vereinigten Königreichs, wie in Erwägungsgrund 193 beschrieben, diesen Schwellenwert im Oktober 2021 erneut zu prüfen, um zu untersuchen, ob eine weitere Senkung möglich ist.

6.5.1.5. Offenheit der Maßnahme für erneuerbare Energiequellen und neue Technologien

(341) Erneuerbare Energiequellen können dazu beitragen, das Problem der Angemessenheit der Stromerzeugung anzugehen. Daher lehnt die Kommission den von einem Beteiligten geäußerten Vorschlag ab, diese Technologien nicht in Kapazitätsmarkt aufzunehmen (siehe Erwägungsgrund 147). Wie in Abschnitt 2.3 erläutert, werden De-Rating-Faktoren verwendet, um das Risiko zu mindern, dass bei einer hohen Systembelastung ein Teil oder die gesamte Kapazität nicht als Reserve zur Verfügung steht. Die Methodik zur Bestimmung der De-Rating-Faktoren für Wind- und Sonnenenergie wurde von einem Gremium technischer Sachverständiger ([67]) gebilligt und führt zu Faktoren, die denen anderer Kapazitätsmärkte in der EU entsprechen ([68]). Daher ist die Kommission anders als einige Beteiligte (siehe Erwägungsgrund 146) der Auffassung, dass die De-Rating-Faktoren geeignet sind.

(342) Obwohl die Kommission diese Frage im Einleitungsbeschluss nicht ausdrücklich angesprochen hat, bringen einige Beteiligte vor, dass der Ausschluss nicht subventionierter Technologien von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt nicht mit den Leitlinien vereinbar gewesen sei. Wie in Erwägungsgrund 146 erwähnt, erklärte ein Beteiligter, dass sein nicht subventionierter Windpark 2017 nicht zur T-4-Auktion zugelassen worden sei, während für die abgesagte T-4-Auktion 2018 (für das Lieferjahr 2022/2023) keine Möglichkeit zur Präqualifikation bestanden habe.

(343) Die Kommission ist der Ansicht, dass die in den Erwägungsgründen 32 und 33 beschriebenen Regeln geeignet sind, die Kumulierung staatlicher Beihilfen zu vermeiden. Dennoch sollten sie nicht zum Ausschluss von Kapazitätsanbietern führen, die keine solchen Beihilfen erhalten. Die Kommission nimmt die in Erwägungsgrund 195 genannten Argumente des Vereinigten Königreichs zur Kenntnis und erkennt an, dass das Vereinigte Königreich rasch tätig geworden ist. Die Kommission begrüßt das Inkrafttreten der neuen Kapazitätsmarktregeln im Juni 2019, die, wie in Erwägungsgrund 196 beschriebenen, die Beteiligung von Wind- und Fotovoltaiktechnologien am Kapazitätsmarkt ermöglichen. Diese Regeln gelten ab den für Januar 2020 geplanten T-1-, T-3- und T-4-Auktionen. Sie ermöglichen somit dem in Erwägungsgrund 291 genannten Betreiber des Windparks die Teilnahme an der bevorstehenden T-3-Auktion (Lieferjahr 2022/2023). Gleichzeitig stellt die Kommission fest, dass es nur einen Fall gibt, in dem ein Anbieter an keiner der Auktionen teilnehmen konnte, nämlich ein Windpark, der an der 2017 veranstalteten T-4-Auktion teilnehmen wollte, was aber nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf den gesamten Kapazitätsmarkt hatte.

(344) Die Investitionskosten für bestimmte Technologien sind in den letzten Jahren drastisch gesunken, sodass sie möglicherweise keine Unterstützung durch die in Erwägungsgrund 32 beschriebenen Maßnahmen mehr benötigen. Um daher künftig den Ausschluss von Kapazitätsanbietern zu vermeiden, die keine solche Beihilfe erhalten, wie in der in Erwägungsgrund 342 beschriebenen Situation, begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 197 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs, alle erforderlichen Regeln (z. B., aber nicht nur, De-Rating-Faktoren) zu entwickeln, um die wirksame Beteiligung aller neuen Kapazitätsarten, die wirksam zur Lösung des Problems einer angemessenen Stromerzeugung beitragen können, sicherzustellen, sobald diese Kapazitäten das Potenzial haben, zur Lösung des Problems der angemessenen Stromerzeugung beizutragen.

6.5.1.6. Schlussfolgerung

(345) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die Beteiligung von Stromerzeugern, die unterschiedliche Technologien einsetzen, und von Betreibern, die Maßnahmen mit gleichwertiger technischer Leistung anbieten, nach Randnummer (232) Buchstabe a der Leitlinien ermöglicht.

6.5.2. *Teilnahme von Betreibern aus anderen Mitgliedstaaten*

(346) Randnummer (232) Buchstabe b der Leitlinien regelt die Möglichkeit für Betreiber aus anderen Mitgliedstaaten, sich an einer Maßnahme zu beteiligen. Im Einleitungsbeschluss ersuchte die Kommission um Klarstellung, ob für künftig eine grenzüberschreitende Beteiligung am britischen Kapazitätsmarkt weiterhin auf Verbindungsleitungen beschränkt bleiben solle.

(347) Im Einleitungsbeschluss erklärte die Kommission, dass das Vereinigte Königreich 2014 den Nachweis erbracht hat, dass es zu diesem Zeitpunkt nicht möglich war, ausländische Kapazitäten in den Kapazitätsmarkt aufzunehmen, ohne zusätzliche grenzüberschreitende Vereinbarungen zu treffen. Die Kommission ist sich bewusst, wie komplex es zu diesem Zeitpunkt war, die grenzüberschreitende Teilnahme am Kapazitätsmarkt wirksam zuzulassen. Stattdessen ermöglichte es das Vereinigte Königreich Betreibern von Verbindungsleitungen, ab der zweiten Auktion im Jahr 2015 direkt am Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Die Kommission hatte jedoch Zweifel, ob die grenzüberschreitende Beteiligung am Kapazitätsmarkt in Zukunft auf Verbindungsleitungen beschränkt bleiben sollte.

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

([68]) Die für die Präqualifikation für die anstehenden T-4-, T-3- und T-1-Auktionen verwendeten De-Rating-Faktoren (siehe Erwägungsgrund 18 Buchstabe d) sind folgende: bei Onshore-Windkraftanlagen zwischen 7,42 % und 8,98 %, bei Offshore-Windkraftanlagen zwischen 10,55 % und 14,45 %, bei Fotovoltaikanlagen zwischen 2,34 % und 3,22 %. Diese De-Rating-Faktoren sind mit denen in Irland (z. B. für die T-1-Kapazitätsauktion 2019/2020, siehe http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction-Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) und in Italien (siehe Beschluss C(2018) 617 final) vergleichbar.

(348) Nach Artikel 26 der Verordnung (EU) 2019/943, die ab dem 1. Januar 2020 in Kraft tritt, müssen Kapazitätsmechanismen für eine direkte grenzüberschreitende Beteiligung von Kapazitätsanbietern mit Sitz in einem anderen Mitgliedstaat offen sein. In diesem Zusammenhang begrüßt die Kommission die in Erwägungsgrund 200 beschriebene Zusage des Vereinigten Königreichs:

a) sich darum zu bemühen, die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an Auktionen, deren Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, umzusetzen, unter der Voraussetzung, dass Kooperationsvereinbarungen mit den Betreibern von Verbindungsleitungen in den Nachbarländern geschlossen werden, in denen sich die beteiligten Kapazitäten befinden und

b) auf jeden Fall die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an allen Auktionen zu gestatten, für die das Präqualifikationsverfahren beginnt, nachdem die in Artikel 26 Absatz 11 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt genannten Methoden, gemeinsamen Regeln und Bestimmungen durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) genehmigt und gemäß Artikel 27 der oben genannten Verordnung auf der Website der Behörde veröffentlicht wurden und anwendbar geworden sind.

(349) In Randnummer (232) Buchstabe b der Leitlinien wird erläutert, dass die Beteiligung von Betreibern aus anderen Mitgliedstaaten erlaubt sein sollte, wenn eine solche Beteiligung physisch möglich ist, d. h., wenn die Kapazität den Mitgliedstaaten, die die Maßnahme durchführen, tatsächlich zur Verfügung gestellt werden kann. Daher ist die Vereinbarkeit des Kapazitätsmarktes auch noch gewährleistet, wenn die direkte Beteiligung von Auslandskapazitäten für eine bestimmte Auktion nicht möglich ist, da die letzte Schätzung der verfügbaren Verbindungskapazität in früheren Kapazitätsmarktauktionen für das jeweilige Lieferjahr bereits vollständig vertraglich vereinbart war.

(350) In Bezug auf die Stellungnahmen einiger Beteiligten zum Vergütungssystem mit Ober- und Untergrenze für Verbindungsleitungen (siehe Erwägungsgrund 149) vertritt die Kommission die Auffassung, dass diese Situation sich von den in den Erwägungsgründen 32 und 33 beschriebenen Situationen hinsichtlich der Kumulierung von Beihilfen unterscheidet. Wie vom Vereinigten Königreich in Erwägungsgrund 201 dargelegt, werden etwaige Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt berücksichtigt, bevor die Einnahmen der Verbindungsleitungen in Bezug auf die Ober- und Untergrenze bewertet werden. Eine Verbindungsleitung würde daher eine Zahlung auf der Basis der Untergrenze nur erhalten, wenn der Gesamteinnahmen (einschließlich der Kapazitätsmarkteinnahmen) unter der Untergrenze liegen, während der Netzbetreiber bei Einnahmen über der Obergrenze an den Verbraucher zurückzahlen müsse. Daher unterscheidet sich das Vergütungssystem mit Ober- und Untergrenze von einer Stützungsmaßnahme, die eine Kumulierung von Beihilfen implizieren würde. Die Kommission ist daher nicht der Ansicht, dass Verbindungsleitungen auf dieser Grundlage von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt hätten ausgeschlossen werden müssen.

(351) Was die Stellungnahme des Beteiligten zum Ausschluss von Verbindungsleitungen aus der Anfang 2018 für das Lieferjahr 2018/2019 abgehaltenen T-1-Auktion betrifft (siehe Erwägungsgrund 150), nimmt die Kommission die Argumente des Vereinigten Königreichs in Erwägungsgrund 202 zur Kenntnis. Wie in den Erwägungsgründen 143 und 144 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, erkennt die Kommission insbesondere an, dass das Vereinigte Königreich seine Schätzung des Beitrags der Verbindungleitungen bei hoher Systembelastung aufgrund der Empfehlung des Gremiums technischer Sachverständiger nach oben korrigiert hat und Erwägungsgrund 124 des Beschlusses von 2014 respektiert. Ihr Nettobeitrag stieg von 0 GW auf 2,1 GW für das Lieferjahr 2018/2019 (siehe Erwägungsgrund 36). In der Konsequenz hat das Vereinigte Königreich die Höhe der in dieser T-1-Auktion zu beschaffenden Kapazität nach unten korrigiert. Um Verbindungsleitungen die Teilnahme an dieser T-1-Auktion zu ermöglichen, wäre jedoch eine Erhöhung des zu versteigernden Kapazitätsvolumens über die Markterwartungen aufgrund der Voraussetzungen der T-4-Auktion von 2014 hinaus erforderlich gewesen.

(352) Was die auf Verbindungsleitungen angewendeten De-Rating-Faktoren betrifft, so ist die Kommission der Ansicht, dass die auf einzelnen Netzbetreibern basierende Methodik nicht diskriminierend ist. Wie das Vereinigte Königreich in Erwägungsgrund 202 erläutert, ist dieser besondere Ansatz für Verbindungsleitungen gerechtfertigt, um dem erheblichen Grad an Vielfalt der Verbindungsleitungen und der verbundenen Märkte Rechnung zu tragen. Diese Vielfalt erfordert, dass National Grid für jedes Verbundland eine modellierte Spanne von De-Rating-Faktoren verwendet (unter Verwendung einer europaweiten stochastischen Modellierungsmethode). Darüber hinaus prüft das Gremium technischer Sachverständiger unabhängig, ob die De-Rating-Faktoren geeignet sind.

(353) Was die Stellungnahme des Beteiligten zum Ausschluss von Verbindungsleitungen vom Zugang zu Kapazitätsverträgen, die für mehr als ein Jahr gelten (siehe Erwägungsgrund 150), betrifft, so stimmt die Kommission mit dem Vereinigten Königreich darin überein, dass die Vergabe langfristiger Verträge an Betreibern von Verbindungsleitungen nicht mit dem Standpunkt des Vereinigten Königreichs vereinbar sei, dass das Modell der Verbindungsleitungen eine kurzfristige Lösung sei (siehe Erwägungsgrund 202), bis eine direkte ausländische Beteiligung eingeführt werde. Soweit die Betreiber von Verbindungsleitungen aufgrund der Auktion Vereinbarungen abschlössen, stünde die betreffende Kapazität nicht für Importe von Kapazitätsanbietern aus Nachbarländern zu Verfügung. Eine direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten wäre daher nicht möglich.

(354) Die Kommission kommt ferner zu dem Schluss, dass die Gewährung des Zugangs von Betreibern von Verbindungsleitungen zu Kapazitätsvereinbarungen, die länger als ein Jahr dauern, im Widerspruch zu Randnummer (232) Buchstabe b der Leitlinien und insbesondere zu Fußnote 97 der Leitlinien stehen, nach denen die Regelungen aneinander angepasst werden sollten, wenn allgemeine Vorkehrungen getroffen werden, um die grenzübergreifende Mitwirkung an Regelungen zu erleichtern.

(355) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die Teilnahme von Betreibern aus anderen Mitgliedstaaten erlaubt und somit die Bestimmungen in Randnummer (232) Buchstabe b der Leitlinien erfüllt.

6.5.3. *Teilnahme einer ausreichenden Zahl von Betreibern zur Ermittlung eines wettbewerbsfähigen Preises für die Kapazität*

(356) Randnummer (232) Buchstabe c der Leitlinien befasst sich damit, dass einer ausreichend großen Zahl von Stromerzeugern die Beteiligung ermöglicht werden muss, um einen wettbewerbsbestimmten Preis für die Kapazität festsetzen zu können. Wie in Tabelle 7 dargestellt, war der Kapazitätspreis nicht überhöht und ist sogar von 19,40 GBP/kW in der T-4-Auktion von 2014 auf 8,40 GBP/kW in der T-4-Auktion von 2017 gesunken. Darüber hinaus ging der Kapazitätspreis bei den T-1-Auktionen ebenfalls stark zurück, und zwar von 6,00 GBP/kW im Jahr 2017 auf 0,77 GBP/kW in der unter Vorbehalt durchgeführten Auktion im Juni 2019.

(357) Bei der Kommission gingen keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten ein. Sie kommt daher zu dem Schluss, dass es genügend Kapazitäten gibt, um im Einklang mit Randnummer (232) Buchstabe c der Leitlinien einen wettbewerbsfähigen Preis für die Kapazität zu schaffen.

6.5.4. *Vermeidung negativer Auswirkungen auf den Binnenmarkt durch Regulierungsmaßnahmen*

(358) Wie in den Erwägungsgründen 110 bis 118 des vorliegenden Beschlusses dargelegt (siehe auch die Erwägungsgründe 102 bis 110 des Einleitungsbeschlusses), hat das Vereinigte Königreich eine Reihe von Reformen zur Verbesserung des Funktionierens der Strommärkte eingeführt.

(359) Die Kommission hat keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten erhalten und kommt auf der Grundlage der vorgenannten Argumente zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt des Vereinigten Königreichs negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt nach Absatz (232) Buchstabe d der Leitlinien vermeidet.

6.5.5. *Auswirkungen auf Anreize für Investitionen in Verbindungskapazitäten und Marktkopplung*

(360) Verbindungsleitungen konnten, wie in Erwägungsgrund 34 erläutert, seit der zweiten Auktion 2015 am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Der Kapazitätsmarkt hat daher zur Finanzierung von Verbindungsleitungen beigetragen. Wie aus Tabelle 2 hervorgeht, erhielten 2017 bei der T-4-Auktion 3 neue Verbindungsleitung-Kapazitätsmarkteinheiten einen Zuschlag.

(361) Wie im vorliegenden Beschluss und speziell in Erwägungsgrund 116 dargelegt, ist der Verbundgrad im Vereinigten Königreich von 4 % im Jahr 2014 auf 6 % der gesamten installierten Kapazität im Jahr 2019 gestiegen, insbesondere seit der NEMO-Link zwischen Großbritannien und Belgien am 31. Januar 2019 in Betrieb gegangen ist. Die Verbindungskapazität soll bis 2021 auf 9 % steigen ([69]). Darüber hinaus tragen die in Abschnitt 2.8.4 beschriebenen Maßnahmen zur wirksameren Marktkopplung bei.

(362) Bei der Kommission gingen keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten ein. Sie kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt im Einklang mit Randnummer (233) Buchstaben a und b der Leitlinien den Anreiz für Investitionen in Verbindungskapazität oder Marktkopplung nicht senkt.

6.5.6. *Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen vor der Einführung der Maßnahme*

(363) Im Einleitungsbeschluss teilte die Kommission mit, dass nach dem vom Vereinigten Königreich vorgelegten Modell die Einführung des Kapazitätsmarktes im Laufe der Zeit tendenziell zu einem Rückgang der Strompreise auf dem Energiemarkt führen wird. Die Tatsache, dass bestehende Stromerzeuger, die ihre Investitionsentscheidungen auf der Grundlage der prognostizierten Großhandelsenergiepreise getroffen haben, Zugang zum Kapazitätsmarkt haben und ihre Markterträge aufstocken können, bedeutet daher, dass ihre Investitionsentscheidungen in der Regel nicht untergraben werden. Darüber hinaus wurden Anlagen, deren Errichtung zwischen Mai 2012 und der ersten Auktion im Jahr 2014 begonnen wurde, als neue Anlagen eingestuft, um damit ihre Kaptalinvestitionen und ihre Erwartungen an die Einführung des Kapazitätsmarktes anzuerkennen.

(364) Wie bei jeder Änderung des Marktdesigns ist zu erwarten, dass einige der bestehenden Anlagen stärker betroffen sein können als andere. Insbesondere die Anlagen, die in jüngerer Zeit, aber vor Mai 2012 errichtet wurden und daher nicht in der Position sind, als „neu“ im Sinne des Kapazitätsmarktes eingestuft zu werden, dürften stärker durch die Einführung der Maßnahme betroffen sein. Mögliche negative Auswirkungen sollten jedoch dadurch begrenzt werden, dass jede Anlage Zugang zum Kapazitätsmarkt hat, und sie sollten durch die erheblichen Vorteile aufgewogen werden, die die Maßnahme für das Elektrizitätssystem bedeuten sollte, auch angesichts des klaren Preissignals, das der Kapazitätsmarkt im Verhältnis zur Kapazität liefern sollte. Ein solches Preissignal wäre ohne die Maßnahme nicht existent und müsste indirekt durch den Strompreis justiert werden.

([69]) Bei diesen Zahlen wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugungskapazität des Vereinigten Königreichs konstant bei 81,3 GW liegt.

(365) Bei der Kommission gingen keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten ein. Sie kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt im Einklang mit Randnummer (233) Buchstabe c der Leitlinien Investitionsentscheidungen, die der Einführung der Maßnahme vorausgehen, nicht untergräbt.

6.5.7. *Auswirkungen auf die Marktbeherrschung*

(366) Randnummer (232) Buchstabe d der Leitlinien behandelt die Verpflichtung, negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt zu vermeiden. Im Einleitungsbeschluss stellte die Kommission fest, dass längere Kapazitätsverträge für neue Investitionen neuen Marktteilnehmern die notwendige Finanzierung sicherstellen konnten. Dies würde auch dazu beitragen, der Gefahr einer Marktbeherrschung durch leichteren Markteintritt zu begegnen. Die Kommission stellte auch fest, dass das starke Preisfindungsmerkmal bei einer clearingpreisgebundenen „Holländischen Auktion" das Risiko der Ausübung von Marktmacht bei der Auktion verringert.

(367) Bei der Kommission gingen keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten ein. Sie kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die Marktbeherrschung im Sinne von Randnummer (232) Buchstabe d der Leitlinien nicht fördert.

6.5.8. *Bevorzugung von kohlenstoffarmen Technologien bei gleichwertigen technischen und wirtschaftlichen Parametern*

(368) Im Einleitungsbeschluss gab die Kommission eine Liste von Gründen an, aufgrund derer sie zur Auffassung kam, dass der Kapazitätsmarkt nach Randnummer (233) Buchstabe e der Leitlinien Erzeuger von Strom aus kohlenstoffarmen Technologien bei gleichwertigen technischen und wirtschaftlichen Parametern bevorzugt:

a) Die Maßnahme ist für kohlenstoffarme Stromerzeuger offen. Um die Kumulierung von Beihilfen und die daraus resultierende Überkompensation zu vermeiden, dürfen Erzeuger, wie in Erwägungsgründen 32 und 33 beschrieben, keine anderen Fördermaßnahmen erhalten.

b) Der Ausschreibungscharakter des Mechanismus lässt die Teilnehmer beim Verkauf ihres Stroms auf dem Markt die CO_2-Emissionskosten selbst tragen. Gleichwertige technische Merkmale und höhere CO_2-Emissionskosten werden daher die erwarteten Einnahmen auf dem Energiemarkt senken und den Kapazitätspreis erhöhen, den Erzeuger mit hohem Kohlenstoffanteil in der Auktion verlangen müssen, (siehe Erwägungsgrund 67), was ihre Erfolgsaussichten bei einer Auktion mindert ([70]).

c) Wie im Beschluss von 2014 (Erwägungsgrund 153) und im Einleitungsbeschluss (Erwägungsgrund 195) dargelegt, ist die Kommission der Ansicht, dass mit dem EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) verbundene CO_2-Emissionskosten allgemeine wirtschaftliche Parameter im Sinne von Randnummer (233) Buchstabe e der Leitlinien darstellen und daher nicht ausreichen, um nachzuweisen, dass eine Maßnahme eine besondere Präferenz für kohlenstoffarme Stromerzeuger darstellt. Die Kommission stellt jedoch fest, dass das Vereinigte Königreich im Jahr 2013 einen „Carbon Price Floor" (CPF) eingeführt hat, der für 2018/2019 und 2019/2020 auf 18 GBP/t CO_2 festgesetzt wurde. Dies führte zu einem höheren CO_2-Emissionspreis für Stromerzeuger als das EU-EHS allein. Nach Auffassung der Kommission hat die Interaktion der CPF mit dem oben beschriebenen Auktionsmechanismus daher eine entsprechende Wirkung wie sekundäre Auswahlkriterien (z. B. im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens, bei dem andere Kriterien als der Preis herangezogen werden), bei denen kohlenstoffarme Stromerzeuger im Fall gleichwertiger technischer und wirtschaftlicher Parameter bevorzugt werden.

(369) Wie in Erwägungsgrund 160 erwähnt, betonten einige Beteiligte, dass der Kapazitätsmarkt geändert werden müsse, um allgemein kohlenstoffarme Technologien zu fördern. Darüber hinaus hat der Wissenschafts- und Technologieausschuss des Unterhauses in dem in Erwägungsgrund 21 genannten Bericht vorgeschlagen, dass der Kapazitätsmarkt so weit wie möglich kohlenstoffarme Technologien unterstützen und einen Mindestanteil der Kapazitätsmarktfinanzierung für kohlenstoffarme Technologien vergeben müsse. Die Kommission geht davon aus, dass die vorgeschlagenen Änderungen am britischen Kapazitätsmarkt nicht notwendig sind, um die Leitlinien einzuhalten, da Randnummer (233) Buchstabe e der Leitlinien vorschreibt, dass der Kapazitätsmarkt nur bei gleichwertigen technischen und wirtschaftlichen Parametern kohlenstoffarmen Kapazitäten den Vorzug geben muss.

(370) In Bezug auf die Stellungnahmen der Beteiligten, denen zufolge der Kapazitätsmarkt die in der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten CO_2-Emissionsgrenzwerte einhalten müsste (siehe Erwägungsgrund 161), stellt die Kommission Folgendes fest:

a) In Bezug auf neue Kapazitäten ist am 18. Juli 2019, wie in Erwägung (217) erläutert, eine Änderung der Capacity Market Rule in Kraft getreten, um diese Begrenzung der CO_2-Emissionen für neu errichtete Kapazitäten, die sich für die Anfang 2020 stattfindenden Kapazitätsauktionen präqualifizieren wollen (einschließlich aller neu errichteten Anlagen die als nicht zertifizierte Laststeuerungsanlagen an der Auktion teilnehmen wollen), einzuführen.

([70]) Hilfsweise macht das Vereinigte Königreich geltend, dass, wenn zwei Projekte, deren Kohlenstoffintensität sich unterscheidet, gleiche Angebote abgeben, dies nur durch unterschiedliche technische und andere wirtschaftliche Merkmale erklärt werden könne.

b) Was die bestehende Kapazität betrifft, so hat sich das Vereinigte Königreich verpflichtet, die einschlägigen Bestimmungen der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten. Insbesondere wird es bis Ende 2020 regulatorische Änderungen vornehmen, um sicherzustellen, dass spätestens ab dem 1. Juli 2025 Erzeugungskapazitäten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der kommerziellen Produktion begonnen haben und mehr als 550 g CO_2 fossilen Ursprungs pro kWh und mehr als 350 kg CO_2 fossilen Ursprungs pro Jahr und installiertem kW elektrischer Leistung emittieren, keine Zahlungen oder Verpflichtungen für zukünftige Zahlungen im Rahmen des Kapazitätsmarktes erhalten (siehe Erwägungsgrund 218).

(371) Aufgrund dieser Erwägungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt im Einklang mit Randnummer (233) Buchstabe e der Leitlinien kohlenstoffarmen Technologien bei gleichwertigen technischen und wirtschaftlichen Parametern den Vorzug gibt.

6.5.9. *Schlussfolgerung zur Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel*

(372) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Kapazitätsmarkt die in Abschnitt 3.9.6 der Leitlinien dargelegten Bestimmungen erfüllt.

6.6. **Einhaltung von Artikel 30 und 110 AEUV**

(373) Im Einleitungsbeschluss gelangte die Kommission zu dem vorläufigen Schluss, dass mit dem Finanzierungsmechanismus der Maßnahme keine Beschränkungen eingeführt wurden, die gegen Artikel 30 oder 110 AEUV verstoßen.

(374) Wie in Erwägungsgrund 88 erläutert, werden die Zahlungen durch eine Umlage finanziert, die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen auferlegt wird (im Folgenden „Versorgergebühr“). Der Abrechnungsdienstleister berechnet und kassiert die aufgrund der Versorgergebühr zu leistenden Zahlungen. Das Vereinigte Königreich erklärt, dass die Versorgergebühr allen lizenzierten Versorgern auf der Grundlage der verkauften Strommengen in Bezug auf ihren Marktanteil auferlegt wird. Die Kommission ist jedoch der Auffassung, dass die Umlage einer Steuer auf den Stromverbrauch sehr ähnlich ist.

(375) In Bezug auf Artikel 30 und 110 AEUV ist es ständige Rechtsprechung, dass das Unionsrecht auf seinem derzeitigen Stand die einzelnen Mitgliedstaaten nicht in der Freiheit beschränkt, auf der Basis objektiver Kriterien, wie der Art der verwendeten Rohstoffe oder des angewandten Produktionsverfahrens, ein Steuersystem einzuführen, das zwischen bestimmten Produkten unterscheidet, selbst zwischen Produkten, die im Sinne von Artikel 110 Absatz 1 AEUV ähnlich sind. Eine solche Differenzierung ist jedoch nur dann mit dem Unionsrecht vereinbar, wenn sie Ziele verfolgt, die ihrerseits mit den Anforderungen des Unionsrechts vereinbar sind, und wenn die Vorschriften im Einzelnen so beschaffen sind, dass jede Form der direkten oder indirekten Diskriminierung von Einfuhren aus anderen Mitgliedstaaten oder jede Form des Schutzes konkurrierender einheimischer Erzeugnisse ausgeschlossen wird ([71]).

(376) Die Kommission hat keine gegenteiligen Stellungnahmen von Beteiligten oder vom Vereinigten Königreich erhalten und sie hält an ihrer vorläufigen Schlussfolgerung fest.

(377) Eine diskriminierende Behandlung von Einfuhren aus anderen Mitgliedstaaten setzt voraus, dass ähnliche Situationen unterschiedlich behandelt werden. Die Kommission hat daher geprüft, ob Importe sich in einer ähnlichen Situation befinden wie die nationale Produktion. Wie in Erwägungsgrund 34 dargelegt, waren Betreiber von Verbindungsleitungen ab der zweiten Auktion im Jahr 2015 als Kapazitätsmarkteinheiten zu gleichen Bedingungen wie in Großbritannien ansässige Kapazitätsanbieter zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt zugelassen. Darüber hinaus wird das Vereinigte Königreich in Zukunft, wie in Erwägungsgrund 200 beschrieben, die direkte Beteiligung ausländischer Kapazitäten am Kapazitätsmarkt erlauben.

(378) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der Finanzierungsmechanismus der Maßnahme keine Beschränkungen enthält, die gegen Artikel 30 oder 110 AEUV verstoßen.

6.7. **Transparenz**

(379) Wie in Erwägungsgrund 221 erläutert, hat sich das Vereinigte Königreich verpflichtet, die in Abschnitt 3.2.7 der Leitlinien festgelegten Transparenzanforderungen soweit anwendbar auf die im Rahmen des Kapazitätsmarktes gewährten Beihilfen anzuwenden. Diese Bestimmung ist somit erfüllt.

6.8. **Anwendbarkeit der Vereinbarkeitsprüfung**

(380) Am 15. November 2018 erklärte das Gericht der Europäischen Union in der Rechtssache Tempus Energy und Tempus Energy Technology/Kommission, T-793/14, den Beschluss der Kommission vom 23. Juli 2014 für nichtig. Am 25. Januar 2019 legte die Kommission Rechtsmittel gegen das Urteil des Gerichts ein (Rechtssache C-57/19). Da das Rechtsmittel keine aufschiebende Wirkung hatte, beschloss die Kommission, den britischen Kapazitätsmarkt erneut zu prüfen und leitete am 21. Februar 2019 das förmliche Prüfverfahren nach Artikel 108 Absatz 2 AEUV ein, um dem Urteil des Gerichts nachzukommen.

([71]) Urteil des Gerichtshofs vom 2. April 1998, Outokumpu Oy, C-213/96, ECLI:EU:C1998:155, Rn. 30.

(381) Im Interesse der Rechtssicherheit ist es notwendig, den Status des vorliegenden Beschlusses darzulegen, da der Beschluss vom 23. Juli 2014, sollte der Gerichtshof beschließen, das Urteil des Gerichts in der Rechtssache T-793/14 aufzuheben, im Wortlaut seiner Annahme gültig wäre. In diesem Fall wäre die Prüfung der Vereinbarkeit im vorliegenden Beschluss hinsichtlich der bis zum Inkrafttreten des vorliegenden Beschlusses getroffenen Maßnahmen gegenstandslos und rechtlich unwirksam. Was die Änderungen am Kapazitätsmarkt gegenüber dem Mechanismus anbelangt, der durch den Beschluss der Kommission vom 23. Juli 2014 genehmigt wurde, ist die Kommission der Ansicht, dass diese Änderungen, die in den Erwägungsgründen 182, 187, 194, 197, 200 und 218 beschrieben sind, eine Änderung des Kapazitätsmarktes nach Artikel 4 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 794/2004 der Kommission ([72]) darstellen, die die Kommission nach Artikel 107 Absatz 3 AEUV auf der Grundlage der im vorliegenden Beschluss entwickelten Bewertung für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt hat.

7. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(382) Die Kommission stellt fest, dass das Vereinigte Königreich, wie in Erwägungsgrund 235 erläutert, ab dem Zeitpunkt der Durchführung der Maßnahme und bis zu ihrer Aussetzung am 15. November 2018 nach dem Urteil des Gerichts ([73]) den Kapazitätsmarkt unter Verstoß gegen Artikel 108 Absatz 3 AEUV rechtswidrig umgesetzt hat. Die Kommission stellt jedoch fest, dass die Maßnahme auf der Grundlage von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, und zwar insbesondere auf der Grundlage der Vorschriften in Abschnitt 3.9 der Leitlinien für einen Zeitraum von höchstens 10 Jahren ab dem Zeitpunkt, zu dem die Maßnahme erstmals im Jahr 2014 durchgeführt wurde (d. h. ab dem 16. Dezember 2014, dem Zeitpunkt der ersten Kapazitätsmarktauktion) ([74]) —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die Beihilferegelung in Form des Kapazitätsmarktes, den das Vereinigte Königreich gemäß dem Energiegesetz von 2013 (im Folgenden: „die Beihilferegelung“) eingeführt hat, ist nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar. Die Kommission genehmigt die Beihilferegelung für einen Zeitraum von höchstens 10 Jahren ab dem 16. Dezember 2014.

Artikel 2

Für den Fall, dass der Gerichtshof das Urteil des Gerichts in der Rechtssache T-793/14 aufhebt und beschließt, den Beschluss C(2014) 5083 zu bestätigen, erhält Artikel 1 folgende Fassung:

„*Artikel 1*

Die geplanten Änderungen der mit dem Beschluss C(2014) 5083 für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärten Beihilferegelung, die der Kommission am 12. September 2019 mitgeteilt wurden und im Anhang dieses Beschlusses aufgeführt sind, sind nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar, und zwar ab dem Tag der Bekanntgabe dieses Beschlusses bis zum 15. Dezember 2024.“

Artikel 3

Dieser Beschluss ist an das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland gerichtet.

Brüssel, den 24. Oktober 2019

Für die Kommission
Margrethe VESTAGER
Mitglied der Kommission

([72]) Verordnung (EG) Nr. 794/2004 der Kommission vom 21. April 2004 zur Durchführung der Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. L 140 vom 30.4.2004, S. 1).
([73]) Siehe Erwägungsgrund 17.
([74]) Siehe Artikel 21 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943.

ANHANG

ÄNDERUNGEN AM KAPAZITÄTSMARKT

1) Erstens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich,

   a) die in den Erwägungsgründen 30 und 31 des vorliegenden Beschlusses dargelegte Mindestbeteiligung am Kapazitätsmarkt für alle Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, auf 1 MW zu senken und

   b) bis Oktober 2021 diesen Schwellenwert erneut zu prüfen, um zu untersuchen, ob eine weitere Senkung möglich ist.

2) Zweitens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich,

   a) sich darum zu bemühen, die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an Auktionen, für die das Präqualifikationsverfahren ab Januar 2020 beginnt, umzusetzen, unter der Voraussetzung, dass Kooperationsvereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern geschlossen werden, in denen sich die teilnehmenden Kapazitäten befinden, abhängig zu machen und in jedem Fall

   b) die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten an allen Auktionen zu gestatten, für die das Präqualifikationsverfahren beginnt, nachdem die in Artikel 26 Absatz 11 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt genannten Methoden, gemeinsamen Vorschriften und Modalitäten von ACER) genehmigt und gemäß Artikel 27 der oben genannten Verordnung auf ihrer Website veröffentlicht wurden und anwendbar geworden sind.

3) Drittens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich, alle erforderlichen Regeln zu entwickeln (z. B., aber nicht nur, De-Rating-Faktoren), um die wirksame Beteiligung aller neuen Kapazitätsarten zu gewährleisten, die wirksam zur Lösung des Problems einer angemessenen Stromerzeugung beitragen können, sobald diese Kapazitäten das Potenzial haben, zur Lösung des Problems der angemessenen Stromerzeugung beizutragen.

4) Viertens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich,

   a) alle Arten von Kapazitäten (mit Ausnahme von Verbindungskapazitäten) für die Präqualifikation zur Abgabe von Geboten für Vereinbarungen mit den verschiedenen verfügbaren Laufzeiten zuzulassen, wenn sie nachweisen können, dass sie die in Erwägungsgrund 75 beschriebenen CAPEX-Schwellen erreichen, und

   b) diese Schwellenwerte zu überprüfen, um sicherzustellen, dass sie geeignet bleiben.

5) Fünftens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich,

   a) weiterhin in den Auktionen für die Lieferung nach einem Jahr wenigstens 50 % der vier Jahre zuvor als Teil des Parametrierungsprozesses für die Auktion für die Lieferung nach vier Jahren für dasselbe Lieferjahr reservierten Kapazität zu erwerben.

   b) weiterhin, wie in Erwägungsgrund 62 beschrieben, die Reservierungsmethode auf Grundlage eines Konfidenzintervalls von 95 % anzuwenden, um das Mindestvolumen der Kapazität zu bestimmen, das für die T-1-Auktion reserviert wird.

6) Sechstens verpflichtet sich das Vereinigte Königreich, die Bestimmungen der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten und insbesondere bis Ende 2020 regulatorische Änderungen vorzunehmen, um sicherzustellen, dass spätestens ab dem 1. Juli 2025 Erzeugungskapazitäten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der kommerziellen Erzeugung begonnen haben und im Durchschnitt mehr als 550 g CO_2 aus fossilen Brennstoffen pro kWh Strom und mehr als 350 kg CO_2 aus fossilen Brennstoffen pro Jahr und installiertem kW elektrischer Leistung emittieren, keine Zahlungen oder Zusagen für künftige Zahlungen im Rahmen des Kapazitätsmarktes erhalten.