Stiftung Umweltenergierecht

Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht

Wegfall der EEG-Förderung bei negativen Preisen

– § 24 EEG 2014, europarechtliche Hintergründe und Ausgestaltungsoptionen –

Diskussionspapier

erstellt von

Dr. Markus Kahles

Thorsten Müller

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

„Optimierende Wege zur Integration erneuerbarer Energien (OptWIEE)“ [FKZ: 03MAP304]

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

 # 13

08.06.2015

ISSN 2365-7146

Zitiervorschlag: *Markus Kahles/Thorsten Müller*, Wegfall der EEG-Förderung bei negativen Preisen – § 24 EEG2014, europarechtlicher Hintergründe und Ausgestaltungsoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 13 vom 08.06.2015.

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg
Telefon +49 931 79 40 77-0
Telefax +49 931 79 40 77-29
E-Mail mueller@stiftung-umweltenergierecht.de
kahles@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. Zusammenfassung und Diskussionsvorschläge 1

B. Einführung: Negative Preise als zukünftiges Praxis- und Rechtsproblem 4

C. Europarechtliche Vorgaben und deren Umsetzung in § 24 EEG 2014 7

I. Vorgaben und Spielräume der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zur Förderung bei negativen Preisen 8

1. Grundsatz 8

2. Ausnahmen 8

a) Windkraftanlagen mit einem Grenzwert von „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“ 9

b) Anlagenzusammenfassung entsprechend der AGVO und unternehmensscharfe Differenzierung? 10

3. Kritik 14

II. Umsetzung durch § 24 EEG 2014 16

1. Sechs-Stunden-Regelung 16

2. Auf welchem Markt werden die negativen Preise bestimmt? 17

3. Ausnahmen 19

a) Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014 19

b) Schwellenwerte nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 19

(1) Wie wird die 3 MW-Grenze bestimmt? 19

(2) Anlagenzusammenfassung nach § 24 Abs. 3 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 20

(1.1) Wie wirkt sich der Verweis auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2016 aus? 21

(1.2) Erfolgt überhaupt eine Zusammenrechnung mit Bestandsanlagen? 22

(1.3) Gilt die Rechtsfolge der Wegfall der Förderung nur *„für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“*? 22

(1.4) Ist § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 mit zu lesen? 23

(1.5) Müssen Anlagen beihilferechtlich zwingend *„unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“* zusammengerechnet werden? 24

(3) Keine Übernahme des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“ 24

c) Demonstrationsprojekte nach § 24 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014 25

III. Ergebnis 25

D. Umsetzung in anderen Mitgliedstaaten 26

I. Vereinigtes Königreich 26

II. Dänemark 27

III. Estland 28

IV. Ergebnis 29

E. Offene Fragen und Rechtsprobleme 30

I. Können die finanziellen Folgen des § 24 EEG 2014 europarechtskonform kompensiert werden? 30

II. Einführung von Kapazitätszahlungen für EE-Anlagen als Alternative? 32

III. Neuordnung des Energiemarkdesigns zur Minimierung negativer Preise 33

IV. Ergebnis 33

A. Zusammenfassung und Diskussionsvorschläge

Mit § 24 EEG 2014 hat der deutsche Gesetzgeber im Zuge der EEG-Reform 2014 eine Regelung erlassen, die auf Grund der beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission zu Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien sicherstellen soll, dass „*Stromerzeuger keinen Anreiz haben zu negativen Preisen zu erzeugen*“. Die beihilferechtlichen Vorgaben sind rechtspolitisch kritikwürdig und, wie auch deren Umsetzung in § 24 EEG 2014, aufgrund unklarer Formulierungen stark auslegungsbedürftig. Von diesen Auslegungsschwierigkeiten sind vor allem die Ausnahmeregelungen für Windenergieanlagen und sonstige Anlagen nach Rn. 125 UEBLL auf europarechtlicher Ebene sowie im deutschen Recht nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 betroffen. Daher werden im Folgenden mehrere Vorschläge zur Auslegung und Nutzung der Auslegungsspielräume zur Diskussion gestellt, deren nähere Herleitung und Begründung sich aus den Abschnitten B bis D dieses Papiers ergeben. Im abschließenden Kapitel E. werden einige weiterführende Ansätze skizziert.

- **Vorschläge zur Auslegung der beihilferechtlichen Vorgaben:**
  Die EU-Kommission legt zwar in Rn. 125 UEBLL Schwellenwerte zur Bestimmung der Anlagen fest, die von den Mitgliedstaaten von der Rechtsfolge des Wegfalls der Förderung bei negativen Preisen ausgenommen werden können, verzichtet aber auf eine nähere Definition sowohl des Anlagenbegriffs als auch einer Regelung zur Anlagenzusammenfassung. In Rückgriff auf die Parallelregelung zu negativen Preisen nach Art. 42 Abs. 7, 9 und 10 AGVO kann wohl zwar im Sinne der Widerspruchsfreiheit davon ausgegangen werden, dass die EU-Kommission zur Bestimmung der Schwellenwerte der Rn. 125 UEBLL für die installierte Erzeugungskapazität ebenfalls alle Anlagen mit einem gemeinsamen Anschlusspunkt an das Stromnetz als eine Anlage betrachten wird. Allerdings nehmen sowohl AGVO als auch UEBLL im Anwendungsbereich des Art. 107 Abs. 1 AEUV jeweils nur einen Beihilfeempfänger in den Blick. Eine eigentumsunabhängige Anlagenzusammenfassung würde in einer solchen Pauschalität gegen den Grundsatz der unternehmensscharfen Unterscheidung des Beihilfeempfängers verstoßen, da hierdurch selbständige und voneinander unabhängige Stromerzeuger „in einen Topf“ geworfen werden.

<u>Vorschlag 1</u>: Die beihilferechtliche Regelung zur Anlagenzusammenfassung muss zur Vermeidung eines Verstoßes gegen Art. 107 Abs. 1 AEUV von der EU-Kommission dahingehend primärrechtskonform ausgelegt werden, dass nur Anlagen <u>eines</u> Stromerzeugunternehmens mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt zur Ermittlung der Schwellenwerte zusammengerechnet werden.

Vorschlag 2: Zur trennscharfen Unterscheidung mehrerer voneinander unabhängige Stromerzeugungsunternehmen mit gemeinsamen Netzanschluss sowie zur Verhinderung einer missbräuchlichen Aufsplittung von Anlagen, ist seitens der EU-Kommission auf die bereits beihilferechtlich etablierten Kriterien zur Unterscheidung von selbständigen und verbundenen Unternehmen nach der de-minimis-VO und den KMU-Kriterien der AGVO zurückzugreifen.

- **Vorschlag zur Umsetzung der beihilferechtlichen Ausnahmen:**
  Die Umsetzung der beihilferechtlichen Vorgaben zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen in das deutsche Recht erfolgte erst kurz vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2014 auf Druck der EU-Kommission und weist aufgrund des zu hohen Zeitdrucks Unklarheiten auf und schöpft die europarechtlichen Spielräume nicht aus. So hat der deutsche Gesetzgeber die die Auslegungsspielräume, die Rn. 125 UEBLL durch Formulierung *„3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“* bietet, nicht vollständig ausgenutzt. Hier könnten die Ausnahmeregelungen für Windenergieanlagen in § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 großzügiger gestaltet werden.

Vorschlag 3: Erweiterung der Ausnahmen des § 24 EEG 2014 durch die Umsetzung des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“.

- **Vorschläge zur *„entsprechenden“* Anwendung der Anlagenfiktion nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014:**

  Ebenso auf die kurzfristige Einführung des § 24 EEG 2014 vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens zurückzuführen sind die Auslegungsschwierigkeiten, die sich aufgrund der entsprechenden Anwendbarkeit der Fiktion einer Gesamtanlage nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 bei der Ausnahmeregelung des § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 ergeben. Potentielle Widersprüche und Rechtsunsicherheiten könnten jedoch durch die „entsprechende“ Auslegung des Verweises vermieden werden.

Vorschlag 4: Vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommene Einzelanlagen haben auch durch die entsprechende Anwendung der Regelung zur Anlagenzusammenfassung nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 keinen Wegfall der Förderung bei negativen Preisen zu befürchten, selbst wenn sie zusammen mit nach dem 01.01.2016 in Betrieb genommenen Einzelanlagen eine Gesamtanlage nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 bilden.

Vorschlag 5: Ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommene Anlagen können ohne Wegfall der Förderung zu negativen Preisen gefördert werden, selbst wenn sie durch eine

Zusammenrechnung mit Bestandsanlagen die Schwellenwerte des § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 überschreiten würden. Der 12-Monats-Zeitraum nach § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2014 berücksichtigt aufgrund des Wortlautes des § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014 nur Anlagen, die frühestens ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommen worden sind.

Vorschlag 6: Der Wortlaut von Rn. 125 UEBLL steht einem Wegfall der Förderung bei Überschreiten der Schwellenwerte nur *„für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“* nicht entgegen. Bei Überschreiten der Schwellenwerte sind somit nicht alle Einzelanlagen innerhalb einer Gesamtanlage vom Wegfall der Förderung bei negativen Preisen betroffen, sondern nur diejenigen Einzelanlagen durch die die jeweiligen Schwellenwerte überschritten werden.

Vorschlag 7: Der Verweis auf die Voraussetzung des § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 muss im Falle der Berechnung des 3-MW-Schwellenwerts für Windenergieanlagen *„entsprechend“* so gelesen werden, dass mehrere Windenergieanlagen als eine Anlage gelten, wenn *„der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes (…) finanziell gefördert wird“*, da der Verweis ansonsten leer läuft.

Vorschlag 8: Anlagen müssen auch in lediglich entsprechender Anwendung von § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 *„unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“* zusammen gerechnet werden. Anders als die Gesetzesbegründung suggeriert, ist dies allerdings zur Ermittlung der Schwellenwerte nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 nicht beihilferechtlich zwingend. Ein missbräuchliches Unterlaufen der Schwellenwerte unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Eigentumsverhältnisse könnte de lege ferenda somit auch durch die Übernahme der beihilferechtlichen Kriterien zur Unterscheidung zwischen selbständigen und verbundenen Unternehmen verhindert werden.

- **Umsetzungsbeispiele aus anderen Mitgliedstaaten:**
  Die bisherige Umsetzung der beihilferechtlichen Vorgaben zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen zeigt ein geteiltes Bild. Deutschland und das Vereinigte Königreich haben sich für eine Sechs-Stunden-Regelung als zeitlichen Puffer entschieden. Danach entfällt die Förderung erst nach sechs zusammenhängenden Stunden negativer Preise am Strommarkt, allerdings dann von Anfang der negativen Preisperiode an. Die Sechs-Stunden-Regelung kann dennoch angesichts der beihilferechtlichen Vorgabe der Rn. 124 lit. c) UEBLL (*„kein Anreiz“*) als Verhandlungserfolg der Bundesregierung eingeordnet werden. Hingegen sehen Dänemark und Estland den Wegfall der Förderung zwar ebenfalls von Beginn der negativen Preisperiode, aber zudem ohne den zeitlichen Puffer einer Sechs-Stunden-Regelung vor. Der Vergleich mit den Regelungen anderer Mitglied-

staaten zeigt, dass die EU-Kommission von einem Grundsatz des Wegfalls der Förderung bei negativen Preisen ohne zeitlichen Puffer ausgeht. Die Beispiele Deutschlands und des Vereinigten Königreichs zeigen aber, dass die EU-Kommission in gewissem Maße Gründe der Systemstabilität als Begründung zur Abweichung vom Grundsatz der Nichtförderung bei negativen Preisen akzeptieren könnte. Die Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung auf das Abschaltverhalten der EE-Anlagen und damit der Systemstabilität sind zu beobachten und auf ihre Tauglichkeit zur Begründung einer Abweichung vom Grundsatz der Nichtförderung bei negativen Preisen zu überprüfen. Eine starre Gesamtstundenregelung ist nach Ansicht der EU-Kommission allerdings keine Alternative zur Sechs-Stunden-Regelung. Am Beispiel Dänemarks hat sich gezeigt, dass die EU-Kommission eine solche (150 Stunden im Jahr) ablehnt.

- **Offene Fragen und Rechtsprobleme:**
  Neben der Auslegung des geltenden § 24 EEG 2014 und der Bestimmung der bestehenden weitergehenden Spielräume am Maßstab der UEBLL stellen sich zukünftig weitere Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Rechtsrahmens als Reaktion auf negative Strompreise.

Vorschlag 9: Zur Minderung der finanziellen Folgen des § 24 EEG 2014 können, auch vor dem Hintergrund der Vorgaben nach Rn. 124 lit. c) UEBLL, entweder eine europarechtskonforme Kompensationszahlung eingeführt oder eine Erhöhung der anzulegenden Werte vorgenommen werden.

Mittel- bis langfristig bestünde auch die Option einer Umstellung auf Kapazitätszahlungen für die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien, wobei jedoch zusätzlich noch andere regulatorische Gesichtspunkte zu beachten wären. Langfristig und dauerhaft kann die Problematik der negativen Preise allerdings wohl nur durch eine Neuordnung des Energiemarktdesigns im Wege der Flexibilisierung und Sektorenkopplung gelöst werden.

B. Einführung: Negative Preise als zukünftiges Praxis- und Rechtsproblem

Mit § 24 EEG 2014 wurde im Zuge der EEG-Novelle 2014 das ökonomisch im Zuge des künftigen Strommarktdesigns bereits diskutierte Phänomen negativer Preise am Strommarkt[1]

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Grünbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende, S. 19, 21; Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkung, Juni 2014; Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkung der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e.V., November 2014; U. Leprich/K. Grashof/H. Guss/U. Klann/A. Weber/A. Zipp (alle IZES)/P. Bofinger (Universität Würzburg)/M. Ritzau/R. Kremp/R. Schemm/L. Schuffelen (alle BET),

nunmehr auch rechtlich adressiert. § 24 EEG 2014 weist dabei eine potentiell große Tragweite für die künftige Finanzierung von EE-Anlangen mit Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2016 auf. Denn trotz des irreführenden Paragrafenüberschrift („*Verringerung der Förderung bei negativen Preisen*“) führt die Anwendung des § 24 EEG 2014 grundsätzlich zum vollständigen Wegfall der Förderung für EE-Anlagenbetreiber für den gesamten Zeitraum, wenn für mindestens sechs zusammenhängende Stunden negative Preise am Spotmarkt auftreten. So lautet § 24 EEG 2014 im vollständigen Wortlaut:

> ***§ 24 Verringerung der Förderung bei negativen Preisen***
>
> *(1) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.*
>
> *(2) Wenn der Strom in einem Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nach Absatz 1 mindestens einmal erfüllt sind, in der Einspeisevergütung nach § 38 veräußert wird, muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bei der Datenübermittlung nach § 71 Nummer 1 die Strommenge mitteilen, die er in dem Zeitraum eingespeist hat, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ gewesen sind; andernfalls verringert sich der Anspruch nach § 38 in diesem Kalendermonat um 5 Prozent pro Kalendertag, in dem dieser Zeitraum ganz oder teilweise liegt.*
>
> *(3) Die Absätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf*
>
> *1. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind,*
>
> *2. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt oder sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei jeweils § 32 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anzuwenden ist,*
>
> *3. Demonstrationsprojekte.*

Ökonomische Studien haben jüngst ergeben, dass die Anzahl negativer Preise mittel- bis langfristig stark ansteigen könnte und damit aufgrund des Wegfalls der Förderung nach § 24 EEG 2014 erhebliche Auswirkungen auf die Finanzierungsgrundlage von EE-Anlagen verbunden sein würden[2]. Negative Preise können unterschiedliche Ursachen haben[3], treten aber

Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Endbericht, 2013, S. 12, 70; *U. Nestle,* EnKliP, Ein EEG für eine effiziente Energiewende – Kritische Betrachtung von fixen und Kapazitätsprämien für erneuerbare Energie, im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Februar 2015, S. 40.

[2] Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkung der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e.V., November 2014.

[3] Vgl. hierzu: Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkung, Juni 2014.

häufig dann am Strommarkt auf, wenn ein überdurchschnittlich hohes Stromangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf eine niedrige Nachfrage trifft[4]. Erstmals traten negative Preise am vortägigen Spotmarkt im Jahr 2008 auf, da erst seit dem 1. September 2008 überhaupt die Abgabe negativer Gebote zulässig wurde. Seit dem Jahr 2012 sind sie verstärkt zu beobachten[5]. Intervalle von mehr als sechs Stunden, die für den Wegfall der Förderung nach § 24 EEG 2014 relevante Zeiträume bilden, könnten dabei in Abhängigkeit des zugrunde gelegten Szenarios zukünftig, insbesondere in einer Zeit ab 2020 verstärkt auftreten[6]. Damit wären bereits heute zu treffende Entscheidungen zur Investition in neue Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt nach 2015 mit dem damit einhergehenden zunehmenden Erlösrisiko behaftet.

Die zunehmende Bedeutung für die Praxis rückt den rechtlichen Rahmen und bestehenden Spielräume sowie perspektivische Handlungsmöglichkeiten stärker in den Fokus. Bislang war das Phänomen negativer Preise im Recht der erneuerbare Energien nur am Rande adressiert und betraf vor allem die Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der bundesweiten Wälzung. So gibt etwa § 8 AusglMechAV[7] den Übertragungsnetzbetreibern unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, bei negativen Preisen ihre nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV grundsätzlich preisunlimitiert abzugebenden Gebote am vortägigen Spotmarkt in Ausnahmefällen zu limitieren. Mit der Einführung von § 24 EEG 2014 im Zuge der verpflichtenden Direktvermarktung wird die rechtliche Bedeutung des Phänomens negativer Preise vor allem für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter allerdings stark steigen. Denn Kern der Regelung des § 24 EEG 2014 ist der Entfall der Förderung für Anlagen, die ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommen werden, vom Beginn einer negativen Preisphase am Strommarkt an, sollte eine solche länger als sechs Stunden andauern.

Trotz seiner potentiell erheblichen Auswirkung ist § 24 EEG 2014 in rechtlicher Hinsicht bislang kaum untersucht worden[8]. Dieses im Rahmen der Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht erschienene Hintergrundpapier soll daher zum besseren Verständnis der neuen

---

[4] Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkung der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e.V., November 2014, S. 4.

[5] Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkung der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e.V., November 2014, S. 3, 5 f.

[6] Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkung der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e.V., November 2014, S. 14.

[7] Verordnung zur Ausführung der Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung - AusglMechAV) vom 22.02.2010 BGBl. I S. 134; zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 17.02.2015, BGBl. I S. 146.

[8] Bislang wurde sich in rechtlicher Hinsicht vor allem mit den allgemeinen Auswirkungen der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung beschäftigt und § 24 EEG 2014 dabei konsequenterweise nur am Rande behandelt: Vgl. *F. Valentin,* Die verpflichtende Direktvermarktung – neuer Regelfall der Förderung im EEG 2014, ER Sonderheft 01/2014, 3 ff; *S. Herz/F. Valentin,* Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014, EnWZ 2014, 358, 362; *D. Breuer/T. Lindner,* Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, 129 ff; *V. Lüdemann/M.C. Ortmann,* Direktvermarktung im EEG – Das unvollendete Marktprämienmodell, EnWZ 2014, 387 ff; *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117.
Eine erste Kommentierung von § 24 EEG 2014 findet sich bei: *Salje*, EEG 2014, § 24, Rn. 1 ff.

Regelung des § 24 EEG 2014, dessen Anwendungsbereich und dessen Ausnahmen sowie der europarechtlichen Hintergrund dienen und beleuchtet die Umsetzung in anderen Mitgliedstaaten der EU. Auf dieser Grundlage sollen offene Fragen und Lösungsansätze bei der Rechtsanwendung des § 24 EEG 2014 dargestellt und bestehende Gestaltungsoptionen des Gesetzgebers identifiziert werden.

C. Europarechtliche Vorgaben und deren Umsetzung in § 24 EEG 2014

Die Entstehungsgeschichte des § 24 EEG 2014 ist untrennbar verbunden mit den Verhandlungen der Bundesregierung im Zuge des Beihilfeverfahrens gegen das EEG 2014 und der nahezu zeitgleichen Finalisierung der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (im Folgenden: UEBLL)[9] der EU-Kommission[10]. So fand § 24 EEG 2014 erst kurz vor Abschluss des parlamentarischen Verfahrens unter Druck der EU-Kommission durch die Beschlussempfehlung des Wirtschafts- und Sozialausschusses vom 26.06.2014 Eingang in das EEG 2014[11]. In der Begründung zu dieser Änderung wird lediglich ausgeführt, dass dies erfolgt sei, um den Einklang mit den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien herzustellen[12]. Das EEG 2014 wurde anschließend einen Tag später am 27.06.2014 vom Bundestag in zweiter und dritter Lesung verabschiedet[13]. Die Entscheidung der EU-Kommission über die Vereinbarkeit des EEG 2014 und damit auch von § 24 EEG 2014 mit den Vorgaben der UEBLL erfolgte schließlich kurz danach am 23.07.2014[14], noch rechtzeitig vor Inkrafttreten des EEG 2014 am 01.08.2014. Die Verhandlungen der Bundesregierung mit der EU-Kommission und das Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2014 verliefen somit weitgehend parallel[15]. Daher sollen im Folgenden die Vorgaben der UEBLL zum Umgang mit negativen Preisen dargestellt und mit der Umsetzung im EEG 2014 verglichen werden, um zu identifizieren an welcher Stelle der Gesetzgeber beihilferechtlich gebunden ist und wo dennoch eventuelle Spielräume bestehen.

[9] Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. v. 28.06.2014, C 200/1.
[10] Vgl. *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1114, 1117.
[11] *D. Breuer/T. Lindner*, Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, 129, 136; *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117.
[12] BT-Drs. 18/1891, S. 3, 193.
[13] BGBl. I S. 1066.
[14] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany.
[15] Vgl. hierzu auch: *F. Ekardt/F. Valentin,* Das neue Energierecht, 2015, S. 35 f.

I. Vorgaben und Spielräume der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zur Förderung bei negativen Preisen

Die maßgeblichen Vorschriften zum Umgang der Mitgliedstaaten mit negativen Preisen finden sich in Abschnitt 3.3.2 UEBLL, der die beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission für Betriebsbeihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien beinhaltet.

1. Grundsatz

Hiernach müssen nach Rn. 124 lit. c) UEBLL ab dem 01.01.2016 alle Beihilferegelungen auch folgende Voraussetzung erfüllen:

> *c) Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen."*

Nach Rn. 124 lit. c) UEBLL sind die Mitgliedstaaten somit verpflichtet, ab dem 01.01.2016 ihre EE-Förderung so zu gestalten, dass EE-Anlagenbetreiber keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen[16]. Weitere Vorgaben macht die EU-Kommission allerdings nicht. So bestehen beispielsweise keinerlei expliziten Vorgaben bezüglich konkreter Maßnahmen zur Verhinderung eines solchen Anreizes, eines Zeitraums des Auftretens negativer Preise (Ab der ersten Sekunde oder erst ab einer gewissen Zeitspanne?) oder des für die Bestimmung der negativen Preise relevanten Marktes (Day Ahead oder Intraday?). Die UEBLL eröffnen mit Rn. 124 lit. c) somit einen weiten Spielraum für die Ermessensausübung der EU-Kommission und für Verhandlungslösungen mit den Mitgliedstaaten.

2. Ausnahmen

Die Mitgliedstaaten müssen allerdings nicht alle Anlagenbetreiber einer Verpflichtung nach Rn. 124 lit. c) UEBLL unterwerfen. Denn nach Rn. 125 UEBLL gelten die eben genannten Voraussetzungen nicht für

> *„für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von **weniger als 500 kW** und **Demonstrationsvorhaben**, ausgenommen **Windkraftanlagen**, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von **3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten** gilt."* (Hervorhebungen nicht im Original)

Die Mitgliedstaaten können also allgemein EE-Anlagen mit weniger als 500 kW auch dann fördern, wenn diese Strom zu negativen Preisen erzeugen. Dasselbe gilt für Demonstrationsvorhaben. Diese sind nach Rn. 19 Nr. 45 UEBLL definiert als *„Vorhaben zur Demonstration einer in der Union völlig neuen Technologie („first of its kind"), die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt"*. Damit ist diese Ausnahme eng auf innovative Technologien begrenzt und dürfte nicht auf etablierte EE-Technologien an-

[16] Eine ähnliche Regelung enthält auch die Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) nach Art. 42 Abs. 7 AGVO.

wendbar sein. In hohem Maße auslegungsbedürftig ist die Regelung der Rn. 125 UEBLL hingegen zum einen hinsichtlich des Anwendungsbereich der Ausnahme im Fall von Windenergieanlagen sowie hinsichtlich der Frage, ob und wie einzelne Anlagen zur Berechnung der Schwellenwerte zusammengefasst werden müssen.

a) Windkraftanlagen mit einem Grenzwert von „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“

In Abweichung von dem allgemeinen Schwellenwert für Anlagen von weniger als 500 kW dürfen nach Rn. 125 UEBLL zusätzlich Windkraftanlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von *„3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten*“ ausgenommen werden. Allerdings fehlt sowohl eine Definition des Begriffs der *„Erzeugungseinheit*“ als auch eine Klärung des Verhältnisses der beiden Größen. Bezieht sich also die Vorgabe 3 MW auf die Gesamtleistung von bis zu 3 Erzeugungseinheiten oder kann jede einzelne Erzeugungseinheit diese Leistung ausschöpfen?

Um diese Frage zu klären, hilft ein Blick in die Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)[17], die parallel zu Rn. 124 c), 125 UEBLL für ihren Anwendungsbereich nach Art. 42 Abs. 7 und Abs. 9 die Problematik der negativen Preise regelt, nur begrenzt weiter. In Art. 42 Abs. 7 AGVO heißt es:

> *„Bei negativen Preisen werden keine Beihilfen gewährt*“.

Eine Ausnahme von diesem Grundsatz gilt nach Art. 42 Abs. 9 AGVO. Dort heißt es:

> *„Die in den Absätzen 5, 6 und 7 genannten Voraussetzungen gelten nicht für Betriebsbeihilfen, die für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus allen erneuerbaren Quellen mit einer installierten Kapazität von weniger als 500 kW gewährt werden; lediglich bei Windkraftanlagen gelten diese Voraussetzungen nicht für Betriebsbeihilfen, die für Anlagen mit einer installierten Kapazität von weniger als 3 MW oder für Anlagen mit weniger als 3 Erzeugungseinheiten gewährt werden*.“

Die Regelung der AGVO ist zwar sprachlich klarer gefasst als Rn. 125 UEBLL, da aus ihr zumindest hervor geht, dass eine Erzeugungseinheit die im Vergleich zur Anlage kleinere Einheit ist. Für die Frage, wieviel MW ein Windpark mit höchstens 3 Erzeugungseinheiten nun insgesamt umfassen darf, um noch unter die Ausnahme zu fallen, ist aber nichts gewonnen[18].

Diese Auslegungsproblematik stellt sich parallel im Fall der Ausnahmen von der Ausschreibungspflicht nach Rn. 127 UEBLL, die für Windkraftanlagen mit einer installierten Stromer-

[17] Verordnung (EU) Nr. 651/2014 v. 26.06.2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Gemeinsamen Markt (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung), Abl. Nr. L 187/19. Vgl. hierzu im Einzelnen ausführlich: *H. Münchmeyer/H. Kahl,* Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, Würzburger Bericht Nr. 10 vom 16.10.2014, S. 7.

[18] Vgl. so auch zur Parallelproblematik bei Ausschreibungen: *H. Münchmeyer/H. Kahl,* Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, Würzburger Bericht Nr. 10 vom 16.10.2014, S. 6 f.

zeugungskapazität bis zu einem Grenzwert von *„6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten*“ vorgesehen werden kann. Die verschiedenen Auslegungsmöglichkeiten hierzu waren bereits ausführlich Gegenstand des *Würzburger Berichts Nr. 10*[19]. Das dort gezogene Fazit kann aufgrund der parallelen Formulierung auch auf die Auslegung des Ausnahmetatbestands in Rn. 125 UEBLL übernommen werden[20]. Denn auch im vorliegenden Fall ist es rein gesetzgebungstechnisch kaum zu erklären, weshalb die EU-Kommission hier zwei mit der Formulierung *„oder*“ verbundene Alternativkriterien gewählt hat. Denn durch ein Abstellen allein auf das zweite Kriterium (*„3 Erzeugungseinheiten*“) könnte das erste Kriterium (*„3 MW*“) sehr leicht umgangen werden, hält man sich vor Augen, dass einzelne Windenergieanlagen heute marktüblich über eine Leistung von weit mehr als 1 MW verfügen[21]. Anhand einer juristisch-methodischen Auslegung, die letztlich auf den Sinn und Zweck der fraglichen Ausnahmevorschrift abzustellen hat, liegt es daher nahe, dass die *„3 MW*“ einen Grundwert beschreiben, der das Kriterium der *„3 Erzeugungseinheiten*“ limitierend begrenzt. Die *„3 MW*“ würden demnach einen Wert beschreiben, der multipliziert mit den *„3 Erzeugungseinheiten*“ zu einem Grenzwert von bis zu 9 MW anwachsen würde. Diese Lesart stellt einen eigenen materiellen Regelungsgehalt des Kriteriums der *„3 MW*“ gegenüber seiner sonstigen Redundanz sicher und reduziert die Ausnahmeregelung zugleich auf ein bestimmtes Maximum. Dabei ist dieses Verständnis zwar plausibel, aber keineswegs zwingend. Angesichts des bewusst offen formulierten Wortlauts ist es auch möglich, dass eine Erzeugungseinheit eine Kapazität von mehr als 3 MW aufweisen kann und somit ein Gesamtwert von über 9 MW möglich wird.

b) Anlagenzusammenfassung entsprechend der AGVO und unternehmensscharfe Differenzierung?

Die UEBLL selbst enthalten, zusätzlich zur Auslegungsproblematik des Begriffs der „Erzeugungseinheit“, weder eine Definition des Anlagenbegriffs noch eine Regelung zur Anlagenzusammenfassung. Hinweise darauf, was die EU-Kommission unter einer Anlage versteht, könnte allerdings Art. 42 Abs. 10 AGVO liefern. Dort werden zur Berechnung von Schwellenwerten für die installierte Erzeugungskapazität *„Anlagen mit einem gemeinsamen Anschlusspunkt an das Stromnetz als eine Anlage betrachtet*“. Dass die EU-Kommission dieses Begriffsverständnis einer Anlage auch im Rahmen der UEBLL zugrunde legt, ist zwar nicht zwingend, aber liegt zumindest nahe, da es sich bei Rn. 124 lit. c), 125 UEBLL auf der einen und Art. 42 Abs. 7, 9, 10 AGVO auf der anderen Seite um sachlich parallel gelagerte Regelungen zur Vermeidung einer Förderung von EE-Strom bei negativen Preisen handelt. Gegen eine Übertragung dieses Begriffsverständnisses spricht zwar, dass eine solche Regelung in

[19] *H. Münchmeyer/H. Kahl,* Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, Würzburger Bericht Nr. 10 vom 16.10.2014.

[20] Vgl. zum Folgenden: *H. Münchmeyer/H. Kahl*, Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen in den Beihilfeleit-linien der Europäischen Kommission, Würzburger Bericht Nr. 10 vom 16.10.2014, S. 9.

[21] Die durchschnittliche Leistung einer Windenergieanlage an Land in Deutschland im Jahr 2014 betrug laut Marktanalyse Wind des BMWi 2,7 MW, vgl.: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse Windenergie an Land, S. 1, veröffentlicht am 27.02.2015, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=692934.html (abgerufen am 10.04.2015).

den UEBLL ausdrücklich nicht normiert wurde, obwohl die AGVO bereits zwei Tage vor den UEBLL von der EU-Kommission erlassen wurde[22]. Damit muss letztlich offen bleiben, ob die EU-Kommission den Anlagenbegriff in AGVO und UEBLL synchron auslegen wird.

Setzt man wie hier eine synchrone Auslegung des Anlagenbegriffs allerdings gedanklich einmal voraus, ist an dieser Stelle zu fragen, ob die EU-Kommission hiermit eine Anlagenzusammenfassung zugrunde legt, welches für die Eigentumsverhältnisse an den Anlagen hinter dem gemeinsamen Netzanschlusspunkt gewissermaßen „blind" ist. Denn in der Praxis ist durchaus der Fall vorstellbar, dass verschiedene voneinander unabhängige Anlagenbetreiber, welche jeder für sich unter die Schwellenwerte der Rn. 125 UEBLL fallen würde, einen gemeinsamen Netzanschluss aufweisen. Eine Zusammenrechnung erscheint in einem solchen Fall nicht sachgerecht. Zum einen müssten sich dann die voneinander unabhängigen Anlagenbetreiber jeweils die Anlagen des Wettbewerbers zurechnen lassen, auf deren Errichtung sie jedoch keinen Einfluss ausüben können. Zum anderen würde nach dem reinen Wortlaut des Art. 42 Abs. 9 i. V. m. Abs. 10 AGVO, die Zusammenrechnung von Anlagen grundsätzlich erfolgen, ohne zwischen der von den jeweiligen Stromerzeugern genutzten Technologie zu differenzieren. Hiervon ausgenommen wären allerdings Windkraftanlagen, für die ein eigener Schwellenwert gilt und die somit nur technologiespezifisch zusammengerechnet würden. Diese Ungleichbehandlung verschiedener Stromerzeugungstechnologien erscheint sachlich nicht begründbar.

Bestätigt werden diese praktischen Erwägungen durch systematische Erwägungen des Beihilferechts. Nach Art. 107 Abs. 1 AEUV unterliegen Begünstigungen *„bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige"* der Beihilfenkontrolle. Somit ist Sinn und Zweck der Beihilfenkontrolle nach der ersten Tatbestandsalternative (*„Unternehmen"*) die Vermeidung marktverzerrender Beihilfen für einzelne Unternehmen als Beihilfeempfänger zu Lasten anderer Unternehmen. Die EU-Kommission hat innerhalb dieser Vorgabe dabei zwar einen weiten Ermessensspielraum bei der Bestimmung des Beihilfeempfängers[23]. Die Grenzen des Art. 107 Abs. 1 AEUV darf sie aber im Rahmen der Ausgestaltung von Beihilfeleitlinien nicht überschreiten.

Die Regelung zum Verbot einer Förderung bei negativen Preisen nach Rn. 124 lit c) UEBLL stellt in Ausfüllung dieses Ermessensspielraums auch nur auf den einzelnen *„Stromerzeuger"* ab und nimmt damit auf den Begriff des Unternehmens Bezug. Denn nach Rn. 19 Nr. 35 UEBLL ist ein Stromerzeuger definiert als *„Unternehmen, das Strom für kommerzielle Zwecke erzeugt"*. Im Beihilferecht gilt allgemein der einheitliche wettbewerbliche Unternehmensbe-

[22] Vgl. hierzu und zum Verhältnis zwischen UEBLL und AGVO ausführlich: *H. Münchmeyer/H. Kahl,* Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, Würzburger Bericht Nr. 10 vom 16.10.2014, S. 6 f. Bei den Regelungen zur Förderung von kleinen EE-Anlagen zeigt sich ein ähnliches Bild: Nach Art. 43 Abs. 2 AGVO werden bei der Berechnung der Höchstkapazitäten kleine *„Anlagen mit einem gemeinsamen Anschlusspunkt an das Stromnetz"* als eine Anlage betrachtet. Eine parallele Regelung fehlt in Rn. 125 UEBLL ebenfalls.

[23] *C. Koenig/J. Paul* in: M. Streinz, EUV/AEUV, 2. Auflage 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 70; EuG *British Airways*, verb. Rs. T-371/94 und 394/94, Slg. 1998, II-2405, Rn. 314.

griff, der dem kartellrechtlichen Unternehmensbegriff entspricht[24]. Ein Unternehmen im Sinne des europäischen Wettbewerbsrechts ist nach ständiger Rechtsprechung des EuGH jede selbständig wirtschaftlich tätige Einheit unabhängig von ihrer Rechtsform oder ihrer Finanzierungsart[25]. Um eine missbräuchliche Aufspaltung eines Unternehmens in mehrere selbständige Einheiten zu unterbinden, ist die Behandlung verschiedener Unternehmen als ein Unternehmen im Sinne eines Beihilfeempfängers von großer Relevanz[26]. So sind nach ständiger Rechtsprechung des EuGH rechtlich eigenständige natürliche oder juristische Personen im Hinblick auf die EU-Wettbewerbsregeln und damit auch im Hinblick auf das Beihilferecht als ein einziges Unternehmen zu behandeln, wenn sie eine wirtschaftliche Einheit bilden[27]. Als eine wirtschaftliche Einheit gelten dabei auch mehrere, in einem Konzern zusammengefasste oder auf sonstige Art miteinander verbundene Unternehmen[28].

Die Rechtsprechung billigt der EU-Kommission bei der Feststellung einer wirtschaftlichen Einheit einen weiten Ermessensspielraum zu[29]. Diesen hat sie insbesondere in der *de-minimis-VO*[30] Kriterien zur Bestimmung eines Unternehmens als Beihilfeempfänger ausgefüllt. Dort führt die EU-Kommission in Erwägungsgrund Nr. 4 aus:

> *„Der Begriff des Unternehmens bezeichnet im Bereich der Wettbewerbsvorschriften des AEUV jede eine wirtschaftliche Tätigkeit ausübende Einheit, unabhängig von ihrer Rechtsform und der Art ihrer Finanzierung[31]. Der Gerichtshof der Europäischen Union hat festgestellt, dass alle Einheiten, die (rechtlich oder de facto) von ein und derselben Einheit kontrolliert werden, als ein einziges Unternehmen angesehen werden sollten[32]. Im Interesse der Rechtssicherheit und der Verringerung des Verwaltungsaufwands sollte diese Verordnung eine erschöpfende Liste eindeutiger Kriterien enthalten, anhand deren geprüft werden kann, ob zwei oder mehr Unternehmen innerhalb eines Mitgliedstaats als ein einziges Unternehmen anzusehen sind.“*

---

[24] *M. Bungenberg* in: A. Birnstiel/M. Bungenberg/H. Heinrich (Hrsg.), Europäisches Beihilfenrecht, 2013, Kapitel 1, Rn. 25, 28.

[25] Vgl. nur: EuGH *Enirisorse*, C-237/04, Slg. 2006, I-2843, Rn. 38; EuGH *Höfner und Elsner,* C-41/90, Slg. 1991, I-1979, Rn. 21; EuGH *Albany*, C-67/96, Slg. 1999, I-5751, Rn. 7; vgl. für weitere Nachweise *C. Arhold,* in: F. Montag/F.-J. Säcker, MünchKommBeihVgR, Art. 107 AEUV, Rn. 309.

[26] *M. Bungenberg* in: A. Birnstiel/M. Bungenberg/H. Heinrich (Hrsg.), Europäisches Beihilfenrecht, 2013, Kapitel 1, Rn. 31.

[27] *C. Koenig/J. Paul* in: M. Streinz, EUV/AEUV, 2. Auflage 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 70 m.w.N.

[28] *C. Koenig/J. Paul* in: M. Streinz, EUV/AEUV, 2. Auflage 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 70;

[29] *C. Koenig/J. Paul* in: M. Streinz, EUV/AEUV, 2. Auflage 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 70; EuG *British Airways*, verb. Rs. T-371/94 und 394/94, Slg. 1998, II-2405, Rn. 314.

[30] VO (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen, ABl. L 352/1 vom 24.12.2013.

[31] EuGH, Ministero dell'Economia e delle Finanze/Cassa di Risparmio di Firenze SpA u. a., C-222/04, Slg. 2006, I-289.

[32] EuGH, Niederlande/Kommission, C-382/99, Slg. 2002, I-5163.

Diese Kriterien werden in Art. 2 Abs. 2 de-minimis-VO näher bestimmt:

> *Der Begriff „ein einziges Unternehmen" bezieht für die Zwecke dieser Verordnung alle Unternehmen mit ein, die zueinander in mindestens einer der folgenden Beziehungen stehen:*
>
> *a) Ein Unternehmen hält die Mehrheit der Stimmrechte der Anteilseigner oder Gesellschafter eines anderen Unternehmens;*
>
> *b) ein Unternehmen ist berechtigt, die Mehrheit der Mitglieder des Verwaltungs-, Leitungs- oder Aufsichtsgremiums eines anderen Unternehmens zu bestellen oder abzuberufen;*
>
> *c) ein Unternehmen ist gemäß einem mit einem anderen Unternehmen geschlossenen Vertrag oder aufgrund einer Klausel in dessen Satzung berechtigt, einen beherrschenden Einfluss auf dieses Unternehmen auszuüben;*
>
> *d) ein Unternehmen, das Anteilseigner oder Gesellschafter eines anderen Unternehmens ist, übt gemäß einer mit anderen Anteilseignern oder Gesellschaftern dieses anderen Unternehmens getroffenen Vereinbarung die alleinige Kontrolle über die Mehrheit der Stimmrechte von dessen Anteilseignern oder Gesellschaftern aus.*
>
> *Auch Unternehmen, die über ein anderes Unternehmen oder mehrere andere Unternehmen zueinander in einer der Beziehungen gemäß Unterabsatz 1 Buchstaben a bis d stehen, werden als ein einziges Unternehmen betrachtet.*

So sieht das Beihilferecht auch an anderer Stelle entsprechende Regelungen vor, die ein missbräuchliches Ausnutzen von Sonderregeln oder finanziellen Schwellenwerten durch die Beihilfeempfänger, beispielsweise durch eine künstliche Aufspaltung in kleinere Einheiten, verhindern sollen, insbesondere im Bereich von KMU-Beihilfen nach der AGVO[33].

Diese allgemeinen beihilferechtlichen Erwägungen zeigen, dass die Fiktion des Art. 42 Abs. 10 AGVO nicht so zu verstehen ist, dass pauschal alle Anlagen von untereinander unabhängigen Stromerzeugern zusammengefasst werden sollen. Um eine missbräuchliche Ausnutzung der Schwellenwerte in Art. 42 Abs. 9 AGVO oder Rn. 125 UEBLL zur Umgehung der Regelung zu negativen Preisen zu verhindern, erscheint es sowohl sachgerecht als auch ausreichend, auf die bereits etablierten Kriterien zur Differenzierung zwischen einzelnen und verbundenen Unternehmen zu setzen, anstatt pauschal auf den gemeinsamen Netzanschluss.

Zur Beseitigung der durch den auslegungsbedürftigen Wortlaut von Rn. 125 UEBLL und Art. 42 Abs. 9 und 10 AGVO wäre somit eine Klarstellung der EU-Kommission in zweierlei Hinsicht wünschenswert: Zum einen dahingehend, ob in AGVO und UEBLL dasselbe Verständnis hinsichtlich des Begriffs der „Anlage" zugrunde gelegt wird und zum anderen, ob

[33] Vgl. Art. 3 Anhang I AGVO.

seitens der Mitgliedstaaten bei der Zusammenfassung von Anlagen zur Berechnung der Schwellenwerte der Ausnahmetatbestände unternehmensscharf differenziert werden darf.

3. Kritik

Die UEBLL sehen sich, zusätzlich zu den speziellen soeben dargelegten Auslegungsschwierigkeiten, auch allgemein aufgrund ihrer weitgehenden Vorgaben für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Mitgliedstaaten hinsichtlich der Einführung der Direktvermarktung, der Marktprämie und Ausschreibungen dem Vorwurf der Kompetenzüberschreitung ausgesetzt[34]. Die Vorgabe zu negativen Preisen in Rn. 124 lit. c) UEBLL im speziellen entspringt allerdings wohl eher klassischen beihilferechtlichen Erwägungen. Die Erwägungsgründe der EU-Kommission dazu, warum sie einen Anreiz zur Stromerzeugung zu negativen Preisen verhindern will, ergeben sich aber nicht aus den UEBLL selbst. Es kann daher nur aus der allgemeinen Zweckstellung des Beihilferechts zur Vermeidung von Überförderungen vermutet werden, dass die EU-Kommission mit dieser Vorgabe verhindern will, dass ein Wirtschaftsgut (hier: Strom) auch dann gefördert wird, wenn – wie in Zeiten negativer Preise offensichtlich – nach diesem keine ausreichende Nachfrage besteht. So einleuchtend dieser Ansatz zunächst auch klingen mag, ist dieser doch zumindest rechtspolitisch kritikwürdig, da die EU-Kommission die gegenwärtigen Probleme des Strommarkts in den UEBLL einseitig zu Lasten der Erzeuger von erneuerbarem Strom auflöst[35]. EE-Stromerzeuger sind allerdings nicht alleine für das Entstehen negativer Strompreise auf den Strommärkten verantwortlich. Vielmehr sind negative Preise auch das Resultat bereits bestehender Marktbedingungen und des Marktverhalten der sonstigen Erzeuger und Nachfrager. So zeigt sich, dass auch in Zeiten negativer Preise regelmäßig eine signifikante Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken stattfindet, die unter anderem auf mangelnde technische Flexibilität sowie relativ hohe An- und Abfahrtkosten konventioneller Kraftwerke zurückgeführt werden kann[36]. Obwohl die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Union auf 20% bis zum Jahr 2020[37] und 27% im Jahr 2030[38] europapo-

[34] Vgl. hierzu ausführlich: *H. Münchmeyer/M. Kahles/F. Pause*, Erfordert das europäische Beihilferecht die Einführung von Ausschreibungsverfahren im EEG?, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 5 vom 16.07.2014, S. 7 ff.; vgl. auch: *F. Ekardt/F. Valentin,* Das neue Energierecht, 2015, S. 172; *U. Soltész,* Das neue europäische Beihilferecht, NJW 2014, 3128; *M. Nettesheim,* EU-Beihilferecht und nichtfiskalische Finanzierungsmechanismen, NJW 2014, 1847; *M. Burgi,* Der Beihilfebegriff als fortbestehende Grenze einer EU-Energieumweltpolitik durch Exekutivhandeln, EuZW 2014, 647, 650; *P.S. Stöbener*, Nur noch „gute Beihilfen"? – Zum Abschluss der Beihilferechtsreform, EuZW 2014, 601, 602; vgl. bereits zum Entwurf der Beihilfeleitlinien: N. Grabmayr/H. Münchmeyer/F. Pause/A. Stehle/T. Müller, Förderung erneuerbarer Energien und EU-Beihilferahmen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 2 vom März 2014, S. 65 ff.; *M. Bonn/N. Heitmann/G. Reichert/J. S. Voßwinkel,* cep-Studie, Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020, März 2014, S. 2.

[35] *E. Gawel/S. Strunz,* State Aid Dispute on Germany`s Support for Renewables – Is the Commission on the right course?, JEPL 2014, S. 137 (148).

[36] Agora Energiewende, Negative Strompreise: Ursachen und Wirkung, Juni 2014, S. 11 f.

[37] Vgl. Art. 3 Abs. 1 RL 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Abl. EU vom 05.06.2009, Nr. L 140, S. 16; vgl. hierzu: *K. Merkel*, Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur

litisch gewünscht und die Mitgliedstaaten zur Förderung erneuerbarer Energien nach Art. 3 Abs. 1 RL 2009/28/EG verpflichtet sind, wird durch die Vorgabe der Rn. 124 lit. c) UEBLL von der EU-Kommission in Kauf genommen, dass klimafreundliche EE-Anlagen in Zeiten negativer Preise abgeschaltet werden, während konventionelle Stromerzeugungsanlagen weiter produzieren. Dem Markt gehen somit klimafreundliche EE-Strommengen und ein Marktpreissignal für mehr Flexibilität im Stromsystem verloren[39].

Auch wenn die Vorgabe nach Rn. 124 lit. c) UEBLL somit rechtspolitisch fragwürdig erscheint, ist der EU-Kommission eine rechtlich relevante Ungleichbehandlung von EE-Stromerzeugern gegenüber konventionellen Stromerzeugern wohl dennoch nicht vorzuwerfen. Denn sollte sich ein Mitgliedstaat aus Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit im Wege von *„Maßnahmen zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung"* nach Abschnitt 3.9. UEBLL, beispielsweise in der Form von Kapazitätszahlungen, auch für die Förderung konventioneller Stromerzeuger entscheiden, sollten solche Maßnahmen nach Rn. 231 UEBLL

> *„durch ihre Ausgestaltung sicherstellen, dass der Preis für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass die bereitgestellte Kapazität den Kapazitätsbedarf decken kann".*

Auch dieser Vorgabe liegt somit erkennbar das Bestreben der EU-Kommission zugrunde, die Zahlung einer Förderung seitens eines Mitgliedstaats zu verhindern, wenn die geförderte Leistung (Bereitstellen von Kapazität) den Bedarf bereits deckt. Ein Unterschied besteht allerdings darin, dass es sich bei Rn. 231 um eine Soll-Vorschrift handelt, während Rn. 124 lit. c) UEBLL den Mitgliedstaaten keinen Spielraum über das „ob" gewährt („*Es werden Maßnahmen getroffen*…"). Aus dem ersten Anwendungsfall, der Genehmigung des britischen Kapazitätsmarkts durch die EU-Kommission vom 23.07.2014[40], lässt sich schließen, dass die EU-Kommission die Vorgabe der Rn. 231 bereits als erfüllt ansieht, wenn seitens des Mitgliedstaats eine wettbewerbliche Ausschreibung durchgeführt wird, da hierdurch sichergestellt sei, dass in der Auktion die Preise gegen Null fallen würden, wenn ausreichend Kapazität bereit steht, um den Bedarf zu decken[41].

Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 11 vom 26.02.2015, S. 11 ff; *E. Helbig,* Beihilferechtliche Genehmigung für britischen Kapazitätsmarkt, ER 2015, 9 ff.; *J. Riewe*, EU-Binnenmarkt, Beihilfenrecht, nationales Strommarktdesign und Versorgungssicherheit: Die Europäische Kommission erteilt Strommarktreform in Großbritannien ihre Freigabe, E-WeRK 2014, 358, 360 ff.

[38] Schlussfolgerung des Europäischen Rates zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 vom 23.10.2014, SN 79/14, S. 5.

[39] U. Leprich/K. Grashof/H. Guss/U. Klann/A. Weber/A. Zipp (alle IZES)/P. Bofinger (Universität Würzburg)/M. Ritzau/R. Kremp/R. Schemm/L. Schuffelen (alle BET), Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Endbericht, 2013, S. 70; *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117.

[40] COM C (2014) 5083 final, 23.07.2014, SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom.

[41] COM C (2014) 5083 final, 23.07.2014, SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Rn. 145.

II. Umsetzung durch § 24 EEG 2014

Die EU-Kommission befasste sich in ihrer Entscheidung zum EEG 2014 vom 23.07.2014 auch mit § 24 EEG 2014 und erklärte die Regelung als mit den Vorgaben der UEBLL für vereinbar[42]. Die EU-Kommission führt dabei aus, dass die Vorgabe der Rn. 124 lit. c) UEBLL erfüllt sei. Zum einen verhindere § 24 EEG die Auszahlung einer Marktprämie für den Fall, dass die Preise für mindestens sechs Stunden am Stück negativ sind[43]. Zum anderen vermindere bereits die Marktprämie selbst den Anreiz für EE-Anlagenbetreiber in Zeiten negativer Preisen Strom zu erzeugen, zumindest wenn diese ein bestimmtes Niveau erreichen würden[44]. Aufgrund dieser beiden sich gegenseitig verstärkenden Aspekte, sieht die EU-Kommission die Vorgabe von Rn. 124 lit. c) UEBLL als erfüllt an[45].

Dennoch stellt sich die Frage, ob und ggf. an welchen Stellen womöglich weitere Handlungsspielräume des deutschen Gesetzgebers bei der Umsetzung der UEBLL bestehen und welche Rechtsprobleme die eilig in das Gesetz aufgenommene Regelung in ihrer praktischen Anwendung ab dem 01.01.2016 aufwerfen könnte.

1. Sechs-Stunden-Regelung

§ 24 Abs. 1 EEG 2014 enthält den Grundsatz des Wegfalls der Förderung bei negativen Preisen für Neuanlagen ab dem 01.01.2016:

> „Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null."

Nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 entfällt somit die Förderung vom Beginn des Sechs-Stunden-Zeitraums bis zum Ende der negativen Preisphase, erst wenn der Strompreis am Spotmarkt an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ war[46]. Durch die Verringerung des anzulegenden Wertes (AW) auf Null, kann der Wert der Marktprämie (MP) aufgrund der Formel zu ihrer Berechnung nach Nr. 1 der Anlage 1 zum EEG 2014 rechnerisch nur Null oder negativ sein. Da der Wert der Marktprämie letztendlich nach der Regelung der Nr. 1.2 Anlage 1 EEG 2014 nicht negativ sein darf, ergibt sich als Rechtsfolge des § 24 Abs. 1 eine „Nullförderung". Jede Unterbrechung des Sechs-Stunden-Zeitraums durch Zeiten positiver Preise führt allerdings dazu, dass die Zählung der Stunden von neuem beginnt und somit der Zeit-

[42] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany, Rn. 251 ff.
[43] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany, Rn. 251.
[44] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany, Rn. 252.
[45] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany, Rn. 253.
[46] *V. Lüdemann/M.C. Ortmann,* Direktvermarktung im EEG – Das unvollendete Marktprämienmodell, EnWZ 2014, 387, 390;

raum unterbrochen wird[47]. Die Regelung gilt sowohl für Anlagen in der verpflichtenden Direktvermarktung als auch für Anlagen in der Ausfallvergütung nach § 38 EEG 2014. Um erfassen zu können, in welchen Zeiten die Anlagen in der Ausfallvergütung Strom produziert haben, enthält § 24 Abs. 2 EEG 2014 eine gesonderte Mitteilungspflicht für die Anlagenbetreiber sowie eine pauschale Vergütungsreduzierung bei Nichteinhaltung[48].

Entgegen Rn. 124 lit. c) UEBLL, in der keine zeitliche Mindestkomponente als Ausnahme erwähnt wird, enthält § 24 Abs. 1 EEG 2014 mit der Sechs-Stunden-Regelung somit ein zeitlich einschränkendes Element. Allein nach dem Wortlaut von Rn. 124 lit. c) UEBLL wäre aber ein Entfall der Förderung bereits zu Beginn einer negativen Preisphase, ohne den zeitlichen Puffer der Sechs-Stunden-Regelung, denkbar. Die Gründe für diese Interpretation der UEBLL durch die EU-Kommission scheinen im Bereich der Systemstabilität zu liegen, für die die Sechs-Stunden-Regelung als maßgeblich erachtet wird. Denn die EU-Kommission führt in ihrer Entscheidung zur Vereinbarkeit des EEG mit den UEBLL aus, dass Deutschland Maßnahmen ergriffen habe, die sowohl keinen Anreiz böten zu negativen Preisen zu produzieren, als auch gleichzeitig sicherstellten, dass aus Gründen der Systemstabilität nicht alle Anlagen zur gleichen Zeit, sondern stufenweise, abgeschaltet würden[49].

Insgesamt wird der Wegfall der Förderung nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 von Ökonomen[50] und unmittelbar am Gesetzgebungsprozess des EEG 2014 Beteiligten[51] gleichermaßen kritisiert, da hierdurch wichtige Flexibilitätssignale an den Markt verloren gehen. Dennoch kann aus rechtlicher Sicht zumindest die Sechs-Stunden-Regelung angesichts der bestehenden beihilferechtlichen Zwänge als Verhandlungserfolg der Bundesregierung und der britischen Regierung in den jeweiligen Beihilfeverfahren gewertet werden.

2. Auf welchem Markt werden die negativen Preise bestimmt?

Die Beihilfeleitlinien machen keine Angaben darüber, auf welchem Markt die negativen Preise vorliegen müssen, damit der Wegfall der Förderung eintreten muss. Rn. 124 lit. a) UEBLL macht nur die Vorgabe, dass die Erzeuger ihren Strom direkt „*auf dem Markt*“ verkaufen müssen. Entscheidender Maßstab nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 ist „*der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE*

[47] *D. Breuer/T. Lindner*, Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, 129, 136.

[48] BT-Drs. 18/1891, S. 193 f.; *D. Breuer/T. Lindner*, Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, 129, 136.

[49] COM C (2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N) – Germany, Rn. 253: “*As a result of the combined effect of those two elements, the Commission observes that on the one hand Germany has put in place measures ensuring that generators have no incentive to generate electricity under negative prices while at the same time ensuring that not all plants are switched off at the same time (which could lead to grid stability issues) but progressively. On that basis the Commission concludes that the condition of paragraph 124 (c) of the EEAG is fulfilled.”*

[50] *A. Purkus/E. Gawel/M. Deissenroth/K. Nienhaus/S. Wassermann,* Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration Erneuerbarer – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung, ET 2014, 8, 14.

[51] *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117, der von einem „*nur bedingt überzeugendem Thema*“ und einer Regelung spricht, die „*in die falsche Richtung*“ zeige.

in Paris". Solche Stundenkontrakte werden an der EPEX Spot am vortägigen Day-Ahead-Markt gehandelt. Neben den Viertelstundenprodukten werden Stundenprodukte aber auch am *Intraday*-Markt im sog. „kontinuierlichen Intradayhandel" gehandelt[52]. Nach Angaben der EPEX Spot treten auf beiden Märkten negative Preise auf[53].

Entscheidend für die Sechs-Stunden-Regel des § 24 Abs. 1 EEG 2014 soll nach bisheriger Auslegung aber nur die Dauer der negativen Preise auf dem Day-Ahead-Markt sein[54]. Dies habe zur Folge, dass die Förderung im Fall des Überschreitens der Sechs-Stunden-Grenze am Day-Ahead-Markt von Anfang an entfalle, selbst wenn am untertägigen Intraday-Markt die Preise nicht negativ sind. Umgekehrt entfalle die Förderung nicht, wenn die Sechs-Stunden-Grenze nur am Intraday-Markt, aber nicht am Day-Ahead-Markt überschritten wird[55]. Für diese Auslegung spricht, dass sowohl der Wortlaut des § 24 Abs. 1 EEG 2014 als auch der Wortlaut von Nr. 2 der Anlage 1 zum EEG 2014 zur Berechnung des in die Marktprämie einfließenden Monatsmarktwerts „MW" auf den durchschnittlichen Wert der Stundenkontrakte für die „*Preiszone Deutschland/Österreich*" am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris in Cent pro Kilowattstunde abstellt. Eine solche gemeinsame Preiszone besteht aber nur für den Day-Ahead-Markt. Am Intraday-Markt kann es überdies auch für dieselbe Stunde mehrere unterschiedliche Preise geben, so dass der Wortlaut des § 24 Abs. 1 S. 1 – „*der* Wert" – dagegen spricht, auf dieses Marktsegment abzustellen. Denn es ist nicht nur ein Wert verfügbar, so dass unklar wäre, welcher Preis maßgeblich sein oder wie ein Durchschnitt gebildet werden sollte.

Eine mögliche Konsequenz des alleinigen Abstellens auf den Day-Ahead-Markt könnte also eine Verlagerung des Handelsvolumens der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und damit auch der Problematik der negativen Preise vom Day-Ahead-Markt auf den *Intraday*-Markt sein. Auf dem *Intraday*-Markt kann es nämlich trotz Einführung des § 24 EEG 2014 für EE-Anlagenbetreiber weiterhin lohnend sein, ihren Strom auch zu negativen Preisen vermarkten, solange die Zahlungen der Marktprämie die negativen Strompreise kompensieren und für den relevanten Zeitraum am Day-Ahead-Markt die Sechs-Stunden-Marke nicht überschritten ist. Die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien fordern allerdings von den Mitgliedstaaten unabhängig davon, wo der Strom gehandelt wird, sicherzustellen, dass kein Anreiz zur Stromerzeugung zu negativen Preisen besteht. Hier droht somit potentiell ein neues beihilferechtliches Konfliktfeld mit der EU-Kommission.

Es erscheint zudem als widersinnige Folge des § 24 Abs. 1 EEG 2014, dass die Marktprämie auch dann entfallen soll, wenn auf einem anderem Markt als dem Day-Ahead-Markt tatsächlich ein Preis größer oder gleich Null für den erzeugten Strom erzielt worden sind. Denn Rn. 124 lit. c) UEBLL schreibt nur vor, dass kein Anreiz gegeben werden darf, Strom zu nega-

[52] https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland.
[53] EPEX Spot, Negative Preise – Häufig gestellte Fragen, https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise (abgerufen am 07.04.2015).
[54] *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117.
[55] *G. Wustlich,* Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, 1113, 1117.

tiven Preisen zu erzeugen. Wird für den Strom also auf einem anderen Markt als dem Day-Ahead-Markt ein Preis größer oder gleich Null erzielt, erscheint der Entfall der Marktprämie als beihilferechtlich nicht geboten, da tatsächlich Strom nicht zu negativen Preisen erzeugt wurde.

3. Ausnahmen

Der Wegfall der Förderung nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 betrifft nicht alle Anlagen. Nach § 24 Abs. 3 EEG 2014 sind die Absätze 1 und 2 nicht anzuwenden auf

1. *Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind,*
2. *Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt oder sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt, wobei jeweils § 32 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anzuwenden ist,*
3. *Demonstrationsprojekte.*

Nach der Gesetzesbegründung setzt die Ausnahmeregelung des § 24 Abs. 3 EEG 2014 den in den Rn. 124 lit. c) und 125 UEBLL geregelten zeitlichen und sachlichen Anwendungsbereich für die Verringerung des anzulegenden Werts in Phasen negativer Preise um[56].

a) Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014

In zeitlicher Hinsicht hat der Gesetzgeber die Vorgabe nach Rn. 124 UEBLL umgesetzt, da § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014 bestimmt, dass der Wegfall der Förderung nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 nicht für Anlagen gilt, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen worden sind.

b) Schwellenwerte nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014

In sachlicher Hinsicht allerdings wurden die Spielräume, die Rn. 125 UEBLL den Mitgliedstaaten belässt, nicht vollständig ausgenutzt. Zwar handelt es sich bei der Übernahme der allgemeinen 500 kW-Schwelle um eine „1:1-Umsetzung“ von Rn. 125 UEBLL. Über die Vorgaben der UEBLL hinaus wurde allerdings die „entsprechende“ Anwendung der Regelung zur Anlagenzusammenfassung nach § 24 Abs. 3 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 vorgesehen, was erhebliche Auslegungsschwierigkeiten hervor ruft. Zudem wurden die Spielräume, die Rn. 125 UEBLL durch die Formulierung „*3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten*“ bietet, nicht vollständig ausgenutzt.

(1) Wie wird die 3 MW-Grenze bestimmt?

Die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien bestimmen in Rn. 125 UEBLL die dort genannten Grenzwerte von 500 kW für sonstige Anlagen und 3 MW für Windkraftanlagen anhand der „*installierten Stromerzeugungskapazität*“. Eine Definition dieses Begriffs enthalten die UEBBL nicht. In § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 wird auf den Begriff der „*installierten Leistung*“

[56] BT-Drs. 18/1891, S. 194.

der Anlage abgestellt. Nach § 5 Nr. 22 EEG 2014 ist diese definiert als *„die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann*". Nach der Gesetzesbegründung dürfte die installierte Leistung somit mit der Nennleistung des Generators identisch sein[57].

Da sowohl die UEBLL als auch § 24 EEG 2014 dem Wortlaut nach auf die potentielle Leistungsfähigkeit der Anlage und nicht die tatsächliche Leistung abstellen, kann der Anwendungsbereich des § 24 EEG 2014 nicht durch eine Drosselung der Leistung der Anlage umgangen werden. Allerdings kann der Hersteller durch die Festlegung der Nennleistung einer Anlage, etwa durch technische Leistungsbegrenzungen, Einfluss auf die Einhaltung der Schwellenwerte nehmen.

(2) Anlagenzusammenfassung nach § 24 Abs. 3 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014

Durch § 24 Abs. 3 Nr. 2 wurden zwar die 3 MW-Grenze für Windenergieanlagen sowie die allgemeine 500 kW-Grenze für sonstige Anlagen aus den UEBLL übernommen, allerdings erfahren diese durch die entsprechende Anwendung der Regelung über die Anlagenzusammenfassung nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 eine Einschränkung, die so nicht durch die UEBLL vorgegeben ist. § 32 Abs. 1. S. 1 EEG 2014 lautet im vollständigen Wortlaut:

> *„Mehrere Anlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn*
>
> 1. *sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,*
> 2. *sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,*
> 3. *der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage finanziell gefördert wird und*
> 4. *sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind."*

Als *„Anlage*" gilt nach § 5 Nr. 1 EEG 2014 jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. § 24 Abs. 3 i. V. m. § 32 Abs. 1 EEG 2014 modifiziert diese Definition dahingehend, dass die Leistung aller Anlagen in räumlicher Nähe oder auf demselben Grundstück, die gleichartige erneuerbare Energie nutzen und innerhalb von zwölf Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind, als eine Anlage gelten[58]. Der Verweis auf die *„entsprechende*" Anwendung der Fiktion einer Gesamtanlage nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 hat somit grundsätzlich zur Folge, dass die Leistung einzelner Anlagen

[57] BT-Drs. 17/6071, S. 61 f.
[58] *P. Salje,* EEG 2014, § 24 Rn. 9.

zum Zweck der Berechnung der Schwellenwerte nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 zusammengerechnet wird, wenn die Voraussetzungen nach § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 bis 4 vorliegen. Dies führt dazu, dass die Schwellenwerte von 500 kW oder 3 MW für Windkraftanlagen schneller erreicht werden, da die Leistung verschiedener Einzelanlagen addiert wird.

Inwiefern § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 zur Anwendung im Rahmen des § 24 EEG 2014 *„entsprechend"* modifiziert werden muss, ist derzeit noch nicht klar. Denn Hinweise auf den Umfang der zusammenfassenden Wirkung ergeben sich nicht aus der Gesetzesbegründung. Zweck der entsprechenden Inbezugnahme von § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 dürfte gewesen sein, eine künstliches Anlagensplitting zur Umgehung der Schwellenwerte des § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 auszuschließen. Dies ergibt sich zwar nicht aus der Begründung zu § 24 Abs. 3 EEG 2014, die Verhinderung des sog. „Anlagensplittings" ist aber der ursprüngliche Zweck der Regelung zur Anlagenzusammenfassung nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 sowie ihrer Vorgängerregelungen[59]. Aufgrund des lediglich *„entsprechenden"* Verweises, ergeben sich jedoch verschiedene Auslegungsfragen dazu, wie § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 unter Berücksichtigung von Sinn und Zweck des § 24 EEG 2014, der Umsetzung der beihilferechtlichen Vorgaben, zu lesen ist. Klar scheint hier zunächst nur zu sein, dass die Worte *„ausschließlich zum* Zweck *der Ermittlung des Anspruchs nach § 19"* nicht mit zu lesen sind. Auf die übrigen Auslegungsschwierigkeiten soll im Folgenden eingegangen werden.

(1.1) Wie wirkt sich der Verweis auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2016 aus?

Fraglich ist zum einen, ob eine Zusammenrechnung mit vor dem Jahreswechsel 2015/2016 errichteten Anlagen zu einer Gesamtanlage nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 erfolgt und ob eine solche Zusammenrechnung dazu führen würde, dass auch die noch 2015 in Betrieb genommenen Anlagen vom Wegfall der Förderung nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 betroffen wären. Denn nach § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2014 trifft, wenn auch die übrigen Voraussetzungen vorliegen, die Zusammenrechnung grundsätzlich solche Anlagen, die innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Überträgt man die bisher im Rahmen des § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 für Bestandsanlagen getätigte Annahme, dass sich die Vergütung nur für den zuletzt in Betrieb gesetzten Generator verringert, wenn durch die Summierung ein Schwellenwert überschritten wird[60], werden vor dem 01.01.2016 in Betrieb gesetzte Generatoren nicht von den Rechtsfolgen des Verweises betroffen. Das bedeutet, dass vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommene Einzelanlagen auch durch die entsprechende Anwendung der Regelung zur Anlagenzusammenfassung keinen Wegfall der Förderung bei negativen Preisen zu befürchten haben, selbst wenn die Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 im Zusammenspiel mit nach dem 01.01.2016 in

[59] Vgl. *V. Oschmann* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2013, § 19 Rn. 5 ff; *P. Salje*, EEG 2014, § 32 Rn. 2.

[60] *V. Oschmann* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2013, § 19 Rn. 57; *J. Reshöft* in: Ders./A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2014, § 19, Rn. 39.

Betrieb genommenen Einzelanlagen vorlägen. Für diese Auslegung spricht ferner auch, dass nach der Regelung des § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014 der Wegfall der Förderung bei negativen Preisen explizit erst für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2016 gilt. Ebenso verlangen die beihilferechtlichen Vorgaben, deren Umsetzung § 24 EEG 2014 bezweckt, von den Mitgliedstaaten erst neue Beihilferegelungen ab dem 01.01.2016 und damit nicht für bestehenden Anlagen mit einem für 20 Jahre gesetzlich zugesicherten Förderumfang Maßnahmen zur Vermeidung von Förderung bei Stromerzeugung zu negativen Preisen.

(1.2) Erfolgt überhaupt eine Zusammenrechnung mit Bestandsanlagen?

Mit den obigen Ausführungen zu Bestandsanlagen ist die Frage noch nicht geklärt, ob sich die ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommenen Einzelanlagen, die zuvor errichteten Anlagen im Sinne des § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2014 zurechnen lassen müssen oder ob nur Anlagen zusammengerechnet werden müssen, die ab dem 01.01.2016 innerhalb von zwölf Kalendermonaten in Betrieb genommen werden. Erstere Auslegung würde zu einer Unterscheidung innerhalb der Gesamtanlage dergestalt führen, dass im Falle des Überschreitens der Schwellenwerte, für die ab dem 01.01.2016 errichteten Einzelanlagen der Wegfall der Förderung bei negativen Preisen nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 gilt, jedoch nicht für die davor errichteten Einzelanlagen. Für eine solche Auslegung spricht, dass damit die sich scheinbar widersprechenden Regelungen zum Inbetriebnahmedatum nach § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014 sowie dem 12-Monats-Zeitraum nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2014 in Einklang gebracht werden könnten. Auf der anderen Seite verlangen die UEBLL nach Rn. 124 erst ab dem 01.01.2016 von den Mitgliedstaaten, Stromerzeugern keinen Anreiz zu bieten, zu negativen Preisen zu erzeugen. Durchaus europarechtskonform ist also die Auslegung, dass nur Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2016 im Wege einer Gesamtanlage zusammengerechnet werden müssen.

(1.3) Gilt die Rechtsfolge der Wegfall der Förderung nur *„für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“*?

Zum anderen ist danach zu fragen, ob, unabhängig vom speziellen Fall der Übergangszeit zwischen den Jahren 2015 und 2016 und entsprechend des bisherigen Verständnisses von § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014[61], nur diejenigen Einzelanlagen vom Wegfall der Förderung bei negativen Preisen betroffen sind, mit deren Inbetriebnahme der jeweilige Schwellenwert für die Gesamtanlage überschritten wird. Eine unbesehene Übertragung ist dieser Auffassung ist jedenfalls nicht möglich. Denn im Rahmen des § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 ist § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 lediglich *„entsprechend“* anzuwenden. Es muss also eine autonome Auslegung anhand des Ziel und Zwecks des § 24 EEG 2014 zur Umsetzung der beihilferechtlichen Vorgaben erfolgen. Es ist somit danach zu fragen, ob es Rechtsfolge von § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG

[61] *V. Oschmann* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2013, § 19 Rn. 57; *J. Reshöft* in: Ders./A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2014, § 19, Rn. 39; Clearingstelle EEG, Hinweis 2011/11 vom 15.06.2011.

2014 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 sein kann, eine Unterscheidung innerhalb einer Gesamtanlage dergestalt herbeizuführen, dass Einzelanlagen, die vor Erreichen der Schwellenwerte errichtet wurden, auch in Zeiten negativer Preise eine Förderung erhalten, wohingegen solche Einzelanlagen, durch deren Inbetriebnahme die Schwellenwerte überschritten werden, keine Förderung mehr erhalten. Hierfür spricht, dass § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 seinem Wortlaut nach nur *„für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator"* gilt.

Zweck von § 24 Abs. 3 EEG 2014 ist es, die beihilferechtlichen Ausnahmebestimmungen nach Rn. 125 UEBLL umzusetzen[62]. Rn. 125 UEBLL sieht zwar keine Unterscheidung anhand des zuletzt in Betrieb gesetzten Generators vor. Der Wortlaut scheint es aber durchaus zuzulassen, dass nicht alle Einzelanlagen innerhalb einer Gesamtanlage, sondern nur diejenigen Einzelanlagen von der Rechtsfolge des Wegfalls negativer Preise betroffen sind, durch die die jeweiligen Grenzwerte (500 kW bzw. 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten im Falle von Windenergieanlagen) überschritten werden. Jedenfalls hat die Kommission das EEG 2014 genehmigt und somit auch in diesem Fall den Verweis auf § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 für beihilferechtskonform befunden.

(1.4) Ist § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 mit zu lesen?

Schließlich ist danach zu fragen, inwiefern der Verweis auf § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 im Rahmen des § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 auch bei Windenergieanlagen sinnvoll ist oder nicht mit zu lesen ist. Nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 ist Voraussetzung für die Zusammenfassung von Anlagen, dass der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage finanziell gefördert wird. Dies ist bei Windenergieanlagen allerdings nicht der Fall[63]. Bei konsequenter Anwendung würde dies bedeuten, dass der Verweis auf § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 im Fall des Schwellenwerts von 3 MW für Windenergieanlagen in § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 leer liefe, da es sich bei den Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 1-4 EEG 2014 um kumulative Voraussetzungen handelt. § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 sieht jedoch explizit einen 3 MW-Schwellenwert für Windenergieanlagen vor und ordnet die Anwendung des § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 sowohl für die allgemeine 500 kW-Schwelle als auch diese spezielle 3 MW-Schwelle an (vgl. Wortlaut: *„jeweils"*). Der Verweis auf die Voraussetzung des § 32 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2014 muss somit im Falle von Windenergieanlagen *„entsprechend"* wie folgt gelesen werden, dass mehrere Windenergieanlagen als eine Anlage gelten, wenn *„der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes (…) finanziell gefördert wird"*.

[62] BT-Drs. 18/1891, S. 194.

[63] *V. Oschmann* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Auflage 2013, § 19 Rn. 47; *P. Salje*, EEG 2014, § 32 Rn. 8.

(1.5) Müssen Anlagen beihilferechtlich zwingend *„unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“* zusammengerechnet werden?

In Anwendung des Wortlauts des von § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 müssen die einzelnen Leistungswerte von Anlagen zur Ermittlung der Ausnahmen nach § 24 Abs. 3 EEG 2014 *„unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“* zusammengerechnet werden. Diese Regelung findet ihre ursprüngliche Begründung in der Verhinderung des Anlagensplittings. Zur Begründung der Regelung des § 24 Abs. 3 EEG 2014 wird allerdings nicht auf etwaige dem EEG inhärente Zwecke, sondern ausschließlich auf die Umsetzung der Vorgaben der UEBLL verwiesen[64]. Wie bereits gezeigt (vgl. hierzu unter C.I.2.b), sehen die UEBLL selbst keine Definition des Anlagenbegriffs oder eine Regelung zur Anlagenzusammenfassung vor, sondern nur Art. 42 Abs. 10 AGVO. Eine synchrone Auslegung des Anlagenbegriffs in AGVO und UEBLL durch die EU-Kommission einmal vorausgesetzt (vgl. hierzu ebenfalls näher bereits unter C.I.2.b), werden hiernach *„Anlagen mit einem gemeinsamen Anschlusspunkt an das Stromnetz“* zur Berechnung der Schwellenwerte nach der AGVO als eine Anlage betrachtet. Damit scheint auf den ersten Blick das beihilferechtliche Begriffsverständnis dem Wortlaut nach, ebenso wie die deutsche Regelung zur Anlagenzusammenfassung nach §§ 24 Abs. 3 Nr. 2 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014, nicht auf die Eigentumsverhältnisse abzustellen. Wie aber unter Abschnitt C.I.2.b gezeigt, kann Art. 42 Abs. 10 AGVO angesichts der allgemeinen Vorgaben des Beihilferechts zur unternehmensscharfen Ermittlung des Beihilfeempfängers, nicht als „blind“ gegenüber den Eigentumsverhältnissen an den Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt verstanden werden. Entgegen der jetzigen deutschen Regelung müssten somit Anlagen zur Ermittlung der Schwellenwerte nach § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 nicht beihilferechtlich zwingend unabhängig von den jeweiligen Eigentumsverhältnissen an den Anlagen zusammen gerechnet werden. Ein missbräuchliches Unterlaufen der Schwellenwerte könnte beispielsweise auch durch die Übernahme der beihilferechtlichen Kriterien zur Unterscheidung zwischen selbständigen und verbundenen Unternehmen verhindert werden. De lege lata erfolgt die Anlagenzusammenfassung im Rahmen des § 24 Abs. 3 i.V.m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 unabhängig von den Eigentumsverhältnissen. De lege ferenda bestünde aber die Möglichkeit, die Anlagenzusammenrechnung im Rahmen des § 24 EEG 2014 europarechtskonform nur auf Anlagen eines Anlagenbetreibers zu beschränken.

(3) Keine Übernahme des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“

Während sich die in Rn. 125 UEBLL genannte 3 MW-Grenze in § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 wiederfindet, wurde auf die Übernahme des Begriffs der *„3 Erzeugungseinheiten“* verzichtet. Damit wurde – bewusst oder unbewusst – darauf verzichtet die Spielräume auszunutzen, die Rn. 125 UEBLL aufgrund der dort verwendeten Formulierung *„3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“* bietet (vgl. zur Auslegung bereits oben unter C.II.2). Der in Rn. 125 UEBLL verwendete Begriff der *„Erzeugungseinheit“* entspricht am ehesten dem Begriff der „Anlage“ nach § 5

[64] BT-Drs. 18/1891, S. 194.

Nr. 1 EEG 2014. Dieser ist als *„jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas*“ definiert. Der Begriff der „Windkraftanlage“ im Sinne von Rn. 125 UEBLL entspricht somit am ehesten dem, was umgangssprachlich als „Windpark“ bezeichnet werden könnte. Durch die Übernahme wäre es somit möglich, Windparks mit bis zu drei Anlagen von der Rechtsfolge nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 auszunehmen, selbst wenn hierdurch die gesamte installierte Stromerzeugungskapazität der Anlage 3 MW überschreiten würde.

c) Demonstrationsprojekte nach § 24 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014

„Demonstrationsprojekte“ unterfallen nach § 24 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014 nicht der Regelung zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen. Damit wurde Rn. 125 UEBLL umgesetzt, wonach *„Demonstrationsvorhaben“* ausgenommen werden können. Ein Demonstrationsvorhaben ist nach Rn. 19 Nr. 45 UEBLL definiert als *„Vorhaben zur Demonstration einer in der Union völlig neuen Technologie („first of its kind“), die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt“*. Warum in § 24 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014 vom Wortlaut der UEBLL abgewichen wurde, erschließt sich nicht. Im EEG 2014 selbst findet sich auch keine Definition für Demonstrationsprojekte. Anhaltspunkte dafür, dass der unterschiedlichen Begriffswahl ein unterschiedliches Begriffsverständnis zugrunde liegen würde, ergeben sich allerdings somit ebenfalls nicht. Insofern ist davon auszugehen, dass Demonstrationsprojekte nach § 24 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2014 im Sinne von Rn. 19 Nr. 45 UEBLL zu verstehen sind.

III. Ergebnis

Die Regelung zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen nach § 24 EEG 2014 wurde auf Druck der EU-Kommission und sehr kurzfristig vor Verabschiedung des EEG eingeführt, um den beihilferechtlichen Vorgaben der Rn. 124 c), 125 UEBLL zu entsprechen. Die Vorgaben der UEBLL sind dabei im hohen Maße auslegungsbedürftig und belassen der EU-Kommission einen großen Ermessensspielraum für Verhandlungen mit den Mitgliedstaaten. So ist es angesichts des Wortlauts von Rn. 124 lit. c) UEBLL („*kein Anreiz*“) als Verhandlungserfolg der Bundesregierung zu werten, in § 24 Abs. 1 EEG 2014 die Sechs-Stunden-Regelung als zeitlichen Puffer verankert zu haben. Aus der EU-Kommissionsentscheidung ergibt sich hier, dass Gesichtspunkte der Systemstabilität eine gewisse Abweichung vom Grundsatz der Rn. 124 c) UEBLL notwendig machen können. Hingegen wurde bei der Ausgestaltung der Ausnahmen nach § 24 Abs. 3 EEG 2014 der Umsetzungsspielraum, den Rn. 125 UEBLL bei der Umsetzung des Anlagenbegriffs in Anlehnung an die AGVO sowie durch die Formulierung *„3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“* bietet, nicht vollständig genutzt. Zusätzlich wirft der Verweis in § 24 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 auf die „*entsprechende*“ Anwendung der Anlagenfiktion nach § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 erhebliche Auslegungsfragen auf. Potentielle Widersprü-

che und Rechtsunsicherheiten müssen somit durch die „entsprechende“ Auslegung des Verweises vermieden werden.

D. Umsetzung in anderen Mitgliedstaaten

Neben dem EEG 2014 wurden auch bereits Förderregelungen anderer Mitgliedstaaten im Zuge von Beihilfeverfahren durch die EU-Kommission anhand der Vorgaben der UEBLL überprüft und genehmigt, hierunter das Vereinigte Königreich, Dänemark und Estland. Dementsprechend müssen auch diese EU-Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die von ihnen geförderten Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen[65]. Nachfolgend soll somit anhand der ergangenen Beihilfeentscheidungen zu den jeweiligen Förderregelungen analysiert werden, wie das Vereinigte Königreich, Dänemark und Estland mit dieser Anforderung umgehen.

I. Vereinigtes Königreich

Das Vereinigte Königreich hat im Zuge seiner *Electricity Market Reform (EMR)* die Einführung einer Förderregelung für Strom aus erneuerbaren Energien auf der Basis sog. *Contracts for Difference (CfD)* beschlossen, welche seit dem 01.03.2015 in Kraft ist[66]. Hierdurch wird das bisherige Quotensystem (*Renewables Obliation*) abgelöst, wobei bis zum 31.03.2017 eine Wahlmöglichkeit für die Anlagenbetreiber besteht. Eine feste Einspeisevergütung wird weiter für Anlagen unter 5 MW gewährt. Um die Förderung auf der Basis eines *CfD* zu erhalten, werden Ausschreibungen durchgeführt[67]. Die Gewinner der Ausschreibungen erhalten grob skizziert eine flexible Prämie zuzüglich zum durch die Direktvermarktung des Stroms erzielten Marktpreis, welche sich als Differenz zwischen dem Ausübungspreis (*strike price*) und dem Marktreferenzpreis (*reference price*) errechnet[68].

Dieses System wurde seitens der EU-Kommission in einem Beihilfeverfahren anhand der Vorgaben der UEBLL überprüft und hiermit am 23.07.2014, also am selben Tag wie das EEG 2014, für vereinbar erklärt[69]. Was die Umsetzung der Regelung zu negativen Preisen nach

[65] Ebenso bestehen etwa in Frankreich und den Niederlanden (vgl. Beihilfesache SA.39399, noch nicht veröffentlicht) Überlegungen zum Umgang mit der Problematik der negativen Preise. Hier bestehen aber noch keine konkreten Regelungen, die die Vorgaben nach Rn. 124 lit. c) UEBLL umsetzen würden.

[66] Vgl. für mehr Informationen unter: https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference (abgerufen am: 02.04.2015).

[67] Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde sind unter folgendem Link abrufbar: https://www.gov.uk/government/statistics/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-one-outcome (abgerufen am: 02.04.2015).

[68] Vgl. näher zur Funktionsweise des CfD-Mechanismus: COM (2014) 5079 final, SA.36196 (2014/N) – United Kingdom, Rn. 12-31; *J. Riewe*, EU-Binnenmarkt, Beihilfenrecht, nationales Strommarktdesign und Versorgungssicherheit: Die Europäische Kommission erteilt Strommarktreform in Großbritannien ihre Freigabe, EWeRK 2014, 358, 359; *M. Rosenthal*, Das neue Strommarktgesetz in Großbritannien, ET 2014, 120, 121.

[69] COM (2014) 5079 final, SA.36196 (2014/N) – United Kingdom.

Rn. 124 lit. c) UEBLL betrifft, so führte die EU-Kommission in ihrer Entscheidung aus, dass die britische Regelung die diesbezüglichen Vorgaben erfülle, da das Vereinigte Königreich ab dem 01.01.2016 die *CfD* so ändern werde, dass im Fall negativer Preise am day-ahead Markt die Förderung für den gesamten Zeitraum auf Null fällt, wenn dieser Zeitraum negativer Preise länger als sechs Stunden andauert[70]. Treten negative Preise in einem Zeitraum von weniger als sechs Stunden auf, erhalten die Anlagenbetreiber dann maximal den vorab festgelegten *strike price*, aber nicht die volle Differenz zwischen *strike price* und *reference price*[71]. Anders als das EEG 2014 mit § 24 Abs. 1 EEG 2014 enthalten soweit ersichtlich sowohl der britische *Energy Act 2013* als auch die zugehörigen *CfD*-Bedingungen also bislang noch keine Regelung zu negativen Preisen, sollen aber ab dem 01.01.2016 eingeführt werden. Inhaltlich soll dann parallel zu § 24 Abs. 1 EEG 2014 ebenfalls eine Sechs-Stunden-Regelung enthalten sein. Explizite Ausführungen aus welchen Gründen die genaue Anzahl von sechs Stunden den Kriterien von Rn. 124 c) UEBLL entspricht, enthält die Entscheidung der EU-Kommission nicht. Auch bezüglich etwaiger seitens des Vereinigten Königreichs geplanter Ausnahmen zum geplanten Wegfall der Förderung bei negativen Preisen ergeben sich noch keine Anhaltspunkte.

II. Dänemark

Dänemark hat im Zuge eines mit Entscheidung vom 26.02.2015 abgeschlossenen Beihilfeverfahrens[72] seine Förderbedingungen für den 400 MW-Offshore-Windpark *Horns Rev* an die Umwelt- und Beihilfeleitlinien angepasst. Der Windpark erhält eine Förderung in Form eines Aufschlags zum Marktpreis, welcher anhand des dänischen *PSO*-Tarifs (*public service obligation*) durch die Elektrizitätsverbraucher finanziert wird. Die Höhe des Aufschlags für den Anlagenbetreiber wurde durch eine von der Dänischen Energieagentur (DEA) ausgeführten Ausschreibung ermittelt[73]. Die endgültigen Ausschreibungsbedingungen sehen vor, dass der Anlagenbetreiber in den Stunden, in denen der Preis am Spotmarkt *„nicht positiv“* ist, keine

[70] COM (2014) 5079 final, SA.36196 (2014/N) – United Kingdom, Rn. 31, 69.
[71] COM (2014) 5079 final, SA.36196 (2014/N) – United Kingdom, Rn. 31, 69.
[72] KOM, Entscheidung vom 26.02.2015, SA.40305 (noch nicht veröffentlicht); vgl. Pressemitteilung vom 26.02.2015: European Commission, Daily News, http://europa.eu/rapid/press-release_MEX-15-4514_en.htm (abgerufen am: 07.04.2015).
Daneben hat die Kommission bereits am 24.10.2014 im Verfahren SA.36204 die Förderregelung für PV- und andere EE-Anlagen unter 500 kW anhand der Ausnahmeregelungen nach Rn. 125, 128, 131 UEBLL für mit den Binnenmarkt vereinbar erklärt.
[73] Die Ausschreibungsbedingungen der Dänischen Energieagentur können hier in der englischen Übersetzung eingesehen werden: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/vindkraft-vindmoeller/havvindmoeller/kriegers-flak-horns-rev/final_tender_conditions_5_12_.pdf. (abgerufen am 07.04.2015).
Die Ausschreibung ist mittlerweile beendet, vgl.: http://www.windkraft-journal.de/2015/03/02/vattenfall-erhaelt-von-der-daenischen-regierung-auftrag-zum-bau-von-offshore-windpark-horns-rev-3/. (abgerufen am 07.04.2015).

Förderung erhält[74]. Die dänische Regelung enthält keinen zeitlichen Puffer, wie er in Deutschland oder im Vereinigten Königreich mit der Sechs-Stunden-Regelung vorgesehen bzw. geplant ist. Ursprünglich war jedoch auch in der dänischen Regelung eine Deckelung dergestalt vorgesehen, dass der Wegfall der Förderung bei negativen Preisen höchstens für 150 Stunden im Jahr gelten solle[75]. In den endgültigen Ausschreibungsunterlagen wird ausgeführt, dass diese Deckelung gestrichen wurde, um eine Vereinbarkeit mit den Beihilferegelungen herzustellen[76]. Aus dieser Vorgehensweise lässt sich folgern, dass die EU-Kommission zwar eine im Einzelfall maßgebliche Mindeststundenzahl vor Eintreten der Rechtsfolgen in Form der deutschen und britischen Sechs-Stunden-Regelung als mit Rn. 124 c) UEBLL vereinbar ansieht, eine Begrenzung der Auswirkungen auf eine definierte Höchststundenzahl, bei deren Überschreiten die Vorgabe der Rn. 124 lit. c) UEBLL für das Restjahr leerlaufen würde, allerdings nicht. In Anbetracht langer Förderlaufzeiten für EE-Anlagen und der Prognosen eines mittel- bis langfristigen Anstiegs der Stunden mit negativen Preisen erscheint die Ablehnung eines starren, insbesondere recht niedrigen, Stundendeckels aus Sicht der EU-Kommission nachvollziehbar, da hierdurch verhindert wird, dass für EE-Stromerzeuger nach Überschreiten der Gesamtstundengrenze trotz negativer Preise wieder eine Förderung gewährt wird.

Etwaige Ausnahmebestimmungen zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen waren nicht Gegenstand des Beihilfeverfahrens, da es sich um die Genehmigung eines einzelnen großen Offshore-Windparks handelt. Die dänische Förderregelung für kleine PV- anderen EE-Anlagen, welche ebenfalls seitens der EU-Kommission anhand der UEBLL überprüft und genehmigt wurde[77], gilt für Anlagen unter 500 kW und sieht daher nach Rn. 125 UEBLL überhaupt keine Regelung zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen und dementsprechend auch keine Ausnahmen hierzu vor[78].

III. Estland

Estland hat im Oktober 2014 die Grundzüge eine geplante Änderung seiner Förderregelung für Strom aus erneuerbaren Energien notifiziert, welche seitens der EU-Kommission von die-

[74] Danish Energy Agency, English translation of tender conditions for Horns Rev 3 Offshore Wind Farm Final tender conditions published 5. December 2014, Anhang 1, Abschnitt 5 Nr. 3, S. 30, http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/vindkraft-vindmoeller/havvindmoeller/kriegers-flak-horns-rev/final_tender_conditions_5_12_.pdf (abgerufen am: 07.04.2015).

[75] Dies ergibt ein von der DEA veröffentlichter Vergleich der Ausschreibungsbedingungen im track-change-modus:http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/vindkraft-vindmoeller/havvindmoeller/kriegers-flak-horns-rev/english_translation_of_tender_conditions_track_changes.pdf (abgerufen am: 07.04.2015).

[76] Danish Energy Agency, English translation of tender conditions for Horns Rev 3 Offshore Wind Farm Final ten-der conditions published 5. December 2014, S. 19, http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/vindkraft-vindmoeller/havvindmoeller/kriegers-flak-horns-rev/final_tender_conditions_5_12_.pdf (abgerufen am 07.04.2015).

[77] COM C (2014) 8004 vom 24.10.2014, SA. 36204 (2013/N) – Denmark.

[78] COM C (2014) 8004 vom 24.10.2014, SA. 36204 (2013/N) – Denmark, Rn. 35, 39.

ser am 28.10.2014 anhand der Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien genehmigt wurde[79]. Estland will künftig jährlich seinen Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien ermitteln und diese Menge technologieneutral ausschreiben. Den Zuschlag für eine 12-jährige Förderung erhalten die Bieter, die die geringste Marktprämie als Zusatz zum Marktpreis benötigen. Im Fall negativer Preise wird von Anfang an keine Förderung ausbezahlt. Estland hat hierzu im Beihilfeverfahren gegenüber der EU-Kommission bestätigt, dass der Übertragungsnetzbetreiber die Produktion in Zeiten negativer Preise von der monatlich zu vergütenden Produktionsmenge abziehen wird[80]. Wie in Dänemark soll also auch in Estland bereits ab Beginn einer negativen Preisperiode zukünftig keine Förderung mehr gewährt werden. Estland gab gegenüber der EU-Kommission an, dass die Förderung ab 2015 für alle neuen EE- und KWK-Anlagen nur noch in der beschriebenen Form gewährt werde[81]. Von den Ausnahmemöglichkeiten nach Rn. 125 UEBLL will Estland somit offensichtlich weder bei der Direktvermarktung, dem Ausschreibungserfordernis oder dem Wegfall der Förderung bei negativen Preisen Gebrauch machen.

IV. Ergebnis

Der Vergleich mit bislang seitens der EU-Kommission anhand der Umwelt- und Beihilfeleitlinien überprüften Förderregelungen in anderen Mitgliedstaaten zum Umgang mit negativen Preisen ergibt, dass sowohl Regelungen bestehen, die einen zeitlichen Puffer von sechs Stunden vorsehen (Deutschland, Vereinigtes Königreich), als auch Regelungen bestehen, die ohne zeitlichen Puffer bereits einen Wegfall der Förderung vorsehen. Dabei hat nach den Entscheidungen zu Deutschland und dem Vereinigten Königreich, die am selben Tag ergingen und den Auftakt dieser Reihe von Entscheidungen bildeten, keiner der untersuchten Mitgliedstaat mehr eine Sechs-Stunden-Regelung oder einen ähnlichen zeitlichen Puffer vorgesehen, vielmehr entfällt in Dänemark, Estland die Förderung bei negativen Preisen bereits von Beginn an einer negativen Preisperiode an im Sinne einer „Null-Stunden-Regelung“. Ebenso zeigt die bisherige Kommissionspraxis zu Rn. 124 lit. c) UEBLL, dass die EU-Kommission, wie im Fall Dänemark, einen Wegfall der Förderung nur bis zum Erreichen einer starren Stundenobergrenze negativer Preise (150 h/a) nicht akzeptiert. Eine offene Frage des Verhandlungsprozesses zwischen der EU-Kommission und Deutschland bzw. dem Vereinigten Königreich sind die Gründe, weshalb genau eine Sechs-Stunden-Regelung den Vorgaben nach Rn. 124 lit. c) UEBLL entspricht, die an sich keine Förderung im Zeitraum negativer Preise vorschreiben. Im Gegensatz zur Entscheidung im Fall des Vereinigten Königreichs enthält die Entscheidung zum deutschen EEG 2014 Anhaltspunkte dahingehend, dass Gründe der Systemstabilität eine gewisse Rolle spielen können. Ebenso offen ist die Frage, warum die EU-Kommission gegenüber den anderen Mitgliedstaaten eine „Null-Stunden-Regelung“

[79] COM C (2014) 8106 final vom 28.10.2014, SA. 36023 (2014/NN) – Estonia.
[80] COM C (2014) 8106 final vom 28.10.2014, SA. 36023 (2014/NN) – Estonia, Rn. 105.
[81] COM C (2014) 8106 final vom 28.10.2014, SA. 36023 (2014/NN) – Estonia, Rn. 106.

durchsetzen konnte. Die bisher ergangenen Entscheidungen zu anderen Mitgliedstaaten enthalten allerdings keine dahingehenden Hinweise. Aufgabe wird es insofern zukünftig sein, die weitere EU-Kommissionspraxis sowie die Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung auf das Abschaltverhalten der EE-Anlagen und damit der Systemstabilität zu beobachten, um hier gegebenenfalls gesetzgeberisch nachjustieren zu können.

Was die Ausnutzung der Ausnahmebestimmungen zum Wegfall der Förderung bei negativen Preisen nach Rn. 125 UEBLL angeht, enthalten die bisherigen EU-Kommissionsentscheidungen zu anderen Mitgliedstaaten aufgrund der jeweiligen Besonderheiten der überprüften Förderregelungen keine Anhaltspunkte, die für die Auslegungs- und Anwendungsproblematiken im Falle von § 24 Abs. 3 Nr. 2 i. V. m. § 32 Abs. 1 S. 1 EEG 2014 fruchtbar zu machen wären. Es bleibt insofern abzuwarten und zu beobachten, inwiefern andere Mitgliedstaaten von den Ausnahmetatbeständen Gebrauch machen werden.

E. Offene Fragen und Rechtsprobleme

Neben der Auslegung des geltenden § 24 EEG 2014 und der Bestimmung der bestehenden weitergehenden Spielräume am Maßstab der UEBLL stellen sich zahlreiche weitere Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Rechtsrahmens als Reaktion auf negative Strompreise. Zum einen ist über Regelungen nachzudenken, die dazu dienen, die wirtschaftliche Situation für Investoren wieder kalkulierbar zu machen, um die Effizienz der Förderung nicht durch unnötige Risikoaufschläge der Investoren zu verringern. Als Ansatzpunkt für eine solche Ausgestaltungsmöglichkeit sind Kompensationszahlungen nach einem neuen Mechanismus oder analog zur Härtefallregelung beim Einspeisemanagement nach § 15 EEG 2014 zu nennen (dazu E. I.). Alternativ dazu stünde eine Änderung des Anknüpfungspunktes für die Förderung, die nicht mehr wie bisher auf der Basis der erzeugten Strommengen erfolgen würde, sondern anhand der installierten Leistung (dazu E. II.).

Die beiden genannten und verschiedenen anderen Maßnahmen lösen jedoch nicht die Aufgabe, eine angemessene Behandlung der fluktuierenden Energieträger zu gewährleisten. Vielmehr nehmen sie nur die wirtschaftliche Unsicherheit des bestehenden Energiemarktdesigns. Um die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen zu reduzieren, müssen Flexibilität und Sektorenkopplung genutzt werden (dazu E. III.).

I. Können die finanziellen Folgen des § 24 EEG 2014 europarechtskonform kompensiert werden?

Da § 24 EEG 2014 die Finanzierung von neuen Anlagen erheblich betreffen dürfte, werden Überlegungen laut, die Folgen anderweitig einzudämmen. So steht im Raum, dass zur Kompensation des Wegfalls der Förderung bei negativen Preisen die zur Ermittlung der Förder-

höhe maßgeblichen anzulegenden Werte nach §§ 40 ff EEG 2014 angehoben werden könnten. Dies würde Anlagenbetreibern, allerdings nur bis zur Einführung von Ausschreibungen für die jeweilige Technologie, eine Kompensation der durch die Abschaltung ihrer Anlagen bei Erreichen der Sechs-Stunden-Grenze eintretenden Verluste ermöglichen.

Weiter diskutiert wird die Einführung einer Kompensationszahlung, ähnlich der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014. Danach muss der Netzbetreiber, wenn die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 EEG 2014 reduziert wird, betroffenen Anlagenbetreiber für 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen.

Im Gegensatz zum Vorschlag der Erhöhung der anzulegenden Werte, bietet eine Kompensationszahlung, deren exakte Festlegungen in Anlehnung oder unmittelbare Erstreckung der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014 erfolgen könnte, keinen Anreiz zur Erzeugung bei negativen Preisen. Diese Regelung hätte damit gegenüber einer Erhöhung des anzulegenden Wertes den Vorteil, dass die Zahlung nur dann wirksam wird, wenn tatsächlich negative Preise am Markt auftreten und die Anlagenbetreiber würden genauso gestellt, wie sie ohne Wegfall der Förderung bei negativen Preis stünden. Eine dauerhafte Anhebung des anzulegenden Wertes würde über die gesamte Förderdauer wirksam bleiben. Die Wahrscheinlichkeit, dass beim Einpreisen der zukünftigen entgehenden Förderung eine fehlerhafte Prognose zu Grunde gelegt wird, ist sehr hoch. Daher verbleibt weiterhin ein Risiko für die Investoren, dass die Kompensation nicht umfassend ist. Anderseits besteht für die Verbraucher die Schwierigkeit, dass sie zu viel zahlen, da der Ansatz oberhalb der eigentlich erforderlichen Kompensation lag.

In beiden Fällen wären die Voraussetzungen der Rn. 124 lit. c) UEBLL erfüllt, da die Betreiber keine Anreize zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu Zeiten negativer Preise hätten. Im Fall der Kompensation ist dies offenkundig, da eine solche Kompensation nur gezahlt würde, wenn nicht eingespeist würde. Aber auch bei einer Erhöhung des anzulegenden Wertes würde der Förderausschluss erhalten bleiben. Da die Marktprämie entfällt und bei einer Lieferung zu Zeiten negativer Preise Geld bezahlt werden muss, um liefern zu können, wird diese Lieferpflicht nicht genutzt werden. Problematisch könnte aber sein, dass eine Erhöhung des anzulegenden Wertes zu einer Überkompensation und damit insgesamt zu einem zu hohen Beihilfeniveau führt.

Die Kompensationszahlung selbst müsste allerdings einer beihilferechtlichen Überprüfung standhalten und dürfte somit insbesondere nicht über das zum Erreichen eines Ziels von gemeinsamen Interesse erforderliche, geeignete und angemessene Maß hinausgehen, vgl. Rn. 27 UEBLL. Das Ziel könnte darin liegen, den Ausbau der erneuerbaren Energien anhand des Ausbaupfads nach § 3 EEG 2014 bzw. der europäischen Zielen nach der Richtlinie 23/29/2004 sicherzustellen und gleichzeitig durch die Minimierung unproduktiver Risiken die

volkswirtschaftlichen Kosten der Förderung erneuerbarer Energien und damit letztlich die Kosten für die Verbraucher zu minimieren. Denn auf Seiten der Anlagenbetreiber und der finanzierenden Banken bestünde dann keine Unsicherheit über die finanziellen Auswirkungen des § 24 EEG 2014, die potentiell zur Nichtrealisierung von Projekten oder zu Risikoaufschlägen bei der Finanzierung führen könnte.

II. Einführung von Kapazitätszahlungen für EE-Anlagen als Alternative?

Als Alternativen zum bisherigen Modell der Förderung von Leistung pro erzeugter Kilowattstunde von Strom aus erneuerbaren Energien werden zunehmend Kapazitätsinstrumente als Förderinstrumente diskutiert, die Zahlungen allein für das Bereitstellen von Erzeugungskapazität beinhalten[82]. Solche Maßnahmen zur Förderung der Stromerzeugung müssen als Betriebsbeihilfen entweder den Vorgaben nach Abschnitt 3.3.2.1 über *Beihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen* entsprechen und dürfen somit ebenfalls keinen Anreiz zur Förderung der Stromerzeugung bei negativen Preisen nach Rn. 124 lit. c) UEBLL beinhalten oder fallen unter Abschnitt 3.9., der *Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung* betrifft. Abschnitt 3.9. UEBLL greift aber nur, wenn technologieneutrale Kapazitätszahlungen oder Kapazitätszahlungen für konventionelle Kraftwerke eingeführt werden sollen[83]. Kapazitätszahlungen nur für EE-Strom müssen hingegen als Betriebsbeihilfe für EE-Strom eingeordnet werden und fallen somit unter Abschnitt 3.3.2.1. über Beihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Da die Zahlung der Kapazitätsprämie unabhängig ist von der Menge des eingespeisten Stroms, bieten Kapazitätszahlungen, die auf der Nennleistung der EE-Anlagen basieren, im Vergleich zur Marktprämie bereits von sich aus einen hohen Anreiz, keinen Strom zu negativen Preisen zu produzieren, da der Anlagenbetreiber mit einer Abregelung bei negativen Preisen keine Einnahmen verliert, sondern vielmehr Aufwendungen einspart. Um die Lieferung des Stroms zu negativen Preisen zu vermeiden, wird er also aller Voraussicht seine Anlage in Zeiten negativer Preise abregeln[84]. Bei Kapazitätszahlungen an EE-Anlagen müsste somit wohl keine § 24 EEG 2014 entsprechende explizite Regelung zum Wegfall der Kapazitätszahlung in Zeiten negativer Preise an der Strombörse vorgesehen werden, um der Vorgabe von Rn. 124 lit. c) UEBLL zu entsprechen. Allerdings führt die Förderung in Abhängigkeit von der erzeugten Menge Elektrizität dazu, dass die Anlagen so ausgelegt werden, dass eine möglichst große Elektrizitätsmenge erzeugt werden kann, was die Effektivität des Instrumentes erhöht. Eine reine Kapazitätszahlung würde diesen Effekt entfallen lassen und müsste regulatorische Vorkehrungen treffen,

[82] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Grünbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende, S. 39 ff.; Öko-Institut, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0, 2014, im Auftrag von Agora Energiewende (Langfassung), S. 73 ff; *T. Beckers/A. Hoffrichter*, Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung, EnWZ 2014, 57, 59 ff.
[83] Vgl. hierzu bereits unter C.II.3.
[84] *U. Nestle,* EnKliP, Ein EEG für eine effiziente Energiewende – Kritische Betrachtung von fixen und Kapazitätsprämien für erneuerbare Energie, im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Februar 2015, S. 45.

etwa durchschnittliche Verfügbarkeitszeiten vorschreiben, wobei auch vor dem Hintergrund des Vollzugs fraglich erscheint, ob derselbe Effekt erzielbar wäre, der durch eine Förderung auf der Basis erzeugter Kilowattstunden erzielt wird.

III. Neuordnung des Energiemarkdesigns zur Minimierung negativer Preise

Eine Reaktion auf negative Preise kann langfristig nicht allein in kompensatorischen Maßnahmen oder in der Neujustierung der Bemessungsgrundlage der Förderung liegen, sondern bedarf einer Neuordnung des Energiemarktdesigns, das die fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Mittepunkt stellt und die Versorgungsicherheit durch vielfältige Maßnahmen gewährleistet. Mit anderen Worten geht es darum, die sog. Residuallast zu organisieren. Hier spielen Flexibilität und Sektorkopplung eine maßgebliche Rolle, die dazu beitragen werden, heute „überschüssige“ Strommengen, die zu negativen Preisen aufgrund eines Überangebotes führen, zu verwenden. Dann steht in vielen Zeiten des (zu) großen Angebots eine werthaltige Nachfrage gegenüber, so dass die Preise nicht in den negativen Bereich fallen.

IV. Ergebnis

Als kurzfristig einzuführendes Mittel zur Kompensation der finanziellen Folgen des § 24 EEG 2014 stehen u. a. die Einführung einer Kompensationszahlung, ähnlich der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014, sowie die Erhöhung der anzulegenden Werte zur Verfügung, wobei letztere Option nur bis zur Einführung von Ausschreibungen für die jeweilige Technologie Abhilfe schaffen könnte. Mittel- bis langfristig bestünde auch die Option einer Umstellung auf Kapazitätszahlungen für die Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien, wobei jedoch zusätzlich noch andere regulatorische Vorkehrungen getroffen werden müssten, um vergleichbare Effektivität zu ermöglichen. Langfristig und dauerhaft kann die Problematik der negativen Preise allerdings wohl nur durch eine Neuordnung des Energiemarktdesigns im Wege der Flexibilisierung und Sektorenkopplung gelöst werden.