

**Würzburger Berichte zum
Umweltenergierecht**

**Der beihilferechtliche Rahmen
für Maßnahmen zur Gewährleistung
einer angemessenen Stromerzeugung**

Hintergrundpapier

erstellt von

Ass. jur. Katharina Merkel, LL.M. (Aberdeen)

11

26.02.2015

Stiftung

Umweltenergierecht

Zitiervorschlag: *Katharina Merkel*, Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 11 vom 26.02.2015.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail merkel@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz und Prof. Dr. Franz Reimer

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg

IBAN DE16790500000046743183, BIC BYLADEM1SWU790

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung: Weiterentwicklung der Netzreserve zur Kapazitätsreserve?	1
B. Der beihilferechtliche Rahmen	3
I. Die Bereithaltung von Kapazitätsreserven als DAWI	4
1. Voraussetzungen für die Annahme einer DAWI	5
2. Anwendung der Voraussetzungen auf irische Kapazitätsszahlungen	5
a) Das irische Fördermodell.....	5
b) Betrauung mit gemeinwirtschaftlicher Verpflichtung	6
c) Objektive und transparente Ausgleichsparameter	8
d) Erforderlichkeit des Ausgleichs	8
e) Höhe des Ausgleichs.....	8
II. Kapazitätsszahlungen als nach UEBLL mit dem Binnenmarkt vereinbare Beihilfe	9
1. Die abstrakten Vereinbarkeitskriterien der UEBLL	9
a) Ziel von gemeinsamem Interesse.....	10
b) Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen	10
c) Geeignetheit.....	10
d) Anreizeffekt der Maßnahme	10
e) Angemessenheit.....	10
f) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel	
11	
2. Anwendung der Kriterien auf den britischen Kapazitätsmarkt	11
a) Das britische Fördermodell	11
b) Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit der Maßnahme	13
c) Geeignetheit.....	13
d) Anreizeffekt der Maßnahme	14
e) Angemessenheit.....	14
f) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel	
15	
III. Beihilferechtliche Einordnung von Netzreserve und Kapazitätsreserve: Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung?.....	16

1. Begriffsbestimmung nach UEBLL	16
2. Die Netzreserve: Vorhaltung von Kapazitäten zum Erhalt der Systemsicherheit....	17
3. Ausschreibung neuer Kapazitäten im Interesse der Versorgungssicherheit	17
4. Ergebnis	19
C. Fazit.....	19

A. Einleitung: Weiterentwicklung der Netzreserve zur Kapazitätsreserve?

Die gegenwärtige Diskussion um das künftige Strommarktdesign in Deutschland wird im Kern von der Frage geprägt, ob es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit¹ erforderlich ist, staatlich veranlasste Zahlungen für die Bereithaltung von Kapazität einzuführen².

Dabei beginnt die Debatte nicht bei Null: Der deutsche Gesetzgeber hatte sich bereits 2013 entschlossen, auf Basis des § 13b Abs. 1 Nr. 2 EnWG³ die sog. Reservekraftwerksverordnung⁴ (im Folgenden ResKV) zu erlassen, um das Verfahren zur Beschaffung einer Netzreserve aus bestehenden Stromerzeugungsanlagen (und in Ausnahmefällen auch aus Neuanlagen) zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einer gesetzlichen Regelung zuzuführen⁵. Die Bundesnetzagentur bestimmt demnach jährlich den zusätzlichen Bedarf an Kapazitäten⁶, die Veröffentlichung obliegt den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)⁷. Kraftwerksbetreiber können ihr Interesse am Abschluss eines Vertrages zur Aufnahme ihrer Stromerzeugungsanlage in die Netzreserve mitteilen, die Auswahl trifft der zuständige ÜNB⁸. Als Gegenleistung für die Teilnahme an der Netzreserve erhalten die Anlagen-

¹ Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn die Nachfrage nach Strom jederzeit durch eine korrespondierende Menge an Erzeugungsleistung ausgeglichen werden kann. *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 39.

² Siehe aus dem Schrifttum zuletzt *Lehmann et al.*, Braucht Deutschland jetzt Kapazitätzahlungen für eine gesicherte Stromversorgung? et (2015), 26 ff. Zur gutachterlichen Aufarbeitung der Diskussion siehe bspw.: *BNE*, Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung (September 2011); *Umweltministerium Baden-Württemberg*, Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom (Dezember 2011); *EWI*, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht (März 2012); *Agora Energiewende*, Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? (September 2012); *WWF Deutschland*, Fokussierte Kapazitätsmärkte (Oktober 2012); *VKU*, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (März 2013); *Enervis/BET*, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (2013); *BDEW*, Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes (Juni 2014); *Frontier Economics/Formaet*, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (Juli 2014); *Frontier Economics/Consentec*, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) (Juli 2014); *R2b*, Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen (Juli 2014); *BMWi*, Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns (Juli 2014); *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014).

³ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, S. 3621.

⁴ Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV) vom 27. Juni 2013, BGBl. I S. 1947.

⁵ § 1 Abs. 1 Satz 1 ResKV.

⁶ § 3 Abs. 1, 2 ResKV.

⁷ § 4 Abs. 1 ResKV.

⁸ § 4 Abs. 2, 3 ResKV.

betreiber eine angemessene Vergütung in Form von Erzeugungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen⁹. Die Anlagenbetreiber unterliegen im Gegenzug gewissen Beschränkungen zum Schutz der Funktionsweise des übrigen Strommarktes vor Wettbewerbsverzerrungen durch doppelte Erlösströme. So dürfen kontrahierte Anlagen nur für Zwecke der Netzreserve eingesetzt werden¹⁰, und der Anlagenbetreiber muss sich verpflichten, die Erzeugungsanlage bis zu ihrer Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen¹¹.

Da es sich bei der Netzreserve allerdings um ein bis Ende 2017 befristetes Übergangsinstrument handelt¹², hat eine kontroverse Diskussion um eine Nachfolgeregelung eingesetzt.¹³ Unter den Befürwortern einer weiteren übergangsweisen Stützung des Strommarktes kursieren Begriffe wie „Fangnetz“¹⁴ bzw. „Systemreserve“¹⁵, „strategische Reserve“¹⁶ und „zentrale Reserve“¹⁷, die in Ergänzung zum Strommarkt Reserveanlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bereitstellt, ohne bereits einen Kapazitätsmarkt zu etablieren. Die im Koalitionsvertrag erwähnte Perspektive, zunächst die bestehende Netzreserve weiterzuentwickeln¹⁸, hat mittlerweile im Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zum zukünftigen Strommarktdesign unter dem Schlagwort „Kapazitätsreserve zur Absicherung“ eine Konkretisierung erfahren¹⁹. In diesem Zusammenhang wird augenscheinlich – auch aus Klimaschutzgründen – erwogen, bestehende Kohlekraftwerke als Reserveanlagen zu nutzen,

⁹ § 6 ResKV.

¹⁰ § 7 Abs. 1 ResKV.

¹¹ Sogenannte No-Way-Back-Regelung, § 5 Abs. 2 Nr. 2 ResKV.

¹² § 14 Abs. 2 ResKV.

¹³ Insgesamt werden z.Z. im Wesentlichen 3 Szenarien unterschieden: Eine Optimierung des Strommarktes zum Energy-Only-Markt (EOM) 2.0, die Etablierung einer Reserve im EOM, sowie die Einführung eines Kapazitätsmarktes (siehe Übersicht Marktdesignoptionen bei *Agora Energiewende*, Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-Only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten? S. 35, sowie grundsätzlich *Agora Energiewende*, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve – Was ist der nächste Schritt? (März 2013)). Bei den Kapazitätsmärkten kann weiter differenziert werden. Während der BDEW und der VKU die Einführung eines dezentralen Kapazitätsmarktes mit zentraler Reserve für die Startphase dieses dezentralen Leistungsmarktes vorschlagen (VKU, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (März 2013); BDEW, Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes (Juni 2014)), setzt sich das Gutachten des EWI mit der Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes auseinander (EWI, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht (März 2012)), wohingegen der WWF einen fokussierten Kapazitätsmarkt für geeignet hält (*WWF Deutschland*, Fokussierte Kapazitätsmärkte (Oktober 2012)) (siehe auch *Agora Energiewende*, Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarktes (Juni 2013)).

¹⁴ *E-Bridge* für TenneT TSO B.V., White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign, Herausforderungen an den Strommarkt und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns (Oktober 2013).

¹⁵ *Bundesnetzagentur*, Sprechzettel Jochen Homann Präsident der Bundesnetzagentur, 6. Petersberg-Regulierungs-Konferenz Investitionen in regulierten Industrien (April 2014).

¹⁶ *Consentec*, Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve, Gutachten im Auftrag des BDEW (September 2012).

¹⁷ *BDEW*, Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes (Juni 2014); *VKU*, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (März 2013).

¹⁸ „Deutschlands Zukunft gestalten“ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S. 56.

¹⁹ *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 52.

wodurch die Einsatzzeiten dieser „schmutzigen“ Kraftwerke immerhin auf die wenigen Stunden, in denen Reserveleistung benötigt wird, begrenzt würden²⁰.

Ziel dieses Hintergrundpapiers ist es, den beihilferechtlichen Rahmen der Diskussion um eine Weiterentwicklung der Netzreserve zur Kapazitätsreserve, ggf. auch unter Einbeziehung klimaschädlicher Bestandsanlagen, darzulegen. Denn beim Design eines Strommarktes ist immer, wenigstens bei staatlichen Interventionen, das europarechtliche Beihilfeverbot zu beachten, das einer Vergütung der bloßen Bereithaltung von Kraftwerksleistung zum Abruf in Stresssituationen grundsätzlich entgegenstehen könnte.

Der Schwerpunkt dieses Papiers liegt in der Darstellung der Entwicklung der bisherigen beihilferechtlichen Genehmigungspraxis in diesem Bereich. In einer Entscheidung zu irischen Kapazitätszahlungen aus dem Jahr 2003 maß die Europäische Kommission (KOM) die Zulässigkeit von Kapazitätszahlungen an den vom Europäischen Gerichtshofs (EuGH) entwickelten Grundsätzen für Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (DAWI). Seit Erlass der neuen Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien²¹ (UEBLL) im April 2014 seitens der Kommission stellen nunmehr die in diesen enthaltenen Kriterien für die Vereinbarkeit nationaler Maßnahmen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung mit dem Binnenmarkt den entscheidenden Beurteilungsmaßstab dar. Diese Leitlinien fanden bereits kurz nach ihrem Inkrafttreten im Juli 2014 erstmals Anwendung in der Entscheidung der Kommission zum britischen Kapazitätsmarkt²². Die Auslegung der abstrakten Leitlinienvorgaben durch die KOM liefert dem nationalen Gesetzgeber wertvolle Hinweise zur Ausgestaltung von Fördermaßnahmen zur Gewährleistung angemessener Stromerzeugungskapazitäten.

B. Der beihilferechtliche Rahmen

Welche beihilferechtlichen Grenzen und Anforderungen hat der Gesetzgeber also im Falle des Erlasses einer regulatorischen Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu beachten?

Gemäß dem in Art. 107 Abs. 1 AEUV normierten grundsätzlichen Beihilfeverbot sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen, die den Wettbewerb durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen den Mitgliedstaaten be-

²⁰ Siehe beispielsweise Frankfurter Rundschau vom 11.11.2014, Strategische Reserve, abrufbar unter <http://www.fr-online.de/energie/energiepolitik-strategische-reserve,1473634,29004672.html> (abgerufen am 19.02.2015).

²¹ *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. EU 2014, C 200/01.

²² *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom.

einträchtigen. Da staatliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorwiegend²³ auf die finanzielle Förderung von Stromerzeugern abzielen, stehen sie im Verdacht, gegen dieses Verbot zu verstoßen. Das Beihilfeverbot gilt jedoch nicht ausnahmslos. Nach Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV etwa können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Vor Erlass der eingangs erwähnten Leitlinien hing die Vereinbarkeit von Kapazitätsförderungsmaßnahmen mit dem Binnenmarkt nach Ansicht der KOM von der Prüfung der obengenannten *Altmark*-Kriterien für DAWI – als sog. Basisszenario – ab²⁴. Seit Inkrafttreten der UEBLL im Juli 2014 müssen sich staatliche Maßnahmen aus Sicht der KOM an den in diesen enthaltenen Vereinbarkeitskriterien messen lassen²⁵, die insoweit Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV konkretisieren. Denn neben allgemeinen Vereinbarkeitskriterien enthalten die neuen Leitlinien der KOM auch Ausführungen zu einzelnen Themenbereichen wie der Förderung einer angemessenen Stromerzeugung. Diese abstrakten Vorgaben fanden nun erstmals im Fall des britischen Kapazitätsmarktes Anwendung. Im Ergebnis hat die KOM die Vereinbarkeit des britischen Kapazitätsmechanismus mit dem gemeinsamen Markt anhand der in Teil 3.9 der UEBLL aufgestellten Kriterien für angemessene Erzeugungskapazitäten festgestellt²⁶. Der Wechsel des normativen Beurteilungsmaßstabs in der Kommissionspraxis zwischen der irischen (2003) und der britischen Entscheidung (2014) ist Gegenstand des folgenden Abschnittes.

I. Die Bereithaltung von Kapazitätsreserven als DAWI

Im Jahr 2003 beschäftigte sich die KOM mit der beihilferechtlichen Zulässigkeit von Kapazitätzahlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Irland. Sie kam zu dem Ergebnis, dass das Vorhalten von Stromerzeugungskapazitäten eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse darstelle und als solche keinen Verstoß gegen das Beihilfeverbot begründe – da den staatlichen Mitteln eine Gegenleistung (nämlich die DAWI) gegenüberstehe. Dazu im Einzelnen:

²³ Mit Ausnahme dezentraler Leistungsmärkte, bei denen Anbieter gesicherter Leistung seitens einer zentralen Stelle keine Zahlungen, sondern sogenannte Leistungszertifikate erhalten, die von Großkunden, Stromhändlern und Vertrieben aufgrund ihrer Verpflichtung, gesicherte Leistung in Form der handelbaren Leistungszertifikate in dem Umfang vorzuhalten, in dem sie Strom gesichert beziehen wollen, nachgefragt werden (Siehe *VKU*, Fn. 3, sowie *Held/Voß*, Zentral vs. Nachfrageorientiert – Welches Strommarktdesign ist rechtlich zulässig? *EnWZ* 2013, 243, 245).

²⁴ *European Commission*, Impact Assessment, Guidelines on State aid for environmental protection and energy for 2014-2020 (SWD(2014) 139), 37: “This is the baseline scenario. The compatibility of measures would be assessed under the SGEI framework or ultimately directly under the Treaty.”.

²⁵ *European Commission*, Impact Assessment, Guidelines on State aid for environmental protection and energy for 2014-2020 (SWD(2014) 139), 37.

²⁶ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Rn. 117.

1. Voraussetzungen für die Annahme einer DAWI

Die Gewährung einer Beihilfe setzt zunächst das Vorliegen einer Begünstigung voraus. Eine staatliche Maßnahme ist dann als Begünstigung einzustufen, wenn das jeweilige Unternehmen eine Leistung ohne angemessene bzw. marktübliche Gegenleistung erlangt²⁷. Als Leistung gilt jeder geldwerte Vorteil für den Empfänger²⁸. Das Vorliegen einer Begünstigung ist allerdings nur dann zu bejahen, wenn der Vorteilsgewährung keine angemessene Gegenleistung gegenüber steht²⁹. In der bekannten Rechtssache *Altmark Trans*³⁰ hat der EuGH vier Kriterien für Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse entwickelt, bei deren Erfüllung das Vorliegen einer Begünstigung und somit die Tatbestandsmäßigkeit der Beihilfe entfällt³¹. Eine Begünstigung liegt demnach nicht vor, wenn

- das begünstigte Unternehmen seitens des Mitgliedstaates tatsächlich mit der Erfüllung klar definierter gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut worden ist,
- die Ausgleichsparameter zuvor objektiv und transparent aufgestellt wurden,
- der geleistete finanzielle Ausgleich nicht über das hinausgeht, was erforderlich ist, um die Kosten der Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung zu decken,
- und die Höhe des Ausgleichs – sofern die Auswahl des Unternehmens nicht im Rahmen einer Ausschreibung erfolgte - auf Basis einer Kostenanalyse bestimmt wurde, die ein durchschnittliches, gut geführtes Unternehmen bei Erfüllung der betreffenden Verpflichtung hätte³².

2. Anwendung der Voraussetzungen auf irische Kapazitätzahlungen

Die Anwendung dieser Grundsätze durch die KOM im Fall irischer Kapazitätzahlungen führte zu einer Ablehnung der Tatbestandsmäßigkeit einer Beihilfe³³.

a) Das irische Fördermodell

Gegenstand der Kommissionsentscheidung war ein Regelungssystem zur Förderung angemessener Stromerzeugungskapazitäten. Die Bestimmung des Kapazitätsbedarfs oblag der nationalen Regulierungsbehörde für Energie (Commission for Energy Regulation, CER). Als Investitionsanreiz bot man Stromerzeugern, die bereit waren, die benötigten neuen Erzeugungskapazitäten zu errichten, den Abschluss sogenannter Capacity and Differences Agreements (CADA) an, die Stromerzeugern in Abhängigkeit von ihrer Verfügbarkeit die Gewährung von Kapazitätzahlungen zusicherten. Daneben sahen die CADA vor, dass die Stromerzeuger die

²⁷ *Streinz/Kühling*, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV Rn. 28.

²⁸ Ebd., Rn. 29.

²⁹ Ebd., Rn. 32.

³⁰ *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747.

³¹ *Streinz/Kühling*, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV Rn. 39.

³² *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747, Rn. 88 ff.

³³ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 16.12.2003 – C (2003)4488 final, *State aid (2003/N-475) – Irland*, Rn. 29.

Differenz zwischen Spotmarktpreis und einem vordefinierten Ausübungspreis zurückzahlen mussten, sobald der Marktpreis den Ausübungspreis überstieg. Die Stromerzeuger waren berechtigt, den Vertrag jederzeit aufzulösen. Die CADA beinhalteten keine Verpflichtung der Stromerzeuger, ihr Produkt an ein bestimmtes Versorgungsunternehmen zu verkaufen. Die CADA stellten insofern ein reines Finanzinstrument dar und keinen Stromliefervertrag.

Im Falle der CADA lehnte die KOM die Beihilfeeigenschaft der an Anlagenbetreiber ausgekehrten Kapazitätzahlungen unter Berufung auf die vom EuGH aufgestellten *Altmark*-Kriterien ab. Die Gewährleistung der Existenz von Reservekapazitäten, die eine Deckung des Strombedarfs das ganze Jahr hindurch sicherstellen, stelle eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse dar³⁴.

b) Betrauung mit gemeinwirtschaftlicher Verpflichtung

Das erste *Altmark*-Kriterium verlangt, dass das begünstigte Unternehmen mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut worden ist und die Verpflichtungen klar definiert wurden³⁵. Die KOM interpretierte die irischen Regelungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als Auferlegung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen³⁶. Die Pflicht der Stromerzeuger bestehe darin, dem irischen Stromnetz zusätzliche Reservekapazitäten zuzuführen, um die zukünftige Stromnachfrage ganzjährig und auch zu Spitzenlastzeiten decken zu können³⁷. Zur Begründung unterstrich die Kommission die grundlegende Bedeutung der Elektrizitätsversorgung für die Wirtschaft und das tägliche Leben der Bevölkerung, weshalb die Verhinderung von Stromausfällen im öffentlichen Interesse notwendig sei³⁸. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit könne insgesamt als ein berechtigtes Ziel im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse angesehen werden³⁹. Dieses legitime Ziel könne jedoch auf verschiedene Weise erreicht werden, wobei bei der Wahl des Mittels der jeweilige Einfluss auf Wettbewerb und Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu berücksichtigen sei⁴⁰. Maßnahmen, die auf der Nachfrageseite ansetzten, sowie die Entwicklung neuer Verbindungsleitungen seien vorrangig zu verfolgen⁴¹. Die KOM erkannte jedoch, dass die besondere geografische Situation mancher Mitgliedstaaten die Schließung von Versorgungssicherheitslücken mittels Ausbau von Verbindungsleitungen in einer ökonomisch sinnvollen Weise nicht erlaube⁴². In diesen Fällen könne die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Errichtung ausreichender

³⁴ Ebd., Rn. 29.

³⁵ *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747, Rn. 88 ff.

³⁶ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 16.12.2003 – C (2003)4488 final, *State aid (2003/N-475) – Irland*, Rn. 22.

³⁷ Ebd., Rn. 22.

³⁸ Ebd., Rn. 28.

³⁹ Ebd., Rn. 29.

⁴⁰ Ebd., Rn. 30.

⁴¹ Ebd., Rn. 31-33.

⁴² Ebd., Rn. 34.

Reserveerzeugungskapazitäten selbst als Verpflichtung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse angesehen werden, falls besondere Anforderungen erfüllt werden⁴³.

- Erstens sei eindeutig zwischen „normalen“ und „Reserve-“ Erzeugungskapazitäten zu differenzieren⁴⁴. In Fällen, in denen lediglich ein Teil der vorhergesehenen Kapazitätslücke nicht durch Marktkräfte geschlossen werden könne, dürfe nur der fehlende Teil zum Gegenstand einer Verpflichtung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse gemacht werden⁴⁵.
- Als zweite Anforderung der ausnahmsweisen Zulässigkeit der Beschaffung von Kapazitäten müsse der Bedarf an neuen Reservekapazitäten eindeutig und mengenmäßig nachgewiesen werden⁴⁶.
- Drittens dürfe der Reservebedarf ein vernünftiges Maß nicht überschreiten⁴⁷.
- Viertens müssten zusätzliche Maßnahmen zur Verringerung der Kapazitätslücke ergriffen werden, bspw. Maßnahmen zur Nachfragesteuerung und die Nutzung vorhandener Verbindungsleitungen⁴⁸.

Im Fall Irlands sah die KOM diese Anforderungen als erfüllt an. In Anbetracht seiner besonderen geografischen Situation (Insellage) könne sich Irland mittelfristig zur Verringerung seiner Kapazitätslücke nicht allein auf Verbindungsleitungen verlassen, da in ökonomischer Hinsicht allein eine Verbindung mit dem Vereinigten Königreich über Nordirland in Betracht komme, welches selbst von seiner Verbindung zu schottischen Kapazitäten angewiesen sei⁴⁹. Des Weiteren hätten die irischen Behörden zwischen normalen und Reservekapazitäten unterschieden. Sie hätten zudem einen ausreichenden Nachweis erbracht, dass es tatsächlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eines dringenden Kapazitätsausbaus bedürfe, und dass gleichzeitig Maßnahmen zur Nachfragesteuerung ergriffen wurden. Auch hätten sie den Kapazitätsbedarf mengenmäßig bestimmt⁵⁰.

Darüber hinaus erlaube das von den irischen Behörden durchgeführte Ausschreibungsverfahren Wettbewerbern, deren Kraftwerke außerhalb Irlands stünden, mit inländischen Anbietern zu konkurrieren, solange diese nachweisen können, dass sie physikalisch in der Lage sind oder sein werden, Strom über Verbindungsleitungen nach Irland zu transportieren⁵¹.

Letztlich sähe die Vertragsstruktur der CADA vor, dass die obsiegenden Stromerzeuger die Differenz zwischen Spotmarkterlös im Poolmarkt und Ausübungspreis zurückvergüten, sodass die von den CADA profitierenden Anlagenbetreiber alle Vorteile erstatten müssten, die sie am

⁴³ Ebd., Rn. 35.

⁴⁴ Ebd., Rn. 35.

⁴⁵ Ebd., Rn. 35.

⁴⁶ Ebd., Rn. 35.

⁴⁷ Ebd., Rn. 35.

⁴⁸ Ebd., Rn. 35.

⁴⁹ Ebd., Rn. 37.

⁵⁰ Ebd., Rn. 38.

⁵¹ Ebd., Rn. 43.

Markt erzielt hätten, wenn die CADA nicht existierten und man sich auf die Marktkräfte als Investitionsanreiz verlassen hätte⁵². Die Förderstruktur der CADA bewirke, dass die Erzeuger genau die Unterstützung erhielten, die erforderlich sei, um das Ergebnis zu überschreiten, was allein anhand des Spiels der Kräfte am Markt erreicht worden wäre⁵³.

c) Objektive und transparente Ausgleichsparameter

Das zweite *Altmark*-Kriterium verlangt, dass die Parameter zur Berechnung des Ausgleichs zuvor objektiv und transparent bestimmt werden⁵⁴. Da das von der CER organisierte wettbewerbliche Beschaffungsverfahren hier in einer objektiven und transparenten Weise durchgeführt wurde, sah die KOM auch dieses Kriterium als erfüllt an⁵⁵.

d) Erforderlichkeit des Ausgleichs

Nach dem dritten *Altmark*-Kriterium darf der Ausgleich nicht über das Erforderliche hinausgehen⁵⁶. Maßstab ist insoweit die Deckung der Kosten zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen unter Berücksichtigung dabei erzielter Einnahmen sowie eines angemessenen Gewinns aus der Erfüllung dieser Verpflichtung⁵⁷. Auch diese Bedingung sah die KOM im Fall irischer Kapazitätzahlungen aufgrund der Struktur des irischen Strommarktes, der Vorgaben der CADA und des wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens als erfüllt an⁵⁸. Von einer Überkompensation sei nicht auszugehen⁵⁹. Da die CADA die Vorgabe enthielten, dass die begünstigten Stromerzeuger die Differenz zwischen Spotmarktpreis und Ausübungspreis zurückzahlen müssten, sobald der Poolpreis den Ausübungspreis übersteige, sei den ausgewählten Stromerzeugern die Erwirtschaftung eines Gewinns aus dem Verkauf des Stroms nicht möglich gewesen⁶⁰. Da das Beschaffungsverfahren offen und transparent ausgestaltet war und viele Anbieter anlockte, sei zu erwarten, dass die Teilnehmer nur die zur Tilgung der Investitionskosten plus Erwirtschaftung einer standardisierten, sektorspezifischen Gewinnspanne nötigen Kapazitätzahlungen forderten⁶¹.

e) Höhe des Ausgleichs

Das *vierte* *Altmark*-Kriterium verlangt die Angemessenheit der Höhe des Ausgleichs. Um dieser Anforderung – außerhalb eines Verfahrens zur Vergabe öffentlicher Aufträge – zu genügen, ist die Ausgleichshöhe auf der Grundlage einer Analyse der Kosten zu bestimmen, die ein

⁵² Ebd., Rn. 44.

⁵³ Ebd., Rn. 44.

⁵⁴ *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747, Rn. 90.

⁵⁵ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 16.12.2003 – C (2003)4488 final, *State aid (2003/N-475) – Irland*, Rn. 47.

⁵⁶ *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747, Rn. 92.

⁵⁷ Ebd., Rn. 88 ff.

⁵⁸ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 16.12.2003 – C (2003)4488 final, *State aid (2003/N-475) – Irland*, Rn. 50 f.

⁵⁹ Ebd., Rn. 51.

⁶⁰ Ebd., Rn. 52.

⁶¹ Ebd., Rn. 54.

durchschnittliches, gut geführtes Unternehmen bei der Erfüllung der betreffenden Verpflichtungen hätte, wobei die dabei erzielten Einnahmen und ein angemessener Gewinn aus der Erfüllung der Verpflichtung zu berücksichtigen sind⁶². Die KOM ging vom Vorliegen dieses Kriteriums aus, da durch die Durchführung eines transparenten, wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens sichergestellt würde, dass der günstigste Anbieter den Zuschlag erhalte⁶³. Die Bekanntmachung des Verfahrens erfolge derart, dass jeder potentielle Bieter seine Bewerbung einreichen könne⁶⁴. Das Ausschreibungsverfahren selbst fand in zwei Phasen statt⁶⁵. Die erste Phase betraf die Auswahl technisch geeigneter Anlagen, basierend auf im Vorfeld festgelegten, transparenten und objektiven Kriterien⁶⁶. In der zweiten Phase wurde der von den Kandidaten angebotene Preis für die Bereitstellung der Kapazitäten anhand einer objektiven, transparenten und vorbestimmten Methode beurteilt⁶⁷. Der Regulierungsbehörde CER kam bei der Auswahl der verbliebenen Kandidaten kein Ermessensspielraum zu: Zur Deckung der erforderlichen Kapazitätsmenge wurden die günstigsten Anbieter herangezogen⁶⁸.

II. Kapazitätzahlungen als nach UEBLL mit dem Binnenmarkt vereinbare Beihilfe

Unter gänzlich anderen normativen Eingangsbedingungen steht nun mehr als ein Jahrzehnt später die Entscheidung zu Großbritannien: Ausweislich der Entscheidung der KOM zum britischen Kapazitätsmarkt ging Großbritannien bei Vorlage seines Kapazitätsmechanismus selbst davon aus, dass die durch den Mechanismus gewährte Förderung eine Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV darstelle⁶⁹. Dieser Einschätzung folgend bejahte die KOM die Gewährung einer Beihilfe, ohne das mögliche Vorliegen der *Altmark*-Kriterien zu prüfen, und wandte stattdessen von vornherein die UEBLL an⁷⁰. Inwieweit dieses Vorgehen im Vorhinein ggf. mit der KOM abgesprochen war, sei hier dahingestellt.

1. Die abstrakten Vereinbarkeitskriterien der UEBLL

Die UEBLL enthalten unter Punkt 3.9 Kriterien für die Vereinbarkeit von Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung mit dem Binnenmarkt.

⁶² *EuGH*, Urteil vom 24.7.2003, Rs. C-280/00 – *Altmark Trans*, Slg. 2003, I-7747, Rn. 88 ff.

⁶³ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 16.12.2003 – C (2003)4488 final, *State aid (2003/N-475)* – Irland, Rn. 57.

⁶⁴ *Ebd.*, Rn. 60.

⁶⁵ *Ebd.*, Rn. 61.

⁶⁶ *Ebd.*, Rn. 61.

⁶⁷ *Ebd.*, Rn. 62.

⁶⁸ *Ebd.*, Rn. 62.

⁶⁹ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, *State aid SA.35980 (2014/N-2)* – United Kingdom, Rn. 103.

⁷⁰ *Ebd.*, Rn. 109 ff.

a) Ziel von gemeinsamem Interesse

Im Allgemeinen können Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung entweder darauf gerichtet sein, kurzfristige Probleme aufgrund eines Mangels an flexibler Erzeugungskapazität zu beheben, oder langfristige Ziele für eine angemessene Stromerzeugung festzulegen⁷¹. Das Ziel der Maßnahme soll klar definiert und das jeweilige Kapazitätsproblem anhand einer Analyse der europäischen Übertragungsnetzbetreiber identifiziert werden⁷².

b) Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen

Um erforderlich zu sein, sollen Art und Ursachen eines Kapazitätsproblems derart analysiert und quantifiziert werden, dass die Mitgliedstaaten eindeutig nachweisen, dass der Markt ohne staatliche Eingriffe eine angemessene Stromerzeugung nicht gewährleisten kann⁷³.

c) Geeignetheit

Allgemein soll die Vergütung der Stromerzeuger ausschließlich für die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten gewährt werden, eine Vergütung für den Verkauf von Strom soll mit dieser Beihilfemaßnahme nicht erfolgen⁷⁴. Zudem soll die Maßnahme angemessene Anreize sowohl für Bestands- und Neuanlagen, als auch für Laststeuerung und Speicher bieten, und dabei die unterschiedlichen Anforderungen an Vorlaufzeiten berücksichtigen⁷⁵.

d) Anreizeffekt der Maßnahme

Vom Vorliegen eines Anreizeffektes kann im Allgemeinen ausgegangen werden, wenn die Beihilfe den Empfänger dazu veranlasst, sein Verhalten anzupassen, damit das Funktionieren eines Energiemarkts mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien verbessert wird, und die Verhaltensänderung ohne Beihilfegewährung ausgeblieben wäre⁷⁶. Dabei darf die Beihilfemaßnahme weder die Kosten einer Tätigkeit unterstützen, die ein Unternehmen gewöhnlicherweise zu tragen hätte, noch das übliche Geschäftsrisiko einer Wirtschaftstätigkeit ausgleichen⁷⁷.

e) Angemessenheit

Der Gesamtbetrag der gewährten Beihilfe sollte sich auf eine angemessene Rendite beschränken, Zufallsgewinne sollen vermieden werden⁷⁸. Die KOM geht davon aus, dass eine klar auf

⁷¹ Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. EU 2014, C 200/01), Rn. 219.

⁷² Ebd., Rn. 221.

⁷³ Ebd., Rn. 223.

⁷⁴ Ebd., Rn. 225.

⁷⁵ Ebd., Rn. 226.

⁷⁶ Ebd., Rn. 49.

⁷⁷ Ebd., Rn. 49.

⁷⁸ Ebd., Rn. 228, 230.

das jeweilige Ziel zugeschnittene Ausschreibung nach eindeutigen, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien unter gewöhnlichen Umständen zu angemessenen Renditen führt⁷⁹.

f) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel

Zur Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb empfiehlt die KOM, die Beihilfemaßnahme derart zu gestalten, dass alle Kapazitäten, die konkret zur Behebung des Erzeugungsdefizits im Strombereich beitragen können, auch an der Maßnahme partizipieren können⁸⁰. Insbesondere soll unterschiedlichen Erzeugungstechnologien eine Teilnahme ermöglicht werden; eine Einschränkung der Beteiligung am Auswahlverfahren könne nur mit einer für die Behebung des Kapazitätsproblems unzulänglichen technischen Leistung gerechtfertigt werden⁸¹. Darüber hinaus soll nach Möglichkeit Stromerzeugern aus anderen Mitgliedstaaten die Teilnahme eröffnet werden⁸². Zudem ist darauf zu achten, dass sich eine hinreichend große Zahl von Anlagenbetreibern bewirbt, damit sich der Kapazitätspreis wettbewerblich ergibt⁸³. Im Übrigen sind negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt durch Maßnahmen, die die Marktkopplung hemmen, zu vermeiden⁸⁴. Sollten nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien vergleichbare Stromerzeuger am Auswahlverfahren teilnehmen, soll die Beihilfemaßnahme kohlenstoffarme Stromerzeuger bevorzugen⁸⁵.

2. Anwendung der Kriterien auf den britischen Kapazitätsmarkt

Diese abstrakten Vorgaben der UEBlL fanden nun seitens der Kommission erstmals im Fall des britischen Kapazitätsmarktes Anwendung.

a) Das britische Fördermodell

In Großbritannien wurden bereits während der 1990er Jahre Kapazitätzahlungen an Kraftwerksbetreiber geleistet, im Jahr 2001 wegen Manipulationen seitens der Begünstigten aber abgeschafft⁸⁶. Im Rahmen der Strommarktreform⁸⁷ führte Großbritannien nun jüngst auf Basis des Energy Act 2013 erneut einen Kapazitätsmechanismus ein, dessen Vereinbarkeit mit dem europäischen Beihilferecht im Juli 2014 von der KOM bestätigt wurde⁸⁸.

⁷⁹ Ebd., Rn. 229.

⁸⁰ Ebd., Rn. 232.

⁸¹ Ebd., Rn. 232.

⁸² Ebd., Rn. 232.

⁸³ Ebd., Rn. 232.

⁸⁴ Ebd., Rn. 232.

⁸⁵ Ebd., Rn. 233.

⁸⁶ *Neuhoff et. al.*, Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt, DIW Wochenbericht Nr. 48.2013, S. 4.

⁸⁷ Zur britischen Strommarktreform siehe *Rosenthal*, Das neue Strommarktgesetz in Großbritannien, et 2014, 120 ff.

⁸⁸ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom.

Die britische Regierung schätzt, dass die Stromversorgungssicherheit in den Jahren 2017/2018 ein kritisches Niveau erreichen könne⁸⁹. Um diese Gefahr abzuwenden, entwarf die Regierung einen Kapazitätsmarkt, in dem über zentral durchgeführte Auktionen angemessene Erzeugungskapazitäten beschafft werden⁹⁰. Erfolgreiche Bieter sollen während der Laufzeit ihrer Kapazitätsvereinbarung einen stetigen Erlösstrom erhalten⁹¹. Im Gegenzug verpflichten sie sich, in Stresssituationen auf Abruf des Systembetreibers Elektrizität an das Stromversorgungssystem zu liefern⁹². Sollten kontrahierte Kraftwerksbetreiber nicht in der Lage sein, die vereinbarte Leistung zu erbringen, müssen sie Strafzahlungen leisten⁹³.

Die KOM bejahte hinsichtlich der Zahlungen die Staatlichkeit der Mittel⁹⁴. Zur Begründung für die Zurechenbarkeit führt sie an, dass der Kapazitätsmarkt durch den Secretary of State for Energy and Climate Change in Ausübung seiner ihm durch das Energiegesetz 2013 verliehenen Kompetenz eingeführt werde. Sekundärrechtsakte wie Verordnungen und Regeln würden vom Parlament verabschiedet und bestimmten die Umsetzung des Kapazitätsmarktes. Der Staat trage die Verantwortung für die Bestimmung des Kapazitätsbedarfs, das Präqualifikationsverfahren, den Inhalt der Kapazitätsverträge und die Pflichten der Halter von Kapazität⁹⁵. Die Staatlichkeit der Mittel wird mit dem Umstand begründet, dass Großbritannien eine Ausgleichsstelle einsetzen werde, die die Rechenschaft, Führung und Kontrolle des Abwicklungsprozesses und ausbezahlten Gelder übernehme⁹⁶. Die Stelle für den Zahlungsausgleich soll staatseigen sein und unter der Kontrolle der Regierung stehen. Die Beihilfemaßnahme werde über eine Abgabe finanziert, die von den Elektrizitätsversorgern erhoben und von der Ausgleichsstelle eingezogen werde. Im Anschluss ordne die Zahlstelle die Auszahlung der Vergütung an die Anbieter von Kapazität an⁹⁷.

Die KOM geht weiter vom Vorliegen einer selektiven Begünstigung aus. Durch die notifizierte Maßnahme erhielten die Kapazitätsanbieter eine zusätzliche Vergütung, die über das am Elektrizitätsmarkt erzielbare Einkommen hinausgehe⁹⁸. Der finanzielle Vorteil werde nur Unternehmen des Elektrizitätserzeugungssektors gewährt⁹⁹. Da auf dem Stromerzeugungsmarkt grundsätzlich Wettbewerb herrsche, nimmt die KOM im Allgemeinen an, dass jegliche aus staatlichen Mitteln an Unternehmen in diesem Sektor gewährten Vorteile das Potenzial besitzen, den intra-unionalen Handel und Wettbewerb zu beeinträchtigen¹⁰⁰.

⁸⁹ Ebd., Rn. 4.

⁹⁰ Ebd., Rn. 4.

⁹¹ Ebd., Rn. 4.

⁹² Ebd., Rn. 4.

⁹³ Ebd., Rn. 4.

⁹⁴ Ebd., Rn. 109 ff.

⁹⁵ Ebd., Rn. 110.

⁹⁶ Ebd., Rn. 111.

⁹⁷ Ebd., Rn. 111.

⁹⁸ Ebd., Rn. 112.

⁹⁹ Ebd., Rn. 113.

¹⁰⁰ Ebd., Rn. 114.

b) Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit der Maßnahme

Die KOM geht im Fall des britischen Kapazitätsmarktes davon aus, dass die Maßnahme zur Erreichung eines Ziels von gemeinsamem Interesse beitrage und zur Zielerreichung auch erforderlich sei. Zum einen ergäben sich die Bedenken hinsichtlich der zukünftigen Versorgungssicherheit aufgrund quantifizierbarer Indikatoren, und dieses Ergebnis stimme mit der Analyse durch ENTSO-E überein¹⁰¹. Laut der von Großbritannien angewandten Ermittlungsmethode könne die Versorgungssicherheit 2018/ 2019 ein kritisches Niveau erreichen, eine Prognose, die sich mit dem jüngsten Versorgungssicherheitsbericht der ENTSO-E decke¹⁰². Die Ergebnisse des vom Übertragungsnetzbetreiber National Grid erstellten Berichts über Stromerzeugungskapazitäten wurde durch ein vom Department of Energy and Climate Change (DECC) eingesetztes, unabhängiges Expertengremium überprüft und grundsätzlich als korrekt eingestuft, obwohl manche Annahmen zu konservativ ausgefallen seien¹⁰³. Zweitens verfolge die Maßnahme mit der Beschaffung der zur Deckung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus in Knappheitszeiten erforderlichen Leistung ein vordefiniertes Ziel¹⁰⁴. Drittens adressiere die Maßnahme auch Natur und Ursache der mangelnden Bildung von Kapazitäten¹⁰⁵. Großbritannien erkennt zwei Fälle von Marktversagen: Den Charakter der Zuverlässigkeit der Energieversorgung als öffentliches Gut und ein Defizit an Investitionen in Erzeugungsanlagen („missing money“)¹⁰⁶. Viertens habe Großbritannien Maßnahmen ergriffen, um fossile Kraftwerke nicht mehr als nötig zu fördern¹⁰⁷. So würden Nachfragesteuerungsmaßnahmen und die Nutzung von Interkonnektoren gefördert, um die Menge an auszuscheidender Kapazität zu reduzieren¹⁰⁸. Darüber hinaus fördere Großbritannien die Nutzung kohlenstoffarmer Erzeugungstechnologien („Contracts for Differences“) und habe strenge Emissionsstandards („emission performance standards“) verabschiedet, um die Inbetriebnahme kohlenstoffintensiver Erzeugungsanlagen zu verhindern¹⁰⁹. Großbritannien habe dadurch ausreichende Maßnahmen ergriffen, um negative Auswirkungen auf das Ziel des Abbaus umweltschädigender Subventionen abzumildern¹¹⁰.

c) Geeignetheit

Die britische Maßnahme wurde insgesamt als geeignet im Sinne der Beihilfeleitlinien angesehen¹¹¹. Erstens ergänze das Instruments andere Maßnahmen, die sich ebenfalls auf die Behe-

¹⁰¹ Ebd., Rn. 118 ff.

¹⁰² Ebd., Rn. 119.

¹⁰³ Ebd., Rn. 120.

¹⁰⁴ Ebd., Rn. 126.

¹⁰⁵ Ebd., Rn. 127.

¹⁰⁶ Ebd., Rn. 127.

¹⁰⁷ Ebd., Rn. 128.

¹⁰⁸ Ebd., Rn. 128.

¹⁰⁹ Ebd., Rn. 128.

¹¹⁰ Ebd., Rn. 128.

¹¹¹ Ebd., Rn. 130 ff.

bung des identifizierten Marktversagens richten, nämlich der Förderung von Nachfragesteuerungsmaßnahmen, erhöhtem Wettbewerb und Investitionen in Verbindungskapazitäten¹¹². Zweitens vergüte die Maßnahme nur die Bereithaltung von Kapazitäten¹¹³. Drittens stehe die Maßnahme allen relevanten Kapazitätsanbietern – Bestands- und Neuanlagen, Speicheranlagenbetreiber und Nachfragekapazitäten – offen, und sehe ausreichend lange Vorlaufzeiten vor, um die jeweiligen Anlagen verfügbar zu machen¹¹⁴. Nach Ansicht der KOM muss der Mitgliedstaat viertens grundsätzlich den Beitrag verbundener Kapazitäten bei der Behebung von Schwierigkeiten bei der Bereitstellung angemessener Erzeugungskapazitäten berücksichtigen¹¹⁵. Allerdings habe Großbritannien nachgewiesen, dass es in diesem Stadium ohne zusätzliche grenzüberschreitende Regelungen nicht möglich sei, ausländische Kapazitäten in den Mechanismus einzubeziehen¹¹⁶. Der Bestand an verbundenen Kapazitäten werde allerdings bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs berücksichtigt und ausländische Kapazitäten sollen ab der zweiten im Jahr 2015 stattfindenden Auktion am Mechanismus teilnehmen können¹¹⁷.

d) Anreizeffekt der Maßnahme

Der britischen Maßnahme wird ein Anreizeffekt zugesprochen¹¹⁸. In einem kontrafaktischen Szenario ohne Einführung der Fördermaßnahme würde die Angemessenheit der Erzeugungsleistung voraussichtlich ab 2018/ 2019 ein kritisches Niveau erreichen¹¹⁹. Demgegenüber stelle die Maßnahme sicher, dass Kapazitätsanbieter die zur Deckung des britischen Versorgungssicherheitsniveaus erforderliche Kapazitätsmenge bereitstellen, um in Stresssituationen Energie zu liefern¹²⁰. Zudem werde die Beihilfe auf Basis eines wettbewerblichen Bieterverfahrens gewährt¹²¹, sodass eine Überkompensation nicht zu befürchten sei.

e) Angemessenheit

Die britische Maßnahme wird als angemessen erachtet, da sie erstens Investoren die Erzielung einer angemessenen Rendite erlaube, und zweitens Mechanismen enthalte, um die Bildung von Mitnahmeeffekte zu vermeiden¹²². Die Maßnahme stelle einen marktweiten, technologieutralen Kapazitätsmechanismus dar, in dessen Rahmen alle teilnahmeberechtigten Kapazitätsanbieter in einer einzigen Kapazitätsauktion miteinander konkurrieren, um den niedrigsten tragfähigen Preis für die Bereitstellung der erforderlichen Kapazitäten zu ermitteln¹²³.

¹¹² Ebd., Rn. 131.

¹¹³ Ebd., Rn. 132.

¹¹⁴ Ebd., Rn. 134.

¹¹⁵ Ebd., Rn. 130 ff.

¹¹⁶ Ebd., Rn. 135.

¹¹⁷ Ebd., Rn. 135.

¹¹⁸ Ebd., Rn. 141 ff.

¹¹⁹ Ebd., Rn. 142.

¹²⁰ Ebd., Rn. 142.

¹²¹ Ebd., Rn. 143.

¹²² Ebd., Rn. 144 ff.

¹²³ Ebd., Rn. 145.

Die Entstehung von Zufallsgewinnen werde durch verschiedene Einrichtungen minimiert: Vergütung in Höhe des „clearing price“ (markträumender Preis), Deckelung des Preises für Kapazität auf 75 GBP/ kW, Begrenzung der Gebotshöhe der Preisnehmer (Bestandsanlagen) auf 25 GBP/kW, sowie kurze Vertragslaufzeiten (i.d.R. ein Jahr) für die meisten Kategorien von Kapazitätsanbietern¹²⁴.

f) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel

Das britische Kapazitätsmarktmodell vermeidet laut KOM übermäßige Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel. Zum Ersten stehe das Fördersystem allen Kapazitätsanbietern – Betreibern von bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen sowie Lastmanagementmaßnahmen und Speicherlösungen - offen¹²⁵. Darüber hinaus reduziere die Maßnahme nicht die Anreize, in Verbindungskapazitäten zu investieren, und behindere auch nicht die Marktkopplung¹²⁶. Vielmehr unterstütze Großbritannien die Marktintegration durch die Entwicklung europäischer Netzkodizes und habe sich verpflichtet, verbundenen Kapazitäten ab 2015 die Teilnahme am Fördersystem zu ermöglichen¹²⁷. Zweitens untergrabe das Fördermodell keine vorausgegangenen Investitionsentscheidungen. Zwar werde die Einführung des Kapazitätsmechanismus‘ mit der Zeit die Strompreise drücken, im Durchschnitt würden Investitionsentscheidungen durch die Möglichkeit der Teilnahme von Bestandsanlagen am finanziellen Fördersystem jedoch nicht unterlaufen¹²⁸. Drittens führe die Maßnahme auch nicht zu einer übermäßigen Stärkung von Marktmacht, da die Laufzeit der Kapazitätsverträge für Neuanlagen ausreichend lang bemessen sei, um neuen Anbietern den Markteintritt durch Sicherstellung der notwendigen Finanzierung zu ermöglichen¹²⁹.

Schließlich bevorzuge die Maßnahme bei gleichwertigen technischen und ökonomischen Eigenschaften kohlenstoffarme Erzeugungsanlagen¹³⁰. So stehe der Fördermechanismus kohlenstoffarmen Erzeugungstechnologien offen, solange eine Überförderung aufgrund des Empfangs anderweitiger Fördermittel ausscheide. Die wettbewerbliche Natur des Bieterverfahrens setze Teilnehmer beim Verkauf ihrer Elektrizität am Strommarkt weiterhin dem Risiko der Preisentwicklung für Kohlenstoff aus. Bei vergleichbaren technischen Charakteristika steigerten höhere Kohlenstoffkosten die Preisforderung der Betreiber umweltschädigender Kraftwerke und verringerten somit ihre Erfolgswahrscheinlichkeit in der Auktion¹³¹. Nutzern kohlenstoffarmer Technologien den Zugang zum Fördersystem zu gewähren, und die Belastung kohlenstoffintensiver Stromerzeuger mit Kohlenstoffkosten reichten laut der Kommission allerdings nicht aus, um zu gewährleisten, dass kohlenstoffarme Stromerzeugungsarten im Falle

¹²⁴ Ebd., Rn. 146.

¹²⁵ Ebd., Rn. 149.

¹²⁶ Ebd., Rn. 148.

¹²⁷ Ebd., Rn. 149.

¹²⁸ Ebd., Rn. 150.

¹²⁹ Ebd., Rn. 152.

¹³⁰ Ebd., Rn. 153 ff.

¹³¹ Ebd., Rn. 153.

der Vergleichbarkeit bevorzugt zum Einsatz kommen¹³². Großbritannien führte im Jahr 2013 jedoch bereits einen Mindestpreis für Kohlenstoff (Carbon Price Floor oder CPF) ein, der dafür Sorge, dass die Kohlenstoffpreise höher ausfallen als durch den Emissionshandel allein¹³³. Nach Auffassung der Kommission entfalte erst das Zusammenspiel von CPF und Auktionsmechanismus für Kapazitäten einen zusätzlichen Auswahlkriterien vergleichbaren Effekt, durch den kohlenstoffarmen Erzeugungstechnologien ein Vorrang gewährt werde¹³⁴.

III. Beihilferechtliche Einordnung von Netzreserve und Kapazitätsreserve: Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung?

Sollte der deutsche Gesetzgeber sich entscheiden, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht allein dem Markt zu überlassen, sondern die bestehende Netzreserve entsprechend weiterzuentwickeln, stellt sich die Frage, ob sich eine solche Maßnahme am soeben dargestellten beihilferechtlichen Rahmen messen lassen müsste¹³⁵. Die Vereinbarkeitskriterien in Teil 3.9 der UEBLL¹³⁶ gelten nur für Beihilfemaßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung. Daher fragt sich, was unter diesem Begriff zu verstehen ist, und ob die bestehende Netzreserve bzw. ein weiterentwickeltes Modell in Form einer Kapazitätsreserve unter diesen Begriff fallen.

1. Begriffsbestimmung nach UEBLL

Unter Maßnahmen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung sind laut UEBLL Mechanismen zu verstehen, die sicherstellen sollen, dass mit Blick auf eine angemessene Stromerzeugung bestimmte Kapazitäten auf nationaler Ebene erreicht werden¹³⁷. Hierbei wird ein „konventioneller statistischer Indikator zugrunde gelegt, der von Organisationen verwendet wird, die von der EU als Institutionen mit maßgeblicher Bedeutung für die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes anerkannt sind (z.B. ENTSO-E)“¹³⁸. Unter den Begriff der angemessenen Stromerzeugung fallen erzeugte Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage im Mitgliedstaat zu decken¹³⁹. Die KOM nennt in diesem Zusammenhang Maßnahmen, die Stromerzeugern schon allein für die Verfügbarkeit

¹³² *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. EU 2014, C 200/01, Rn. 233 (e); *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Rn. 153.

¹³³ *Europäische Kommission*, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Rn. 153.

¹³⁴ Ebd., Rn. 153.

¹³⁵ *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 46.

¹³⁶ *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. EU 2014, C 200/01, Rn. 216 ff.

¹³⁷ Ebd., Rn. 19.

¹³⁸ Ebd., Rn. 19.

¹³⁹ Ebd., Rn. 19.

von Stromerzeugungskapazitäten Unterstützung gewähren¹⁴⁰. Um diese Begrifflichkeit auf die in Deutschland geltenden bzw. diskutierten Instrumente anzuwenden, muss man sich diese zunächst näher vor Augen führen:

2. Die Netzreserve: Vorhaltung von Kapazitäten zum Erhalt der Systemsicherheit

Die gegenwärtig geltende Netzreserve basiert auf § 13b Abs. 1 Nr. 2 EnWG, der – neben §§ 13, 13a und 13c EnWG – der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems dient¹⁴¹. Gemäß § 2 Abs. 1 ResKV besteht der Zweck der Bildung einer Netzreserve in der Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Nach § 2 Abs. 2 Satz 1 ResKV liegt eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Dem Zweck des Erhalts der Systemsicherheit entsprechend wird die Reserveleistung grundsätzlich nicht bilateral oder am Strommarkt gehandelt, sondern gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 1b EnWG mit dem Ziel der Frequenzhaltung, Spannungshaltung, sowie zur Vermeidung von Überlastungen eingesetzt¹⁴². § 13b Abs. 1 Nr. 2 Satz 2 EnWG ermächtigt die Bundesregierung jedoch, die Netzreserve auch zur Absicherung des Strommarktes am Spotmarkt einer Strombörse einzusetzen¹⁴³, wovon bisher jedoch kein Gebrauch gemacht wurde¹⁴⁴.

3. Ausschreibung neuer Kapazitäten im Interesse der Versorgungssicherheit

§ 53 EnWG ermächtigt die Bundesregierung demgegenüber zur Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten, sofern die Versorgungssicherheit im Sinne des § 1 EnWG durch vorhandene Erzeugungskapazitäten allein nicht gewährleistet ist. Die Vorschrift betrifft den Fall einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit nach § 1 EnWG durch den Umstand, dass dem Strombedarf nicht genügend Stromerzeugung gegenübersteht¹⁴⁵. § 53 EnWG setzt voraus, dass die Herstellung eines Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage ohne die Ausschreibung neuer Kapazitäten nicht möglich ist¹⁴⁶. Die Norm ist von den Notfallmaßnahmen

¹⁴⁰ Ebd., Rn. 218 unter Verweis auf die Mitteilung der Kommission „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarkts und optimale Nutzung staatlicher Interventionen (C(2013) 7243 final vom 5. November 2013) sowie dem dazugehörigen Arbeitspapier „Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions (SWD(2013) 438 final vom 5. November 2013).

¹⁴¹ BerKommEnR/König (3. Aufl. 2014), § 13b Rn. 1.

¹⁴² Ebd., Rn. 12.

¹⁴³ Ebd., Rn. 12.

¹⁴⁴ Siehe § 7 Abs. 1 ResKV.

¹⁴⁵ BerKommEnR/Bruhn (3. Aufl. 2014), § 53 Rn. 3.

¹⁴⁶ Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG Kommentar (3. Aufl. 2015), § 53 Rn. 4.

zur Gewährleistung der Netzstabilität nach §§ 12 ff. EnWG abzugrenzen¹⁴⁷, fügt sich systematisch jedoch in die Vorschriften zur Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung ein¹⁴⁸.

Art. 8 Abs. 1 Satz 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (ElRL)¹⁴⁹, dessen Umsetzung § 53 EnWG dient, sieht vor, dass die Mitgliedstaaten im Interesse der Versorgungssicherheit gewährleisten, dass neue Kapazitäten entweder über ein Ausschreibungsverfahren oder ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung vergleichbares Verfahren bereitgestellt werden können, beispielsweise durch Bereithaltung von Reservekapazitäten¹⁵⁰. Dementsprechend können Mitgliedstaaten eine zentrale Stelle – zweckmäßigerweise den Übertragungsnetzbetreiber – verpflichten, Reservekapazitäten (als strategische Reserve) zu kontrahieren¹⁵¹. Diese Reserve sollte allerdings nur eingesetzt werden, wenn der Marktpreis der Höhe des Value of Lost Load (Preis, den ein Marktteilnehmer zu zahlen bereit ist, um einen Spannungsausfall zu vermeiden) entspricht, um die Signalfunktion von Marktpreisen in Bezug auf Investitionen in Erzeugungsanlagen zu erhalten¹⁵². Die Bundesnetzagentur definiert eine „Strategische Reserve“ als Erzeugungseinheiten, die zur Deckung außergewöhnlicher Spitzenlasten vorgehalten werden, und die normalerweise nicht zur Deckung der Last i.S.d. verbrauchsseitigen Nachfrage benötigt werden¹⁵³. Das Grünbuch Strommarktdesign spricht ebenfalls von einer „Kapazitätsreserve“ – in Abgrenzung zur obengenannten „Netzreserve“ nach ResKV – und beschreibt deren Funktionsweise wie folgt: Die Kapazitätsreserve solle von den Übertragungsnetzbetreibern wettbewerblich beschafft und ausschließlich von diesen eingesetzt werden¹⁵⁴. Die Kraftwerksbetreiber dürften Reserveanlagen nicht mehr am Strommarkt einsetzen, um das Marktgeschehen und die Investitionssicherheit am Strommarkt nicht zu beeinträchtigen. Die Reserve dürfe nur zum Einsatz kommen, wenn eine Knappheitssituation entstehe, weil ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt nicht möglich sei¹⁵⁵. Das bedeutet, dass Kraftwerke der (strategischen) Reserve nicht am regulären Strommarktgeschehen teilnehmen, sondern nur in Knappheitssituationen, die sich durch Erreichen eines Auslösungspreises definieren, Einsatz finden¹⁵⁶.

¹⁴⁷ Ebd., § 53 Rn. 3.

¹⁴⁸ Ebd., § 53 Rn. 4.

¹⁴⁹ 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.

¹⁵⁰ DG Energy and Transport, Note on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the Internal Market in Electricity and Natural Gas – Measures to Secure Electricity Supply (16.1.2004), S. 6.

¹⁵¹ Ebd., S. 6.

¹⁵² Ebd., S. 6.

¹⁵³ Bundesnetzagentur, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 (16.9.2013), S. 36.

¹⁵⁴ BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 52.

¹⁵⁵ BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 52.

¹⁵⁶ Neuhoff et. al., Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt, DIW Wochenbericht Nr. 48.2013, S. 4.

4. Ergebnis

Obwohl Netzreserve und strategische Reserve gewisse Ähnlichkeiten aufweisen, unterscheiden sie sich doch hinsichtlich des Beschaffungsvorgangs und der Einsatzmodalitäten. Während die Netzreserve ein regulatorisches Instrument darstellt, zeichnet die strategische Reserve eine marktliche Organisation aus¹⁵⁷. Zum anderen unterscheidet die Abhängigkeit des Abrufs vom Vorliegen einer (sich durch Erreichen eines Auslösungspreises auszeichnenden) Knappheitssituation die Kapazitätsreserve von der Netzreserve, die unabhängig vom Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage (und damit vom jeweiligen Strommarktpreis) Kapazität für den Redispatch zur Verfügung stellt, um Netzengpässe zu überbrücken¹⁵⁸. In Fachkreisen wird es für möglich gehalten, die Netzreserve zukünftig in die strategische Reserve zu integrieren¹⁵⁹. Die strategische Reserve könnte als einziges Kapazitätsinstrument den bestehenden Strommarkt ergänzen oder als Übergangsregime bis zur Einführung weitergehender Mechanismen dienen¹⁶⁰.

Da sich der Wortlaut des § 13b Abs. 1 Nr. 2 EnWG auf die Beschaffung einer „Netzreserve“ bezieht, sinngemäß der „Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems“ dient und systematisch zur „Regulierung des Netzbetriebs“ gehört, könnte man davon ausgehen, dass die geltende Netzreserve sich nicht an den Vereinbarkeitskriterien der neuen UEBLL für angemessene Stromerzeugungskapazitäten messen lassen muss, zumindest solange diese Reservekapazitäten nicht zur Absicherung des Strommarktes eingesetzt werden.

Demgegenüber dürfte die Kapazitätsreserve, falls sie auf Basis von § 53 EnWG systematisch der Gewährleistung der „Zuverlässigkeit der Energieversorgung“ durch „neue Kapazitäten“ dienen soll, unter den Anwendungsbereich der neuen UEBLL-Vereinbarkeitskriterien fallen.

C. Fazit

Während in Deutschland noch über das „ob“ und „wie“ der Gewährleistung von Stromversorgungssicherheit diskutiert wird, hat Großbritannien bereits im Zuge seiner Strommarktreform entsprechende Maßnahmen ergriffen und einen Kapazitätsmarkt etabliert. Mitte Dezember 2014 fand in Großbritannien die erste Ausschreibung für Kapazitäten statt. Die britische Regierung wertet die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde als Erfolg¹⁶¹. Das Ziel, die Versorgungssicherheit preisgünstig zu gewährleisten, indem bestehende Anlagen als Reserve für

¹⁵⁷ *Neuhoff et. al.*, Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW Wochenbericht 48.2013 S. 9.

¹⁵⁸ *BMWj*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Oktober 2014), S. 52; *Neuhoff et. al.*, Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW Wochenbericht 48.2013 S. 15.

¹⁵⁹ *Neuhoff et. al.*, Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts, DIW Wochenbericht 48.2013 S. 9.

¹⁶⁰ *Ebd.*, S. 9.

¹⁶¹ Siehe <https://www.gov.uk/government/news/the-first-ever-capacity-market-auction-official-results-have-been-released-today> (abgerufen am 12.02.2015).

die 2020er Jahre erhalten und Investitionen in flexible Neuanlagen angereizt werden, sei erreicht worden¹⁶². Die Regierung kontrahierte gut 49 GW an Kapazitäten zu einem Markträumungspreis von rund 19 £/kW¹⁶³. Die Gesamtförderkosten in Höhe von fast 1 Bill. £ werden im Leistungsjahr 2018/2019 zu Mehrkosten in Höhe von 11,40 £ pro durchschnittlichem Haushalt führen¹⁶⁴. Beobachter stehen dem Auktionsergebnis hingegen skeptisch gegenüber¹⁶⁵. Die Förderung käme vor allem bestehenden (Gas-, Kohle- und Atom-)Kraftwerken zu Gute, neue (klimaschonende) Projekte seien in der Auktion kaum erfolgreich gewesen, da ihre Preisgebote oberhalb dessen lagen, was zur Deckung der nachgefragten Kapazitätsmenge erforderlich war¹⁶⁶. So profitierten vornehmlich Bestandsanlagen von der Förderung, ein nennenswerter Markteintritt neuer Kapazitätsanbieter sei nicht zu erwarten¹⁶⁷. Manche befürchten durch die verlängerte Nutzung kohlenstoffintensiver Bestandsanlagen sogar eine Gefährdung der nationalen Dekarbonisierungspläne, da voraussichtlich nur 5 % der kontrahierten Kapazität aus Neuanlagen stammen werden¹⁶⁸.

Dieses Beispiel illustriert bereits die Komplexität der Gestaltung eines Rechtsrahmens zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Sollte sich der deutsche Gesetzgeber trotz gewisser Parametrisierungsrisiken dazu entschließen, die bestehende Netzreserve zur Kapazitätsreserve weiterzuentwickeln, ist jedenfalls auf eine Konformität mit europarechtlichen Vorgaben zu achten¹⁶⁹. Eine Kapazitätsreserve, die zur Absicherung des Strommarktes im Wege der Ermöglichung eines jederzeitigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage durch Erzeugungsanlagen dienen soll, fielen voraussichtlich in den Anwendungsbereich der UEBLL und wäre entsprechend der Grundsätze für angemessene Erzeugungskapazitäten zu gestalten. Die Auslegung der UEBLL im Fall des britischen Kapazitätsmarkts liefert wertvolle Informationen darüber, unter welchen Voraussetzungen ein solches weiterentwickeltes Fördermodell für Reservekapazitäten mit dem Strombinnenmarkt vereinbar ist.

Der jüngsten Kommissionspraxis entsprechend dürfte im Falle von Kapazitätzahlungen vom Vorliegen einer Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV auszugehen sein. Der Schwerpunkt der Prüfung dürfte sich gegenüber der früheren Kommissionspraxis im Fall irischer Kapazitätzah-

¹⁶² Siehe Ed Davey, Secretary of State for Energy and Climate Change: "We are guaranteeing security at the lowest cost for consumers. We've done this by ensuring that we get the best of our existing power stations and unlocking new investment in flexible plant." ebenda.

¹⁶³ *Nationalgrid*, Provisional Auction Results, T-4 Capacity Market Auction 2014, bestätigt durch *Deloitte*, T-4 Capacity Market Auction 2014, Auction Monitor Report (22 December 2014).

¹⁶⁴ <https://www.gov.uk/government/news/the-first-ever-capacity-market-auction-official-results-have-been-released-today> (abgerufen am 12.02.2015).

¹⁶⁵ Siehe *The Guardian* (24.12.2014): „The UK capacity auction made power companies merry this Christmas – A billion pounds will be handed to electricity generators in 2018 in return for doing precisely what they would have done anyway“ <http://gu.com/p/44ean/sbl> (abgerufen am 12.02.2015).

¹⁶⁶ Ebd.

¹⁶⁷ Ebd.

¹⁶⁸ *Energypost.eu*, UK capacity market: success for new gas, old coal (9.1.2015), siehe <http://www.energypost.eu/uk-capacity-market-success-new-gas-old-coal/> (abgerufen am 12.02.2015).

¹⁶⁹ *Anstey/Schönborn*, Kapazitätsmarktdesign: Erfahrungen aus Großbritannien, et 2015, 32 ff.

lungen von der Ebene der Tatbestandsmäßigkeit auf die Ebene der Rechtfertigung bzw. Vereinbarkeit des Fördermechanismus mit dem Binnenmarkt anhand von Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV verschieben. Eine inhaltliche Kehrtwende dürfte sich trotz dieser Verschiebung nicht ergeben. Während die Anwendung der *Altmark*-Kriterien des EuGH vor Inkrafttreten der UEBLL das Basisszenario zur Bewertung von Kapazitätzahlungen durch die KOM darstellte, sind nun die neuen Vereinbarkeitskriterien für Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung in Teil 3.9 der UEBLL anzuwenden. Inhaltlich laufen beide Prüfungskataloge jedoch im Wesentlichen auf eine Überprüfung der Verhältnismäßigkeit der Fördermaßnahme für zusätzliche Kapazitäten hinaus: Die Maßnahme muss ein legitimes Ziel verfolgen, zur Zielerreichung auch geeignet und erforderlich sein und darf nicht über das angemessene Maß hinausgehen. Es wird insgesamt darauf hingewirkt, die Beschaffung von Kapazitäten auf ein unverzichtbares Maß zu beschränken. Zudem betont die Kommission die Bedeutung eines technologieoffenen, umfassenden Ansatzes, der einen Wettbewerb zwischen Bestands- und Neuanlagen, Lastmanagementmaßnahmen, Speichern und Interkonnektoren ermöglicht. Für die Herstellung des Binnenmarktes ist die Beteiligung ausländischer Kapazitätsanbieter an nationalen Fördersystemen essentiell. Wie sich im britischen Fall gezeigt hat, kann die Teilnahme ausländischer Kapazitäten im Ausnahmefall für den Zeitraum einer Pilotphase eines Kapazitätsfördermodells möglicherweise ausgeblendet werden¹⁷⁰.

Ein weiterentwickelter Rechtsrahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollte jedoch nicht nur mit dem Beihilferecht vereinbar sein, sondern gleichzeitig energiepolitischen Klimaschutzziele nicht zuwiderlaufen. Die Ausführungen in den UEBLL zur Auflösung des Spannungsverhältnisses zwischen Umwelt- bzw. Klimaschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits und ihre Konkretisierung im britischen Fall sind wichtig, da die nationale Ermächtigungsgrundlage in § 53 EnWG die Ausschreibung neuer Kapazitäten als subsidiär gegenüber der Nutzung vorhandener Erzeugungskapazitäten ansieht, ohne nach den Eigenschaften der Bestandsanlagen zu differenzieren. Die Ausschreibung neuer Kapazitäten nach § 53 EnWG setzt voraus, dass die Versorgungssicherheit durch vorhandene Erzeugungskapazitäten – oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen – allein nicht gewährleistet werden kann. Folgte man lediglich dem Wortlaut der Vorschrift, so könnte man

¹⁷⁰ Europäische Kommission, Entscheidung vom 23.7.2014 – C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Rn. 135: “Forth, the UK has submitted evidence that at this stage, it is not possible to include foreign capacity without implementing additional cross-border arrangements. [...] The UK has in addition committed to enable interconnected capacity to directly participate in the Capacity Market ahead of the second auction in 2015, in particular by allowing new interconnectors to bid and compete for Capacity Payments against other capacity providers.” Großzügigere Interpretation bei *Helbig*, Beihilferechtliche Genehmigung für britischen Kapazitätsmarkt, ER 01/15, 9, 13: „Drittens erlaubt die Entscheidung den EU-Mitgliedstaaten grundsätzlich Kapazitätsmärkte ausschließlich auf ihre nationalen Energiemärkte zu beschränken. [...] In ihrer hiesigen Entscheidung hat die Kommission nicht eindeutig zu erkennen gegeben, wie sie die oben genannte Anforderung aus den UEBLL in Zukunft auszulegen gedenkt. Sie hat aber anerkannt, dass es derzeit nicht möglich ist, ausländische Stromproduzenten in nationale Kapazitätsmärkte einzubeziehen und sich damit zufrieden gegeben, dass die britische Regierung es in Betracht zieht, sein Fördersystem zu einem späteren Zeitpunkt für Wettbewerber aus dem Ausland zu öffnen.“

davon ausgehen, dass zunächst die Kapazität aller Bestandsanlagen – auch kohlenstoffintensiver – auszuschöpfen wäre, bevor neue, ggf. kohlenstoffarme Erzeugungstechnologien ausgeschrieben werden dürften. Die Regelung könnte somit dazu führen, dass klimaschädliche Kohlekraftwerke als Reserve kontrahiert würden. Der Wortlaut der UEBLL dürfte einer Einbeziehung von klimaschädlichen Kraftwerken in die Kapazitätsreserve ebenfalls nicht entgegenstehen. So betonen die Leitlinien, dass die Maßnahme derart ausgestaltet werden soll, dass grundsätzlich alle Kapazitäten, die konkret zur Behebung des Kapazitätsproblems beitragen können, an der Maßnahme partizipieren können¹⁷¹. Die Fördermaßnahme soll unterschiedlichen Erzeugungstechnologien offen stehen; eine Einschränkung des Teilnehmerkreises sei nur aufgrund einer für die Behebung des Kapazitätsproblems unzulänglichen technischen Leistung zu rechtfertigen¹⁷². Gleichzeitig verlangen die Leitlinien jedoch, dass die Beihilfemaßnahme kohlenstoffarme Stromerzeuger im Falle technisch und wirtschaftlich vergleichbarer Parameter bevorzugen solle¹⁷³. Die Bevorzugung klimafreundlicher Stromerzeugungstechnologien unter die Voraussetzung der technischen und wirtschaftlichen Vergleichbarkeit zu stellen, schwächt die Position kohlenstoffarmer Erzeuger und ließe sich derart interpretieren, dass der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunächst der Vorrang gewährt werden solle. Der Entscheidung zum britischen Kapazitätsmarkt lässt sich jedoch entnehmen, dass die KOM großen Wert darauf legt, den Klimaschutz nicht zu konterkarieren: Regenerativen Stromerzeugern die Teilnahme an der Maßnahme zu ermöglichen und die Position konventioneller Erzeuger im Auswahlprozess aufgrund ihrer Belastung mit Kohlenstoffkosten zu schwächen, wird nicht als ausreichend erachtet, um kohlenstoffarmen Technologien Vorrang einzuräumen. Es müsse vielmehr zusätzlich ein Mindestpreis für Kohlenstoffzertifikate etabliert werden, der wie ein ergänzendes Auswahlkriterium wirke. In der ersten britischen Ausschreibungsrunde ging dieser Ansatz der KOM allerdings nicht auf: Regenerativ betriebene Neuanlagen kamen, wie dargestellt, kaum zum Zuge, da der von ihnen gebotene Kapazitätspreis über dem markträumenden Preis lag. Eine Lösung dieses Problems über die explizite Aufnahme eines Auswahlkriteriums „Technologie“ scheidet aufgrund der Betonung der Technologieoffenheit der Fördermaßnahme aus. Ob kohlenstoffarmen Erzeugungstechnologien im Wege einer Differenzierung nach dem Anlagenalter bzw. einer Beschränkung des Teilnehmerkreises von Ausschreibungen auf Neuanlagen zum Vorrang verholphen werden kann, hängt davon ab, ob eine solche Unterscheidung mit europäischen Vorgaben vereinbar ist. Der Prozess der Nachbesse-

¹⁷¹ *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. EU 2014, C 200/01, Rn. 232.

¹⁷² *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. EU 2014, C 200/01, Rn. 232.

¹⁷³ *Europäische Kommission*, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Abl. EU 2014, C 200/01, Rn. 233.

rung des britischen Marktdesigns darf ebenso mit Spannung erwartet werden wie die Maßnahmen der KOM zur Verwirklichung einer sicheren und gleichzeitig nachhaltigen Energieunion¹⁷⁴.

¹⁷⁴ Die KOM kündigte für das Jahr 2015 die Bekanntgabe eines Konzepts für einen neuen europäischen Strommarkt an, dem 2016 Rechtsvorschriften zur Sicherheit der Stromversorgung in Ergänzung zu den bestehenden Leitlinien folgen sollen, *Europäische Kommission*, Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie vom 25.2.2015, COM(2015) 80 final, 12, 23.