

**Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten**

über die

**„Marktintegration der Stromerzeugung aus  
erneuerbaren Energien“**

erstellt von

**Univ.-Prof. Dr. Justus Haucap**

Düsseldorf

und

**Univ.-Prof. Dr. iur. Jürgen Kühling, LL.M.**

Regensburg

unter Mitwirkung von

**Carolin Klein**

Regensburg

im Auftrag des

**Sächsischen Staatsministeriums für  
Wirtschaft, Arbeit und Verkehr**

10. September 2012

## Inhalt

<b>A.</b>	<b>Darstellung der Problematik und Ziele der Untersuchung</b> .....	<b>3</b>
<b>B.</b>	<b>Energiepolitische Ziele, ökonomische und juristische Bewertungsparameter</b> .....	<b>6</b>
<b>I.</b>	<b>Energiepolitische Ziele</b> .....	<b>6</b>
<b>II.</b>	<b>Ökonomische Bewertungsparameter</b> .....	<b>8</b>
<b>III.</b>	<b>Juristische Bewertungsparameter</b> .....	<b>9</b>
1.	Rechtliche Ausgestaltung der EEG-Förderung.....	9
2.	Vorgaben in der Richtlinie 2009/28/EG.....	13
3.	EU-Primärrechtliche Anforderungen.....	16
4.	Verfassungsrechtliche Anforderungen.....	23
<b>C.</b>	<b>Kritische Würdigung des EEG als bisherigem Fördersystem</b> .....	<b>31</b>
<b>I.</b>	<b>Das klimapolitische Versagen der EEG-Förderung</b> .....	<b>31</b>
<b>II.</b>	<b>Ordnungspolitisches Versagen des EEG</b> .....	<b>33</b>
1.	Problem der Überförderung einzelner Technologien durch das EEG.....	33
2.	Weitere Probleme der fehlenden Wettbewerbsorientierung im EEG.....	40
<b>D.</b>	<b>Internationale Erfahrungen mit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien</b> .....	<b>42</b>
<b>I.</b>	<b>Großbritannien</b> .....	<b>42</b>
<b>II.</b>	<b>Schweden</b> .....	<b>43</b>
<b>III.</b>	<b>Belgien</b> .....	<b>45</b>
<b>IV.</b>	<b>Niederlande</b> .....	<b>47</b>
<b>E.</b>	<b>Möglichkeiten und Grenzen der Marktintegration erneuerbarer Energien</b> .....	<b>49</b>
<b>F.</b>	<b>Entwicklung und Bewertung alternativer Vorschläge zum bisherigen EEG: Ökonomische und juristische Analyse</b> .....	<b>53</b>
<b>I.</b>	<b>Verbesserungen des bisherigen Systems von Einspeisetarifen</b> .....	<b>53</b>
<b>II.</b>	<b>Umstieg auf ein marktkonformes Fördersystem: vier Varianten</b> .....	<b>55</b>

1. Ausschreibungsverfahren/Kapazitätsmärkte für erneuerbare Energien.....	55
2. Quotenvorgaben für Elektrizitätsversorger und bestimmte Letztverbraucher .....	56
3. Quotenvorgaben für Verteilnetzbetreiber.....	62
4. Quotenvorgaben für Stromerzeuger.....	63
<b>III. Hybride Systeme aus Quotensystemen mit Marktprämien.....</b>	<b>64</b>
<b>IV. Ökonomische Bewertung der Systeme – Identifikation eines präferierten Systems .....</b>	<b>65</b>
<b>V. Juristische Bewertung des präferierten Systems.....</b>	<b>67</b>
1. Sekundärrechtliche Bewertung am Maßstab der Richtlinie 2009/28/EG .....	67
2. EU-primärrechtliche Bewertung am Maßstab des Beihilfenverbots und der Warenverkehrsfreiheit.....	68
3. Verfassungsrechtliche Vorgaben.....	70
4. Fazit .....	71
<b>VI. Sicherstellen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit.....</b>	<b>71</b>
<b>VII. Szenarien für eine Transition zu einem veränderten Fördersystem.....</b>	<b>75</b>
<b>G. Fazit und Empfehlungen.....</b>	<b>77</b>
<b>H. Formulierung eines möglichen Gesetzestextes bezogen auf die Kernvorschriften.....</b>	<b>79</b>

## **A. Darstellung der Problematik und Ziele der Untersuchung**

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der Energiewende ambitionierte Ziele gesetzt. Bis 2020 sollen 35 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen, bis 2030 sollen es 50 % sein und bis 2050 sogar 80 %. Ging es damit bislang bei erneuerbaren Energien um einen Sonderbereich des Energiemarktes mit randständigen Auswirkungen auf den Energiesektor, wird sich dieses Verhältnis künftig umkehren. Das hat nicht nur erhebliche kostenseitige Auswirkungen und bedingt große Herausforderungen für den Netzausbau und die Netzstabilität, sondern stellt die Zukunft eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes insgesamt in Frage. Daher ist eine Heranführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an den Markt und eine anschließende Marktintegration unabdingbar. Aktuell wird der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem durch das EEG vorangetrieben. Dabei wird mittlerweile über die Hälfte der EEG-Umlage für die teuerste Form der Stromerzeugung verwendet, nämlich die Solarenergie, die jedoch nur etwa 3 % der Stromerzeugung ausmacht.<sup>1</sup>

Der planwirtschaftliche Ansatz des EEG mit Vergütungsregeln, die bis zu 20 Jahre festgelegt sind, bietet den Investoren eine relativ hohe Sicherheit. Da die Einspeisetarife gesetzlich fixiert sind, tragen die Investoren lediglich das mengenmäßige Risiko, das bei Solarenergie und Windkraft vor allem von den Wetterbedingungen abhängt. Das typische unternehmerische Risiko, das sich auf Nachfrage-, Wettbewerbs- und Preisentwicklungen sowie technischen Fortschritt bezieht, tragen die Investoren hingegen aufgrund der fixierten Einspeisevergütung in Kombination mit dem Einspeisevorrang nicht. Dieses Risiko wird zunächst auf die Netzbetreiber und von diesen teils auf die Stromverbraucher, teils auf die konventionellen Stromerzeuger überwältigt. Das EEG induziert jedoch auch zahlreiche Ineffizienzen. Insbesondere ist – um die Worte des RWI Essen zu verwenden – ein „Kosten-Tsunami“ zu befürchten.<sup>2</sup> Dies bedroht die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland und gilt auch für die diversifizierte Industrie in Sachsen. Der unregelte mengenmäßige Zubau erneuerbarer Energieträger bei gleichzeitig garantiertem Netzanschluss und Abnahmezwang sowie fixer Vergütung ist ein Anachronismus.

---

<sup>1</sup> Vgl. z. B. *BDEW*, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), korrigierte Fassung vom 23. Januar 2012, sowie Abschnitt C des vorliegenden Gutachtens.

<sup>2</sup> *Fronde/Ritter/Schmidt*, Die Förderung der Photovoltaik: Ein Kosten-Tsunami. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (12), 2010, S. 36-44.

Das Gutachten nimmt vor diesem Hintergrund zunächst eine Darlegung und sodann kritische Bestandsaufnahme der bisherigen EEG-Förderung vor (dazu Abschnitt C.) anhand der zuvor dargestellten ökonomischen und rechtlichen Bewertungsparameter (Abschnitt B.). Kriterien sind aus volkswirtschaftlicher Sicht neben der Effektivität und der Effizienz der Förderung auch das energiepolitische Zieldreieck „Klimaschutz – Versorgungssicherheit – Preisgünstigkeit“ sowie aus juristischer Sicht die Vereinbarkeit mit den europarechtlichen und verfassungsrechtlichen Vorgaben. Jüngere Ansätze wie die Einführung einer Marktprämie (§ 33g EEG) und einer Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG) werden in ihrer begrenzten Wirkmächtigkeit für eine Marktintegration erneuerbarer Energien untersucht. In rechtlicher Sicht geht es primär um die Vereinbarkeit mit der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Ergänzend werden auch EU-beihilfenrechtliche und grundfreiheitliche Rechtsprobleme bewertet. Verfassungsrechtliche Fragen (etwa zur Sonderabgaben-Problematik) werden ebenfalls geklärt.

Angesichts der sowohl (verfassungs-)rechtlich, insbesondere aber volkswirtschaftlich kritischen Würdigung des geltenden EEG-Fördersystems sollen in einem weiteren Schritt internationale Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern vorgestellt und bewertet werden (Abschnitt D.). Auch wenn diese Analyse primär eine ökonomische ist, werden zugleich die rechtlichen Strukturen skizziert, um ihre mögliche Vorbildhaftigkeit für entsprechende Novel­len in Deutschland zu prüfen.

Ausgehend von einer knappen Skizze der Grenzen der Herstellung der Marktfähigkeit erneuerbarer Energien (Abschnitt E.) sollen Optionen analysiert werden, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien in Zukunft gestaltet werden kann (Abschnitt F.). Neben dem bestehenden EEG-Fördersystem sollen vor allem marktkonforme Optionen analysiert werden. Über eine ökonomische Analyse hinaus ist die Europarechts- und Verfassungsrechtskonformität der Förderungen gutachterlich zu bewerten.

Sodann soll bewertet werden, welche Systeme die besten Chancen für eine Integration eines europäischen Binnenmarktes für erneuerbare Energien bieten. Das Gutachten analysiert neben einer Anpassung des EEG vor allem quotenbasierte Systeme. Hier sind mindestens drei Optionen denkbar, je nachdem, wer verpflichtet wird, den Nachweis über Anteile an erneuerbaren Energien zu führen (Netzbetreiber, Elektrizitätsversorger und entsprechende Stromverbraucher in jenem Maß, in dem sie Strom selbst produzieren bzw. importieren oder im Stromgroßhandel gekauft haben und sodann verbrauchen, konventionelle Stromerzeuger sowie gegebenenfalls Kombinationen dieser Gruppen). Zudem sind hybride Systeme denkbar, bei de-

nen ein Quotensystem mit besonderen Förderungen für einzelne Energieträger kombiniert wird, z. B. durch Marktprämien oder Ausschreibungen oder Kapazitätsmärkte speziell für bestimmte Technologien. Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Systeme werden ökonomisch analysiert und dann die favorisierte Lösung rechtlich – auch im Vergleich zur bestehenden EEG-Förderung – gewürdigt. Aus ökonomischer Perspektive ist, unter der Prämisse der Effektivität der Förderung, insbesondere die gesamtwirtschaftliche Effizienz relevant, d.h. die Frage, wie ein gegebenes Ausbauziel (z. B. 35 %) am kostengünstigsten erreicht werden kann. Aus juristischer Perspektive ist insbesondere die Europarechts- und Verfassungsrechtskonformität von Bedeutung.

Ein Fazit, das die wesentlichen Handlungsempfehlungen anführt, rundet das Gutachten ab (Abschnitt G.).

Für das ausgewählte System findet sich zum Abschluss (Abschnitt H.) ein Entwurf, der für die Kernvorschriften eines Quotenmodells gesetzliche Regeln skizziert und erläutert.

## **B. Energiepolitische Ziele, ökonomische und juristische Bewertungsparameter**

### *I. Energiepolitische Ziele*

Die Anzahl der in der Energiewirtschaft erwünschten und verfolgten politischen Ziele hat im Zeitablauf deutlich zugenommen.<sup>3</sup> Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935, das bis zur Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft im Jahr 1998 in seinen wesentlichen Elementen Bestand hatte, waren in § 1 lediglich zwei Ziele genannt: Die Sicherheit und die Preisgünstigkeit der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung. Diese beiden Ziele wurden bei der grundlegenden Novellierung des EnWG 1998 um ein drittes ergänzt: Die Umweltverträglichkeit der Elektrizitätsversorgung. So hieß es von 1998 bis 2005 im § 1 EnWG, dass der „Zweck dieses Gesetzes (...) eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“ (Hervorhebung unsererseits) sei. Wie schon Eickhof und Holzer (2006) ausgeführt haben, war „der Prozess der Erweiterung des energiepolitischen Zielkatalogs (...) hiermit jedoch noch nicht abgeschlossen.“ Vielmehr wurden 2005 zwei weitere Ziele in das EnWG eingeführt, sodass § 1 Abs. 1 EnWG dann lautete: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ (Hervorhebung unsererseits). Im Jahr 2011 wurde mit der neuerlichen EnWG-Novelle der § 1 Abs. 1 erneut angepasst und um den Ausbau der erneuerbaren Energien als explizit eigenständiges Ziel erweitert. Seit dem 4. August 2011 lautet § 1 Abs. 1 EnWG nun: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ (Hervorhebungen unsererseits).

Zudem wurde schon 2005 § 1 EnWG um zwei weitere Absätze ergänzt: In § 1 Abs. 2 EnWG heißt es seitdem: „Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Elektrizitätsversorgungsnetzen.“ Und § 1 Abs. 3 EnWG ergänzt

---

<sup>3</sup> Vgl. dazu schon *Eickhof/Holzer*, Das neue Energiewirtschaftsgesetz - Regelungen für einen erweiterten Zielkatalog, Wirtschaftsdienst 86 (2006), S. 268-276.

den Zielkatalog wie folgt: „Zweck dieses Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung.“

In § 3 Abs. 33 wird das 1998 eingeführte Ziel der Umweltverträglichkeit zudem näher definiert. Demnach bedeutet Umweltverträglichkeit, „dass die Elektrizitätsversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu.“ Die anderen im EnWG angelegten Ziele sind dagegen nicht weiter im Gesetz konkretisiert.

Wie diese Entwicklung illustriert, ist der Zielkatalog immer weiter angewachsen, ohne dass jedoch eine explizite Priorisierung der Ziele erfolgt wäre, obwohl zwischen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, der Förderung erneuerbarer Energien, Verbraucherfreundlichkeit, etc. durchaus Zielkonflikte bestehen. Schon Eickhof und Holzer (2006) haben moniert, dass aus der Formulierung von § 1 EnWG keine Priorität für bestimmte Zielsetzungen folge und damit, formal gesehen, keine Zielhierarchie bestehe. Da sich bei der Verfolgung einzelner Ziele Konflikte ergeben und die Verwirklichung eines Ziels die Erreichung einer oder mehrerer Zielsetzungen beeinträchtigt, markieren erst gravierende negative Konsequenzen für die anderen Zielsetzungen die Grenzen bei der Verfolgung des zunächst betrachteten Ziels.

Komplementiert werden die im EnWG angelegten Ziele durch den in § 1 des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) dargelegten Zweck dieses Gesetzes. Wörtlich heißt es in § 1 Abs. 1 EEG: „Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Elektrizitätsversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätsversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.“ Weiter spezifiziert dann § 1 Abs. 2 EEG: „Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf (1) 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020, (2) 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030, (3) 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und (4) 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050 und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungs-

system zu integrieren.“ Somit ist durch das EEG, konkret § 1 Abs. 1, auch der Klimaschutz als explizites energiepolitisches Ziel verankert.<sup>4</sup>

Auf der Webseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie werden die diversen energiepolitischen Ziele dann jedoch wieder zu drei Zielen zusammengefasst. Dort heißt es wörtlich: „Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit: Dies sind die Ziele, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie als federführendes Ministerium in der Energiepolitik verwirklichen möchte.“<sup>5</sup> Wie das Spannungsverhältnis zwischen den verschiedenen Zielen aufgelöst werden kann, bleibt allerdings unklar.

## *II. Ökonomische Bewertungsparameter*

Für die ökonomische Analyse spielt das Kriterium der gesamtwirtschaftlichen Effizienz eine herausragende Rolle. Dahinter steht die Beurteilung, inwiefern ein gegebenes Ziel (z. B. der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 35 % oder 50 % des Bruttostromverbrauchs) möglich günstig erreicht werden kann, d.h. ohne dass es gesamtwirtschaftlich zu einer Verschwendung und Fehlallokation von Ressourcen kommt.

Voraussetzung für die Effizienz der Zielerreichung ist die Effektivität der Förderung. Analysiert wird daher zunächst, ob mit den verschiedenen Fördersystemen die gesteckten Ziele überhaupt erreicht werden. Daraufhin wird untersucht, welche direkten Kosten durch die Förderung entstehen, d.h. welcher Subventionsbedarf sich aus einer Förderung systematisch ergibt.

Neben den direkten Kosten sind jedoch auch die indirekten Kosten zu betrachten. Diese ergeben sich aus einer ganzen Reihe von Quellen. Erstens stellt sich die Frage nach den Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, der wiederum von der Standortwahl der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ableitet. Je nach Ausgestaltung der Förderung kann der Netzausbaubedarf durchaus variieren. Zweitens ergeben sich gegebenenfalls unterschiedliche Anforderungen für den Regelenergiebedarf, je nachdem welche Erzeugungstechnologien sich durchsetzen. Drittens können sich Implikationen für die Versorgungssicherheit ergeben. Und viertens ist nach den Implikationen für den Wettbewerb bei der Stromerzeugung mit Hilfe von „konventionellen“ Energieträgern (Kohle, Gas) zu fragen.

---

<sup>4</sup> Eine detaillierte Beschreibung des im EEG angelegten Fördermechanismus erfolgt in Abschnitt B.III.1.

<sup>5</sup> Vgl. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiepolitik.html>.

### III. Juristische Bewertungsparameter

#### 1. Rechtliche Ausgestaltung der EEG-Förderung

##### a) Historische Entwicklung des EEG

Der letzten Novelle des EEG aus dem Jahr 2012 gingen verschiedene Gesetzesreformen voraus. Vorläufer des EEG war das am 5. Oktober 1990 im Bundestag beschlossene Stromeinspeisungsgesetz,<sup>6</sup> das erste Regelungen zum Einspeisemodell mit Mindestvergütungen enthielt. Schon in diesem Gesetz waren wesentliche Mechanismen (Abnahme- und Vergütungspflicht) des jetzigen EEG bereits vorhanden. § 2 des Gesetzes regelte die Abnahmepflicht. Danach waren die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen. Dies erfolgte sodann gemäß den in § 3 festgelegten Vergütungssätzen. Die dadurch entstehenden Mehrkosten durften im Weiteren bei der Rechnungslegung der Verteilung oder Übertragung zugeordnet und bei der Ermittlung des Durchleitungsentgelts in Ansatz gebracht werden. Nach letztmaliger Novellierung im Jahre 1998 folgte zum 1. April 2000 die Ablösung durch das EEG vom 29. März 2000.<sup>7</sup> Durch die EEG-Novelle 2004 wurde erstmalig der Wegfall der Vertragspflicht zwischen Anlagen- und Netzbetreibern durch Annahme eines gesetzlichen Schuldverhältnisses zwischen den Betreibern geregelt. Bis dahin war strittig, ob das EEG „lediglich einen Anspruch auf Abschluss eines Einspeisevertrages vorschreibt oder ein gesetzliches Schuldverhältnis darstellt.“<sup>8</sup> § 12 Abs. 1 EEG 2004 stellte insofern klar, dass „im Sinne eines gesetzlichen Schuldverhältnisses ein unmittelbarer Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss, Abnahme und gegebenenfalls Vergütung besteht und der Netzbetreiber deshalb die Erfüllung seiner Pflichten nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen darf.“<sup>9</sup> Ein Vertragsabschluss wurde dennoch im Hinblick auf etwaige Nebenpflichten und technische Fragestellungen empfohlen.<sup>10</sup> Der „kleinen EEG-Reform 2006“<sup>11</sup> sowie einer weiteren Novelle im Jahre 2009 folgte die Neufassung des EEG zum Jahre 2012.

---

<sup>6</sup> Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz vom 7.12.1990; BGBl. I, S. 2633.

<sup>7</sup> BGBl. I, S. 305.

<sup>8</sup> Vgl. Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 21.7.2004 (BGBl. I S. 1918), S. 44, abrufbar unter: [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/5982.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/5982.php).

<sup>9</sup> Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEG 2004, a.a.O.

<sup>10</sup> Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEG 2004, a.a.O.; ebenso heute *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 8 Rn. 22 unter Hinweis auf Cosack, in: *Frenz/Müggenborg* (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 16.

<sup>11</sup> Vgl. *Salje*, EEG 2012, 6. Auflage 2012, S. 117 Rn. 55.

Mit ihr zielte der Gesetzgeber darauf ab, eine verbesserte Markt-, Netz- und Systemintegration durch Einführung einer Markt- und Flexibilitätsprämie für die Direktvermarktung umzusetzen (§§ 33a-33i EEG), hielt aber weiterhin am Ausbau der erneuerbaren Energien und den tragenden Prinzipien des EEG fest.

Im Übrigen ist durch die zum 1. Januar 2010 eingeführte Ausgleichsmechanismusverordnung die (physikalische) Abnahmeverpflichtung von Ökostrom des den Letztverbraucher beliefern- den Elektrizitätsunternehmens durch einen finanziellen Ausgleichsmechanismus in Form eines EEG-Umlage-Anspruchs des Netzbetreibers gegenüber den Elektrizitätsversorgungsunternehmen substituiert worden.

Am 29. März 2012 hat der Bundestag Änderungen des EEG beschlossen, die insbesondere auf den Ausbau der Photovoltaik Auswirkungen haben.<sup>12</sup> Über das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie“<sup>13</sup> wurde am 27. Juni 2012 Einigung im Vermittlungsausschuss<sup>14</sup> erzielt. Am 28. und 29. Juni 2012 erfolgten die Zustimmungen des Deutschen Bundestages und des Bundesrates, sodass die sog. PV-Novelle rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft treten wird. Nach der jüngsten Novellierung des EEG 2012 betreffen die wichtigsten Änderungen u.a. die Neugestaltung der Vergütungsklassen (für Dachanlagen vier Vergütungsklassen, hingegen keine Vergütung mehr für Anlagen größer als 10 MW). Zudem wird ein Gesamtausbauziel für Photovoltaik von 52 GW festgelegt, das durch einen Zubaukorridor von jährlich 2.500 bis 3.500 MW erreicht werden soll. Neuanlagen ist ab Erreichen der Schwelle von 52 GW gefördertem Strom aus erneuerbaren Energien nur noch der Einspeisevorrang gesichert. Sie erhalten dagegen keine garantierte Vergütung mehr.<sup>15</sup>

#### b) Gegenwärtige Ausgestaltung der EEG-Förderung

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt gegenwärtig noch immer über ein Einspeisevergütungssystem, das von dem am 1. Januar 2009 in Kraft getretenen Gesetz für den Vorrang

---

<sup>12</sup> Vgl. Gesetzesentwurf BT-Drs. 17/8877, abrufbar unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/088/1708877.pdf>.

<sup>13</sup> Eine umfassende Übersicht über den Gesetzgebungsprozess findet sich auf der Website der Clearingstelle, abrufbar unter <http://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/aenderung1>.

<sup>14</sup> Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses von BT-Drs. 17/10103 vom 27.06.2012 abrufbar unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/101/1710103.pdf>.

<sup>15</sup> Für eine umfassende Darstellung aller mit der PV-Novelle einhergehenden Änderungen vgl. die konsolidierte Fassung zur PV-Novelle, abrufbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_konsol\\_fassung\\_120629\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_konsol_fassung_120629_bf.pdf).

erneuerbarer Energien (kurz: EEG 2012) rechtlich konkretisiert wird. Das erste von drei tragenden Kernelementen dieses Fördermodells ist die Pflicht der Netzbetreiber zum Netzan-schluss von EEG-Anlagen, § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG, bzw. zum Netzausbau, §§ 5 Abs. 4, 9 EEG. Daneben besteht als zweites Kernelement das Prinzip der festen Vergütung der Anla-genbetreiber über in der Regel 20 Jahre, vgl. § 21 Abs. 2 Satz 1 EEG. Als dritte tragende Säule kommt nach § 8 EEG das Prinzip der vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des EEG-Stroms, der sog. Einspeisevorrang, hinzu.<sup>16</sup> Alle Regelungen sind dabei nach § 2 EEG bezogen auf das Bundesgebiet, d.h. förderfähig sind nur solche Einspeisungen, die auf deutschem Bundesgebiet erfolgen, sodass gegenwärtig eine Förderung des im Ausland er-zeugten Stroms aus erneuerbaren Energien ausscheidet.

Im Zusammenhang mit dem Prinzip des festen Vergütungssatzes unterliegen die Vergütungen und Boni einer technologiespezifischen Degression.<sup>17</sup> Um Anreize zu Kostensenkungen zu setzen und den gesunkenen Produktionskosten durch technischen Fortschritt gerecht zu wer-den, verringert sich jährlich der jeweilige technologiespezifische Vergütungssatz.<sup>18</sup>

Die Kosten der EEG-Förderung werden durch die in § 37 geregelte EEG-Umlage im Ergebnis dem Letztverbraucher auferlegt. Der vorgesehene Finanzierungs- und Weiterwälzungs-mechanismus wird gegenwärtig durch das EEG 2012 sowie durch die (überwiegend) am 1. Januar 2010 in Kraft getretene Ausgleichsmechanismusverordnung (im Folgenden Aus-glMechV)<sup>19</sup> normiert. Diese beinhalten folgenden fünfstufigen Mechanismus: § 8 EEG nor-miert die bereits angesprochene Abnahmepflicht der Netzbetreiber von EEG-Strom. Die Ab-nahmepflicht korrespondiert mit einem Vergütungsanspruch der Anlagenbetreiber nach § 16 Abs. 1 EEG (Stufe 1). Dem folgt die Pflicht der Netzbetreiber zur unverzüglichen Weitergabe des nach § 16 EEG vergüteten Stroms an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber, § 34 EEG. Mit dieser Pflicht korrespondiert wiederum die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Vergütung der von Netzbetreibern nach § 16 EEG vergüteten Strommenge entsprechend den §§ 16 bis 33 EEG, § 35 Abs. 1 EEG (Stufe 2). Es folgt ein Ausgleich unter den Übertra-gungsnetzbetreibern nach § 36 Abs. 1-3 EEG. Ziel ist dabei die gleichmäßige Aufteilung der durch die EEG-Förderung verursachten Kosten (Stufe 3). Die Vermarktung des EEG-Stroms

---

<sup>16</sup> Vgl. Gesetzesbegründung zum Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeu-gung aus erneuerbaren Energien, BT-Drs. 17/6071, S. 44 f.

<sup>17</sup> Siehe für Solarenergie § 20a EEG, für alle anderen Technologien vgl. § 20 Abs. 2 Nr. 1-7 EEG.

<sup>18</sup> Vgl. auch *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 20a Rn. 1 f.

<sup>19</sup> Vom 17.7.2009, BGBl. I, S. 2101.

erfolgt sodann gem. § 37 Abs. 1 EEG grundsätzlich durch den Handel der Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt. Die Differenzkosten zwischen den erzielten Vermarktungserlösen und den gezahlten Mindestvergütungen für den EEG-Strom können sie sodann gem. § 37 Abs. 2 EEG i.V.m. § 3 AusglMechV in Form der EEG-Umlage von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen „anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferten Strom“ verlangen (Stufe 4). Dabei ist nach § 37 Abs. 2 S. 2 EEG der Anteil „so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an eine Letztverbraucherin oder einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt“. Damit sind zunächst die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Träger der EEG-Umlage. Die dabei getätigten Zahlungen geben diese jedoch in Form der EEG-Umlage an die Letztverbraucher weiter, indem sie sie grundsätzlich über den Strompreis in Rechnung stellen (Stufe 5). Eine gesetzliche Grundlage im EEG besteht für diese letzte Stufe bewusst nicht, da die Umlage auf den Letztverbraucher gesonderten vertraglichen Bestimmungen vorbehalten ist.<sup>20</sup> So räumt § 53 EEG auch lediglich die Möglichkeit ein, die EEG-Umlage auf der Rechnung auszuweisen, ohne dies verpflichtend aufzuerlegen. Gesonderte Bestimmungen gelten im Übrigen für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen, die auf Antrag eine Begrenzung der EEG-Umlage erlangen können, §§ 40 ff. EEG. Auch hier lässt sich allerdings § 40 S. 1 EEG entnehmen, dass das Gesetz von einer Weiterwälzung an den Verbraucher ausgeht, da gerade davon befreit wird („(...) begrenzt auf Antrag (...) die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher (...) weitergegeben wird (...“).

Alternativ zum Einspeisesystem hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit der sog. Direktvermarktung<sup>21</sup> gem. den §§ 33 a – f EEG. Zur Förderung eines marktwirtschaftlichen Ansatzes hat derjenige Anlagenbetreiber, der seinen produzierten EEG-Strom direkt vermarktet, gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf die sog. Marktprämie. Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus § 33g Abs. 2 bzw. Anlage 4 EEG. Diese gleicht die Differenz des jeweils nach § 16 EEG zustehenden technologiespezifischen Vergütungsanspruchs und eines gegebenenfalls niedrigeren Erlöses aus der Direktvermarktung aus. Ergänzendes Element zur Markt-

---

<sup>20</sup> Vgl. auch *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 36 Rn. 8.

<sup>21</sup> Ausführlich zur Direktvermarktung *Wustlich/Müller*, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 - Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, ZNER 2011, S. 380 ff.; ebenso *Lehnert*, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, S. 4.

prämie ist die Managementprämie. Nach den Ausführungen des Bundesumweltministeriums wird damit der Zweck verfolgt, zusätzliche Kosten auszugleichen die durch die Vermarktung fluktuierender EE-Anlagen v.a. in der Anfangsphase entstehen. Dementsprechend ist die Prämie degressiv ausgestaltet.<sup>22</sup> Demgegenüber gilt die in § 33i i.V.m. Anlage 5 EEG ausgestaltete Flexibilitätsprämie ausschließlich für Biogasanlagen. Die Flexibilitätsprämie kann, ergänzend zur Marktprämie, ebenfalls vom Netzbetreiber verlangt werden. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass die Einspeisung des aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms höchst volatil ist. Die durch Biogasanlagen mögliche Zwischenspeicherung ermöglicht hingegen eine flexiblere und an den jeweiligen Bedarf angepasste Einspeisung von Strom.<sup>23</sup> Durch die Zahlung der Flexibilitätsprämie soll deshalb ein Anreiz geschaffen werden, Investitionen in die Erhöhung der Leistung einer Biogasanlage vorzunehmen, um damit eine verbesserte Steuerung der Einspeisung erneuerbarer Energien durch bedarfsgerechten Abruf bei Spitzenlasten zu gewährleisten.<sup>24</sup>

## 2. Vorgaben in der Richtlinie 2009/28/EG

Den unterschiedlichen Ansätzen der Mitgliedstaaten im Bereich der erneuerbaren Energien trägt die Europäische Union durch lediglich rahmengebende Vorgaben Rechnung.<sup>25</sup> Auch mit Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG<sup>26</sup> und 2003/30/EG<sup>27</sup> zum 1. Januar 2012 durch die Richtlinie 2009/28/EG vom 5. Juni 2009<sup>28</sup> (im Folgenden EE-RL) stellt das Unionsrecht die Ausgestaltung der Fördersysteme den einzelnen Mitgliedstaaten noch immer weitestgehend frei. Definiert Art. 2 k RL 2009/28/EG die Förderregelungen als Instrument zur „(...) Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch (...), dass Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird. (...)“, so gibt er dennoch

---

<sup>22</sup> *BMU*, Entwurf zum Erfahrungsbericht EEG 2011, S. 13 f.

<sup>23</sup> *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2011, Stand 3.5.2011, S. 21 ff.

<sup>24</sup> Vgl. Gesetzesbegründung zum Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BT Drs. 17/6071, S. 45 (81 f.).

<sup>25</sup> Ein aufschlussreicher Überblick über die Vorgaben der EE-RL findet sich bei *Lehnert/Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 ff.

<sup>26</sup> RL 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27.10.2001, ABl. EG L Nr. 283, S. 33.

<sup>27</sup> RL 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor vom 8.5.2003, ABl. EG L Nr. 123, S. 42.

<sup>28</sup> RL 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der RL 2001/77/EG und 2003/30/EG vom 5.6.2009, ABl. EG L Nr. 140, S. 16.

keine abschließenden Vorgaben für den konkreten Fördermechanismus vor. Vielmehr liefert die Richtlinie insofern nur beispielhafte Aufzählungen,<sup>29</sup> die jedenfalls auch die klassischen Fördermodelle, also Einspeise- und Quotensystem, umfassen.

Art. 3 Abs. 1 RL 2009/28/EG schreibt nur die Bindung an das jeweilige nationale Gesamtziel für das Jahr 2020 vor, um bis zu diesem Zeitpunkt mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Europäischen Union durch Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Dazu werden nach Art. 3 Abs. 3 RL 2009/28/EG (abstrakt) Förderregelungen und Maßnahmen zur Kooperation zwischen verschiedenen Mitgliedstaaten und mit Drittländern vorgeschlagen,<sup>30</sup> wobei es den Mitgliedstaaten nach Art. 3 Abs. 3 S. 2 RL 2009/28/EG überlassen ist, „gemäß den Artikeln 5 bis 11 dieser Richtlinie zu entscheiden, in welchem Umfang sie die in einem anderen Mitgliedstaat erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen fördern wollen“.

Sofern die RL 2009/28/EG in ihren Erwägungsgründen<sup>31</sup> bzw. Artikeln<sup>32</sup> Bezug zur Binnenmarkt-RL 2009/72/EG<sup>33</sup> (früher RL 2003/54/EG<sup>34</sup>) nimmt, geht die EE-RL als speziellere Richtlinie der Binnenmarkt-RL vor. Die EE-RL enthält ausschließlich Regelungsmechanismen für erneuerbare Energien und ist daher *lex specialis* gegenüber den allgemeinen für den Elektrizitätsmarkt<sup>35</sup> geltenden Normen der Binnenmarkt-RL.

Soweit sich die Kommission bezüglich der Förderregelungen ein Berichts- und Vorschlagsrecht (vgl. Art. 23 Abs. 8 lit. c, sowie nachfolgender zweiter Spiegelstrich RL 2009/28/EG) (auch) bezüglich der Zusammenarbeit vorbehält, stellt die Richtlinie ausdrücklich klar, dass sich das Vorschlagsrecht nicht auf die Kontrolle der Mitgliedstaaten über nationale Förderregelungen und Maßnahmen der Zusammenarbeit auswirken darf. Daneben finden sich noch Bestimmungen zum System von Herkunftszertifikaten für Elektrizität, Wärme und Kälte, die

---

<sup>29</sup> Vgl. Art. 2k Satz 2: 2009/28/EG: „Dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützsysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen.“ (Hervorhebung unsererseits).

<sup>30</sup> Insgesamt sieht die RL 2009/28/EG verschiedene Formen der Zusammenarbeit von Mitgliedstaaten vor. Diesbezüglich ist neben Kooperationen mit Mitglieds- (Art. 7 und 8 der EE-RL) und Drittstaaten (Art. 9 und 10 der EE-RL) insbesondere auf den sog. statistischen Transfer aus Art. 6 der EE-RL hinzuweisen, vgl. eingehender *Lehnert/Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 (312).

<sup>31</sup> Vgl. Erwägungsgründe Nr. 7, 53, 54, 55, 60 der RL 2009/28/EG.

<sup>32</sup> Vgl. Artikel 2j, Artikel 15 Abs. 1, 7, 8, 11, Artikel 22 Abs. 1b der EL 2009/28/EG.

<sup>33</sup> RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG vom 14.8.2009, ABl. EG L Nr. 211, S. 55.

<sup>34</sup> RL 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 96/92/EG vom 15.7.2003, ABl. EG Nr. L 176, S. 37.

<sup>35</sup> Vgl. zum Anwendungsbereich Art. 1 der RL 2003/54/EG.

aus erneuerbaren Energien erzeugt werden und grundsätzlich der gegenseitigen Anerkennung unterliegen (vgl. Art. 15 Abs. 9 der RL 2009/28/EG) sowie Regelungen zum vorrangigen bzw. garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (vgl. Art. 16 RL 2009/28/EG). So haben die Netzbetreiber nach Art. 16 Abs. 2 lit. a RL 2009/28/EG die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten und nach lit. b derselben Bestimmung „entweder einen vorrangigen Netzzugang oder einen garantierten Netzzugang“ für jene Energiequellen sicherzustellen. Auch beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen ist nach lit. c jener Norm ein entsprechender Vorrang vorzusehen.

Die Herkunftszertifikate übernehmen ausweislich Art. 15 Abs. 1 sowie des Erwägungsgrundes 52 der RL 2009/28/EG ausschließlich eine Nachweisfunktion für den genauen Anteil an erneuerbaren Energien in Relation zur Gesamtenergiemenge. Sie sind insofern von den grünen Zertifikaten zu unterscheiden,<sup>36</sup> die Bestandteil zahlreicher Quotenmodelle mit kombiniertem Zertifikatsystem sind und geben daher insbesondere keinen Anspruch auf „Inanspruchnahme nationaler Förderregelungen“.<sup>37</sup> In dieser Konsequenz sind sie gem. Art. 15 Abs. 2 UAbs. 4 RL 2009/28/EG auch für die Erfüllung der nationalen Gesamtziele nach Art. 3 der RL 2009/28/EG irrelevant.

Insgesamt ist mit Blick auf etwaige Vorgaben der RL zur möglichen Kooperation von Mitgliedstaaten festzuhalten, dass diese auf ausschließlich freiwilliger Basis erfolgen soll.<sup>38</sup> Wichtiges Ziel der Richtlinie soll die Kohärenz zwischen nationalem Fördersystem und Mechanismen der Zusammenarbeit sein. Dafür ist es ausweislich Vorbemerkung 25 der Richtlinie „...unbedingt notwendig, dass die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, darüber zu entscheiden, ob und in welchem Umfang ihre nationalen Förderregelungen für in anderen Mitgliedstaaten erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen gelten“.<sup>39</sup> Vor dem Hintergrund der realistischen Einschätzung des europäischen Gesetzgebers, dass sich die Vorteile der EEG-Förderung nach dem Willen der jeweiligen nationalen Gesetzgeber vornehmlich im jeweili-

---

<sup>36</sup> Vgl. insofern den Erwägungsgrund 52 der RL 2009/28/EG, der ausdrücklich auf die Unterscheidung hinweist: („Es ist wichtig, dass zwischen grünen Zertifikaten, die für Fördersysteme genutzt werden, und Herkunftsnachweisen unterschieden wird.“).

<sup>37</sup> Erwägungsgrund 56 der RL 2009/28/EG.

<sup>38</sup> Vgl. Art. 7 Abs. 1 EE-RL („zwei oder mehrer Mitgliedstaaten können...“); Art. 11 Abs. 1 EE-RL („Unbeschadet der Pflichten der Mitgliedstaaten nach Art. 3 können zwei oder mehrere Mitgliedstaaten auf freiwilliger Basis beschließen, ihre nationalen Förderregelungen zusammenzulegen oder teilweise zu koordinieren...“) (Hervorhebung unsererseits).

<sup>39</sup> Hervorhebung unsererseits.

gen Hoheitsgebiet auswirken sollen, sollte dennoch ein Weg zu einer optionalen grenzüberschreitenden Förderung geschaffen werden, ohne gleichzeitig das jeweilige nationale Förder-system zu benachteiligen.<sup>40</sup> Inwiefern demnach auch die in anderen Mitgliedstaaten erfolgende Erzeugung erneuerbarer Energien gefördert wird bzw. welche Anrechnungsinitiativen erfolgen, bleibt demnach – unabhängig von der nationalen Entscheidung für das Einspeise- oder Quotenmodell – Sache des jeweiligen Mitgliedstaates.<sup>41</sup>

Damit bestehen im Ansatz tendenziell weiche sekundärrechtliche Vorgaben zur Förderung erneuerbarer Energien, die durch das allgemeine Energiebinnenmarktrecht und insbesondere die Vorgaben der bereits angesprochenen Richtlinie 2009/72/EG und das EU-primärrechtliche Beihilfenrecht aus Art. 107 ff. AEUV (vgl. auch Art. 3 Abs. 3 S. 2 RL 2009/28/EG) und die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV ergänzt werden.

Im Kern ist jedenfalls die mitgliedstaatliche Entscheidung über das Fördermodell (Einspeise- oder Quotenmodell) sekundärrechtlich genauso frei wie die Entscheidung darüber, inwiefern im Ausland erzeugte erneuerbare Energie in das Modell mit einbezogen wird. Allenfalls mittelfristig wird sich die Frage stellen, ob es bei jenem großzügigen Regime bleiben wird, wenn in einem oder mehreren Mitgliedstaaten erneuerbare Energien den Großteil der erzeugten Energie ausmachen. Damit kippt nämlich das Sonder-Förderregime für einen kleinen Anteil an der Stromerzeugung zum wesentlichen Interventionsinstrument.<sup>42</sup>

### 3. EU-Primärrechtliche Anforderungen

Mit Blick auf das EU-Beihilfenrecht wurden seit den dem EEG vorangegangenen Regelungen des Stromeinspeisegesetzes (StrEinspG) zur Mindestvergütung und Abnahmepflicht immer wieder Bedenken in Bezug auf die Europarechtskonformität vorgebracht: Die nationale Verpflichtung für Unternehmen, Strom aus erneuerbaren Energien zu Mindestpreisen abzuneh-

---

<sup>40</sup> Vgl. Erwägungsgrund 25 der RL 2009/28/EG.

<sup>41</sup> Vgl. Erwägungsgrund 25 der RL 2009/28/EG: „...Die Richtlinie zielt darauf ab, die grenzüberschreitende Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen zu beeinträchtigen. Sie führt wahlweise Mechanismen der Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten ein, in deren Rahmen die Mitgliedstaaten vereinbaren können, in welchem Maße ein Mitgliedstaat die Energieerzeugung in einem anderen Mitgliedstaat fördert und in welchem Umfang die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen auf die nationalen Gesamtziele des einen oder des anderen Mitgliedstaats angerechnet wird.“

<sup>42</sup> Siehe auch die sich kritische Position der Kommission, die einen entsprechenden Anpassungsbedarf sieht, vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Erneuerbare Energien: Ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt, COM(2012) 271 final.

men und die Heranziehung von Netzbetreibern zur Finanzierung ohne Gegenleistung stelle möglicherweise einen Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit gem. Art. 34 AEUV dar. Auch könne die Abnahmepflicht zu Mindestpreisen, die über dem tatsächlichen wirtschaftlichen Wert des Stroms liegen, und die sich aus dieser Verpflichtung ergebenden finanziellen Belastungen, welche zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, den Betreibern der vorgelagerten Stromnetze und Letztverbrauchern aufgeteilt werden, eine verbotene Beihilfe i.S.d. Art. 107 AEUV darstellen. Mit seiner Entscheidung vom 13. März 2001 hat der EuGH<sup>43</sup> grundsätzlich klargestellt, dass es sich insofern weder um eine verbotene Beihilfe (Rn. 66) noch um einen Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit (Rn. 81) handele. Inwieweit diese Rechtsprechung auch für die im Rahmen des Übergangs vom StrEinspG auf das EEG erfolgten Neuerungen insbesondere im Zuge des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien und der damit verbundenen verschärften Beeinträchtigung des Energiebinnenmarktes noch gleichermaßen gilt, ist nicht vollkommen klar.<sup>44</sup> Dabei ist mit Blick auf das EU-Beihilfenrecht auch die folgende Kontrollpraxis der Europäischen Kommission zu berücksichtigen.

#### a) Vorgaben aus Art. 107 AEUV

Den Beihilfecharakter entsprechender Abnahme- und Vergütungspflichten ließ der EuGH am Tatbestandsmerkmal der staatlichen Mittelherkunft scheitern. So wird aus der Unterscheidung zwischen „staatlich“ und „aus staatlichen Mitteln“ zwar deutlich, dass nicht nur unmittelbar vom Staat gewährte Begünstigungen in den Anwendungsbereich des Art. 107 Abs. 1 AEUV fallen, sondern (unter bestimmten Voraussetzungen) ebenfalls Beihilfen einzubeziehen sind, die anderweitig gewährt werden (etwa über eine staatlich benannte Einrichtung).<sup>45</sup> Auch in diesen Fällen muss jedoch eine staatliche Zurechnung gegeben sein. Die Anforderungen an die staatliche Zurechenbarkeit<sup>46</sup> sind dabei zwar niedrig anzusetzen. Für eine Zurechnung

---

<sup>43</sup> EuGH C-379/98, Slg. 2001, I-2099 – PreussenElektra.

<sup>44</sup> Dies tendenziell bejahend *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, S. 127; ferner Erk, Die künftige Vereinbarkeit des EEG mit Verfassungs- und Europarecht, 2008, S. 213.

<sup>45</sup> Vgl. EuGH verb. Rs. C-52/97, C-53/97 und C-54/97, Slg. 1998, I-2629 (Rn. 13 m.w.N.) – Viscido; dazu Rodger, ECLR 1999, S. 251 ff.

<sup>46</sup> Hierzu näher *Bär-Bouysière*, in: Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar, 2. Aufl. 2009, Art. 87 Rn. 40; *Cremer*, in: Calliess/Ruffert (Hrsg.), EUV/AEUV Kommentar, 4. Aufl. 2011, Art. 107 AEUV Rn. 29.

muss allerdings eine Belastung öffentlicher Haushalte erfolgen,<sup>47</sup> was bei gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten wie im Fall PreussenElektra<sup>48</sup> regelmäßig nicht der Fall ist.

Relevant ist in diesem Zusammenhang zunächst die Bewertung des österreichischen KWK-Fördermodells durch die Kommission und – implizit – durch den EuGH. So greift in Österreich eine Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch ein Gesetz aus dem Jahre 2002,<sup>49</sup> das 2006 novelliert wurde.<sup>50</sup> Zur Förderung von Strom aus KWK-Anlagen wird den Unternehmen ein Betriebskostenausgleich gewährt. Dieser wird von der Energie-Control GmbH als hoheitliche Stelle an die KWK-Anlagenbetreiber ausgekehrt. Finanziert wird die Fördermaßnahme durch einen Zuschlag, der sich nach der Höhe der an die Endverbraucher abgegebenen Strommenge richtet (und unabhängig von der KWK-Abnahme durch die Verbraucher ist). Die Kommission erblickte hierin – anders als die österreichische Regierung – eine Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV und prüfte die Maßnahme als nicht notifizierte Beihilfe.<sup>51</sup> Im Wienstrom-Urteil ging sodann auch der EuGH implizit davon aus,<sup>52</sup> dass eine staatliche Mittelherkunft und damit eine Beihilfe vorliegt. Der entscheidende Unterschied zum deutschen System ist jedoch, dass der zur KWK-Förderung erhobene Zuschlag an eine staatliche Regulierungsstelle abgeführt wird (die Energie-Control GmbH), die im Folgenden unter Weisung des österreichischen Wirtschaftsministeriums für die Weiterleitung der Einnahmen sorgt. Damit ist eine staatliche Entität in die Mittelverteilung eingebunden, sodass eine parafiskalische Maßnahme vorliegt.

Fortentwickelt wurde das Tatbestandsmerkmal „staatlich oder aus staatlichen Mitteln“ in der Folgezeit im Übrigen auch im Zusammenhang mit der Bewertung von Rundfunkgebührensyste-  
men. Bei diesen ist umstritten, ob jenes Kriterium erfüllt ist, da der Geldfluss nicht direkt vom Staat an die öffentlich-rechtlichen Rundfunkanstalten verläuft.<sup>53</sup> Die Kommission sieht

---

<sup>47</sup> EuGH Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099 (Rn. 58 ff.) – PreussenElektra; siehe zu der Entscheidung auch *Pünder*, EuGH billigt die Förderung von „Ökostrom“, JURA 2001, S. 591 (592 ff.).

<sup>48</sup> EuGH Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099 – PreussenElektra; vgl. hierzu *Koenig/Kühling*, How to cut a long story short: Das PreussenElektra-Urteil des EuGH und die EG-Beihilfenkontrolle über das deutsche Rundfunkgebührensyste-  
m, ZUM 2001, S. 537 ff.

<sup>49</sup> BGBl. I Nr. 149/2002.

<sup>50</sup> BGBl. I Nr. 105/2006.

<sup>51</sup> In der anschließenden Prüfung kam die Kommission zu dem Ergebnis, dass die Beihilfe mit dem Binnenmarkt im Einklang stünde, da sie mit dem Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen und Art. 87 Abs. 3 lit. c EGV (jetzt Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV) vereinbar sei; Entscheidung C (2006) 2964 endg. vom 4. Juli 2006, ABl. C 221, S. 8.

<sup>52</sup> EuGH Rs. C-384/07, Slg. 2008, I-10393 – Wienstrom.

<sup>53</sup> Vgl. zur Problematik, ob Rundfunkgebühren Beihilfen i.S.d. Art. 107 AEUV darstellen, auch zuletzt *Kühling*, Die Europarechtliche Vorsteuerung der nationalen Rundfunkordnung – Fluch oder Segen?, in: Herbert Roth

Mittelflüsse aus Rundfunkgebührensyste­men dabei entgegen der Position der meisten Regie­rungen einschließlich Deutschlands seit jeher als staatliche Mittel an.<sup>54</sup> Auch hier zeichnet sich eine Einschränkung der PreussenElektra-Judikatur in der Rechtsprechung von EuGH und EuG ab.

Als erster Vorbote für eine derartige Relativierung konnte die Entscheidung des EuGH in einem Vergaberechtsstreit gewertet werden. Dabei ging es um die Beauftragung eines Reinigungsunternehmens durch die GEZ. Das vorliegende Gericht wollte wissen, ob das – für die Qualifikation einer vergebenden Stelle als öffentliche Auftraggeberin – nach Art. 1 Buchst. b Abs. 2 Gedankenstrich 3 der damals geltenden Vergaberechtsrichtlinie 92/50/EWG<sup>55</sup> relevante Merkmal der „überwiegenden Finanzierung durch den Staat“ erfüllt ist, wenn öffentlich-rechtliche Rundfunkanstalten überwiegend durch Rundfunkgebühren nach dem deutschen System finanziert werden. Das Merkmal „Finanzierung durch den Staat“ ist hier nach Ansicht des EuGH funktional zu bestimmen und liegt im Falle der Gebührenerhebung vor.<sup>56</sup> Dabei kritisiert der EuGH in seiner Argumentation gerade die im PreussenElektra-Urteil letztlich implizierte und in der Sache äußerst fragwürdige Qualifikation einer Finanzierung nach der „Zufälligkeit“ des Finanzflusses durch oder außerhalb des Staatshaushalts. Wörtlich betont der EuGH: „Schließlich darf es, wie die Kommission der Europäischen Gemeinschaften zu Recht bemerkt hat, im Licht der oben erwähnten funktionellen Betrachtung zu keiner unterschiedlichen Beurteilung danach führen, ob die Finanzmittel den öffentlichen Haushalt durchlaufen, der Staat also die Gebühr zunächst einzieht und die Einnahmen hieraus dann den öffentlich-rechtlichen Rundfunkanstalten zur Verfügung stellt, oder ob der Staat diesen Anstalten das Recht einräumt, die Gebühren selbst einzuziehen“.<sup>57</sup> Allerdings weist der EuGH dabei auf einen – aus Sicht des Gerichts offensichtlich relevanten – Unterschied zum Sachverhalt im Fall PreussenElektra hin: Im Rundfunkbereich ist Rechtsgrundlage der Gebührenerhebung regelmäßig ein staatlicher Akt und nicht – wie in PreussenElektra – ein Rechtsgeschäft. Zu-

---

(Hrsg.), Europäisierung des Rechts, 2010, S. 123 ff.; ferner Herdegen, Europarecht, 13. Aufl. 2011, § 22 Rn. 49; v. Alemann, in: Hailbronner/Wilms (Hrsg.), Recht der Europäischen Union – Kommentar, Stand: 2007, Vorb. Art. 87-89 EGV Rn. 49 f.

<sup>54</sup> Vgl. zuletzt ausdrücklich die Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Vorschriften über staatliche Beihilfen auf den öffentlich-rechtlichen Rundfunk, ABIEU 2009 C 257, S. 1 ff.

<sup>55</sup> RL 92/50/EWG des Rates vom 18.6.1992 über die Koordinierung der Verfahren zur Vergabe öffentlicher Dienstleistungsaufträge, ABl. L Nr. 209, S. 1.

<sup>56</sup> EuGH Rs. C-337/06, Slg. 2007, I-11173 (Rn. 40 ff.) – Bayerischer Rundfunk/GEWA = ZUM 2008, 295 (299); vgl. zu der Entscheidung auch Dörr, in: Schiwy/Schütz/Dörr (Hrsg.), Medienrecht, Lexikon für Praxis und Wissenschaft, 5. Aufl. 2010, S. 136; Schiedermaier, in: Schiwy/Schütz/Dörr (Hrsg.), Medienrecht, Lexikon für Praxis und Wissenschaft, 5. Aufl. 2010, S. 483.

<sup>57</sup> EuGH Rs. C-337/06, Slg. 2007, I-11173 (Rn. 47) – Bayerischer Rundfunk/GEWA = ZUM 2008, 295 (299).

dem werde jeweils eine spezifische Gegenleistung erbracht, was bei Gebühren nicht notwendig der Fall ist, da das bloße Bereithalten eines Gerätes schon die Gebührenpflichtigkeit auslöst, ohne dass eine tatsächliche Nutzung erfolgen muss. Zudem sei die Bereitstellung des öffentlichen Rundfunks staatlich garantiert und der Verbraucher trete nicht freiwillig in eine Vertragsbeziehung, da die Gebührenpflichtigkeit unabhängig von der Nutzung des öffentlich-rechtlichen Rundfunkangebots im Falle des Bereithaltens eines Gerätes entsteht.<sup>58</sup> Auch das EuG, das auf Grund von Nichtigkeitsklagen gegen Beschlüsse der Kommission zuletzt über entsprechende Rundfunkgebührensyste me zu entscheiden hatte, geht ganz auf der Linie der Kommission davon aus, dass das Merkmal der Herkunft aus staatlichen Mitteln zu bejahen ist. Allerdings differenziert das EuG ebenfalls mit Blick auf die PreussenElektra-Rechtsprechung und führt aus, dass die Gebührenpflichtigkeit nicht auf einer vertraglichen Verbindung beruhe, sondern aus dem Bereithalten eines Fernseh- oder Radiogeräts resultiere.<sup>59</sup> Das Bemühen um ein Einschränken der PreussenElektra-Judikatur entspricht schließlich der im ETS-Urteil<sup>60</sup> zum Ausdruck gekommenen Argumentation, in dem das EuG das niederländische Emissionshandelssystem als Begünstigung aus staatlichen Mitteln ansah, da bestimmte Unternehmen im Rahmen der unentgeltlichen Abgabe entsprechender Zertifikate immaterielle Vermögenspositionen, die auch kostenpflichtig bereit gestellt werden könnten, unentgeltlich erhalten hätten.

Auch wenn in diesen Entscheidungen ein Relativieren der PreussenElektra-Rechtsprechung erblickt werden kann, so halten EuGH und EuG gleichwohl daran fest, dass im Fall vertraglicher Entgeltvereinbarungen trotz hoheitlicher Entgeltfestsetzungen keine staatlichen Mittel vorliegen. Damit liegt letztlich kein „Overruling“ der bisherigen PreussenElektra-Judikatur vor, auch wenn die angeführte Differenzierung gerade mit Blick auf die „freiwillige Vertragsbeziehung“ durchaus fragwürdig ist. So wurde doch durch die bereits angesprochene<sup>61</sup> EEG-Novelle 2004 gerade klargestellt, dass bei der Abnahme- und Vergütungspflicht „im Sinne eines gesetzlichen Schuldverhältnisses ein unmittelbarer Anspruch des Anlagenbetreibers

---

<sup>58</sup> EuGH Rs. C-337/06, Slg. 2007, I-11173 (Rn. 41 ff.) – Bayerischer Rundfunk/GEWA = ZUM 2008, 295 (299); nach Ansicht des EuGH handelt es sich bei der Rundfunkgebühr um ein durch den Staat festgesetztes Entgelt, das gerade nicht eine vertragliche Gegenleistung für zu erbringende Dienste seitens der Rundfunkanstalten darstellt. Denn die Rundfunkgebühr ist auch bei einem bloßen Bereithalten eines Empfangsgeräts seitens der Verbraucher zu entrichten; hierzu auch *Thum*, Vereinbarkeit der Gebührenfinanzierung des öffentlich-rechtlichen Rundfunks mit EG-Beihilfenrecht, NVwZ 2007, 521 (524); ferner *Grzeszick*, Der Telemedien-Auftrag des öffentlich-rechtlichen Rundfunks zwischen Verfassungs- und Gemeinschaftsrecht, NVwZ 2008, 608 (612).

<sup>59</sup> EuG Rs. T-309/04, T-317/04, T-329/04 und T-336/04 (Rn. 158 f.) – TV 2/Danmark A/S and Others/Commission = ZUM 2009, 208 (211) m. Anm. *Döpfkens*.

<sup>60</sup> EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 63 ff.) – ETS.

<sup>61</sup> Vgl. Ausführungen zur historischen Entwicklung der EEG-Förderung unter B.II.1.a).

gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss, Abnahme und gegebenenfalls Vergütung besteht und der Netzbetreiber deshalb die Erfüllung seiner Pflichten nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen darf.<sup>62</sup> Dennoch bleibt es neben diesen gesetzlichen Vorgaben wohl bei vertraglichen Vereinbarungen.<sup>63</sup>

Insgesamt lässt sich demnach festhalten, dass der EuGH seine PreussenElektra-Rechtsprechung und das damit verbundene Eingrenzen des Tatbestandsmerkmals der staatlichen Mittelherkunft in der jüngeren Zeit zwar zu relativieren sucht, dass aber für den Fall des Beibehaltens eines Finanzierungssystems, bei dem keine staatliche Entität in die Mittelverteilung eingeschaltet wird und das letztlich Transfers vom Verbraucher an die Unternehmen (und nicht Einnahmeausfälle des Staates) auf vertraglicher Basis vorsieht, auf dem Boden der PreussenElektra-Rechtsprechung keine Beihilfe vorliegt. Solange der EuGH sich demnach nicht einer weiter gefassten Ansicht anschließt,<sup>64</sup> die jegliche durch den Staat gelenkten Mittelzuflüsse oder jedenfalls jegliche im Rahmen von staatlich festgesetzten Abnahme- und Vergütungspflichten beeinflussten Vertragsverhältnisse erfasst, ohne dass eine unmittelbare oder mittelbare Belastung des Staatshaushaltes erforderlich ist, dürfte es daher für den Fall des jetzigen EEG-Fördermodells dabei bleiben, dass das Tatbestandsmerkmal der staatlichen Mittelherkunft nicht vorliegt.

Insoweit ist durch die verschiedenen Novellen seit dem StromEinspG auch keine relevante Änderung erfolgt, da der Weiterwälzungsmechanismus mit der damaligen Regelung vergleichbar ist und schon damals ein Ausgleich der Belastungen unter den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorgesehen war. Insbesondere wird nach wie vor keine staatliche Entität in die Mittelverteilung einbezogen und die Mittelflüsse erfolgen weiterhin auf der Basis vertraglicher Vereinbarungen aufgrund konkreter Gegenleistungen.

#### b) Vorgaben aus Art. 34 AEUV

Etwas anders stellt sich die Situation in Bezug auf die Warenverkehrsfreiheit dar. Hier hat der EuGH maßgeblich auf die besondere Bedeutung der Förderung erneuerbarer Energien und zugleich auf die sekundärrechtlichen Harmonisierungsmaßnahmen verwiesen. Insofern führt

---

<sup>62</sup> Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEG 2004, a.a.O.

<sup>63</sup> Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEG 2004, a.a.O.; ebenso heute *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 8 Rn. 22 unter Hinweis auf *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2011, § 8 Rn. 16.

<sup>64</sup> Vgl. *Kühling*, RdE 2001, S. 93 (98).

der massiv steigende Anteil erneuerbarer Energien, die weiterhin ausschließlich national gefördert werden, zwar zu einer ganz erheblichen Verschärfung des Eingriffs in die Warenverkehrsfreiheit, da die diesbezüglichen Benachteiligungswirkungen für ausländischen Strom und die Abschottungseffekte des nationalen Marktes ganz deutlich steigen. Mit Blick auf die Verhältnismäßigkeit der Eingriffe sind angesichts der zweifelhaften klimapolitischen und sonstigen umweltpolitischen Vorteile der EEG-Förderung und der umfangreichen Überförderungsprobleme und Mitnahmeeffekte auch erhebliche Bedenken indiziert. Eine relativierende Rechtsprechung des PreussenElektra-Urteils liegt jedoch (anders als im Fall der Beihilfenproblematik) gerade nicht vor. Es ist daher davon auszugehen, dass der EuGH, wenn er erneut mit der Frage der Kompatibilität nationaler EEG-Fördermodelle mit der Warenverkehrsfreiheit befasst wäre, primär auf die Vereinbarkeit mit den sekundärrechtlichen Vorgaben abstellen würde.<sup>65</sup> Denn bislang hat der EuGH noch keine sekundärrechtliche Harmonisierungsmaßnahme im Binnenmarkt als grundfreiheitenwidrig angesehen.<sup>66</sup> Insoweit konkretisieren die sekundärrechtlichen Harmonisierungsmaßnahmen in der Konzeption des EuGH die primärrechtlichen Grundfreiheiten. Dieser Ansatz ist allerdings nicht unbestritten.<sup>67</sup> So ziehen einige Stimmen in der Literatur auch das Primärrecht und demnach vorliegend die Warenverkehrsfreiheit als unmittelbaren Prüfungsmaßstab mit dem Argument heran, die EE-RL beinhalte mit Blick auf die verschiedenen denkbaren Fördermodelle in den Mitgliedstaaten eben keine abschließende Regelung mit Sperrwirkung gegenüber dem Primärrecht.<sup>68</sup> Im Hinblick auf die Abschottungswirkung nationaler Märkte muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die EE-RL den Ausschluss der Förderung des in anderen Mitgliedstaaten produzierten EE-Stroms gerade zulässt.<sup>69</sup> Insofern sprechen die besseren Gründe dafür, die Harmonisierung als abschließend anzusehen, sodass eine Prüfung am Maßstab des Sekundärrechts Vorrang genießt.

Sofern allerdings die Prüfung am Maßstab der Warenverkehrsfreiheit als eröffnet angesehen wird, sind durchaus erhebliche rechtliche Bedenken indiziert, da es angesichts des im Zuge

---

<sup>65</sup> So auch *Klinski*, Zur Vereinbarkeit des EEG mit dem Elektrizitätsbinnenmarkt - Neubewertung unter Berücksichtigung der Richtlinie 2003/54/EG und 2001/77/EG, ZNER 2005, S. 208 (212).

<sup>66</sup> So auch *Ekarde/Schmeichel*, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht - Nationale Klimaschutzmaßnahme im EG-Recht, ZEuS, S. 171 (179) mit Verweis auf EuGH, Rs. 320/93, Slg. 1994, I-5243 (Rn. 14) – Ortscheit; sowie EuGH, Rs. 215/87, Slg. 1989, 617 (Rn. 15) – Schumacher.

<sup>67</sup> Die Frage der sekundärrechtlichen Sperre von Primärrecht im Kontext der EEG-Förderung ist näher dargestellt in *Erk*, a.a.O., S. 195 ff.

<sup>68</sup> So im Ergebnis *Ekarde/Schmeichel*, a.a.O., S. 180.

<sup>69</sup> Vgl. insofern Ausführungen zur EE-RL mit Verweisen unter B.II.2.

der Energiewende nochmals dramatisch steigenden EE-Strom-Anteils und dessen ausschließlich national beschränkter Förderung zu einer massiven Abschottungswirkung kommt, die selbst bei einer hoch angesetzten Bewertung des Rechtfertigungsgrunds des Umweltschutzes kaum gerechtfertigt werden kann.<sup>70</sup> Insofern hat sich die Situation seit der PreussenElektra-Entscheidung signifikant geändert.

Solange die EE-RL aber in ihrer vorliegenden Ausgestaltung weiterhin Geltung beansprucht, ist auf die obigen Ausführungen zu verweisen, die zu dem Ergebnis kommen, dass die sekundärrechtlichen Vorgaben den Mitgliedstaaten weit gehend freie Hand in der Frage lassen, ob im Ausland erzeugte erneuerbare Energie in ein nationales Fördermodell einbezogen wird. Auch diesbezüglich greifen demnach gegenwärtig keine signifikanten Restriktionen für die Wahl des nationalen Fördermodells.

#### 4. Verfassungsrechtliche Anforderungen

##### a) Grundrechtliche Bewertung der EEG-Förderung

Im Hinblick auf das Verfassungsrecht ist u.a. umstritten, ob die für Netzbetreiber bestehenden Abnahme- und Vergütungspflichten einen nicht gerechtfertigten Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 GG darstellen. Der BGH legte in seiner Entscheidung „Stromeinspeisung II“<sup>71</sup> dar, dass das damalige StrEinspG den Anforderungen an den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Rechnung trage. Durchgreifende Bedenken gegen die Verfassungsmäßigkeit bestanden danach nicht.<sup>72</sup>

Seit Inkrafttreten des EEG am 1. April 2000 und auch nach sämtlichen Novellierungen insbesondere aus den Jahren 2004, 2006 und 2009 ist die Frage der Vereinbarkeit mit dem Verfassungsrecht wiederholt untersucht worden.<sup>73</sup> Letztlich kommt die überwiegende Ansicht jedoch zu dem Ergebnis, dass es sich aufgrund der Förderung wichtiger Gemeinschaftsinter-

---

<sup>70</sup> Zu anderen Bewertungen, allerdings noch vor der Energiewende, aber wohl auch mit Blick auf höhere Marktanteile erneuerbarer Energien wie sie nach der Energiewende angestrebt werden *Ekarde/Schmeichel*, a.a.O., S. 204.

<sup>71</sup> BGH, NJW 1997, S. 574 (577) – Stromeinspeisung II.

<sup>72</sup> Zum alten Recht wurden teilweise jedoch auch Verstöße gegen Art. 12 GG bejaht, vgl. *Salje*, EEG 2012, 6. Aufl. 2012, S. 133 m.w.N. aus der Lit.

<sup>73</sup> Siehe etwa die Monographien von *Allwardt*, Europäisiertes Energierecht in Deutschland, 2006; *Baer*, Abnahmepflichten und Vergütungspflichten in der Energiewirtschaft – gemeinschaftsrechtliche und verfassungsrechtliche Problemstellungen, 2008; *Erk*, Die künftige Vereinbarkeit des EEG mit Verfassungs- und Europarecht, 2008; aus der Literatur im Übrigen *Arndt*, RdE 1995, S. 41 ff.; *Dederer/Schneller*, RdE 2000, S. 214 ff.; *Koch/Schütte*, ZNER 1998, S. 3 ff.; *Ossenbühl*, ET 1996, S. 94 ff.; *Scholz*, ET 1995, S. 600 ff.

sen (u.a. Umweltschutz) um verhältnismäßige Eingriffe in die Berufsfreiheit der Netzbetreiber handelt.<sup>74</sup> Dabei ist von der Geeignetheit der Markteingriffe auszugehen, die einen Beitrag zur Förderung erneuerbarer Energien leisten und damit das umwelt- und energiepolitisch motivierte Ziel des reduzierten Rückgriffs auf fossile Energieträger und den Ausstieg aus der Atomenergie fördern. Inwieweit angesichts des Systems des Emissionszertifikatehandels zugleich faktisch ein relevanter Beitrag zum Klimawandel geleistet wird (siehe dazu unten Abschnitt C.I.), kann dann dahinstehen. Im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung wird zu Recht auf den weiten Einschätzungsspielraum des Gesetzgebers bei wirtschaftspolitisch relevanten Eingriffen verwiesen,<sup>75</sup> der durch die bisherigen Regelungen überwiegend als nicht überschritten angesehen wird. Allerdings wird zugleich auf die geringere Eingriffsintensität alternativer Fördermodelle – insbesondere von Quotenmodellen – verwiesen.<sup>76</sup>

Mit Blick auf die Verhältnismäßigkeit i.e.S. ist nach der vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Drei-Stufen-Lehre relevant, ob lediglich die Berufsausübung geregelt wird (das „Wie“) oder ob darüber hinaus die Freiheit der Berufswahl (das „Ob“) subjektiv oder objektiv eingeschränkt wird.<sup>77</sup> Da es sich bei der Normierung von Abnahme- und Vergütungspflichten um bloße Vorgaben zum „Wie“ der beruflichen Tätigkeit handelt, liegt eine bloße Berufsausübungsregelung vor. Auch insoweit kommt dem Gesetzgeber nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ein weiter Gestaltungsspielraum zu, inwieweit der Staat zur Gewährleistung von Gemeinwohlzielen private Akteure in die Pflicht nimmt, wie das Gericht zuletzt im Vorratsdatenspeicherungs-Urteil bestätigt hat.<sup>78</sup> Davon gedeckt sind auch die jetzigen Abnahmepflichten der Netzbetreiber. Angesichts der vollständigen Weiterwälzungsmöglichkeit der Kosten aus der Vergütungspflicht auf die Versorgungsunternehmen sind diese insoweit als relevante Adressaten des Eingriffs in die Berufsfreiheit anzusehen. Da die Versorgungsunternehmen die Kosten der EEG-Umlage jedoch grundsätzlich an die Verbraucher weiterreichen, sind diese letztlich ebenso wenig signifikant in ihrer Berufsfreiheit betroffen, sodass eine Unverhältnismäßigkeit ausscheidet. Die Endverbraucher sind wiederum in ihrer allgemeinen Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG betroffen, wobei auch insoweit

---

<sup>74</sup> BGH, NJW 1997, S. 574 (577) – Stromeinspeisung II.

<sup>75</sup> Vgl. nur BVerfGE 77, S. 84 (109); 102, S. 197 (218); und aus der Literatur etwa *Jarass/Pieroth*, Grundgesetz, 11. Aufl. 2011, Art. 12 Rn. 50 m.w.N. *Manssen*, in: v. Mangoldt/Klein/Starck, Grundgesetz, Art. 1 – 19, 6. Aufl. 2010, Art. 12 Rn. 138.

<sup>76</sup> *Erk*, Die künftige Vereinbarkeit des EEG mit Verfassungs- und Europarecht, 2008, S. 132 ff.

<sup>77</sup> Vgl. grundlegend BVerfGE 7, S. 377 (399 ff.) – Apothekenurteil.

<sup>78</sup> BVerfGE 125, S. 260 (361 f.) unter Hinweis auf BVerfGE 109, 64 (85).

nicht ersichtlich ist, dass sie – selbst die stark angestiegenen Kosten der EEG-Umlage berücksichtigend – eine verfassungsrechtlich problematische Dimension erreicht haben, da sie bislang mit jetzt 15 % Anteil an den Gesamtkosten (noch) nicht das Niveau etwa der Mehrwertsteuer erreicht haben.

Aus Art. 14 GG lassen sich insoweit keine weitergehenden Schranken ableiten, da im Ergebnis dieselben Verhältnismäßigkeitserwägungen in Bezug auf den hier denkbaren Eingriff in Form von Inhalts- und Schrankenbestimmungen greifen.<sup>79</sup> Durchgreifende grundrechtliche Bedenken gegenüber dem gegenwärtigen EEG-Fördermodell bestehen daher nicht.

## b) Finanzverfassungsrechtliche Bewertung

Zuletzt ist auch wieder die finanzverfassungsrechtliche Rechtmäßigkeit der EEG-Förderung in Frage gestellt worden.<sup>80</sup> Insofern müssen die vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Anforderungen an Sonderabgaben eingehalten werden.

### aa) Gefährdungspotenzial von Sonderabgaben

Die Erhebung von Sonderabgaben steht verfassungsrechtlich in Konkurrenz zum System der Finanzverfassung und gefährdet damit die verfassungsrechtlichen Prinzipien der Steuerstaatlichkeit, des Haushaltsverfassungsrechts, insbesondere des Budgetrechts des Parlaments, der bundesstaatlichen Finanzverfassung und der Belastungsgleichheit der Bürger.<sup>81</sup> Daher unterliegen Sonderabgaben grundsätzlich strengen Zulässigkeitsvoraussetzungen.<sup>82</sup>

### bb) Arten von Sonderabgaben und deren Tatbestandsvoraussetzungen

---

<sup>79</sup> Zur Grundrechtskonkurrenz von Art. 12 GG und Art. 14 GG in diesem Kontext ausführlicher *Erk*, a.a.O., S. 90. Der Gleichheitssatz aus Art. 3 GG könnte hier möglicherweise angesichts der Ausnahmetatbestände für energieintensive Unternehmen verletzt sein. Dies soll jedoch nicht weiter untersucht werden, da es nicht das Einspeisemodell an sich betrifft, sondern nur die jeweiligen Ausnahmen von der EEG-Umlage.

<sup>80</sup> Siehe pointiert *Manssen*, DÖV 2012, S. 499.

<sup>81</sup> BVerfGE 91, 186, S. 202.

<sup>82</sup> Zum Folgenden bereits *Kühling/Neumann*, in: Inderst/Kühling/Neumann/Peitz (Hrsg.), *Der Ausbau neuer Netze in der Telekommunikation. Institutionelle, ökonomische und juristische Betrachtungen*, 2012, S. 202 f.

Dabei unterscheidet das Bundesverfassungsgericht zwischen verschiedenen Arten von Sonderabgaben:<sup>83</sup> Ausgleichs-Finanzierungsabgaben<sup>84</sup> sollen Belastungen oder Vorteile innerhalb eines bestimmten Erwerbs- oder Wirtschaftszweiges ausgleichen. Ausgleichsabgaben eigener Art<sup>85</sup> verfolgen hingegen keinen Finanzierungszweck, sondern einzig den Ausgleich einer Belastung, die sich aus einer primär zu erfüllenden öffentlich-rechtlichen Pflicht ergibt.<sup>86</sup> In jüngerer Zeit treten zunehmend im Umweltrecht Sonderabgaben mit primärem Lenkungscharakter<sup>87</sup> hinzu. Die Einordnung einer entsprechenden Abgabe in eine dieser Kategorien hat Auswirkungen auf die verfassungsrechtlichen Rechtfertigungsanforderungen. Für Ausgleichsabgaben eigener Art sowie Lenkungsabgaben gelten die für Ausgleichs-Finanzierungsabgaben entwickelten Maßstäbe nicht uneingeschränkt.<sup>88</sup> Dies gilt jedoch nur in engen Grenzen. Sobald mit einer Sonderabgabe – wenn auch nur untergeordnet – ein Finanzierungszweck verfolgt wird, tritt diese in gefährliche Konkurrenz zum System der Finanzverfassung des GG und es gelten die strengeren Maßstäbe.<sup>89</sup>

Im Übrigen ist für die weitere Bewertung die restriktive Rechtsprechung des Gerichts zu Mindestvergütungssystemen und Zwangsrabatten relevant, die das Gericht bislang nicht als Sonderabgaben eingestuft hat.<sup>90</sup> Voraussetzung für eine Qualifikation als Sonderabgabe ist dem Bundesverfassungsgericht zufolge vielmehr eine entsprechende haushaltsgleiche Wirkung, die etwa im Fall der Einrichtung eines Sonderfonds auf der Hand liege. Sofern dies nicht der Fall ist, bedarf es nach der Rechtsprechung des Gerichts einer besonderen Begründung warum dem Finanzierungssystem eine entsprechende „Aufkommenswirkung“ zukommt. Die Konturen dieser Aufkommenswirkung sind unklar und dürften funktional anhand des skizzierten Gefährdungspotenzials des Sonderfinanzierungsmechanismus zu bewerten sein. Die konkrete Abgrenzung zu einer bloßen Zahlungspflicht, die keine Sonderabgabe darstellt

---

<sup>83</sup> BVerfGE 67, 256 (277).

<sup>84</sup> Beispiele: Preisausgleichsabgabe (BVerfGE 8, 274), Hebammenabgabe (BVerfGE 17, 278), Mehrwertabgabe (BVerfGE 18, 274), Milchausgleichsabgabe (BVerfGE 18, 315).

<sup>85</sup> Beispiele: Feuerwehrabgabe (BVerfGE 92, 91), Ausgleichsabgabe nach dem Schwerbehindertengesetz (BVerfGE 57, 139), Konjunkturzuschlag (BVerfGE 29, 402).

<sup>86</sup> BVerfGE 92, 91 (117).

<sup>87</sup> Ein Beispiel ist die Abwasserabgabe.

<sup>88</sup> BVerfGE 57, 139 (167).

<sup>89</sup> BVerfGE 67, 256 (278).

<sup>90</sup> Vgl. BVerfGE 114, 196 (249 f.).

(wie etwa im Fall der Fehlbelegungsabgabe im Wohnungsbau<sup>91</sup>), bleibt damit eine wertungs-offene Einzelfallfrage.

#### cc) Anforderungen an die Erhebung von Sonderabgaben

Entsprechend der Konkurrenz, in der Sonderabgaben zu den Abgabentypen aus der Finanzverfassung stehen, sind die Rechtfertigungsanforderungen an die Zulässigkeit dieses „finanzverfassungsrechtlichen Ausnahmetatbestandes“<sup>92</sup>, die das Bundesverfassungsgericht im Rahmen seiner Rechtsprechung entwickelt hat, relativ hoch.<sup>93</sup> Zunächst muss die Abgabe bzw. der mit der Abgabe verfolgte Zweck auf eine Sachgesetzbereichskompetenz außerhalb der Art. 104a-115 GG gestützt werden können (1). Bei der belasteten Gruppe muss es sich um eine homogen abgrenzbare Gruppe handeln (2), die eine hinreichende Sachnähe zum Abgabezweck aufweist. Aus dieser Sachnähe muss eine spezifische Gruppenverantwortung für die Erfüllung der mit der außersteuerlichen Abgabe zu finanzierenden Aufgabe entspringen (3). Schließlich muss das Aufkommen der Abgabe gruppennützig verwendet werden (4), um die Sonderbelastung der bestimmten Gruppe zu rechtfertigen.

Die Homogenität sowie die spezifische Sachnähe und die daraus resultierende Gruppenverantwortung der Abgabenschuldner entziehen sich einer normativen Bestimmung durch den Gesetzgeber. Sie müssen aus einer in der Rechtsordnung oder in der gesellschaftlichen Wirklichkeit vorgegebenen Interessenlage oder aus besonderen gemeinsamen Gegebenheiten resultieren.<sup>94</sup>

Diese Maßstäbe hat das Bundesverfassungsgericht bereits im Energiebereich aktiviert und in der berühmten Kohlepfennig-Entscheidung<sup>95</sup> festgestellt, dass die Stromverbraucher keine besondere Finanzierungsverantwortung treffe, die Steinkohle zu fördern. Zum EEG-Fördermechanismus hat sich das Bundesverfassungsgericht bislang lediglich in Nichtannahmebeschlüssen geäußert, die bereits jeweils aus Zulässigkeitsgründen gescheitert waren.

---

<sup>91</sup> BVerfGE 78, 249 ff.

<sup>92</sup> Kluth, Die verfassungsrechtlichen Anforderungen an die Erhebung von Sonderabgaben, JA 1996, S. 260.

<sup>93</sup> BVerfGE 55, S.274 (298); 67, 256 (275 ff.); 82, 159 (179 ff.).

<sup>94</sup> BVerfGE 55, 274 (306 f.).

<sup>95</sup> BVerfGE 91, 186 ff.

Gleichwohl lässt sich implizit annehmen, dass das Bundesverfassungsgericht keine durchgreifenden finanzverfassungsrechtlichen Bedenken gegen das EEG-Fördermodell hegt.<sup>96</sup>

#### dd) Bewertung des EEG-Fördermodells

Es ist unklar, was dies für die Bewertung des gegenwärtigen EEG-Fördermodells bedeutet. So ist zunächst bereits fraglich, ob überhaupt eine Sonderabgabe vorliegt, da gerade kein Sonderfonds geschaffen wird. Dies unterscheidet die EEG-Förderung auch maßgeblich von der Steinkohleförderung. Dort wurde nämlich durch das Dritte Verstromungsgesetz ein unselbständiges Sondervermögen des Bundes geschaffen, der so genannte „Ausgleichsfonds zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes“ (§ 2 Abs. 1 Satz 1), der durch eine Behörde (das Bundesamt für gewerbliche Wirtschaft) verwaltet wurde (§ 2 Abs. 1 Satz 2). Diese Behörde kehrte dann wiederum entsprechende Fördermittel an Unternehmen aus, die Energie aus Steinkohle erzeugten.<sup>97</sup> Daher ist vorliegend fraglich, ob eine mit derartigen Sonderfonds-Regelungen vergleichbare Aufkommenswirkung vorliegt. Dies kann durchaus angenommen werden, da die gewünschte Förderung erneuerbarer Energien andernfalls nur über direkte Subventionszahlungen der öffentlichen Hand möglich wäre, die sich der Staat dadurch erspart, dass er den beteiligten Unternehmen und letztlich den Verbrauchern die EEG-Umlage auferlegt. Damit sollen einer öffentlichen Aufgabe folgend die Finanzlasten der EEG-Förderung von den Verbrauchern getragen werden. Auch wenn hinsichtlich der Form und des Zeitpunkts der zivilvertraglichen Weiterreichung der Finanzierungslasten an die Verbraucher ein Spielraum seitens der Unternehmen verbleibt, dürfte dies den geschlossenen Finanzierungskreislauf nicht in Frage stellen und nicht den Charakter einer bloßen Preisfestsetzung bzw. Zahlungspflicht begründen. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund der deutlichen Finanzwirksamkeit der jährlichen Umlage-Beträge in Milliardenhöhe, die mit erheblichen gesellschaftlichen und regionalen Verteilungseffekten einhergeht. Die besonderen Gefahrenpotenziale von Sonderabgaben liegen damit auf der Hand, sodass auch die strengen Anforderungen an die Finanzierungsabgaben greifen.

Damit wäre eine Bewertung des EEG-Fördermodells am Maßstab der strengen Sonderabgaben-Rechtsprechung indiziert. Hier ist insbesondere fraglich, ob eine entsprechende Gruppen-

---

<sup>96</sup> BVerfG, Beschl. v. 9.1.1996 – 2 BvL 12/95, RdE 1996, 105 ff.; Beschl. v. 17. 2002 – 2 C 350/96 (unveröffentlicht).

<sup>97</sup> Vgl. die Sachverhaltsdarstellung in BVerfGE 91, 186 (188 ff.).

homogenität und Gruppenverantwortung vorliegt. Die Beantwortung dieser Frage hängt zunächst davon ab, ob man – trotz der fehlenden verbindlichen Regelung – auf die Stromverbraucher als Finanzverantwortliche für die EEG-Umlage abstellt oder auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am Ende der gesetzlichen Umwälzungskette stehen. Sofern auf die Verbraucher abgestellt wird, ist das Ergebnis klar: Wie im Kohlepfennig-Beschluss ist davon auszugehen, dass die Gruppe der Stromverbraucher der Allgemeinheit entspricht und insofern kein abgrenzbarer Personenkreis vorliegt, sodass die Gruppenhomogenität entfällt. Die Gruppenverantwortung ist dagegen – anders als im Kohlepfennig-Beschluss – wohl nicht offensichtlich zu verneinen, da es für eine Finanzierung gerade der Steinkohleförderung keinen gruppenspezifisch ersichtlichen Grund gibt. Die allgemeinen regional-, arbeitsmarkt- und energiepolitischen Ziele, auf die das Bundesverfassungsgericht abstellt, können jedenfalls keine relevanten Gründe darstellen. Anders liegen die Dinge aber möglicherweise bei der Förderung erneuerbarer Energien. Hier kann gegebenenfalls argumentiert werden, dass unter dem Blickwinkel der negativen externen Effekte „klassischer“ Stromerzeugungsformen (Haftungsrisiken der Atomenergie, negative CO<sub>2</sub>-Bilanz fossiler Energieträger etc.) eine Verantwortung gerade der Stromkonsumenten zu einer Internalisierung jener externer Effekte besteht, die über das grobsteuernde Instrument der EEG-Umlage ansatzweise implementiert bzw. „simuliert“ wird.

Damit bleibt die Frage der Gruppenhomogenität relevant. Sofern insoweit auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgestellt wird, kann angesichts jener Überlegung einer Verantwortung für die externen Effekte der Atomstromproduktion und der Nutzung fossiler Energieträger auch eine entsprechende Gruppenhomogenität begründet werden. Daher hängt die verfassungsrechtliche Bewertung also maßgeblich davon ab, ob auf die rechtlich verpflichteten Elektrizitätsunternehmen oder die faktisch betroffenen Verbraucher abgestellt wird. Insoweit sprechen die besseren Gründe dafür, Letzteres anzunehmen. Denn die Weiterwälzungsmöglichkeit seitens der Elektrizitätsversorgungsunternehmen war im Dritten Verstromungsgesetz, das der Kohlepfennig-Entscheidung zugrunde lag, auch als bloße Option ausgestaltet und mit einer entsprechenden Verpflichtung zur Kennzeichnung im Fall ihrer Nutzung kom-

biniert.<sup>98</sup> Das Bundesverfassungsgericht hat hier auf die materielle Belastungswirkung für die Verbraucher abgestellt.<sup>99</sup>

Damit bestehen gegenüber der jetzigen EEG-Förderung erhebliche verfassungsrechtliche Bedenken. Es sprechen gute Gründe dafür, dass eine verfassungswidrige Sonderabgabe vorliegt.

---

<sup>98</sup> Die einschlägige Norm lautete: „§ 10 Weitergabe der Belastung (1) Beruht die Lieferung von Elektrizität an Endverbraucher auf einem Vertrag, der vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes oder einer Rechtsverordnung nach § 8 Abs. 4 Satz 1 oder Satz 3 abgeschlossen worden ist, so kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Falle der erstmaligen Festsetzung oder der Heraufsetzung der Ausgleichsabgabe eine Anhebung des Entgelts für die Elektrizitätslieferungen verlangen, für die die erstmalig festgesetzte oder erhöhte Ausgleichsabgabe zu entrichten ist. (...)

(2) Die sich aus der Ausgleichsabgabe ergebende Belastung des Endverbrauchers gilt bis zur Höhe des nach § 8 Abs. 5 maßgebenden Prozentsatzes nicht als Bestandteil der Preise im Sinne der Verordnung über das Verbot von Preiserhöhungen vom 26. November 1936 (RGBl. I S. 955) und der Bundestarifordnung Elektrizität vom 26. November 1971 (BGBl. I S. 1865), zuletzt geändert durch Verordnung vom 30. Januar 1980 (BGBl. I S. 122).

(3) Gibt das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die sich aus der Ausgleichsabgabe ergebende Belastung an Endverbraucher weiter, so sind der nach § 8 Abs. 5 maßgebende Prozentsatz und der absolute Betrag der Belastung unter der Bezeichnung "Ausgleichsabgabe zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung nach dem Dritten Verstromungsgesetz" in den Rechnungen über Elektrizitätslieferungen gesondert auszuweisen.“

<sup>99</sup> BVerfGE 91, 186 (203 ff.)

## C. Kritische Würdigung des EEG als bisherigem Fördersystem

### I. Das klimapolitische Versagen der EEG-Förderung

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland vollzieht sich parallel zu und weitgehend nicht abgestimmt mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS). Das EU-ETS begrenzt aktuell den CO<sub>2</sub>-Ausstoß von rund 11.000 Anlagen in 30 europäischen Ländern (27 EU-Staaten sowie Liechtenstein, Island und Norwegen) in den vom EU-ETS erfassten Sektoren wie z. B. die Stromerzeugung, Raffinerien, Stahlerzeugung, Zementproduktion, Produktion in der chemischen Industrie und seit 2012 auch der Luftverkehr. Von 2008 bis 2012 (Phase II) stehen CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen für 2,08 Mrd. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zur Verfügung. Dies bedeutet einen Rückgang von 40 Mio. t CO<sub>2</sub> (-1,9 %) gegenüber den jährlichen Emissionsrechten von 2005 bis 2007 (Phase I), wobei allerdings für die Bundesrepublik ein Rückgang von 499 t in Phase I auf 456,1 t CO<sub>2</sub> in Phase II (-8,6 %) festgelegt wurde. Ab 2013 (Phase III) wird es keine nationalen Allokationspläne mehr geben, sondern lediglich eine EU-weite Gesamtobergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche im Jahr 2013 2,04 Mrd. t CO<sub>2</sub> betragen wird. Diese Menge wird danach jährlich um 1,74 % reduziert.

Klimapolitisch ist die Parallelität von EU-ETS und EEG deshalb problematisch, weil eine durch den Ausbau der erneuerbaren Energien induzierte Absenkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland nicht mit einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Zertifikate einhergeht. Vielmehr können nicht benötigte CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte veräußert werden, sodass die Stromproduktion in Braun- und Steinkohlekraftwerken im Vergleich zu CO<sub>2</sub>-armen Gaskraftwerken relativ günstig wird. Selbst wenn der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in der deutschen Stromproduktion insgesamt sinken sollte, können die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte an Unternehmen in anderen Branchen wie z. B. die Stahl-, Zement- oder chemische Industrie innerhalb der EU veräußert werden, sodass dort die Kosten des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sinken. Insgesamt bleibt die Menge des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch das EEG daher unberührt, verändert wird lediglich der Ort des Ausstoßes.<sup>100</sup>

Teilweise findet sich zwar in der Öffentlichkeit die Argumentation, dass der massive Ausbau der erneuerbaren Energien bei der Festlegung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze bereits berücksichtigt worden sei. Dieses Argument kann jedoch angesichts der oben beschriebenen eher geringen

---

<sup>100</sup> Weimann, Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe, Metropolis Verlag, 2. Auflage, 2009; Sinn, Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik, 2012.

Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechtemenge und der scheinbar zu vorsichtigen Prognosen über den Ausbau an erneuerbaren Energien kaum überzeugen.

Anzumerken ist zudem, dass ein effizient ausgestaltetes EU-ETS ökonomisch betrachtet der beste Mechanismus für einen effektiven und effizienten Klimaschutz ist. Durch die Begrenzung der insgesamt möglichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge kann der Ausstoß schädlicher Klimagase effektiv begrenzt werden. Durch die Handelbarkeit der Emissionsrechte entstehen ökonomische Anreize, die CO<sub>2</sub>-Vermeidung dort vorzunehmen, wo dies am kostengünstigsten möglich ist.<sup>101</sup> Damit ist eine explizite Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weitgehend überflüssig, sofern klimapolitische Ziele verfolgt werden sollen. Durch die Notwendigkeit, für die Stromerzeugung mit Hilfe von fossilen Brennstoffen, CO<sub>2</sub>-Zertifikate vorzuhalten, stellt sich stets die Frage für die betroffenen Stromerzeuger, ob es günstiger ist, CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu erwerben bzw. zu halten oder auf weniger klimaschädliche Formen der Stromerzeugung umzustellen. Unter Gesichtspunkten des Klimaschutzes ist daher vor allem entscheidend, wie knapp die Menge der ausgegebenen CO<sub>2</sub>-Zertifikate insgesamt ist und nicht, wie stark die erneuerbaren Energien in Deutschland ausgebaut werden.

Sinnvoll können ökonomisch gesehen allerdings durchaus öffentliche Beihilfen im Bereich von Forschung und Entwicklung bei erneuerbaren Energien sein, da Forschung und Entwicklung in neue Technologien oftmals mit positiven Externalitäten verbunden sein können. Eine über Forschungs- und Entwicklungsbeihilfen hinausgehende öffentliche Förderung ist jedoch aus klimapolitischen Gründen nicht erforderlich, da ein effizient ausgestaltetes Emissionshandelssystem hinreichende ökonomische Anreize zur Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen setzt, wenn auch nicht zwangsläufig im Bereich der Stromerzeugung, sondern dort, wo es sich am günstigsten realisieren lässt. Für diesen Zweck ist es sinnvoll, dass möglichst viele Branchen in den CO<sub>2</sub>-Handel einbezogen werden und vor allem, dass keine Überausstattung mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten erfolgt, sondern die Menge tatsächlich effektiv begrenzt wird, d.h. dass CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte in der Tat knapp sind. Hier wäre über eine Ergänzung des EU-ETS durch eine „Offenmarktpolitik“ nachzudenken, bei der eine „Europäische CO<sub>2</sub>-Zentralbank“ Zertifikate aufkaufen kann.<sup>102</sup>

---

<sup>101</sup> Vgl. z. B. *Weimann*, a.a.O., ferner *Fritsch/Wein/Ewers*, Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 8. Auflage, München 2010.

<sup>102</sup> Weitere Vorschläge zur Verbesserung des EU ETS finden sich beim *Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)*, Sondergutachten „Wege zu 100% erneuerbarer Stromversorgung“, 2011, sowie bei *Tindale*, *Saving Emissions Trading from Irrelevance*, CER Policy Brief, London, 2012.

Alles in allem ist somit festzuhalten, dass die explizite Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG im Zusammenspiel mit dem EU-ETS klimapolitisch weitgehend wirkungslos ist. Eine effiziente Klimapolitik sollte auf die effiziente Ausgestaltung des EU-ETS, gegebenenfalls komplementiert durch Beihilfen für Forschung und Entwicklung, setzen, damit entweder mit den eingesetzten Ressourcen eine möglichst hohe Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erreicht werden kann oder aber ein angestrebtes CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel möglichst kostengünstig erreicht wird und Klimaschutz so nicht unnötig verteuert wird. Eine separate Förderung für den Ausbau erneuerbarer Energien in Ergänzung des EU-ETS steht diesem Ziel entgegen, da sie kostspielig und zugleich klimapolitisch wirkungslos ist.

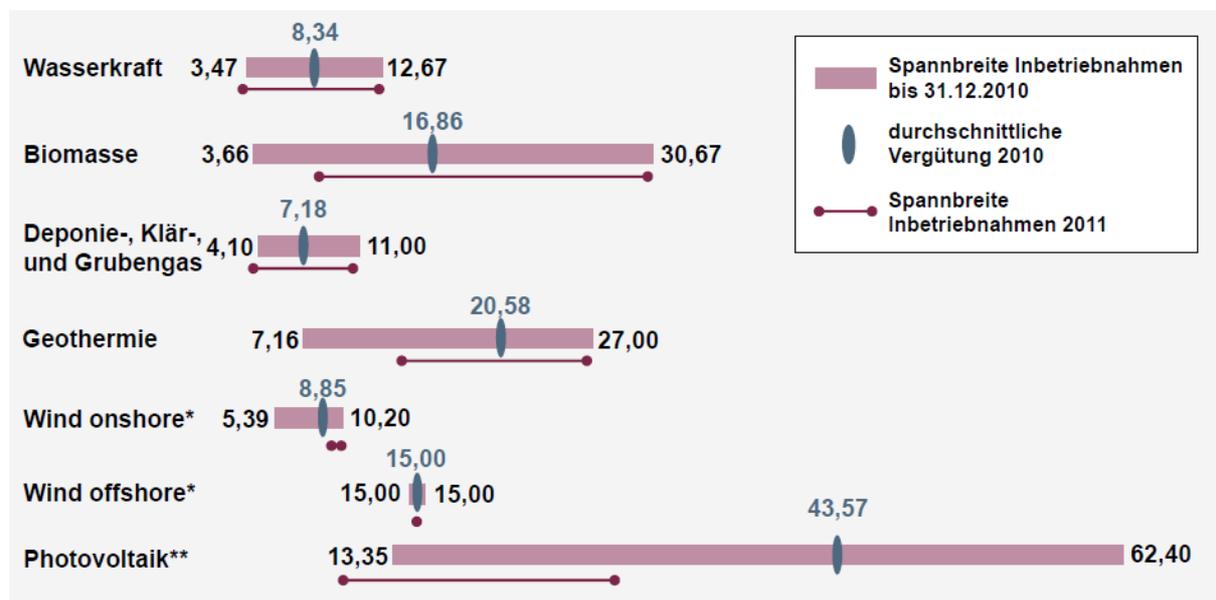
## *II. Ordnungspolitisches Versagen des EEG*

### *1. Problem der Überförderung einzelner Technologien durch das EEG*

Abgesehen vom klimapolitischen Versagen des EEG ist auch ein darüber hinausgehendes ordnungspolitisches Versagen zu konstatieren. Selbst wenn die Förderung erneuerbarer Energien aus anderen als klimapolitischen Gründen politisch und gesellschaftlich erwünscht ist, so stellt sich die Frage wie bestimmte Förderziele möglichst effektiv und kostengünstig erreicht werden können. Ausgangspunkt unserer weiteren Überlegungen ist daher nicht, wie das klimapolitische Versagen des EEG kuriert werden kann, sondern wie eine möglichst effektive und zugleich kostengünstige Förderung der erneuerbaren Energien ausgestaltet sein sollte. Zu diesem Zweck ist zunächst eine kritische Würdigung des Status Quo sinnvoll.

Ursprünglich lag dem EEG die Philosophie zugrunde, den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dadurch zu fördern, dass den Anlagenbetreibern die Gesteungskosten vergütet werden inklusive einer auskömmlichen Rendite. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Gesteungskosten hat sich daher ein System sehr ausdifferenzierter Einspeisetarife entwickelt, die sich in ihrer Höhe danach unterscheiden, (a) welche Technologie eingesetzt wird (Solar, Wind, Biomasse, etc.), (b) wann die Anlage errichtet wurde (in welchem Jahr bzw. auch Monat), (c) welche Menge eine Anlage (in kW) im Jahr erzeugt und (d) welchen Standort eine Anlage besetzt (z. B. Solaranlagen auf Gebäuden oder Freiflächen, Wind on-shore versus off-shore). Die Ausdifferenzierung der Einspeisetarife entlang der Merkmale (a) bis (d) hat dazu geführt, dass heute auch für dieselbe Technologie sehr unterschiedliche Einspeisetarife gelten wie Abbildung 1 illustriert:

Abbildung 1: Spannweite der EEG-Vergütung und durchschnittliche Vergütung 2010



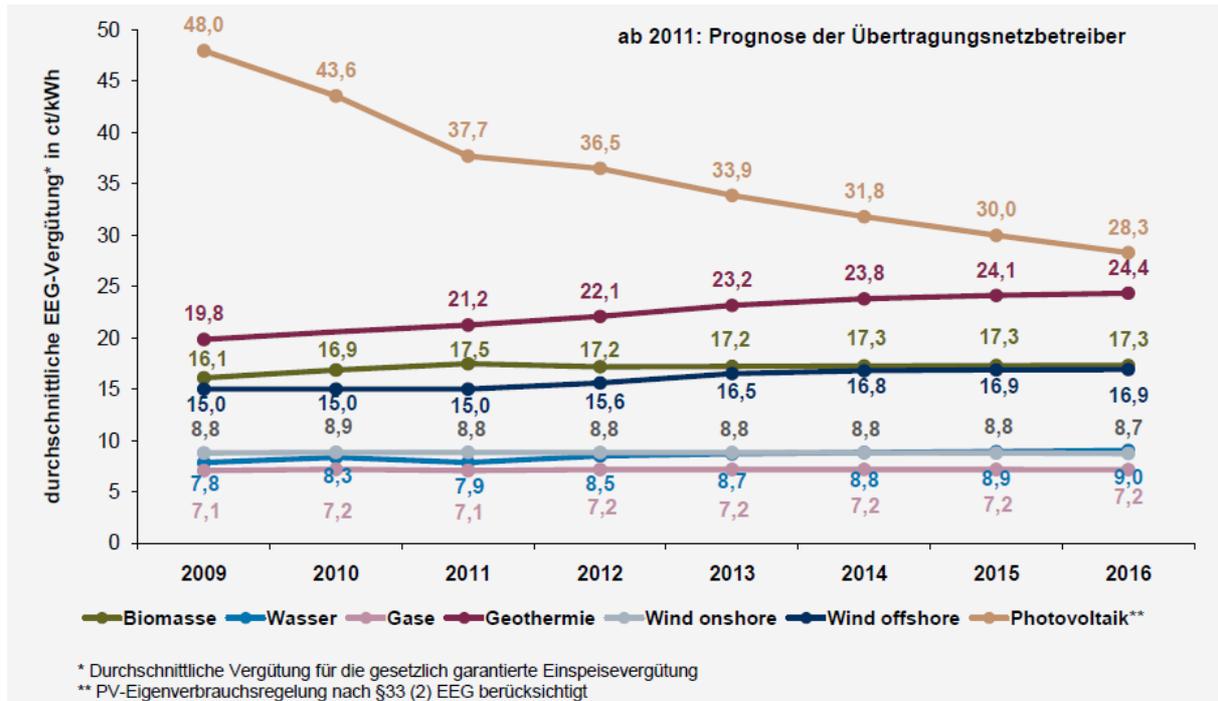
Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 39.

Das sehr ausdifferenzierte Fördersystem mit heute insgesamt über 3000 unterschiedlichen Vergütungskategorien<sup>103</sup> hat faktisch dazu geführt, dass die realisierbaren Margen sich entlang der Merkmale (a) bis (d) sehr unterschieden haben. Während z. B. die realisierbaren Gewinnspannen bei Photovoltaik und Biomasse bei dem bis dahin gegebenen Stand der Technik und den Kosten der Anlagen bis 2004/2005 noch überschaubar waren, sodass es nur zu einem verhältnismäßig geringen Ausbau kam und vor allem Windenergie dominierte, haben beide Technologien seit 2005 eine erhebliche Kostendegression erfahren. Da aber die Einspeisetarife deutlich langsamer abgesenkt wurden als sich die Kostendegression vollzog, kam es in der Folge zu einer erheblichen Ausweitung der Gewinnspannen und einem erheblichen Wachstum der Stromerzeugung durch Biomasse und Photovoltaik. Grund für die absolute als auch die relative Zunahme des Ausbaus von Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen war somit der starke Anstieg der Gewinnspannen in diesem Bereich seit 2005, verursacht durch eine drastische Kostendegression, die nicht hinreichend in einer Degression der Einspeisetarife reflek-

<sup>103</sup> Vgl. BDEW (2012), a.a.O., S. 39.

tiert wurde, auch wenn die Einspeisetarife gerade für die Photovoltaik abgesenkt wurden und auch weiter abgesenkt werden sollen wie Abbildung 2 und Tabelle 1 illustrieren.

Abbildung 2: Spannbreiten der EEG-Vergütung und durchschnittliche EEG-Vergütung



Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 39.

Tabelle 1: EEG-Vergütungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern

		Deponie-, Klär-, Grubengas*							Summe (ohne Abzug der vermeintlichen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermeintliche Netzentgelte)
		Wasserkraft*	Grubengas*	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik		
2000	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,21		9,62		9,10		51,05	8,50	
	Vergütungssumme in Mio.€	396		75	0	687		19	1.177	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	282		59	0	530		19	890	k.A.
2001	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25		9,51		9,10		50,79	8,69	
	Vergütungssumme in Mio.€	442		140	0	956		39	1.577	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	295		105	0	703		37	1.139	k.A.
2002	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25		9,49		9,09		50,43	8,91	
	Vergütungssumme in Mio.€	477		232	0	1.435		62	2.226	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	329		177	0	1.080		78	1.664	k.A.
2003	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,24		9,38		9,06		49,11	9,16	
	Vergütungssumme in Mio.€	428		327	0	1.696		154	2.604	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	253		224	0	1.144		144	1.765	k.A.
2004	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,32	7,04	9,70	15,00	9,02		50,83	9,29	
	Vergütungssumme in Mio.€	338	182	509	0,03	2.301		283	3.612	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	200	105	352	0,02	1.540		266	2.464	k.A.
2005	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,35	6,99	10,80	15,00	8,96		52,96	10,00	
	Vergütungssumme in Mio.€	364	219	795	0,03	2.441		679	4.498	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	180	103	521	0,02	1.428		631	2.863	k.A.
2006	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,45	7,01	12,27	12,50	8,90		53,01	10,88	
	Vergütungssumme in Mio.€	367	196	1.337	0,05	2.734		1.177	5.810	k.A.
	Differenzkosten in Mio. €	149	73	857	0,04	1.379		1.079	3.537	3.300
2007	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,53	7,01	13,58	15,00	8,83		51,96	11,76	
	Vergütungssumme in Mio.€	418	193	2.162	0,06	3.508		1.597	7.879	7.609
	EEG-Erzeugung in GWh	5.426	3.186	15.524	15,00	39.536		3.366	67.053	
	Differenzkosten in ct/kWh	2,71	1,84	8,92	0,27	3,97		43,00	6,87	
	Differenzkosten in Mio. €	147	59	1.384	0,04	1.569		1.447	4.606	4.336
2008	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,60	7,06	14,24	15,00	8,78		50,20	12,67	
	Vergütungssumme in Mio.€	379	156	2.699	3	3.561		2.219	9.016	8.717
	EEG-Erzeugung in GWh	4.982	2.208	18.947	18	40.574		4.420	71.148	
	Differenzkosten in ct/kWh	2,12	1,58	8,76	9,31	3,29		44,71	7,19	
	Differenzkosten in Mio. €	106	35	1.660	1,88	1.337		1.976	5.115	4.817
2009	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,84	7,06	16,10	19,84	8,79	14,99	47,98	14,36	
	Vergütungssumme in Mio.€	382	143	3.700	4	3.389	6	3.157	10.780	10.458
	EEG-Erzeugung in GWh	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.054	
	Differenzkosten in ct/kWh	0,96	0,20	9,23	10,53	1,92	8,00	41,11	7,49	
	Differenzkosten in Mio. €	47	4	2.120	2,00	739	3	2.704	5.619	5.297
2010	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,34	7,18	16,86	20,58	8,85	15,00	43,57	16,35	
	Vergütungssumme in Mio.€	421	83	4.240	6	3.316	26	5.090***	13.182	12.790
	EEG-Erzeugung in GWh	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,94	2,78	12,46	16,18	5,23	11,38	38,27	12,17	
	Differenzkosten in Mio. €	199	32	3.134	4,48	1.960	20	4.470	9.820**	9.428**
2011	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,86	7,06	17,48	21,25	8,85	15,00	37,71***	17,15	
	Vergütungssumme in Mio.€	163	14	4.250	13	4.495	172	8.021***	17.128	16.722
	EEG-Erzeugung in GWh	2.070	199	24.315	62	50.804	1.147	21.269***	99.865	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,17	2,38	12,79	16,57	5,08	11,24	32,51***	12,83	
	Differenzkosten in Mio. €	66	5	3.111	10,20	2.583	129	6.914***	12.817**	12.411**
2012	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,49	7,17	17,18	22,09	8,83	15,60	36,51***	18,05	
	EEG-Auszahlungen in Mio.€****	292	36	4.764	23	3.984	192	8.753***	18.044	17.608
	EEG-Erzeugung in GWh	5.830	1.667	30.356	107	50.125	1.361	24.072***	113.519	
	Differenzkosten in ct/kWh	2,67	0,83	11,65	16,89	4,12	10,55	31,19***	11,84	
	Differenzkosten in Mio. €	156	14	3.536	18,12	2.067	144	7.509***	13.444**	13.007**

\* 2000 bis 2003: Deponie-, Klär- und Grubengas bei der Wasserkraft enthalten

\*\* ohne Profiservicekosten und Kosten der Handelsanbindung (2011: 417 Mio.€; 2012: 165 Mio.€) sowie ohne Berücksichtigung von Nachholungen oder Überschüssen aus dem Vorjahr

\*\*\* PV-Eigenverbrauchsregelung nach §33 (2) EEG berücksichtigt

\*\*\*\* Auszahlungen für Vergütung, Marktprämie, Managementprämie, PV-Eigenverbrauchsregelung und Flexi-Bonus

Quellen:

2000-2006: EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU/EEG-Jahresabrechnungen

2007-2010: EEG-Jahresabrechnungen; BDEW (eigene Berechnung)

2011/12: Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber nach AusgMehV vom 15.10.2010 und 14.10.2011

Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 31

Tabelle 2: Entwicklung der EEG-vergüteten Strommengen

EEG-geförderte\* Strommengen in GWh

	Wasser**	Gase**	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	5.486	.	780	0	7.550	0	38	13.854
2001	6.088	.	1.472	0	10.509	0	76	18.145
2002	6.579	.	2.442	0	15.786	0	162	24.969
2003	5.908	.	3.484	0	18.713	0	313	28.418
2004	4.616	2.589	5.241	0	25.509	0	556	38.511
2005	4.953	3.136	7.366	0	27.229	0	1.282	43.966
2006	4.924	2.789	10.902	0	30.710	0	2.220	51.545
2007	5.426	3.186	15.524	15	39.536	0	3.366	67.053
2008	4.982	2.208	18.947	18	40.574	0	4.420	71.148
2009	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.054
2010	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699
2011***	2.070	199	24.315	62	45.712	1.147	18.762	92.266
2012***	4.824	724	29.640	108	48.598	1.362	24.072	109.328

\* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; 2012 EEG-vergütet zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung

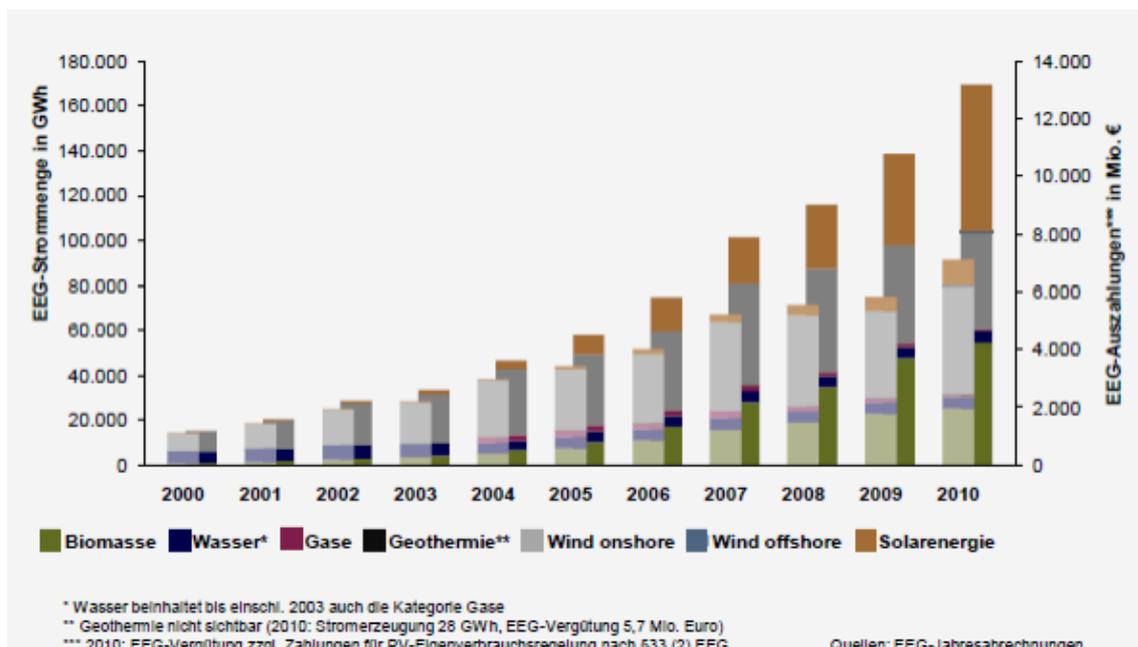
\*\* Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase

\*\*\* 2011 gemäß Mittelfristprognose 2011 bis 2015 vom 15.11.2010; 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011

Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 37.

Die Folge der massiven Überförderung insbesondere der Photovoltaik war nicht nur ein massives Anwachsen der absoluten Fördersumme wie in Abbildung 3 (anhand der Daten aus Tabellen 2 und 3) illustriert, sondern auch ein Anwachsen der Förderung pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien, wie Abbildung 4 zeigt. Grund ist die zunehmende Verbreitung der bisher teuersten Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Photovoltaik.

Abbildung 3: EEG-vergütete Strommengen und Vergütungssummen



Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 37

Tabelle 3: EEG-Auszahlungen nach Energieträgern

EEG-Auszahlungen* in Mio. €								
	Wasser**	Gase**	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	395,8	.	75,0	0,0	687,1	0,0	19,4	1.177,3
2001	441,6	.	140,0	0,0	956,4	0,0	38,6	1.576,6
2002	476,8	.	231,7	0,0	1.435,3	0,0	81,7	2.225,5
2003	427,5	.	326,7	0,0	1.695,9	0,0	153,7	2.603,8
2004	337,7	182,2	508,5	0,0	2.300,5	0,0	282,6	3.611,5
2005	364,1	219,8	795,2	0,0	2.440,7	0,0	679,1	4.498,9
2006	366,6	195,6	1.337,4	0,1	2.733,8	0,0	1.176,8	5.810,3
2007	392,5	230,5	1.837,2	2,2	3.506,3	0,0	1.684,6	7.653,3
2008	378,8	155,9	2.698,7	2,6	3.561,0	0,0	2.218,6	9.015,6
2009	382,4	142,6	3.700,0	3,7	3.388,9	5,6	3.156,5	10.779,8
2010	421,1	83,3	4.240,4	5,7	3.315,6	26,1	5.089,9	13.182,1
2011***	163,0	14,0	4.250,0	13,0	4.041,0	172,0	7.320,0	15.973,0
2012***	292,0	36,0	4.764,0	23,0	3.984,0	192,0	8.753,0	18.044,0

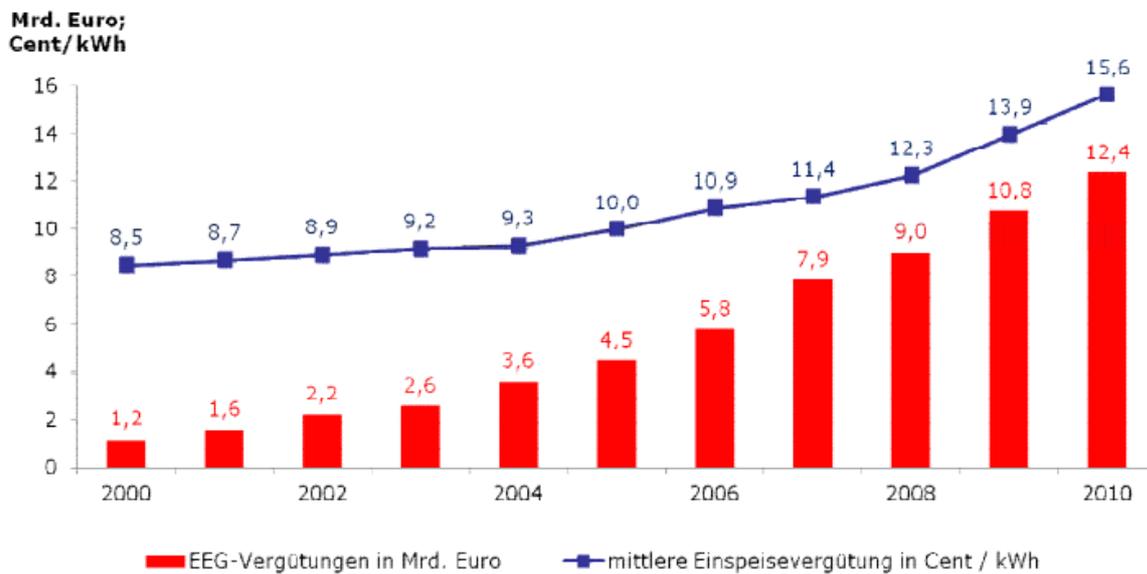
\* bis 2010 EEG-Vergütungen; 2011 EEG-Vergütungen zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung; 2012 EEG-Vergütungen zzgl. PV-Eigenverbrauchsregelung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung

\*\* Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase

\*\*\* 2011 gemäß Mittelfristprognose 2011 bis 2015 vom 15.11.2010; 2012 gemäß Mittelfristprognose 2012 bis 2016 vom 15.11.2011

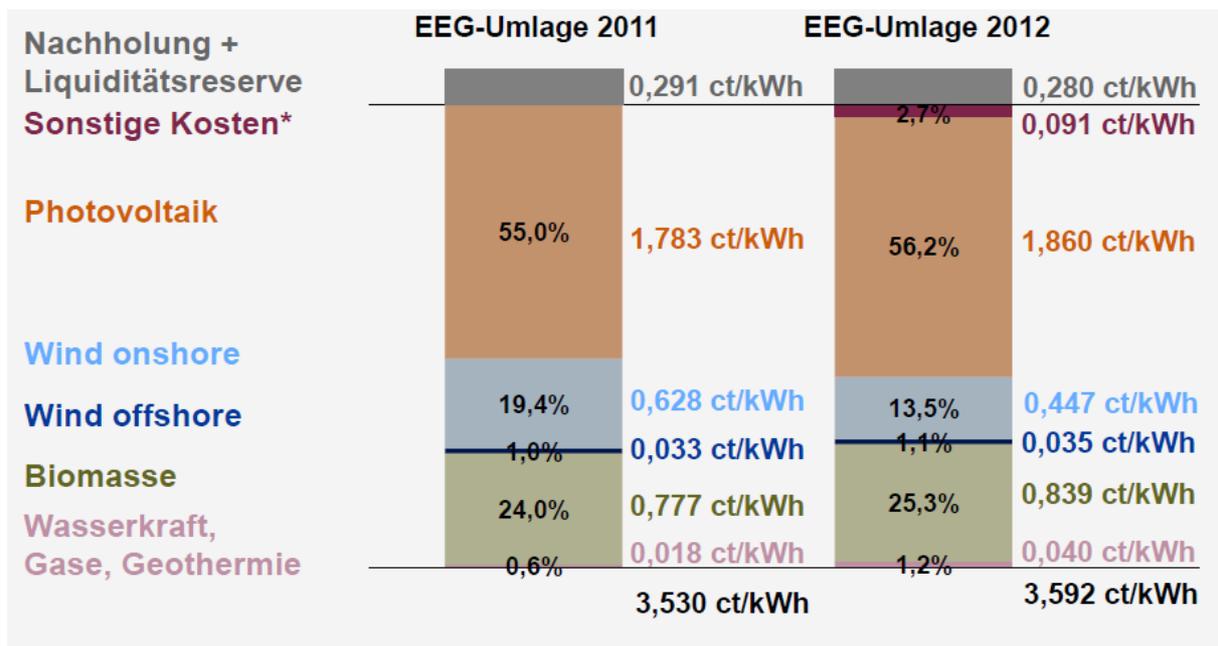
Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 38

Abbildung 4: Entwicklung der EEG-Vergütung pro kWh EEG-Strom



Quelle: RWI

Abbildung 5: Anteil einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2011 und 2012



Quelle: BDEW (2012), a.a.O., S. 41.

Das System der politisch festgelegten Einspeisevergütungen hat dazu geführt, dass mit unterschiedlichen Technologien an unterschiedlichen Standorten stark unterschiedliche Gewinnspannen zu erzielen waren. Da gerade bei der teuersten Form der erneuerbaren Energien, nämlich der Photovoltaik, die Überförderung besonders hoch war, sind für die Verbraucher systematisch die Kosten nicht nur absolut, sondern auch pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien angestiegen. Wie Abbildung 5 illustriert, entfällt heute über die Hälfte der EEG-Umlage auf die Photovoltaik, obwohl durch Photovoltaik nur etwa über 20 % des grünen Stromes erzeugt werden. Im Gegensatz dazu entfallen nur 13,5 % der EEG-Umlage auf Onshore-Windkraftanlagen, die gut mehr als 44 % der EEG-Strommenge liefern.

Die massive Förderung insbesondere der Photovoltaik hat dazu geführt, dass heute über 40 % der weltweit installierten Kapazität an Solarenergieanlagen in Deutschland steht, einem nicht besonders sonnenreichen Land. Die Vorstellung, dass das EEG als besonders erfolgreich zu gelten habe, weil in besonders starkem Maße in eine besonders teure Technologie an einem dafür klimatisch nicht besonders geeigneten Standort investiert worden ist, kann ökonomisch betrachtet nur als absurd bezeichnet werden. Ganz im Gegenteil ist festzustellen, dass die bisherige Förderung durch das EEG auch innerhalb des Sektors der erneuerbaren Energien einen ineffizienten Technologie-Mix induziert hat mit einem übermäßigen Anteil an Photovoltaik. Zudem ist davon auszugehen, dass an ineffizienten Standorten und in nicht kosteneffiziente

Anlagengrößen investiert wurde, sodass heute Strom aus erneuerbaren Energien deutlich teurer ist als dies bei einer effizienten Förderung notwendig wäre.

## 2. Weitere Probleme der fehlenden Wettbewerbsorientierung im EEG

Die bisher beschriebenen Probleme resultieren aus dem nahezu vollständigen Fehlen von Markt und Wettbewerb im EEG und daher im Segment der erneuerbaren Energien allgemein. Neben den Kosten aus der Überförderung einzelner Technologien und Anlagegrößen und den daraus resultierenden Ineffizienzen in Bezug auf den Technologie-Mix, Anlagengrößen und Standorte ist festzuhalten, dass zusätzliche Kosten daraus resultieren, dass der Bedarf an Regel- und Reserveenergie zunimmt und damit auch die Kosten des Netzbetriebs, um die netzseitige Versorgungssicherheit sicherzustellen. Da sowohl Photovoltaik als auch Windkraft einer hohen Fluktuation in der Erzeugung unterliegen, muss ein konventioneller Schattenparkt bereitgehalten werden, wodurch Kosten entstehen, die bei nicht-fluktuierender Energieerzeugung nicht bzw. nur in geringerem Ausmaß entstehen. Diese zusätzlichen Kosten werden jedoch nicht verursachergerecht den Erzeugern von Strom durch fluktuierende erneuerbare Energien angelastet, sondern auf alle Netzkunden umgelegt. Somit gibt es nur schwache Anreize für die Stromerzeuger, die Fluktuation bei der Stromerzeugung durch Investitionen in Speichertechnologien zu verringern.

Auch die Netzausbaukosten sind in den direkten Förderkosten für erneuerbare Energien nicht enthalten. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Netzausbaubedarf insbesondere im Bereich der Verteilnetze im Falle der Solaranlage und bei verbrauchsnahe Windrädern und im Bereich der Übertragungsnetze bei Off-shore-Windkraft und On-shore-Windstrom aus Nord- und Nordostdeutschland. Da die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt, sodass eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl erfolgt und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

Schließlich stellt sich durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend die Frage, wie auch *erzeugungssseitig* die Versorgungssicherheit garantiert werden kann, da grenzkostenlos produzierbarer Grünstrom (a) den Strompreis im Großhandel drückt, sobald Grünstrom in das Netz eingespeist wird, und (b) die Anzahl der Stunden reduziert, an denen die bisherigen Grenzkraftwerke profitabel Strom erzeugen können. Aus diesen Gründen wird der Neubau und teilweise auch der Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke zunehmend in

Frage gestellt und Forderungen nach Kapazitätsmechanismen und einer mehr oder minder direkten Förderung für konventionelle Kraftwerke erhoben.<sup>104</sup> Auch diese Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden bisher nicht den erneuerbaren Energien zugerechnet.

---

<sup>104</sup> Vgl. dazu *EWI*, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2012; sowie *Böckers/Giessing/Haucap/Heimeshoff/Rösch*, Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 81, 2012, S. 73-90.

## **D. Internationale Erfahrungen mit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Vor dem Hintergrund der sowohl ökonomisch als auch verfassungsrechtlich kritischen Bewertung des gegenwärtigen EEG-Fördermodells stellt sich die Frage, inwiefern es überzeugende Alternativen in ausländischen Rechtsordnungen gibt, die Grundlage für ein Reformmodell in Deutschland sein könnten. Mit dieser Stoßrichtung sollen im Folgenden die Fördermodelle in Großbritannien, Schweden, Belgien und den Niederlanden untersucht werden.

### *I. Großbritannien*

Großbritannien hat die Förderung erneuerbarer Energien 2002 auf ein quotenbasiertes System umgestellt, nachdem bis dahin Ausschreibungsverfahren genutzt wurden. Der Fokus der Analyse soll im Folgenden auf den Erfahrungen mit der Förderung in England und Wales liegen, die sich vom Fördersystem in Schottland in den Details unterscheidet. Die rechtliche Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien durch Mengenregelung erfolgt in England und Wales durch die sog. Renewable Obligation Order (kurz: ROO). Der Erlass des Utilities Act 2000 (kurz: UA 2000) hatte Änderungen des Electricity Act (kurz: EA) zur Folge. Letzterer enthält dabei im Wesentlichen die Ermächtigungsgrundlage der jeweiligen Renewable Obligation Order für England und Wales, Schottland sowie Nordirland und stellt somit den Grundstein der Quotenpflicht dar. In England und Wales haben alle Elektrizitätsversorger die Verpflichtung, der britischen Regulierungsbehörde Ofgem pro MWh eine bestimmte Menge an sogenannten „Renewable Obligation Certificates (ROC)“ pro Jahr nachzuweisen oder eine Strafzahlung zu leisten. Die Quotenverpflichtung der Stromlieferanten ist in Teil 2, insbesondere Art. 5 ROO geregelt. Sie kann durch Vorlage der Zertifikate (Art. 5 ROO, Def. Art. 2 ROO) sowie durch Zahlung eines Ablösebetrages an die Regulierungsbehörde, sog. „buy out“ (Art. 43 ff. ROO), erfüllt werden. Förderungswürdig sind dabei alle Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, da die Quotenverpflichtung keine technologie-spezifischen Unterschiede trifft.

Das System ist jedoch kein reines Quotensystem, sondern seit 2010 mit Einspeisetarifen für kleine Stromerzeuger gekoppelt, geregelt durch die sog. Feed in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order (kurz: FTO). Dabei normiert Art. 3 FTO die Förderung von kleinen Anlagen bis zu 5 MW. So wird für zugelassene Anlagen der von diesen in das Netz eingespeiste Strom zu festgelegten Einspeisevergütungstarifen von Stromlieferanten angekauft. Die Vergütungstarife werden dabei jährlich angepasst. Die Pflicht zur jährlichen Veröf-

fentlichung inflationsangepasster Tarife ist niedergelegt in Art. 13 FTO. Ursprüngliches Ziel war es, bis 2010 10 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu gewinnen. Bis 2020 sollen nun 30 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen.

In den ersten Jahren nach der Einführung des Systems im Jahr 2002 hat sich gezeigt, dass die mangelnde Regelung des Netzanschlusses, planungsrechtliche Probleme, langwierige Genehmigungsverfahren<sup>105</sup> und gegebenenfalls die zu niedrigen Strafzahlungen (im Vergleich zu den Zertifikatpreisen)<sup>106</sup> einen schnelleren Ausbau erneuerbarer Energien verhindert haben. Die im Vergleich zu Deutschland langsamere Ausbaugeschwindigkeit bei erneuerbaren Energien hat zum einen mit weniger ambitionierten Ausbauzielen zu tun, zum anderen mit Problemen, die nichts mit der Art der Subventionierung zu tun haben.<sup>107</sup>

Die Kosten für die Unterstützung der erneuerbaren Energien in Großbritannien scheinen pro MWh unter denen in Deutschland zu liegen. Ein Grund dafür scheint zu sein, dass Solarenergie in Großbritannien so gut wie keine Rolle spielt.<sup>108</sup>

Mengenregelung und Einspeisetarif wurden mit Inkrafttreten des sog. Finance Act 2000 (kurz: FA 2000) am 21. März 2000 im Übrigen durch eine steuerliche Privilegierung erneuerbarer Energien ergänzt. Dieses jährlich zu ändernde bzw. zu ergänzende Finanzgesetz führte die Klimawandelabgabe „Climate Change Levy“ (kurz: CCL) ein, von der Elektrizität aus erneuerbaren Energien befreit ist. Konkretisiert wird der FA bezüglich der Klimaschutzabgabe und etwaigen Befreiungen durch die Climate Change Levy (General) Regulations.

## II. Schweden

Das schwedische Quotensystem für erneuerbare Energien wurde am 1. März 2003 gesetzlich eingeführt. Rechtliche Grundlage des Fördermodells bis zum 1. Januar 2012 war insbesondere das Lag (2003:113) om elcertifikat (kurz: Gesetz 2003:113). Dieses beinhaltet die rechtliche Ausgestaltung zur Mengenregelung in Form einer Quotenverpflichtung mit kombiniertem Zertifikathandel. Kapitel 4 § 1 Gesetz 2003:113 normiert die Verpflichtung von Stromlieferanten, stromintensiven Betrieben sowie bestimmten Stromverbrauchern zum Besitz einer

---

<sup>105</sup> Vgl. z. B. Winkel/Rathmann/Ragwitz *et al.*, Renewable Energy Policy Country Profiles, 2011 Version, Intelligent Energy Europe, S. 299 ff., sowie *Frontier Economics*, Study on Market Design for a Renewable Quota Scheme, Study prepared for Energie-Niederland, 2011, S. 152 f.

<sup>106</sup> Vgl. *Frontier Economics*, a.a.O., S. 154.

<sup>107</sup> Vgl. *Frontier Economics*, a.a.O., S. 154.

<sup>108</sup> Vgl. *Frontier Economics*, a.a.O., S. 154

bestimmten Anzahl an EE-Stromzertifikaten, wobei sich die Anzahl der benötigten Zertifikate gem. Kapitel 1 § 1 bzw. Kapitel 4 § 2 Gesetz 2003:113 nach dem Verkaufs- bzw. Verbrauchsverhalten richtete. Kapitel 1 § 2 Nr. 2 Gesetz 2003:113 beinhaltet die Erteilung von jeweils einem Zertifikat pro produzierter MWh. Förderfähig sind gem. Kapitel 2 § 1 Abs. 1 Gesetz 2003:113 Windkraft, Sonnenenergie, Wellenenergie, geothermische Energie und Biokraftstoffe. Die Berechnung der Quote bis in das Jahr 2035 ist in Kapitel 4 § 3 Gesetz 2003:113 niedergelegt. Die bei Nichterfüllung der Quote fällige Quotenpflichtgebühr normiert Kapitel 5 § 1 Gesetz 2003:113. Ursprüngliches Ziel war es, bis 2010 10 TWh „grünen Strom“ pro Jahr zu erzeugen. Dieses Ziel wurde bereits 2004 erreicht. Inzwischen werden über 15 TWh pro Jahr erzeugt. Bis 2020 sollen es 25 TWh pro Jahr sein. Große Wasserkraftwerke (mit einer Kapazität von mehr als 1,5 MW), die einen nicht unerheblichen Teil der schwedischen Stromversorgung ausmachen, können sich allerdings nicht qualifizieren. Das schwedische System wird international als effektiv und erfolgreich betrachtet. Der Großteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stammt aus Biomasse, kleinen Wasserkraftwerken und Windenergie. Solarenergie spielt keine Rolle in Schweden.

Seit dem 1. Januar 2012 sind das schwedische und das norwegische Zertifikatesystem miteinander verbunden. Nach Art. 3 des Abkommens der beiden Länder vom 29. Juni 2011 über einen gemeinsamen Stromzertifikathandel (*Avtale mellom Kongeriket Norges Regjering og Kongeriket Sveriges Regjering om et felles marked for elsertifikater*) kann die Quotenpflicht in beiden Ländern sowohl durch norwegische als auch durch schwedische Zertifikate erfüllt werden. Die beiden Länder haben damit eine Vorreiterrolle für einen gemeinsamen Markt für eine europaweite EE-Förderung übernommen.

Der Eintritt Schwedens in einen gemeinsamen Zertifikatehandel mit Norwegen hat natürlich auch auf die gesetzlichen Grundlagen des schwedischen Fördermodells Einfluss genommen.<sup>109</sup> So wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2012 das Gesetz 2003:113 durch das Lag (2011:1200) om elcertifikat (kurz: Gesetz 2011:1200) abgelöst, das nun die Rechtsgrundlage für die Quotenpflicht mit kombiniertem Zertifikathandel darstellt. Kapitel 4 §§ 1-3 regelt insofern die Verpflichtung von Stromversorgern, bestimmten Stromverbraucher und einigen energieintensiven Unternehmen, Zertifikate im Verhältnis zu ihrer Stromlieferung bzw. ihrem

---

<sup>109</sup> Weiterführende Informationen zu den Rechtsgrundlagen der EE-Förderung nach Zusammenlegung des schwedischen und norwegischen EE-Marktes *La Chevallerie/Schweitzer*, „Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten - Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen“, *Energierechtliche Tagesfragen*, 62. Jg. (2012), Heft 3, S. 92 ff.

Stromverbrauch zu kaufen. Dies gilt gem. Kapitel 1 § 2 Nr. 8 jedoch nicht für energieintensive Unternehmen, die die dort vorgegebenen Voraussetzungen erfüllen.

Inwieweit für die Zukunft ergänzende Subventionsregelungen denkbar sind, ist fraglich, sieht doch Art. 5 des Länderabkommens grundsätzlich einen Ausschluss weiterer staatlicher Zuschüsse für die durch den Zertifikathandel geförderten Energieerzeuger vor. Anderes soll für laufende Zuschüsse und Beihilfen seitens der EU gelten. Es ist daher davon auszugehen, dass zumindest laufende Förderungen nach den o.g. Verordnungen fortgeführt werden und insofern auch die entsprechenden Rechtsgrundlagen weiterhin Geltung beanspruchen. Denn es bestehen durchaus noch weitere spezifische Subventionsmodelle. So sieht die Verordnung 2003:564 Zuschüsse zur Erforschung und Entwicklung der Windenergie vor. Die Verordnung 2007:160 unterstützte nach ihrem § 5 ausschließlich Maßnahmen zur Planung von Windkraft, die seit Ende 2006 beschlossen und die nach Planung bis Ende 2011 abgeschlossen werden konnten. Die Verordnung 2009:689 sieht entsprechende Regeln für die Installation von Photovoltaikanlagen an Gebäuden vor (frühester Installationsbeginn Juli 2009, Abschluss Dezember 2012, vgl. § 2 Abs. 3 der Verordnung 2009:689). Nach § 2 Abs. 1 der Verordnung 2009:689 ist dabei eine Kombination mit anderen Subventionen nicht möglich. Ergänzt werden diese Regelungen durch die steuerlichen Vorgaben des Lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt, das in § 3 Abs. 1f eine verminderte Grundsteuer für Windkraft regelt, sowie das Lag (1994:1776) om skatt pa energi, das in seinem Kapitel 11 § 2 unter bestimmten Voraussetzungen eine verminderte Energiesteuer für Windkraft vorsieht.

### *III. Belgien*

In Belgien sind die Bundesregierung und die Regionalregierungen gemeinsam für den ordnungspolitischen Rahmen verantwortlich, der für erneuerbare Energien gilt. Flandern, die Wallonie und die Region Brüssel haben alle eigene Zertifikatesysteme, wobei das System zwischen der Wallonie und Brüssel verbunden ist.<sup>110</sup>

Das System in Belgien ist kein reines Quotensystem. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia sowie die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, für sämtliche Zertifikate einen Mindestpreis zu bieten, der – je nach Erzeugungsart und Zeitpunkt der Errichtung der Anlage – zwischen 20 und 450 Euro pro MWh variiert. Nachweisen müssen die Zertifikate jedoch die

---

<sup>110</sup> Vgl. *Frontier Economics*, a.a.O., S. 167.

Elektrizitätsversorger. Liegt der Handelspreis der Zertifikate also über den garantierten Mindestpreisen, müssen die Netzbetreiber die Zertifikate daher nicht kaufen. Der Mindestpreis war bisher faktisch vor allem für Solarenergie relevant. Für Solarenergie kommt das System einem garantierten Einspeisetarif gleich. Für die anderen Erzeugungsarten bieten die Mindestpreise nichtsdestotrotz eine gewisse Sicherheit.

Große Verbraucher (Industrie) müssen keine Zertifikate nachweisen, wenn sie den Strom selbst im Großhandel beschaffen oder direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Andere Großverbraucher müssen nur in reduziertem Ausmaß Zertifikate pro MWh nachweisen.

Das Handelssystem in Belgien ist wesentlich komplexer als in Großbritannien und Schweden und kombiniert faktisch ein Quotensystem mit einem Einspeisetarif speziell für Solarenergie.

Die Rechtsquellen der EE-Förderung in Belgien haben teilweise einen nur auf das jeweilige Gebiet von Wallonie, Flandern und Brüssel beschränkten Geltungsanspruch. So erfolgte für die nationale Mengenregelung aufgrund von Art. 7 Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité der königliche Erlass über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, der sog. Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (kurz: Arrêté royal du 16 juillet 2002). Dieser regelt in seinem Art. 14 die Verpflichtung des föderalen Netzbetreibers, die grünen Zertifikate zum garantierten Mindestpreis anzukaufen, sofern dies von einem entsprechenden Stromproduzenten beansprucht wird.

Die Quotenpflicht wird in der Wallonie durch Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (kurz: Arrêté du 30 novembre 2006) normiert. Die Netzbetreiber sind danach zum Ankauf grüner Zertifikate von Stromproduzenten angehalten, die sie sodann der Regulierungsbehörde vorzuzeigen haben, Art. 25 Arrêté du 30 Novembre 2006. Art. 16 Arrêté du 30 Novembre 2006 regelt die fünfjährige Gültigkeit der Zertifikate. Die im Fall des Verstoßes gegen die Quotenpflicht vorgesehenen Strafzahlungen sind in Art. 30 Arrêté du 30 Novembre 2006 geregelt.

Für Flandern ist die Quotenverpflichtung mit Zertifikathandel in Art. 7.1.10 i.V.m. Art. 7.1.1, Art. 7.1.5 § 1 2° des Decreet houdende algemene bepalingen het energiebeleid - het Energie-decreet van 8 mei 2009 (kurz: Energiegesetz) bis 2021 geregelt, vgl. Art. 7.1.10 § 2 Energiegesetz. Die Quotenhöhe wird in Art. 7.1.10 § 2 Energiegesetz konkretisiert. Die Zuteilung jeweils eines grünen Zertifikates für je 1 MWh EE-Stroms legt Art. 7.1.1. Energiegesetz fest.

Art. 13.3.5 § 1 1° Energiegesetz sieht für Verstöße gegen die Quotenpflicht Strafzahlungen vor. Präzisiert wird das flämische Energiegesetz durch den Besluit van de Vlaamse Regering houdende algemene bepalingen over het energiebeleid - het Energiebesluit van 19 november 2010 (kurz: Energieverordnung).

Für Geothermie- sowie Photovoltaikanlagen bestehen neben den vorgenannten Rechtsquellen gesonderte steuerliche Privilegierungen, die im jeweiligen Einkommenssteuergesetz (Code des impôts sur les revenus 1992 Exercice d'imposition, kurz: CIR 1992) gesetzlich ausgestaltet sind, vgl. Art. 145/24 § 1 Abs. 1 Nr. 3 des CIR 1992.

#### IV. *Niederlande*

Die Niederlande nutzen gegenwärtig einen Einspeisetarif mit einer Kappungsgrenze, der dem EEG nicht unähnlich ist. Die niederländische Regierung hat jedoch Ende 2011 beschlossen, ab 2015 verstärkt ein System handelbarer Quoten zu nutzen.<sup>111</sup>

Erfahrungen mit der Effektivität und Effizienz des Fördersystems lassen sich somit nicht aus den Niederlanden gewinnen. Wohl aber ist künftig eine Analyse der anvisierten Transitionsregeln möglich, die derzeit aber noch vollkommen offen sind. Zugleich ist in den Niederlanden bereits eine Diskussion über eine etwaige Integration des Marktes mit dem schwedischen und norwegischen Markt entstanden.<sup>112</sup>

Rechtsquelle des bisherigen Fördermodells in Form einer Einspeisevergütung ist u.a. der Besluit stimulerend duurzame energieproductie (kurz: SDE). Der im Rahmen des vierstufigen Förderphasenmodells maximale Basisbetrag für die jeweilige Technologie unterliegt einer jährlich neuen, vom Ministerium für Wirtschaft, Landwirtschaft und Innovation initiierten Ermittlung, die einer Abstimmung mit dem Finanzminister bedarf, vgl. Art. 11 (1) SDE. Ähnlich verhält es sich mit der Festlegung des Korrekturbertrages, um den der Basisbetrag gekürzt werden muss. Der zur Gewährung der Förderung nach SDE notwendige Herkunftsnachweis des EE-Stroms ist in Art. 1 (1) x Elektriciteitswet 1998 (kurz: Elektrizitätsgesetz) näher definiert. Der SDE wird durch die Regeling aanwijzing categorieën duurzame energie-

---

<sup>111</sup> Vgl. *Financial Times*, Dutch Groups to Face Clean Energy Quotas, 3. Oktober 2011.

<sup>112</sup> Vgl. z. B. *Jansen/Lensink/van der Welle*, Expansion of the Swedish Elcert Certificates System tot he Netherlands: A Cost-Benefit Analysis, World Renewable Energy Congress 2011, or *Jansen*, Do we Need a Common Support Scheme for Renewable-Sourced Electricity in Europe? Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Oktober 2011.

productie 2011 (kurz RAC 2011) ergänzt, die einzelne Technologiekategorien sowie in § 2 Art. 2 Abs. 1 RAC 2011 die Kappungsgrenze des Fördervolumens auf 750 Mio. € (für das Jahr 2011) vorsieht. § 3.7 RAC 2011 normiert den Korrekturbetrag. Die Förderung für 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage ist für die verschiedenen Technologien in verschiedenen Rechtsgrundlagen festgelegt (§ 2 Art. 7 SDE i.V.m. § 3 Art. 17 (1), 27 (1), 32 (1), 36 (1), 41 (1), 53 (1) RAC 2011). Die Ausnahmen für die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas (12 Jahre Höchstdauer) sind in § 2 Art. 7 SDE i.V.m. Art. 12 (1), 22 (1), 45 (1) RAC 2011 normiert. Zusätzlich werden in der jährlich aktualisierten Energielijst 2011 (Energieliste 2011) förderfähige Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien aufgeführt.

Daneben bestanden auch hier bisher steuerliche Mechanismen durch das Wet belastingen op milieugrondslag (kurz: WBM) sowie das Wet inkomstenbelasting 2001 (kurz: Wet IB 2001), die zur steuerlichen Privilegierung von Strom aus erneuerbaren Energien führten.

## **E. Möglichkeiten und Grenzen der Marktintegration erneuerbarer Energien**

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen und beim aktuellen Stand der technologischen Entwicklung weist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (noch immer) mit Ausnahme von Wasserkraft höhere Gestehungskosten aus als die Stromerzeugung mit Hilfe von konventionellen Energieträgern (also Kernbrennstoffe oder fossile Brennstoffe). Eine einfache Integration in den Strommarkt ohne staatliche Unterstützung ist daher nur in geringem Umfang möglich. Es besteht zwar bei einzelnen Privathaushalten durchaus eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Strom und dementsprechend auch eine Nachfrage nach Ökostromtarifen, jedoch ist diese Nachfrage zum einen weitgehend auf Privathaushalte beschränkt, die lediglich knapp ein Viertel der Stromnachfrage in Deutschland ausmachen.<sup>113</sup> Zum anderen dürfte selbst hier die Zahlungsbereitschaft an Grenzen stoßen. So belaufen sich die Gestehungskosten für Solarstrom nach wie vor auf das etwa Drei- bis Vierfache des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises, sodass fraglich ist, in welchem Ausmaß Solarstrom ohne EEG oder andere Fördersysteme konkurrenzfähig wäre. Klar ist sicherlich, dass sich die ambitionierten Ausbauziele der Energiewende nicht ohne öffentliche Förderung realisieren lassen.

In einem gewissen Umfang ist allerdings zu erwarten, dass der Eigenverbrauch von Solarstrom in nicht allzu ferner Zukunft wettbewerbsfähig zu dem aus dem Netz bezogenen Strom sein wird, d.h. dass sich die sogenannte Netzparität einstellen wird, bei der selbst erzeugter Solarstrom genauso kostengünstig ist wie fremderzeugter Strom, der über das Netz bezogen wird. Ursache hierfür sind zum einen die fallenden Gestehungskosten der Solarstromerzeugung, zum anderen aber auch die steigenden Kosten des „Netzstroms“. Während im Preis für „Netzstrom“ Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an. Somit entfallen etwa drei Viertel der Preisbestandteile beim Eigenverbrauch von Solarstrom. In dem Ausmaß in dem Netznutzungsentgelte (aufgrund des erforderlichen Netzausbaus), EEG-Umlage und Steuern steigen, erhöht sich auch diese spezielle Konkurrenzfähigkeit des Solarstroms im Eigenverbrauch. Jedoch ergibt sich dadurch keine Marktfähigkeit, d.h. Solarstrom ist nach wie vor nicht im Fremdbezug konkurrenzfähig.

---

<sup>113</sup> Vgl. die Angaben abrufbar im WWW unter der URL [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten).

Perspektivisch wird über eine Änderung der Systematik bei der Netzentgeltgestaltung nachzudenken sein. Während Netznutzungsentgelte heute vollständig variabel als Entgelt pro kWh bzw. MWh anfallen, wird in Zukunft ein Wechsel zu mehrteiligen Tarifen, bestehend aus einer fixen Grundgebühr pro Anschluss und einer variablen Komponente pro kWh bzw. MWh, notwendig sein. Anderenfalls droht eine Spirale, bei der sich zunehmend Stromverbraucher durch selbst erzeugten und verbrauchten Solarstrom aus der Mitfinanzierung der Netze und der EEG-Umlage (ganz legal) entziehen werden. Da sowohl die Summe der EEG-Ausschüttung als auch die Netzkosten weitgehend fix sind und nicht von der Menge des fremdbezogenen Stroms abhängen, müssen bei zunehmender Selbstversorgung diese Kosten tendenziell auf immer weniger Verbraucher umgelegt werden, sodass EEG-Umlage und Netzkosten pro kWh weiter ansteigen. Dies wiederum erhöht noch einmal den Anreiz, in die Eigenerzeugung mittels Solarenergie zu investieren – eine Spirale entsteht, bei der die Eigenerzeugung mittels Solarenergie immer weiter zunimmt und in diesem Maße auch EEG-Umlage und Netznutzungskosten pro kWh immer weiter ansteigen. Durchbrochen werden kann diese Spirale, wenn EEG-Umlage und Netznutzungskosten von vollständig variablen Entgelten pro kWh auf mehrteilige Tarife umgestellt werden, die aus einem Fixum und einer dann geringeren variablen Komponente bestehen.

Die beschriebene Problematik der Netzparität ist jedoch von der Ausgestaltung des Fördermechanismus für erneuerbare Energien weitgehend unabhängig. Allerdings tritt das Problem der Spiralwirkung umso weniger auf, je geringer die EEG-Umlage oder ähnliche Umlagen für erneuerbare Energien in einem Fördersystem sind. Wie in Abschnitt F.II.2 beschrieben werden wird, lässt sich jedoch in einem intelligent ausgestalteten Quotensystem die erzeugte Strommenge, die für den Eigenverbrauch genutzt wird, besser berücksichtigen als in einem Modell mit Einspeisetarifen.

Die bisherigen Versuche, durch das System der optionalen Marktprämie Anreize für eine Marktintegration zu bieten, sind bisher nicht von Erfolg gekrönt. Durch die aktuelle Ausgestaltung des Systems der optionalen Marktprämie können Stromerzeuger im erneuerbaren Energiensektor zwischen garantierten Einspeisetarifen und dem Verkauf des Stroms über den Markt wählen, wobei im letzteren Fall eine Marktprämie ausgezahlt wird, wie in Abschnitt III.1.b beschrieben. Die Erzeuger werden daher stets die Vermarktungsmethode wählen, die gerade die höchsten Erlöse verspricht. Eine echte Integration in den Strommarkt erfolgt jedoch nicht, da gerade in Zeiten sehr hoher Einspeisung ein Rückfall auf die garantierte Einspeisevergütung erfolgt, indem die Differenz zwischen niedrigeren Markterlösen und Einspeisevergütung ausgeglichen wird. Somit können zwar die Chancen des Marktes (bei hohen Prei-

sen) zuzüglich Markt- und Managementprämie wahrgenommen werden, während die Anbieter jedoch noch immer vor den Risiken des Marktes (niedrige Preise) geschützt werden. Eine echte Marktintegration kann so nicht erfolgen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass es primär zu Mitnahmeeffekten kommt.

Erwähnt sei schließlich auch, dass durch den subventionierten und mit Vorrang ausgestatteten Zubau von Stromerzeugungskapazitäten aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, die kurzfristig in der Stromerzeugung Grenzkosten von null aufweisen, mittelfristig die Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke reduziert werden, die jedoch notwendig sind, um als „Schattenpark“ erzeugungsseitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.<sup>114</sup> Diese Problematik eines zukünftigen Marktdesigns ist jedoch weitgehend unabhängig vom Fördermodell für erneuerbare Energien und muss getrennt gelöst werden, z. B. durch das Ausschreiben einer sogenannten strategischen Kaltreserve oder durch andere Kapazitätsmechanismen.

Ein allein marktgetriebener Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wäre schließlich durchaus denkbar, wenn allein das EU-ETS als Instrument genutzt würde. Voraussetzung wäre jedoch zum einen, dass die Schwachstellen des EU-ETS behoben würden. Dies sind vor allem die zu großzügige Ausstattung der Industrie mit Zertifikaten, die Beschränkung auf den Sektor der Großfeuerungsanlagen und die bislang fehlende Fortschreibung über das Jahr 2020 hinaus.<sup>115</sup> Sofern diese Probleme behoben werden, kann es den privaten Akteuren überlassen werden, an welcher Stelle CO<sub>2</sub> vermieden wird und an welcher nicht. Durch die Handelbarkeit der Zertifikate wird dann dort CO<sub>2</sub> vermieden, wo es am kostengünstigsten möglich ist.

Zum anderen müsste jedoch das explizite Ziel aufgegeben werden, einen bestimmten Prozentsatz des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu speisen. Das EU-ETS soll ja gerade dazu führen, dass dort CO<sub>2</sub> vermieden wird, wo dies mit den geringsten Kosten möglich ist, ganz gleich, ob dies nun in der Stahlindustrie, der Zementproduktion, der Stromerzeugung oder im Luftverkehr ist. Somit gäbe es keinerlei Garantie dafür, dass z. B. 35 % des Stroms im Jahr 2030 aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Sollte es günstiger sein, CO<sub>2</sub> in der Stahlproduktion oder im Luftverkehr einzusparen (wofür einiges spricht), so werden diese Optionen realisiert und dementsprechend weniger CO<sub>2</sub> bei der Stromerzeugung eingespart. Volkswirtschaftlich ist dies überaus sinnvoll, und aus Umwelt- und Klimagesichtspunkten ist

---

<sup>114</sup> Vgl. *EWI*, a.a.O., 2012, *Böckers et al.*, a.a.O., 2012.

<sup>115</sup> Vgl. *SRU*, a.a.O. 2011, und *Tindale*, a.a.O. 2012.

es auch irrelevant, wo genau CO<sub>2</sub> eingespart wird. Verteilungspolitisch ergeben sich jedoch erhebliche Konsequenzen, da die massive Förderung der erneuerbaren Energien zu Gunsten einer echten Klimapolitik aufgegeben werden müsste, sodass diese Option aus politökonomischen Gründen wenig Durchsetzungschancen haben dürfte. Da zudem der Ausbau der erneuerbaren Energien inzwischen explizites Ziel im EnWG ist, mag eine Verfolgung von Klimaschutzzielen durch das EU ETS zwar sinnvoll sein. Jedoch kann damit das explizite und eigenständige Ziel des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur schlecht umgesetzt werden.

Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass ein allein marktgetriebener Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwar sowohl theoretisch denkbar ist, sofern die momentanen Schwachstellen des EU-ETS abgebaut werden und CO<sub>2</sub>-Zertifikate wirklich knapp gehalten werden, als auch ökonomisch wünschenswert, weil so auf günstige (d.h. kosteneffiziente) Weise Klimaschutzziele erreicht werden können. In der wirtschaftspolitischen Praxis muss eine solche Vorstellung aber aus politökonomischen Gründen als realitätsfern gelten, sodass nach Alternativen zu fragen ist, die zumindest die gravierendsten Defizite des EEG vermeiden können und einen effizienten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglichen.

## **F. Entwicklung und Bewertung alternativer Vorschläge zum bisherigen EEG: Ökonomische und juristische Analyse**

Von einer vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt ohne irgendeine Form der staatlichen Unterstützung ist trotz sinkender Gesteuerungskosten bei erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit nicht auszugehen. Anders ausgedrückt ist nicht zu erwarten, dass sich – selbst bei Einstellen der sog. Netzparität – erneuerbare Energien in einem Ausmaß durchsetzen, das eine staatliche Förderung überflüssig macht, sofern die ambitionierten Ziele der Energiewende in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden sollen. Es stellt sich somit die Frage, wie eine Alternative zur bisherigen EEG-Förderung aussehen könnte.

### *I. Verbesserungen des bisherigen Systems von Einspeisetarifen*

Eine relativ einfache Möglichkeit der Reform bestünde in einem prinzipiellen Beibehalten des EEG mit einer adäquateren Ausgestaltung der Einspeisetarife, um die gravierendsten Mängel des EEG zu beseitigen. Möglich wäre z. B. ein Übergang zu einheitlichen Einspeisetarifen, welche nicht nach Technologie, Standort, Jahr der Aufstellung und Anlagengröße differenziert würden. Ein solcher einheitlicher Einspeisetarif würde das „Gesetz des einheitlichen Preises“ auf anderen Märkten reflektieren. So werden auf den Spotmärkten für elektrische Energie wie der Strombörse auch keine unterschiedlichen Marktpreise für Strom aus Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle und Gas realisiert oder Strompreise nach Kraftwerksgröße und Standort differenziert, sondern es bildet sich – wie auf Märkten für homogene Güter üblich – ein einheitlicher Preis. Diese Marktpreisbildung ließe sich gewissermaßen „simulieren“, indem ein einheitlicher Einspeisetarif festgelegt würde, sodass sich auch im Bereich der erneuerbaren Energien eine implizite Merit Order der Stromerzeugung ergeben würde.

Ein einheitlicher Einspeisetarif würde dazu führen, dass diejenigen erneuerbaren Energien mit den geringsten Kosten die höchsten Gewinnspannen realisieren könnten, sodass aufgrund der Gewinnanreize systematisch in die günstigsten Formen (nach Technologien, Standortbedingungen, Anlagengrößen, etc.) investiert würde, während in der Vergangenheit aufgrund der fehlerhaften (zu großzügigen) Festlegung der Einspeisetarife insbesondere für Photovoltaik systematisch die teuerste Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am stärksten ausgebaut wurde. Ein einheitlicher Einspeisetarif kann somit zu Kosteneffizienz bei der Förderung führen, weil systematisch die kostengünstigsten Anlageformen ausgebaut werden.

Dies wiederum führt dazu, dass die durchschnittliche Förderung pro kWh Strom aus sämtlichen erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zur heutigen Situation deutlich abgesenkt werden kann.

Institutionell könnte die Festlegung des Einspeisetarifs auf die Bundesnetzagentur übertragen werden, um eine sachgerechtere Festlegung zu ermöglichen, die weniger von politischen Abwägungen und Wahlkampffragen bestimmt würde als dies heute der Fall ist.

Um den besonderen Problemen zu begegnen, welche sich aus der starken Fluktuation der Einspeisung insbesondere bei Windenergie (vor allem on shore) und Photovoltaik ergeben, könnte eine Prämie gezahlt werden, wenn nachweisbar ist, dass bestimmte Anlagen weniger stark fluktuierend einspeisen als andere. Alternativ könnten die Erzeuger von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energie an den Kosten der Regel- und Reserveenergiebeschaffung beteiligt werden, um eine stärker verursachergerechte Kostenverteilung zu ermöglichen.

Ebenso wäre denkbar, eine Differenzierung der Vergütung nach Standorten vorzunehmen, sodass z. B. an verbrauchsnahe Standorten in Süd- und Westdeutschland eine höhere Vergütung gezahlt würde als an verbrauchsfernen Standorten in Nord- und Ostdeutschland. Dies hätte den Vorteil, dass es attraktiver würde, verbrauchsnahe zu erzeugen und sich so der Netzausbaubedarf reduzieren ließe. Anders ausgedrückt, würden die Erzeuger in Nord- und Ostdeutschland durch niedrigere Einspeisetarife indirekt an den durch sie verursachten Netzausbaukosten beteiligt.

Der Nachteil einer stärkeren Ausdifferenzierung der Einspeisetarife nach geographischen Standorten (Verbrauchsnähe) und Grad der Fluktuation besteht in der höheren Komplexität des Tarifsystems – ein Mangel, an dem gerade das heutige EEG enorm leidet. Andererseits lässt sich aber so indirekt eher eine zumindest in etwa verursachergerechtere Kostenzuordnung insbesondere der Netzausbaukosten und des steigenden Regel- und Ausgleichsenergiebedarfs herbeiführen. Kritisch anzumerken ist jedoch, dass – auch bei einer Festlegung der Tarife durch die Bundesnetzagentur – die Einspeisetarife nach wie vor die Ausbaugeschwindigkeit determinieren und eine Planung der Ausbaumenge nach wie vor schwierig ist, da ex ante Schätzungen über die zukünftige Entwicklung der verschiedenen Inputkosten (wie die Kosten des Anlagenbaus, Finanzierungskosten, etc.) erfolgen müssen. Die Schwierigkeiten, diese Entwicklung korrekt vorherzusehen, hat die Erfahrung der Vergangenheit eindrucksvoll gezeigt, indem es regelmäßig zu einer Überkompensation gekommen ist.

## *II. Umstieg auf ein marktkonformes Fördersystem: vier Varianten*

### **1. Ausschreibungsverfahren/Kapazitätsmärkte für erneuerbare Energien**

Als Alternative zu einer Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien durch staatlich festgelegte Einspeisetarife sind Ausschreibungsverfahren für bestimmte Erzeugungskapazitäten oder auch Einspeisemengen an Strom aus erneuerbaren Energien denkbar. Ausschreibungen dieser Art würden prinzipiell dem System der öffentlichen Beschaffung oder des sog. Bestellverkehrs im Bereich des Regionalverkehrs der Bahn ähneln. Eine Ausschreibung könnte z. B. so ausgestaltet sein, dass für eine bestimmte Losgröße an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien derjenige Anbieter den Zuschlag erhält, der bereit ist, diese Strommenge zum geringsten (für 20 Jahre oder einen anderen Zeitraum garantierten) Einspeisetarif anzubieten. Die Einspeisetarife würden dann nicht mehr öffentlich festgelegt, sondern sie ergäben sich endogen durch das Angebotsverhalten der potenziellen Stromerzeuger. Eine Alternative bestünde darin, statt eines festen Einspeisetarifs eine Marktprämie als Aufschlag auf den Spot-Marktpreis als Angebotsparameter zu wählen. In dem Fall bekäme der Anbieter den Zuschlag, der die geringste Marktprämie verlangen würde. Denkbar ist weiterhin, dass nicht nur der Preis (verlangter Einspeisetarif bzw. verlangte Marktprämie) als Zuschlagskriterium in einem solchen Verfahren Anwendung finden würde, sondern auch andere Kriterien wie z. B. der Fluktuationsgrad (um die verursachten Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie zu berücksichtigen) sowie die durch die Anlagen induzierten Netzausbaunotwendigkeiten (um diese Kosten ebenfalls zu berücksichtigen). Die Ausschreibungen sollten sich prinzipiell auf Neuanlagen beschränken, wenn ein effektiver Zubau das Ziel ist.

Durchführen könnten die Ausschreibungen entweder die Bundesnetzagentur oder alternativ auch die Übertragungsnetzbetreiber. Der Gesetzgeber könnte, dieser Option folgend, eine jährliche Zubaukapazität festlegen und so von einer Steuerung mit Festpreisen, bei der sich die Menge endogen ergibt, auf eine Steuerung der Zubaumengen übergehen, bei der sich die Preise (in Form von Einspeisetarifen oder Marktprämien) endogen ergeben.

Um auch kleineren Anbietern die Möglichkeit zu geben, an den Ausschreibungen teilzunehmen, sollte die mit den Ausschreibungen betraute Stelle wie etwa die Bundesnetzagentur darauf achten, dass die Losgrößen der Ausschreibungen nicht zu groß gewählt werden. Gesetzlicher Vorgaben bedarf es dafür jedoch nicht. Eine bessere Planung und auch Optimierung des Netzausbaus lässt sich realisieren, wenn eine gewisse Steuerung der Standorte in den Ausschreibungen vorgesehen wird (z. B. verstärkte Ausschreibungen für den Ausbau im Süden und Westen). Zudem könnte, sofern die politische Notwendigkeit gesehen wird, auch ein Teil

der Ausschreibungen technologiespezifisch (z. B. für Photovoltaik) erfolgen. Aus einer ökonomischen Rationalität heraus ergibt sich weder aus Effizienz- noch aus Effektivitätsgesichtspunkten daraus ein Vorteil oder gar eine Notwendigkeit dafür. Politisch mag dies jedoch anders zu bewerten sein, um entsprechende Mehrheiten für einen Systemwechsel zu mobilisieren und die politische Akzeptanz eines Systemwechsels zu erhöhen.

Allerdings ist anzumerken, dass die Vorteile eines solchen prinzipiell wettbewerblichen Systems umso geringer werden, je mehr Details (Standorte, Anlagengrößen, Technologien) bereits in den Ausschreibungen spezifiziert werden, da sich der Wettbewerb der effizientesten Standorte, Anlagengrößen und Technologien dann umso weniger entfalten kann.

Der Vorteil eines solchen Systems öffentlicher Ausschreibungen besteht jedoch nichtsdestotrotz zum einen darin, dass in einer Ausschreibung sich kostengünstige Anlageformen gegenüber teureren Anlageformen (Standorte, Anlagengrößen, Technologien) durchsetzen werden, sodass der Subventionsbedarf durch die Stromverbraucher sinkt. Zum anderen lässt sich bei einer gewissen Standortplanung auch der Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten reduzieren.

Nichtsdestotrotz ist der Ansatz noch immer relativ planwirtschaftlich geprägt, da ein Zubau an erneuerbaren Energien nur durch öffentliche „Bestellung“ erfolgt und einer öffentlichen Planung unterliegt. Eine unternehmerische Eigeninitiative zur Vermarktung „grünen Stroms“ wäre in dem System zwar nicht prinzipiell ausgeschlossen, jedoch wären die Anreize dafür gering. Auch ist das Potenzial für einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Formen von Beschaffungsverträgen und ein unterschiedliches Beschaffungsmanagement eingeschränkt, sodass es wenig wahrscheinlich ist, dass sich für Erzeuger und Nachfrager von grünem Strom effiziente Vertragsformen entwickeln werden.

## 2. Quotenvorgaben für Elektrizitätsversorger und bestimmte Letztverbraucher

Eine weitergehende Alternative besteht darin, marktwirtschaftliche Elemente auch im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einzuführen, so wie es die Monopolkommission (2011) und der Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwick-

lung (2011) vorgeschlagen haben.<sup>116</sup> Da jedoch Strom aus erneuerbaren Energien – abgesehen von der o.g. Netzparität der Photovoltaik für den Eigenverbrauch – nicht konkurrenzfähig sein wird, wird eine weitere staatliche Förderung notwendig sein, sofern an den Zielen der Energiewende festgehalten werden soll.

Eine solche Möglichkeit besteht darin, dass der Gesetzgeber (1) handelbare Grünstromzertifikate einführt und (2) sowohl (a) den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) als auch (b) Letztverbrauchern, in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben, und (c) stromintensiven Unternehmen Vorgaben über Anteile an Strom aus erneuerbaren Energien macht, welche sie im Jahresdurchschnitt zu beziehen haben. Diesem Modell zufolge erhalten die Stromerzeuger, welche Strom mit Hilfe von erneuerbaren Energien erzeugen, für jede MWh Strom aus einer neu errichteten Anlage ein sog. Grünstromzertifikat. Gegebenenfalls kann zur Förderung bestimmter Technologien oder auch zur Förderung besonders verbrauchsnahe oder nicht fluktuierender Stromerzeugung eine Prämie gezahlt werden, sodass diese z. B. pro MWh 1,5 oder zwei Grünstromzertifikate erhalten. Zugleich werden sowohl (a) Elektrizitätsversorgungsunternehmen EltVU, (b) Letztverbraucher in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben und (c) stromintensive Unternehmen, gesetzlich verpflichtet, einen Anteil x an Strom aus erneuerbaren Energie zu erzeugen oder aber die entsprechende Anzahl an Grünstromzertifikaten vorzuweisen.

Die Grünstromzertifikate sollten handelbar sein und könnten einerseits direkt bilateral (OTC) gehandelt werden. Andererseits ist auch denkbar, dass ein Spotmarkt wie der an der EEX in Leipzig für Strom entwickelt wird. Auch die Einführung eines Terminmarktes für Grünstromzertifikate ist möglich, muss jedoch nicht gesetzlich vorgegeben werden, da sich ein solcher von allein entwickeln sollte, sofern eine Nachfrage nach einem solchen Börsenprodukt besteht.

Für die Vermarktung sowohl des erzeugten Stroms als auch der Grünstromzertifikate sind die Grünstromerzeuger prinzipiell selbst verantwortlich. Die Vermarktung kann z. B. im OTC-Geschäft an lokale EltVUs wie etwa Stadtwerke erfolgen oder auch, bei entsprechender Er-

---

<sup>116</sup> Vgl. *Monopolkommission*, Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, 2011; *Sachverständigenrat*, Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2011.

zeugungsmenge, über die Strombörse. Vorstellbar ist auch, dass sich im Wettbewerb spezialisierte Händler oder auch genossenschaftliche Organisationsformen herausbilden, welche die Vermarktung der Grünstromzertifikate gerade für kleinere Erzeuger übernehmen. Denkbar ist auch, dass EltVUs wie z. B. Stadtwerke standardisierte Verträge für kleine Grünstromerzeuger anbieten, sodass die Transaktionskosten der Vermarktung gering ausfallen sollten.

Die Zubaurate an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien könnte sich so bestimmen, dass ab dem 1. Januar 2015 jährlich bis 2020 als Zubaurate eine Zahl  $z$  als  $z = (35 \% - B)/6$  festgelegt wird.

Die Pflicht zum Nachweis der Grünstromzertifikate hätten bei dieser Reformoption vor allem (wenn auch nicht ausschließlich) diejenigen Marktteilnehmer, die auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von elektrischer Energie (nicht auf dem Endkundenmarkt) als Nachfrager auftreten und Strom auf dem Endkundenmarkt weiterverkaufen (wie z. B. Stadtwerke) oder selbst verbrauchen (wie z. B. stromintensive Unternehmen). Konkret sollen, wie oben bereits erwähnt, neben den EltVUs zwei Gruppen von Stromverbrauchern mit einer Nachweispflicht für die Grünstromquoten versehen werden: Zum einen sind dies Stromverbraucher, die Strom selbst erzeugen, importieren oder an der deutschen Strombörse kaufen, zum anderen stromintensive Unternehmen. In dem Umfang, in dem stromintensive Unternehmen Strom von EltVUs beziehen, werden erstere von der Nachweispflicht befreit, damit es nicht zu einer Doppelbelastung kommt. Die vorgenommene Einteilung der nachweispflichtigen Unternehmen folgt dem schwedischen Modell. Die Unterscheidung zwischen EltVU einerseits und bestimmten Letztverbrauchern andererseits dient vor allem dem Zweck, es zu vereinfachen, stromintensive Unternehmen gesondert behandeln zu können, um eine übermäßige Belastung dieser Branchen zu vermeiden.

Netzanschlusspflicht und Einspeisevorrang sollten zunächst erhalten bleiben, um (a) die Transition vom alten zum neuen Fördersystem möglichst einfach zu gestalten und (b) eine möglichst breite Akzeptanz zu gewährleisten. Für alle bis zum 31. Dezember 2014 errichteten Anlagen würde weiter die Vergütung nach EEG von den Netzbetreibern entrichtet und über die EEG-Umlage weitergewälzt. Allerdings könnte die Option geschaffen werden, vom EEG in das neue Fördersystem für die jeweilige Restlaufzeit der Förderung zu wechseln, wenn die Grünstromerzeuger dies wünschen.

Um die vorgegebene Quote  $x$  zu erfüllen, können Elektrizitätsversorger wie z. B. Stadtwerke in diesem Modell (a) entweder selbst „grünen“ Strom erzeugen, (b) diesen direkt im OTC-Geschäft von Dritten beziehen oder aber (c) Grünstromzertifikate am Markt kaufen. Oftmals

dürfte auch eine Mischung aus Eigenerzeugung und Fremdbezug gewählt werden, wobei der Fremdbezug im OTC oder im Börsenhandel stattfinden kann. Anzumerken ist in diesem Kontext allerdings, dass – unabhängig davon, ob der Handel mit Grünstromzertifikaten börslich oder außerbörslich stattfindet – die Registrierungsfunktion für die Grünstromzertifikate zunächst an eine Aufsichtsbehörde zu übertragen ist, auch wenn sich diese Aufgabe mittelfristig an private Institutionen übertragen lässt, wie dies z. B. auch bei der Zentralverwahrung staatlicher Schuldpapiere der Fall ist. Die Vertragsgestaltung zwischen Grünstromerzeugern und Elektrizitätsversorgern sollte allein diesen überlassen bleiben. So mag ein Elektrizitätsversorger einem Grünstromerzeuger auch einen individuellen Einspeisetarif oder eine Marktprämie anbieten. Alternativ können die Elektrizitätsversorger Grünstromzertifikate am offenen Markt erwerben oder auch selbst Ausschreibungen für eine Grünstromerzeugung vornehmen und dort z. B. auch garantierte Einspeisevergütungen anbieten oder diese aushandeln.

Erreichen die Quotenpflichtigen die gesetzlich vorgegebene Quote nicht, so muss eine hinreichend abschreckende Pönale entrichtet werden, z. B. 100 Euro pro MWh wie in Belgien oder 150 % des durchschnittlichen Grünstromzertifikatepreises wie in Schweden.<sup>117</sup>

Wird die Quote übertroffen, so sollte ein Übertrag in das nächste Jahr und auch darüber hinaus möglich sein (sog. Banking), damit der Preis für Grünstromzertifikate nicht gegebenenfalls gegen Ende eines Jahres kollabiert, wenn gegebenenfalls aufgrund günstiger klimatischer Bedingungen sämtliche Quotenpflichtigen ihre Quote bereits erfüllt haben.<sup>118</sup> Im umgekehrten Fall eines „Defizits“ bei Nicht-Erreichen der Quote sollte hingegen stets die Pönale fällig sein und keine „Nacherfüllung“ im nächsten Jahr ermöglicht werden, da sonst die Gefahr droht, dass (a) sich Unternehmen der Erfüllung entziehen könnten, wenn diese den Markt verlassen, oder (b) Unternehmen gegebenenfalls „Schuldenberge“ an Grünstromobligationen anhäufen, ohne dass sie diese später erfüllen können. Zugleich würde die Effektivität eines Quotensystems gefährdet, wenn durch den Marktaustritt von Unternehmen oder das Entstehen von „Schuldenbergen von Grünstromobligationen“ das Erreichen der jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Quote gefährdet wird.

Um energieintensive Branchen zu entlasten, können zum einen die bisherigen Ausnahmen von der EEG-Umlage fortgelten, da die EEG-Umlage für 20 Jahre fortexistieren wird, sofern nicht auch sämtliche „Bestandsanlagen“ in das neue Fördersystem überführt werden. Zum

---

<sup>117</sup> Vgl. *Frontier Economics*, a.a.O., S. 162 und S. 181.

<sup>118</sup> Dies ist eine wesentliche Lehre aus den Fehlern in der Konstruktion des EU-ETS in der ersten Handelsphase.

anderen kann für stromintensive Unternehmen eine geringere Grünstromquote als  $x$  Prozent festgelegt werden, sofern diese entlastet werden sollen. In einem solchen Fall müsste jedoch die entsprechende Grünstromquote für die verbleibenden Stromverbraucher und/oder Elektrizitätsversorger erhöht werden, um die Gesamtquote von  $x$  zu erreichen. Wird also für energieintensive Unternehmen eine geringere Quote  $x_{EIB} < x$  festgelegt, so muss für EltVUs und verbleibende Energieverbraucher, die der Quote unterliegen, eine Quote von  $x_A > x$  festgelegt werden, wobei  $\lambda \cdot x_{EIB} + (1 - \lambda) \cdot x_A = x$  sein muss und  $\lambda$  der Anteil des Stromverbrauchs derjenigen energieintensiven Unternehmen, welche zu der geringeren Quote  $x_{EIB}$  verpflichtet werden, am gesamten Stromverbrauch ist und  $(1 - \lambda)$  dementsprechend der Anteil der EltVUs und übrigen in die Quote einbezogenen Stromverbraucher ist.

Ein wesentlicher Vorteil einer Quotenvorgabe für EltVUs und bestimmte Energieverbraucher besteht darin, dass diese aufgrund des Wettbewerbs starke Anreize haben, diejenige Art und Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu kontrahieren oder selbst in diejenigen Anlagen an den Standorten zu investieren, welche die Quotenvorgabe  $x$  am kostengünstigsten erfüllen. Durch eine günstige Form der Beschaffung oder Erzeugung kann sich ein EltVU einen Wettbewerbsvorteil sichern. Zugleich kommt es durch den Wettbewerb tendenziell zu effizienten „Make-or-Buy“-Entscheidungen. Wenn eine Beschaffung von Grünstromzertifikaten am Markt günstiger ist als eine Eigenproduktion grünen Stroms, so werden die EltVU als auch große Energieverbraucher diese Form der Beschaffung wählen. So sollten sich effiziente Erzeugungsstandorte und -technologien sowie Anlagengrößen durchsetzen und nicht – wie heute – diejenigen, deren Gewinnspanne aufgrund der politischen Festlegung der Einspeisetarife am größten ist.

Ein Nachteil des Modells gegenüber einer Ausschreibung ist – wie auch heute bei Förderung nach EEG – die tendenziell geringere Berücksichtigung des entstehenden Netzausbaubedarfs durch die Erzeuger. Diese Problematik ließe sich jedoch zum einen durch eine Anpassung der Netzentgeltregulierung in Richtung einer geographischen Differenzierung mildern. Zum anderen werden die Quotenpflichtigen daran interessiert sein, grünen Strom so zu beziehen, dass die zu entrichtenden Netzentgelte möglichst gering ausfallen. Somit sollte bei EltVUs ein Interesse entstehen, grünen Strom verbrauchsnahe zu beziehen, wenn dadurch die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze vermieden werden können.

Ein Vorteil gegenüber der öffentlichen Organisation von Ausschreibungen ist vor allem, dass das unternehmerische Element und der Wettbewerb im Markt gestärkt werden, da nicht nur ein Tätigwerden als Reaktion auf öffentliche Ausschreibungen möglich ist, sondern als unter-

nehmerische Entscheidung, um am Grünstrommarkt zu partizipieren. Die dezentrale Stromerzeugung kann weiter forciert werden, indem z. B. lokale Anbieter den Bezug aus weitgehend lokaler Erzeugung als Wettbewerbsparameter im Marketing einsetzen (z. B. bei Stadtwerken in Form von Imagekampagnen).

Des Weiteren kann auch die konkrete Form der Vertragsgestaltung zwischen den Quotenpflichtigen und Grünstromerzeugern dem Wettbewerb (als Entdeckungsverfahren) überlassen werden, sodass sich effiziente Vertragsformen entwickeln sollten. Es müssen anders als in Ausschreibungen weder sämtliche Vertragsparameter ex ante spezifiziert werden, noch müssen Losgrößen definiert werden. Vielmehr können die Quotenpflichtigen ebenso wie Grünstromerzeuger sämtliche Vertragsparameter selbst aushandeln und bestimmen, sodass auch bei Beschaffung und in der Gestaltung der Verträge Wettbewerbskräfte wirken können. Insbesondere könnte in diesem Modell auch selbstverbraucher Strom Berücksichtigung finden. Da wie oben beschrieben bei Einstellen der Netzparität der Eigenverbrauch von Solarstrom konkurrenzfähig wird, könnten EltVUs die Grünstromzertifikate aus eigenverbrauchtem Solarstrom kaufen, sodass auch selbstverbraucher Strom aus erneuerbaren Energien in einem Quotenmodell Berücksichtigung finden kann. Dies ist sowohl durch das EEG als auch durch Ausschreibungsmodelle nur ungleich schwerer zu leisten.

Als eine Untervariante des diskutierten Fördermodells können schließlich auch Sondertatbestände für einzelne Technologien geschaffen werden, wenn eine politische Notwendigkeit dafür gesehen wird. So wäre z. B. denkbar, innerhalb der Quote von  $x$  einen Teil für bestimmte Technologien (z. B. Photovoltaik) vorzusehen, welche ansonsten innerhalb eines Quotenmodells wohl nicht wettbewerbsfähig wären. EltVUs und große Energieerzeuger würden dann verpflichtet einen Teil  $x_1$  aus Solarenergie zu beziehen und einen Teil  $x_2$  aus frei wählbaren erneuerbaren Energiequellen, wobei  $x_1 + x_2 = x$  ist. Damit ließe sich der Ausbau der Photovoltaik, auch unabhängig vom etwaigen Einstellen der Netzparität, weiter sicherstellen, zugleich aber auch Wettbewerb unter den Anbietern von Solarstrom auslösen, sodass sich tendenziell die Solaranlagen in effizienter Größe und Technologie und an günstigen Standorten durchsetzen könnten. Ökonomisch ist eine solche Sondermaßnahme für einzelne Technologien zwar nicht geboten, für die Akzeptanz im politischen Raum aber gegebenenfalls schwer zu vermeiden.

Ebenso ist es prinzipiell möglich, das Modell so zu erweitern, dass bestimmte Technologien (z. B. Solarenergie oder Off-shore-Wind) statt eines Grünstromzertifikats mit einer höheren Zuteilungsrate an Grünstromzertifikaten pro MWh versehen werden (z. B. 1,5 oder 2), um die

Verbreitung dieser Technologien besonders anzureizen, wie dies z. B. in Großbritannien der Fall für Off-shore-Windanlagen ist. Dasselbe kann auch für besondere Standorte (z. B. besonders verbrauchsnahe) oder Anlagengrößen gelten. Problematisch an einer solchen Ausdifferenzierung von Zuteilungsraten ist jedoch wiederum die Entfernung vom Marktmechanismus, sodass (oftmals kurzfristige) politische Erwägungen und der Einfluss von Interessenverbänden schnell wieder die Oberhand über Effizienz- und Umweltüberlegungen bekommen können, wie die Historie des EEG belegt. Aus ökonomischer Sicht ist daher von einer solchen Ausdifferenzierung nach Technologien und Anlagengrößen abzusehen. Eine Differenzierung nach Standorten kann jedoch ökonomisch sinnvoll sein, sofern sich die Ausdifferenzierung an vermiedenen Netzausbaukosten orientiert.

### 3. Quotenvorgaben für Verteilnetzbetreiber

Als Alternative zu einer Quotenvorgabe für EltVUs und bestimmte Energieverbraucher wäre es denkbar, die Quotenpflicht von x Prozent Grünstrom den Verteilnetzbetreibern aufzuerlegen. Wiederum wäre eine hinreichende Pönale bei Verfehlen des Ziels vorzusehen, um Ausweichverhalten unattraktiv zu machen.

Die Verankerung der Quotenpflicht bei den Verteilnetzbetreibern hätte zum einen den Vorteil, dass das Modell der Logik des EEG am ähnlichsten ist, da es Netzbetreiber in die Pflicht nimmt, hinreichende Mengen an grünem Strom aufzunehmen. Zudem entsteht keine Konkurrenzsituation mit ausländischen Anbietern, da die Netze regional bzw. lokal sind. Zudem hätten Netzbetreiber gegebenenfalls Anreize, die Kosten für Netzausbau gering zu halten, sofern tatsächlich durch die Regulierung der Netzentgelte hinreichende Effizianzanreize generiert werden können.

Ein wesentlicher Nachteil eines solchen Modells besteht jedoch darin, dass aufgrund der natürlichen Monopoleigenschaften des Netzes und des daher fehlenden Wettbewerbs der Effizienzdruck für die Netzbetreiber geringer ist als bei den EltVUs und großen Energieverbrauchern, die tatsächlichem Wettbewerb auf Märkten ausgesetzt sind und daher stärkere Anreize haben, eine kostenminimale Form der Beschaffung von Grünstrom bzw. Grünstromzertifikaten zu suchen. Bei Netzbetreibern besteht hingegen trotz Regulierung in der Praxis die Gefahr, dass auch vermeidbare Kosten leichter an die Nachfrager durchgereicht werden können. Die Diskussionen um die Anerkennung der Kosten der Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie in der regulatorischen Praxis illustrieren dies. Ein weiterer Nachteil einer Quo-

tenvorgabe für Verteilnetzbetreiber könnte dann darin liegen, dass – je nach Effizienz der Regulierung der Netzentgelte und der Anerkennung von Kosten – auch weniger effiziente Standorte und Technologien für die Grünstromerzeugung gewählt werden, sofern sich auch ineffiziente Kosten faktisch anerkennen lassen. Des Weiteren können effiziente „Make-or-Buy“-Entscheidungen nicht getroffen werden, ohne dass es zu Problemen mit den europäischen Unbundlingvorschriften kommt, da Netzbetreiber nur sehr begrenzt über eigene Stromerzeugungskapazitäten verfügen dürfen.

Schließlich ist auch perspektivisch eine Integration des Modells mit anderen europäischen Quotenmodellen wie in Schweden oder gegebenenfalls den Niederlanden schwieriger, da zumindest in Schweden die Quotenvorgaben ebenfalls dem Elektrizitätsversorgern und Energieverbrauchern, welche Strom selbst erzeugen oder im Großhandel erwerben, auferlegen und nicht den Netzbetreibern.<sup>119</sup>

#### 4. Quotenvorgaben für Stromerzeuger

Als dritte Alternative eines Quotenmodells wäre es prinzipiell auch möglich, Energieerzeuger zu verpflichten, einen bestimmten Prozentsatz  $x$  an Grünstrom entweder selbst zu erzeugen oder aber über handelbare Grünstromzertifikate die Grünstromproduktion an anderer Stelle nachzuweisen. Die Pflicht des Nachweises der Grünstromzertifikate läge also allein bei denjenigen, die auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von elektrischer Energie als Anbieter auftreten.

Der Vorteil dieses Modells läge darin, dass keine Differenzierung in der Behandlung zwischen EltVU und bestimmten Energieverbrauchern, welche Strom selbst erzeugen, importieren oder an der deutschen Strombörse beschaffen, notwendig wäre. Zugleich wäre aber auch eine beihilfenrechtskonforme Entlastung für stromintensive Unternehmen schwieriger zu gestalten, da dies über Rückvergütungen o.ä. zu geschehen hätte. Grund dafür ist, dass bei einer Pflicht für die Energieerzeuger, Grünstrom zu vertreiben, die höheren Kosten des Grünstrombezugs bzw. seiner Erzeugung pauschal im Preis pro kWh Strom enthalten wären.

Problematisch wäre auch, dass bei einer Auferlegung der Pflicht für Erzeuger, die in Deutschland Strom verkaufen, fraglich ist, wie mit ausländischen Anbietern umgegangen wird, die in

---

<sup>119</sup> In den Niederlanden haben sich aktuell die Betreiber von Kohlekraftwerken zu einer Grünstromquote ab 2015 verpflichtet.

Deutschland anbieten oder anbieten möchten. Noch komplizierter ist es zu lösen, wie ausländische Anbieter behandelt werden, die Strom an ausländische Nachfrager an der Börse in Leipzig verkaufen. Die zunehmende Internationalisierung sowie die nicht unerheblichen Kontrollprobleme sprechen somit dagegen, die Quotenvorgaben den Stromerzeugern aufzuerlegen. Ein weiterer Nachteil dieser Variante liegt darin, dass das Modell weniger gut integrierbar ist mit Quoten-Modellen in Schweden und anderen EU-Mitgliedstaaten, die bei den Energienachfragern ansetzen. Um die Vorteile einer länderübergreifenden marktorientierten Förderung von erneuerbaren Energien in der EU zu realisieren, ist es sinnvoll, ein Fördersystem zu etablieren, das möglichst kompatibel ist mit Fördersystemen in anderen Mitgliedstaaten. Dies ist bei einer Quotenvorgabe für Stromerzeuger nicht gegeben.

### *III. Hybride Systeme aus Quotensystemen mit Marktprämien*

Neben den bisher vorgestellten Modellen sind auch hybride Modelle denkbar, in dem ein Quotensystem mit Marktprämien kombiniert wird. In einem solchen hybriden System würde, genau wie bei reinen Quotensystemen, der Grünstromerzeuger die prinzipielle Verantwortung für die Vermarktung des erzeugten Stroms sowie der Grünstromzertifikate tragen. Um jedoch die Verbreitung erneuerbarer Energien noch stärker anzureizen, könnte ein solches System mit einer Marktprämie gekoppelt werden, sodass für jede MWh vermarkteten Grünstroms zusätzlich zum Verkaufspreis eine Prämie von  $y$  % ausgezahlt wird.

Würde eine solche Prämie jedoch pauschal über alle Technologien, Standorte und Anlagengrößen gezahlt, so ist zu erwarten, dass zusätzliche Anreize zum Ausbau erneuerbarer Energien nur dann durch die zusätzliche Marktprämie entstehen, wenn diese so hoch angesetzt wird, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von den Gestehungskosten her auch in der Vermarktung (also nicht im Eigenverbrauch) konkurrenzfähig ist mit konventionellen Energieträgern. Dies mag für On-shore-Windenergie und Biomasse nicht unrealistisch sein. Anderenfalls jedoch wird die Marktprämie vor allem den Preis für Grünstromzertifikate drücken. Die zusätzliche Vergütung der grünen Stromerzeugung durch Marktprämien würde am Markt gewissermaßen mit den Grünstromzertifikaten „verrechnet“, sodass die Summe aus den Erlösen aus der Vermarktung von Grünstromzertifikaten und Marktprämie nicht höher ausfallen würde als eine alleinige Vermarktung von Grünstromzertifikaten ohne Marktprämie. Der Grund dafür ist, dass die festgelegte Quote an Grünstromzertifikaten den Ausbau an erneuerbaren Energien steuert, sodass zusätzliche Anreize tendenziell redundant werden, da sie substitutiv zueinander wirken und nicht komplementär.

Jedoch kann eine Marktprämie (a) den Technologiemarkt innerhalb des Sektors der erneuerbaren Energien beeinflussen und (b) Anreize bieten, verstärkt in Speichertechnologien zu investieren. Der Technologiemarkt kann deshalb durch eine Marktprämie beeinflusst werden, weil die nicht fluktuierenden erneuerbaren Energien stärker von einer Marktprämie profitieren sollten als fluktuierende erneuerbare Energien, sofern die Marktprämie nicht als fixer Geldbetrag, sondern als prozentualer Aufschlag auf die Vermarktungserlöse definiert wird. Letztere speisen vor allem dann ein, wenn die Wetterbedingungen eine hohe Erzeugung ermöglichen und daher auch die Spotmarktpreise gering sind, sodass auch eine etwaige prozentuale Marktprämie relativ gering ausfällt. Die nicht fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann hingegen auch ganz bewusst in Zeiten hoher Strompreise genutzt werden, in denen auch die entsprechende Marktprämie höher ausfallen würde, sofern sie als Prozentsatz des erzielten Strompreises ausgestaltet ist. Somit könnte die Marktprämie dazu beitragen, die Attraktivität der nicht-fluktuierenden erneuerbaren Energien im Vergleich zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien zu steigern.

Die Erfahrung aus anderen Ländern zeigt jedoch, dass verschiedene hybride Systeme vor allem dann eingesetzt werden, wenn bestimmte Technologien (wie z. B. die Solarenergie) oder Anlagegrößen besonders gefördert werden sollen. Hier kann eine Marktprämie in der Tat Wirkung entfalten. Allerdings wird bei einer besonderen Förderung der Photovoltaik gerade die Attraktivität einer fluktuierenden erneuerbaren Energieart im Vergleich zu den nichtfluktuierenden erneuerbaren Energien erhöht.

Kritisch ist zudem anzumerken, dass eine Marktprämie zugleich die Komplexität des Förder-systems erhöht und zudem ein Einfallstor für die volkswirtschaftlich unproduktive Einflussnahme von Interessenverbänden steigert und leicht zum Spielball kurzfristiger politischer Interessen wird. Aus diesen Gründen ist die Einführung einer Marktprämie als Ergänzung zu einem Quotensystem eher kritisch zu bewerten.

#### *IV. Ökonomische Bewertung der Systeme – Identifikation eines präferierten Systems*

Aus ökonomischer Sicht ist zunächst festzuhalten, dass keine der vorgestellten Reformoptionen in der Lage ist, sämtliche der in Abschnitt B.I diskutierten Ziele simultan zu erreichen, und sich auch nicht sämtliche Probleme der Energiewende (wie z. B. der erhöhte Netzausbaubedarf) allein durch eine Reform der Förderung der erneuerbaren Energien lösen lassen, sofern nicht sehr grundlegende Änderungen vorgenommen werden (wie die Umlage der Kosten für den erforderlichen Netzausbau und erhöhten Regelenergiebedarf auf die Erzeuger von

Strom aus erneuerbaren Energien). Dies wäre zwar ökonomisch äußerst sinnvoll, aber politisch wohl kaum durchsetzbar. Von daher kann eine Bewertung nur durch eine vergleichende Betrachtung der realisierbaren Systeme erfolgen.

Ganz grundsätzlich wäre eine Internalisierung der externen Kosten des Klimawandels am besten durch ein möglichst viele Sektoren umfassendes, globales CO<sub>2</sub>-Handelssystem wünschenswert. Die Realisierung einer solchen Option in der absehbaren Zukunft erscheint jedoch hinreichend unrealistisch, sodass alternative Lösungen erforderlich sind.

Die stärkste marktwirtschaftliche Orientierung bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weisen Quotensysteme auf. Der Vorteil von Quotensystemen besteht darin, dass lediglich eine Zubaurate an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien staatlich festgelegt werden muss, sodass der politisch gewünschte Zubau neuer Kapazitäten passgenau erfolgen kann und auch der dafür erforderliche Netzausbau gut planbar und vorhersehbar ist. Die notwendige Förderung ergibt sich hier im Wettbewerb endogen, sodass sinkende Produktionskosten sich in sinkenden Förderkosten pro kWh Grünstrom reflektieren.

Administrativ festgelegte einheitliche Einspeisetarife können zwar bereits erhebliche Schwächen des EEG in seiner aktuellen Ausgestaltung vermeiden, bringen aber nach wie vor die Probleme staatlich administrierter Preise mit sich. Die Zubaumenge pro Jahr ist aufgrund der Schwierigkeit, Preisentwicklungen bei Solarpanels, Windrädern, etc. korrekt zu antizipieren, ebenfalls nur sehr schwer zu prognostizieren, sodass auch der Netzausbaubedarf schwer planbar bleibt und auch das Problem einer potenziellen Überförderung fortbesteht. Administrativ oder politisch festgelegte Einspeisetarife sind daher bestenfalls als Übergangslösung sinnvoll.<sup>120</sup>

Auch das Modell kompetitiver Ausschreibungen leidet daran, dass nach wie vor ein hoher politischer bzw. administrativer Planungsbedarf in Bezug auf die gewünschten Losgrößen, Standorte, Zeitpunkte etc. besteht. Kompetitive Ausschreibungen haben zwar den Vorteil, dass – genau wie bei Quotensystemen – eine passgenaue Mengensteuerung möglich ist und somit der Netzausbaubedarf gut planbar wird. Jedoch kann sich der Wettbewerb unter Technologien, Anlagengrößen und Standorten nur insoweit entfalten, wie die Ausschreibungen dies zulassen. Ein unternehmerisches Tätigwerden ist nur bei öffentlichen Ausschreibungen möglich, unternehmerische Betätigung auf originäre Eigeninitiative hin ist hingegen kaum

---

<sup>120</sup> Vgl. Sachverständigenrat, a.a.O., 2011.

attraktiv. Zudem müssen zahlreiche Vertragsparameter in den Ausschreibungen ex ante spezifiziert werden, sodass sich der Wettbewerb um effiziente Grünstrom-Beschaffungsverträge nicht so entwickeln kann wie in einem Quotenmodell.

Die meisten Vorzüge bietet daher aus ökonomischer Sicht ein quotenbasiertes Modell. Dabei bietet es sich an, die Quote den EltVUs und bestimmten Stromverbrauchern aufzuerlegen wie in Abschnitt F.II.2 beschrieben. Der wesentliche Grund dafür ist der Wettbewerb, in dem die EltVUs auf dem Stromendkundenmarkt stehen bzw. die Stromverbraucher und stromintensiven Industrien auf ihren jeweiligen Märkten. Durch diesen Wettbewerbsdruck werden die EltVUs und die betroffenen Stromverbraucher dazu motiviert, eine möglichst effiziente Beschaffung von grünem Strom zu suchen, sodass sich zum einen effiziente Vertragsformen herausbilden sollten, zum anderen effiziente Technologien, Standorte und Anlagengrößen gewählt werden.

Eine Ausdifferenzierung der Zertifikate-Zuteilungen nach Standortwahl, Anlagengrößen und Technologien mag zwar rein theoretisch sinnvoll erscheinen, erfordert aber ein erhebliches Wissen der zuständigen Behörde, steigert die Komplexität des Fördersystems erheblich und macht es zugleich anfälliger für kurzfristig orientierte politische Einflussnahme jenseits von Sacherwägungen. Denkbar mag jedoch sein, die politische Akzeptanz für die Umstellung der Förderung zu erhöhen, in dem zumindest temporär ein gewisser „Schutzzaun“ um die Förderung der Photovoltaik gezogen wird. So wäre es möglich, einen Teil der Quote (z. B. 20 %) speziell für Solarstrom festzuschreiben. Aus ökonomischer Perspektive mindert dies allerdings die Effizienzvorteile des präferierten Systems, sodass es rein ökonomisch gesehen nicht ratsam ist, Sondertatbestände dieser Art zu schaffen.

#### *V. Juristische Bewertung des präferierten Systems*

Das hier entwickelte Quotenmodell begegnet keinen rechtlichen Risiken – weder aus europarechtlicher noch aus verfassungsrechtlicher Sicht.

##### **1. Sekundärrechtliche Bewertung am Maßstab der Richtlinie 2009/28/EG**

Es wurde bereits umfassend dargestellt (in Abschnitt B.III.2.), dass die Richtlinie 2009/28/EG ein Quotenmodell gleichermaßen zulässt und es auch im Falle der Entscheidung für dieses Modell dem Mitgliedstaat freigestellt ist, ob er im Ausland erzeugte erneuerbare Energie genauso fördern will wie die im Inland erzeugte erneuerbare Energie. Das vorliegend entwickelte Modell geht zunächst durch die räumliche Beschränkung der Anerkennung von zertifika-

teberechtigten Anlagen auf das deutsche Territorium von einem auf deutsche Erzeuger erneuerbarer Energien beschränkten Modell aus. Dieses kann aber – wie im Fall Schwedens und Norwegens – auf weitere Länder erweitert werden. Sekundärrechtliche Bedenken bestehen daher nicht.

## 2. EU-primärrechtliche Bewertung am Maßstab des Beihilfenverbots und der Warenverkehrsfreiheit

Auch die EU-primärrechtlichen Anforderungen werden erfüllt.

### a) EU-Beihilfenverbot aus Art. 107 Abs. 1 AEUV

Hier könnte mit Blick auf das angesprochene ETS-Urteil<sup>121</sup> fraglich sein, ob nicht die Schaffung einer Möglichkeit, kostenlos Zertifikate zu erlangen, die anschließend kostenpflichtig an andere Unternehmen zur Erfüllung der Quote übertragen werden können, einen Verzicht auf hoheitliche Einnahmen und damit eine Belastung staatlicher Haushalte darstellt und folglich staatliche Mittel im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV betroffen sind. Die Einnahmen aus Zertifikaten sollen jedoch zu keinem Zeitpunkt in den staatlichen Haushalt fließen. Es werden auch nicht bestimmten Unternehmen an sich kostenpflichtige Zertifikate kostenlos zur Verfügung gestellt, sondern vielmehr bestimmten Unternehmen für eine Leistung (nämlich die Erzeugung erneuerbarer Energien) Zertifikate erteilt, die dadurch einen ökonomischen Wert erlangen, dass andere Unternehmen diese Zertifikate angesichts einer Quotenpflicht erwerben müssen. Dieser Erwerb wird jedoch – wie im Fall des jetzigen EEG – ausschließlich privatwirtschaftlich abgewickelt.

Möglicherweise könnte allerdings die Sanktion im Falle der Nichterfüllung der Quote die Auskehrung von Zertifikaten zu staatlichen Mitteln transformieren, obgleich nicht jeglicher Sanktion für die Nichterfüllung gesetzlicher Pflichten eine solche Wirkung zukommen kann. In diese Richtung lässt sich jedoch das ETS-Urteil des EuG verstehen, das für den Fall eines Emissionshandels auf die Möglichkeit abstellt, dass deren Erwerb die Unterwerfung unter eine Sanktion verhindert,<sup>122</sup> was in einem Quotenmodell ja vergleichbar der Fall ist. Allerdings ist es einem EE-Stromzertifikatehandel immanent, dass die Zertifikate an die Erzeuger erneuerbarer Energien kostenlos abgegeben werden. Anders ergibt ein derartiges System keinen Sinn. Insofern trifft die Ausführung des EuG, dass die unentgeltlich bereit gestellten Zer-

---

<sup>121</sup> EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 63 ff.) – ETS.

<sup>122</sup> EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 75) – ETS.

tifikate auch „verkauft oder versteigert werden“<sup>123</sup> könnten, faktisch nicht zu, da es geradezu ein systemprägendes Merkmal des EE-Quotenmodells ist, dass die Zertifikate kostenlos an die EE-Erzeuger erteilt werden. Daher dürfte die ETS-Rechtsprechung nicht übertragbar sein. Im Übrigen wurde oben dargelegt (Abschnitt B.II.3.a.), dass der EuGH zwar die PreussenElektra-Rechtsprechung „aufweicht“. Vorliegend erfolgt aber kein Mehr an staatlicher Beeinflussung des Handels mit erneuerbaren Energien als im EEG-Modell bzw. im ursprünglichen Modell des Stromeinspeisungsgesetzes, wie es der EuGH im Fall PreussenElektra beurteilt hat. So wird insbesondere kein Fonds geschaffen, in dem irgendwelche EEG-Mittel fließen und der von der öffentlichen Hand gesteuert wird (wie in der Wienstrom-Entscheidung<sup>124</sup>). Letztlich wird der staatliche Einfluss auf die konkreten Mittelflüsse sogar zurück genommen, da nicht mehr bestimmte Produzenten garantierte Abnahmepreise erlangen, sondern eine marktwirtschaftliche Erfüllung der Quotenpflicht und damit der Vertragswahl für den Ankauf erneuerbarer Energien erfolgt. Es ist daher insgesamt eher davon auszugehen, dass keine Begünstigung aus staatlichen Mitteln vorliegt.

Im Übrigen wären nach der Rechtsprechung zu selektiven Begünstigungen entsprechender Regeln auch diese zu verneinen. Insoweit prüft die Kommission und die Rechtsprechung wie bei Steuerbeihilfen ausgehend von einem Benchmark als Bezugspunkt, ob eine (begünstigungsrelevante) Privilegierung dergestalt erfolgt, dass unter „individueller“ Abweichung von diesem Benchmark ein Vorteil erzielt wird, weil Unternehmen, die tatsächlich oder rechtlich in einer vergleichbaren Situation sind, unterschiedlich behandelt werden. Ferner ist sodann zu prüfen, ob eine Rechtfertigung der Differenzierung durch die Natur oder den Aufbau des Systems möglich ist.<sup>125</sup> Vorliegend ist der Benchmark die Bereitstellung von Zertifikaten nur für Erzeuger erneuerbarer Energien. Insoweit finden sich die Erzeuger anderer Energieformen nicht in einer vergleichbaren tatsächlichen Lage, da sie konventionell Strom erzeugen. Vor dem Hintergrund des Ziels, einer Förderung der als ökologisch vorzugswürdig angesehenen Erneuerbaren Energien, wird damit aber jedenfalls systemimmanent zutreffend differenziert. Daher scheidet auch eine selektive Begünstigung im Sinne der EuGH-Rechtsprechung aus. Auch rechtlich besteht der Unterschied darin, dass nach der Richtlinie 2009/28/EG ein Quo-

---

<sup>123</sup> A. a. O.

<sup>124</sup> EuGH, Rs. C-384/07, Slg. 2008, I-10393 – Wienstrom.

<sup>125</sup> Vgl. zur drei-schrittigen Prüfung für den Zertifikatehandel EuG Rs. T-233/04, Slg. 2008, II-591 (Rn. 84 ff.) – ETS und ebenso EuGH, Rs. C-279/08 P, n.n.i.Slg., Rn. 62 – ETS; in Steuerfällen zuletzt *Bartosch*, EuZW 2010, S. 12 m.w.Nachw.

tenfördermodell nur für erneuerbare Energien und nicht für die konventionelle Energieerzeugung zulässig ist.

Solange der EuGH demnach seine Rechtsprechung zu den Tatbestandsmerkmalen der Selektivität und der staatlichen Mittelherkunft nicht nachhaltig relativiert, wird auch das hier vorgeschlagene Quotenmodell die Anforderungen an die Annahme des Vorliegens staatlicher Mittel nicht erfüllen. Jedenfalls entstehen keine zusätzlichen Risiken im Vergleich zum Einspeisemodell. Dieses Ergebnis ist auch insoweit stimmig, als die Richtlinie 2009/28/EG ein Quotenmodell gleichermaßen zulässt. Dann wäre es aber widersinnig diese sekundärrechtliche Zulässigkeit primärrechtlich zu konterkarieren. Unabhängig davon wird zu erwägen sein, informell oder im Wege der Notifizierung als Nicht-Beihilfe insoweit Rücksprache mit der Kommission vor Einführung des Quotenmodells zu halten.

#### b) Warenverkehrsfreiheit aus Art. 34 AEUV

Noch klarer ist die Situation in Bezug auf die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV. Denn hier ergibt sich kein Unterschied zwischen dem Quotenmodell und dem Einspeisemodell, da beide Modelle die Förderung auf die im Inland produzierten erneuerbaren Energien beschränken und damit eine identische Einschränkungswirkung für den freien Warenverkehr bedingen. Da dies jedoch sekundärrechtlich zulässig ist, muss mit derselben Argumentation, mit der oben die Kompatibilität des Einspeisemodells mit der Warenverkehrsfreiheit festgestellt wurde (Abschnitt B.III.3.b), auch von der diesbezüglichen Europarechtskompatibilität des Quotenmodells ausgegangen werden.

### 3. Verfassungsrechtliche Vorgaben

Mit Blick auf die verfassungsrechtlichen Vorgaben bedingt das hier entwickelte Quotenmodell sogar einen sowohl grundrechtlichen als auch finanzverfassungsrechtlichen Verbesserungseffekt. So wird in grundrechtlicher Sicht die Eingriffsintensität reduziert, da es immerhin dem Markt überlassen wird, wie die Quotenpflicht erfüllt wird, sodass eine spezifische Begünstigung einzelner EE-Erzeuger nicht mehr erfolgt. Daher muss mit den oben angeführten Gründen erst Recht von der Grundrechtskonformität ausgegangen werden (dazu oben Abschnitt III.4.a). Besonders deutlich sind die Auswirkungen jedoch für die finanzverfassungsrechtliche Bewertung: Im Quotenmodell wird das für das Einspeisemodell zwar zweifelhafte, aber wohl zu bejahende Merkmal einer Sonderabgabe nicht erfüllt werden, da nicht mehr eine Umlage generiert und weitergewälzt wird, sondern eine bloße (indirekte) Pflicht zum Ankauf

von Zertifikaten über die Quotenpflicht erzeugt wird, die jedoch in einem nicht näher koordinierten Marktmechanismus erfüllt wird. Es fehlt damit die hoheitliche Steuerung der Finanzflüsse wie im Fall der EEG-Umlage. Daher dürfte der Vorwurf der Finanzverfassungswidrigkeit schon mangels Vorliegens einer Sonderabgabe ausscheiden.

#### 4. Fazit

Damit stellt sich das vorliegend entwickelte Quotenmodell als europarechts- und verfassungsrechtskonform da. Zusätzliche rechtliche Risiken im Vergleich zu einem Einspeisemodell werden nicht begründet. Vielmehr führt das Quotenmodell dazu, dass die erheblichen finanzverfassungsrechtlichen Bedenken, die zu Recht gegenüber dem Einspeisemodell geltend gemacht werden, gar nicht erst entstehen.

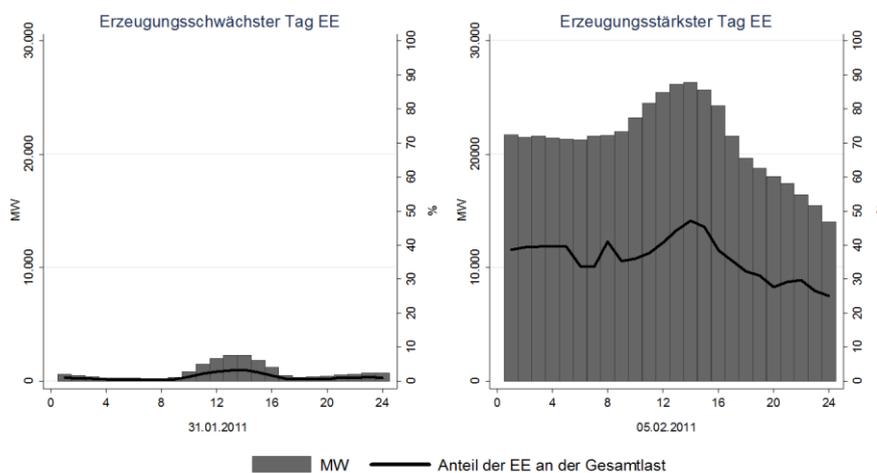
#### VI. *Sicherstellen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit*

Eine wichtige und aktuell stark umstrittene Frage im Kontext der Energiewende ist die, wie bei einem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien und der dadurch zunehmenden Fluktuation der Erzeugung nicht nur die *netzseitige* Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, sondern auch *erzeugungsseitig* durch ausreichende Stromerzeugungskapazitäten die Versorgungssicherheit sichergestellt werden kann. Befürchtet wird insbesondere, dass sich der notwendige Schattenpark an konventionellen Kraftwerken nicht entwickeln wird, da die hohen Fixkosten eines Kraftwerks nicht mehr gedeckt werden können, wenn die Kraftwerke ggf. nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr für die Stromerzeugung benötigt werden. Daher stellt sich die Frage, ob ein neues Design des Stromerzeugungsmarktes erforderlich ist. Sind Subventionen für den Kraftwerksbau oder andere staatliche Markteingriffe notwendig, um die Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu gewährleisten?

Grund für diese Überlegungen ist der geplante massive Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, welcher nicht ohne Probleme für die zukünftige Versorgungssicherheit in Deutschland ist. Dies ist insbesondere der Volatilität in der Stromerzeugung durch Wind- und Solarenergie und ihrer damit einhergehenden geringen verlässlichen Verfügbarkeit geschuldet. Gerade Wind- und Solarenergie, die den weitaus größten Teil der erneuerbaren Energien stellen, sind gänzlich von den äußeren Witterungsbedingungen abhängig und somit

nicht steuerbar. Stellten diese im Jahr 2010 34,4% der Nettoengpassleistung, betrug ihre tatsächlich erzeugte Leistung trotz garantiertem Einspeisevorrang gerade einmal 9,0%.<sup>126</sup> Eine Betrachtung des erzeugungsstärksten sowie des erzeugungsschwächsten Tages innerhalb der ersten Jahreshälfte des Jahres 2011 zeigt deutlich die Fluktuation in der Verfügbarkeit (vgl dazu auch Abbildung 6). Während am erzeugungsstärksten Tag rund 36% der gesamten Tageslast alleine durch Wind- und Solarenergie gedeckt werden konnten, betrug dieser Anteil am 31.01.2011 gerade einmal 1,2%.<sup>127</sup>

Abbildung 6: Maximum und Minimum der Wind- und Solareinspeisung, Deutschland



Quelle: Böckers et al. (2012).

Um zu gewährleisten, dass die Nachfrage auch zu Zeiten gedeckt wird, in denen durch erneuerbare Energien kein oder kaum Strom erzeugt wird, muss daher ein „Schattenpark“ an konventionellen Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden. Dabei ist erforderlich, dass die Kraftwerke dieses Schattenparks über ein flexibles An- und Abfahrtsverhalten verfügen, um so auch kurzfristig verfügbar zu sein. Zugleich müssen die Kraftwerke aber auch in der Lage sein, gegebenenfalls auch über einen längeren Zeitraum hinweg zu produzieren. Deshalb sind zukünftig weitreichende Veränderungen im deutschen Kraftwerksmix zu Lasten der Grund- und Mittellastkraftwerke hin zu mehr gasbetriebenen Erzeugungstechnologien zu erwarten.

<sup>126</sup> Vgl. BDEW, Stromzahlen 2011: Der deutsche Strommarkt auf einen Blick, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin 2011.

<sup>127</sup> Böckers/Giessing/Haucap/Heimeshoff/Rösch, Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 81, 2012, S. 73-90.

Allgemein begründen die erneuerbaren Energien eine Verschiebung in der Merit-Order, die mit steigenden Kapazitäten weiter zunimmt. Dies ist weitgehend unabhängig vom Fördermechanismus für erneuerbare Energien, da Strom aus erneuerbaren Energien keine oder sehr geringe variable Kosten aufweist. Durch die Rechtsverschiebung der Merit Order durch den zusätzlichen Strom aus erneuerbaren Energien wird somit das bis dahin teuerste Kraftwerke als preissetzendes Kraftwerk verdrängt. Dies führt dazu, dass der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt sinkt (der sogenannte Merit-Order Effekt), was sich wiederum in zweierlei Hinsicht negativ auf die übrigen Kraftwerke auswirkt. Aufgrund der Einheitspreisregel sind alle Kraftwerke von einem geringeren Börsenpreis betroffen. Da die Angebote allerdings lediglich die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke widerspiegeln, dient ein Einheitspreis allen außer dem preissetzenden Kraftwerk zur Deckung der Fixkosten. Sinkt der Börsenpreis nun dauerhaft auf ein – im Durchschnitt – deutlich geringeres Niveau, fallen auch die benötigten Deckungsbeiträge geringer aus, sodass einige Kraftwerke unter Umständen nicht mehr dazu in der Lage sind, ihre gesamten Vollkosten zu decken.

Einhergehend mit dem Preiseffekt ist auch ein Verdrängungseffekt zu beobachten. Zu Zeiten, in denen Strom aus erneuerbaren Energien einen großen Beitrag zur Nachfragedeckung leistet, werden weniger konventionelle Kraftwerke genutzt, sodass diese insgesamt eine geringere Anzahl an Stunden pro Jahr laufen und somit auch eine geringere Anzahl an erforderlichen Volllaststunden aufweisen können. Um dennoch die gesamten Vollkosten an den wenigen Einsatzstunden erwirtschaften zu können, wären dann prinzipiell höhere Großhandelspreise notwendig. Diese werden zukünftig zwar erreicht, wenn der Schattenpark einspringen muss, da dieser aus flexibleren aber teureren Erzeugungstechnologien besteht. Jedoch tragen diese Preise nicht zur Vollkostendeckung des gesamten Schattenparks bei, sofern Kraftwerke den erzeugten Strom zu Grenzkosten anbieten.

Die Einführung eines sog. Kapazitätsmarktes, wie sie aktuell von verschiedenen Stellen gefordert wird, stellt jedoch eine fundamentale Veränderung des derzeit bestehenden Systems dar. Neben der administrativen Festlegung einer Vielzahl von Stellschrauben, verkompliziert sich das bisher relativ einfache Marktsystem im Stromgroßhandel signifikant. Dies birgt die Gefahr von Designfehlern, die das Marktergebnis deutlich verzerren können. Daneben müssten die Kosten der Einführung und der Betreuung berücksichtigt werden. Praxisbeispiele wie etwa der Kapazitätsmarkt im PJM Marktgebiet in den USA zeigen zwar, dass Kapazitäts-

märkte dort für ausreichend Kapazitäten gesorgt haben,<sup>128</sup> unklar ist jedoch, welche Wirkungen das kontrafaktische Szenario eines Energy-Only Marktes fort entfaltet hätte. So gibt es keine wirklich stichhaltigen Belege dafür, dass das derzeitige Energy-Only System in Deutschland das Ziel der Versorgungssicherheit nicht erfüllen kann. Zu konstatieren ist allerdings, dass der fortschreitende Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien den Druck auf den konventionellen Kraftwerkspark erhöhen kann. Ein Kapazitätsmarkt stellt dafür eine mögliche Lösung dar, jedoch zu nicht unbeträchtlichen Kosten.

Anzumerken ist jedoch, dass ein Kapazitätsmechanismus sinnvollerweise auf europäischer Ebene implementiert werden sollte. Insellösungen einzelner Staaten würden den Bemühungen der Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für Strom entgegenwirken. Zwischen den unterschiedlichen nationalen Systemen würden dann Arbitragemöglichkeiten erwachsen, die Trittbrettfahren ermöglichen. Da das deutsche Marktsystem bisher noch keinem Stresstest ausgesetzt war und sich seit der Liberalisierung deutliche Überkapazitäten halten konnten, ist von einer kurzfristigen Einführung eines Kapazitätsmarktes und damit einer fundamentalen Veränderung des bestehenden „Energy Only“-Systems abzuraten. Kapazitätsmärkte können nur langfristig ihre Wirkung entfalten. Eine Änderung des Systems heute, verbunden mit einer wahrscheinlichen erneuten Änderung auf europäischer Ebene würde dem Ziel der Versorgungssicherheit eher schaden als nutzen.

Innerhalb des bestehenden Systems ist als eine leicht zu implementierende Maßnahme möglich, wie auch in Schweden eine bestimmte zuvor definierte Kapazität als strategische Kaltreserve auszuschreiben. Diese Kraftwerke müssten dann zu jedem Zeitpunkt zu einer vorher definierten Preisobergrenze von 3000 Euro pro MWh in den Markt bieten. Im Falle einer extremen Knappheit würden diese Kraftwerke dann gerufen werden. So würden der Preismechanismus und damit die dadurch induzierten Investitionsanreize nicht durch außermärkliche Maßnahmen beeinflusst werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass Kapazitätsmärkte zwar eine Maßnahme darstellen, um Versorgungssicherheit zu garantieren. Aufgrund der hohen Komplexität, des hohen Grades an staatlichen Eingriffen, der Anfälligkeit für Designfehler und der fraglichen Notwendigkeit ist von einer Einführung zum heutigen Zeitpunkt jedoch eher abzuraten. Empfohlen wird, das bestehende System lediglich moderat anzupassen und gegebenenfalls um eine Kaltreserve für

---

<sup>128</sup> Böckers/Giessing/Haucap/Heimeshoff/Rösch, a.a.O., 2012.

Notfälle zu erweitern, welche allerdings den Marktmechanismus an sich nicht beeinflussen sollte, sondern lediglich als Versicherung für Extremsituationen fungieren sollte. So kann dringenderen Problemen wie dem Netzausbau oder der Förderung nachfrageseitiger Reaktion, Vorrang gewährt werden.

Festzuhalten ist zudem, dass die etwaige Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen sich ganz allgemein daraus ergibt, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich stärker fluktuiert als die Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke. Dies ist weitgehend unabhängig von der konkreten Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien. Jedoch wird ein quotenbasiertes Fördersystem für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien das Problem der erzeugungsseitig induzierten Versorgungssicherheit lindern, da tendenziell weniger in die stark fluktuierende Solarenergie investiert werden wird. Des Weiteren ist denkbar, wie in Abschnitt F.III beschrieben, ein Quotensystem mittelfristig mit einer prozentual ausgestalteten Marktprämie zu kombinieren, um so Investitionen in nicht-fluktuierende erneuerbare Energien stärker anzureizen als Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien. Letzten Endes ist jedoch festzuhalten, dass die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nicht allein durch eine Umstellung des Fördersystems für erneuerbare Energien sichergestellt werden kann, sondern ggf. durch Kapazitätsmechanismen wie das Ausschreiben einer strategischen Kaltreserve komplementiert werden müssen. Ein stärker marktbasierter System wie ein Quotenmechanismus lindern das Problem jedoch, weil weniger starke Anreize bestehen, in fluktuierende Solarenergie zu investieren.

#### *VII. Szenarien für eine Transition zu einem veränderten Fördersystem*

Der Übergang zu einem veränderten Fördersystem sollte so erfolgen, dass die bis zu einem bestimmten, zuvor definierten Zeitpunkt errichteten Anlagen weiter dem EEG unterliegen, während alle nach der Umstellung errichteten Anlagen automatisch in das Quotenmodell einbezogen werden. Ein möglicher Umstellungszeitpunkt könnte der 1. Januar 2015 sein, sodass nach der Bundestagswahl im Jahr 2013 noch hinreichend Zeit wäre, im Jahr 2014 das novellierte EEG 2015 (vgl. dazu Abschnitt H) zu verabschieden.

Für alle bis zum 31. Dezember 2014 errichteten Anlagen würde somit ein Bestandschutz gelten, sodass auch für Investoren in erneuerbare Energien eine hinreichende Planungssicherheit bestehen würde.

Der Sachverständigenrat (2011) hatte zudem vorgeschlagen, vor dem Übergang zu einem Grünstromzertifikatesystem für eine möglichst kurze Übergangsperiode von maximal einem Jahr die Einspeisetarife im EEG zu harmonisieren, um den Ausbau an besonders ineffizienten Standorten zu bremsen.<sup>129</sup> Hier stellt sich zum einen das Abwägungsproblem, ob die Kosten einer mehrmaligen Änderung des Fördersystems in kurzer Zeit den Nutzen überwiegen, zum anderen die Frage nach der politischen Durchsetzbarkeit. Prinzipiell wäre eine Vereinheitlichung der Einspeisetarife bereits ein Schritt in die richtige Richtung, aufgrund der begrenzten Gültigkeit und etwaiger Umsetzungsprobleme aber gegebenenfalls auch verzichtbar vor der Einführung eines Quotensystems zum 1. Januar 2015.

Angesichts der vorgesehenen Bestandsschutzregeln bestehen auch keine verfassungsrechtlichen Bedenken gegenüber der hier vorgesehenen Transition. Erst wenn weiter geprüft würde, inwiefern ein Abschmelzen der Fördersätze auch für Bestandsanlagen zulässig wäre, stellten sich grundlegende verfassungsrechtliche Fragen.

---

<sup>129</sup> Vgl. *Sachverständigenrat*, a.a.O., 2011.

## G. Fazit und Empfehlungen

Im Rahmen der Energiewende soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ganz erheblich ausgebaut werden. Die bisherige Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch das EEG hat durch den planwirtschaftlichen Ansatz zahlreiche Verwerfungen und Ineffizienzen bewirkt. Neben dem ganz allgemeinen **klimapolitischen Versagen des EEG**, das aus dem unabgestimmten Nebeneinander von EEG und EU-ETS resultiert, ist vor allem auch ein massives **ordnungspolitisches Versagen** festzustellen. Das bisherige Fördersystem hat zu einer massiven **Überförderung einzelner Technologien** verbunden mit erheblichen **Überrenditen** geführt, Investitionen in **ineffiziente Technologien, Standorte und Anlagengrößen** induziert und Strom für die Verbraucher in Deutschland völlig unnötig verteuert. Wesentlicher Grund dafür ist die vollständige **Abwesenheit von wettbewerblichen Elementen** im Segment der erneuerbaren Energien. Zugleich hat sich gezeigt, dass die Ausbaugeschwindigkeit über die Anpassung der Einspeisetarife kaum steuerbar ist, sodass auch der Netzausbau schwer planbar ist und damit auch unnötig verteuert wird. Eine **Reform der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist daher dringend geboten**.

Aus einer rein theoretischen Perspektive wäre es wünschenswert, auf die massive Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme von Beihilfen für Forschung und Entwicklung vollständig zu verzichten und stattdessen die Defizite des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels im EU-ETS zu eliminieren. So könnte sichergestellt werden, dass CO<sub>2</sub> dort vermieden wird, wo dies am kostengünstigsten möglich ist. Die politische Durchsetzbarkeit eines solchen Vorschlags erscheint uns jedoch gering, sodass alternative Lösungen zu finden sind, die zumindest die massiven ordnungspolitischen Defizite des EEG vermeiden.

Das vorliegende Gutachten empfiehlt auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland und in ausgewählten europäischen Staaten eine **Umstellung des Fördersystems zum 1. Januar 2015** auf ein **quotenbasiertes Modell**, bei dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, stromintensive Unternehmen sowie Energieverbraucher im Ausmaße ihrer eigenen Stromerzeugung, der Importe und des an der deutschen Strombörse gekauften Stroms verpflichtet werden, einen jährlich steigenden Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Der Bezug dieses grünen Stroms muss nicht physisch erfolgen, sondern über entsprechende **Grünstromzertifikate** nachgewiesen werden. Als bisherige Elemente des EEG sollen Netzanschlussverpflichtung für Netzbetreiber und Einspeisevorrang zunächst beibehalten werden. Über Änderungen in dieser Hinsicht kann mittelfristig getrennt beraten werden, da dies prinzipiell unabhängig von

der Frage ist, ob eine preisliche Steuerung durch Einspeisetarife oder eine Mengensteuerung über Quoten und Zertifikate besser geeignet ist, die Ausbauziele der Energiewende kostengünstig und effektiv zu erreichen, ohne Industrie und Verbraucher unnötig übermäßig zu belasten.

In dem in diesem Gutachten entwickelten Modell sollten die Grünstromzertifikate handelbar sein, um eine möglichst effiziente Allokation der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Der **Handel der Zertifikate** selbst kann börslich oder außerbörslich erfolgen, allerdings müsste eine Registrierung der Zertifikate stattfinden. Diese Funktion sollte zunächst eine Aufsichtsbehörde übernehmen, mittelfristig kann dies aber auch ein privater Anbieter von Zentralverwahrdienstleistungen übernehmen wie dies z. B. auch bei privaten Wertpapieren und Staatsanleihen üblich ist.

Die Vorteile eines Quoten- bzw. Zertifikatesystems liegen zum einen in der Möglichkeit, die Ausbaugeschwindigkeit passgenau zu steuern und damit auch den Netzausbaubedarf besser planen zu können. Zum anderen führt der Wettbewerb innerhalb des Segments der erneuerbaren Energien dazu, dass tendenziell effiziente Technologien, Standorte und Anlagegrößen gewählt werden. Darüber hinaus ist ein solches System perspektivisch auch auf andere EU-Mitgliedstaaten ausdehnbar, da heute schon Schweden (zusammen mit Norwegen) ein sehr ähnliches Modell verfolgt und auch in den Niederlanden anscheinend darüber nachgedacht wird, einen ähnlichen Weg zu beschreiten. Dies entspricht auch den jüngsten Bestrebungen der Europäischen Kommission, einer Zersplitterung des Binnenmarktes durch national nicht kompatible Fördersysteme für erneuerbare Energien entgegenzuwirken.<sup>130</sup>

Aus politischer Sicht mag es opportun erscheinen, im Rahmen der Ausbauquote einen Teil der Quote als Sonderquote für die Photovoltaik zu reservieren, auch wenn dies aus ökonomischer Perspektive die Effizienz des anvisierten Fördermodells reduziert.

Die Formulierung eines entsprechenden **Gesetztextes** kann aufgrund der positiven Erfahrungen orientiert am schwedischen Recht erfolgen. Das hier aufgezeigte Modell ist dabei **europarechts- und verfassungsrechtskonform** und beseitigt sogar die berechtigten finanzverfassungsrechtlichen Bedenken gegenüber dem gegenwärtigen EEG-Modell.

---

<sup>130</sup> Vgl. Mitteilung der *Kommission* an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Erneuerbare Energien: Ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt, COM(2012) 271 final.

## **H. Formulierung eines möglichen Gesetzestextes bezogen auf die Kernvorschriften**

Entwurf eines Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien

(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2015)

Vorbemerkung: Die Kernvorschriften bestehen aus einem Teil 3, der den bisherigen Teil 3 des EEG 2012 zu den Vergütungsregeln und dem Weiterwälzungsmechanismus ersetzt und aus zwei zentralen Abschnitten besteht: Ein erster Abschnitt definiert die allgemeinen Quotenvorschriften und regelt damit die Adressaten entsprechender Quotenpflichten einschließlich des Sanktionsmechanismus und einer in Bezug genommenen Anlage, welche die Quotenpflicht näher illustriert. Der zweite Abschnitt regelt spiegelbildlich die entsprechende Zertifikateberechtigung der Erzeuger erneuerbarer Energien und setzt den Zertifikatehandel sowie das entsprechende Registrierungsverfahren auf. Schließlich muss als flankierende Zentralvorschrift eine Übergangsbestimmung normieren, dass für die Bestandsanlagen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des neuen EEG ein Bestandsschutz und damit die Anwendung der bisherigen EEG-Regeln greift.

Der vorliegende Gesetzestext orientiert sich dabei – ausgehend von der Struktur des EEG 2012 – am erfolgreich etablierten schwedischen Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien<sup>131</sup>. Teilweise dienten auch die Fördermodelle Rumäniens<sup>132</sup> und Großbritanniens<sup>133</sup> als Anschauungsbeispiel.

Im Einzelnen ergeben sich für diese beiden Abschnitte und den Zusatzparagrafen die folgende tabellarische Übersicht und im Einzelnen die anschließenden Regelungen mit entsprechender Begründung.

---

<sup>131</sup> Eine inoffizielle Übersetzung des schwedischen Gesetzestextes ist im WWW abrufbar unter: [http://res-legal.de/fileadmin/translations/Schweden\\_Gesetz\\_2003-113.pdf](http://res-legal.de/fileadmin/translations/Schweden_Gesetz_2003-113.pdf).

<sup>132</sup> Eine inoffizielle Übersetzung des rumänischen Gesetzestextes ist im WWW abrufbar unter: [http://res-legal.de/fileadmin/translations/Rumänien\\_Gesetz\\_220-2008.pdf](http://res-legal.de/fileadmin/translations/Rumänien_Gesetz_220-2008.pdf).

<sup>133</sup> Eine englische Version der Renewable Obligation Order 2009 ist im WWW abrufbar unter: <http://www.legislation.gov.uk/uksi/2009/785/contents/made>.

## Teil 3 Quotenpflicht

### Abschnitt 1 Allgemeine Quotenvorschriften

#### § 16 Quotenpflicht

#### § 17 Umfang und Berechnung der Quote

#### § 18 Ausnahmen

#### § 19 Beginn der Quotenpflicht

#### § 20 Anzeige- und Registrierungspflicht

#### § 21 Erklärungspflicht

#### § 22 Annullierung von Stromzertifikaten

#### § 23 Sanktion

#### § 24 Abmeldung von Quotenpflichtigen

### Abschnitt 2 Zuteilung von Zertifikaten, Zertifikatehandel

#### § 25 Zuteilung von Stromzertifikaten

#### § 26 Anerkennung von Anlagen

#### § 27 Stromzertifikateregister und Registrierung im Stromzertifikateregister

#### § 28 Antrag auf Registrierung im Stromzertifikateregister

#### § 29 Übertragung von Zertifikaten

#### § 30 Rechtsfolge einer Registrierung

#### § 55 Übergangsbestimmungen

### Anlage 1: Quotenpflicht

## Teil 3 Quotenpflicht

### Abschnitt 1 Allgemeine Quotenvorschriften

#### § 16 Quotenpflicht

(1) Derjenige, welcher der Quotenpflicht unterliegt, ist verpflichtet, am 1. April jeden Jahres im Besitz der Anzahl an Stromzertifikaten zu sein, die dem nach § 17 zu bestimmenden Verhältnis (Quote) bezogen auf den jeweiligen Verkauf bzw. auf den jeweiligen Verbrauch an Megawattstunden Strom im vorhergehenden Kalenderjahr (Berechnungsjahr) entspricht.

(2) Quotenpflichtig sind

1. Elektrizitätsversorgungsunternehmen,
2. Letztverbraucher in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben und
3. stromintensive Unternehmen.

#### § 17 Berechnung und Umfang der Quote

(1) Die Quote für das jeweilige Kalenderjahr ergibt sich nach den Vorgaben der Anlage I.

(2) Falls die berechnete Quote Stromzertifikate nicht zu einer vollen Zahl erfasst, ist auf die nächste volle Zahl abzurunden. Die Quotenpflicht hat mindestens immer ein Stromzertifikat zu umfassen.

(3) Bei der Berechnung der Quotenpflicht eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens entspricht der Verkauf von Strom eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens jener Menge Strom, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen dem Letztverbraucher oder dem stromintensiven Unternehmen im Berechnungsjahr in Rechnung gestellt hat und die nicht von der Quotenpflicht eines Letztverbrauchers im Sinne des § 16 Absatz 2 Nummer 2 oder eines stromintensiven Unternehmens erfasst wird.

(4) Bei der Berechnung der Quotenpflicht eines Letztverbrauchers oder eines stromintensiven Unternehmens entspricht der Teil des Verbrauchs, der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gekauft wurde, der Menge an Strom, die dem Letztverbraucher oder dem stromintensiven Unternehmen im Berechnungsjahr in Rechnung gestellt worden ist.

#### § 18 Ausnahmen

Keine Berücksichtigung bei der Berechnung der Quote findet

1. Strom, der zu dem Zweck in das Netz eingespeist wurde, die Funktion des Netzes aufrecht zu erhalten (insbesondere Ausgleichsenergie),
2. Strom, den der Letztverbraucher selbst produziert oder verbraucht hat, wenn der Generator der Anlage eine Nennleistung von höchstens 50 Kilowatt aufweist und
3. Strom, der bei der Stromproduktion verbraucht wurde.

## § 19 Beginn der Quotenpflicht

Die Quotenpflicht beginnt

1. mit der Lieferung von Elektrizität durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen,
2. mit dem Beginn des Stromverbrauchs durch einen Letztverbraucher im Sinne des § 16 Absatz 2 Nr. 2 oder
3. mit Erzielung des in § 3 Nummer 17 angegebenen Stromverbrauchs durch ein stromintensives Unternehmen.

## § 20 Anzeige- und Registrierungspflicht

(1) Derjenige, welcher der Quotenpflicht unterliegt, hat dies spätestens zwei Wochen nachdem die Quotenpflicht eingetreten ist, schriftlich bei der Aufsichtsbehörde anzuzeigen.

(2) Im Anschluss an die Meldung des Quotenpflichtigen hat die Aufsichtsbehörde den Quotenpflichtigen in einem Register zu registrieren.

(3) Ist der Quotenpflichtige seiner Anzeigepflicht nicht nachgekommen und hat die Aufsichtsbehörde davon Kenntnis erlangt, hat die Aufsichtsbehörde diesen zu registrieren. Vor der Registrierung hat die Aufsichtsbehörde dem Quotenpflichtigen Gelegenheit zu geben, sich zu den für die Registrierung erheblichen Tatsachen zu äußern.

## § 21 Erklärungspflicht

(1) Derjenige, der quotenpflichtig ist, hat spätestens bis zum 1. März jeden Jahres eine Erklärung bei der Aufsichtsbehörde einzureichen.

(2) Die Erklärung hat Angaben über

1. den verkauften und verbrauchten Strom, der als Berechnungsgrundlage der Quotenpflicht gemäß § 16 dient,
2. die Anzahl der Stromzertifikate, die gemäß § 22 zu annullieren sind, und, gegebenenfalls
3. den Stromverbrauch, der in § 18 Nummer 1 bis 3 beschrieben wird, zu enthalten.

## § 22 Annullierung von Stromzertifikaten

Die Aufsichtsbehörde hat am 1. April jeden Jahres die Anzahl von Stromzertifikaten auf einem Zertifikatekonto zu annullieren, die der Quotenpflichtige in seiner Erklärung gemäß § 21 Absatz 2 Nummer 2 angegeben hat.

## § 23 Sanktion

(1) Derjenige, der quotenpflichtig ist, hat der Aufsichtsbehörde eine Sanktionsgebühr für den Fall zu entrichten, dass die Anzahl der annullierten Stromzertifikate geringer ist als die Anzahl der Stromzertifikate, die er gemäß § 17 zu halten hat. Dies gilt unabhängig vom Zeitpunkt der Registrierung.

(2) Die Sanktionsgebühr wird für jedes einzelne Zertifikat bestimmt, das nicht auf dem Konto des Quotenpflichtigen annulliert werden konnte. Sie beträgt 150 Prozent des durchschnittlichen Zertifikatepreises im Zeitraum vom 1. April bis einschließlich zum 31. März des Berechnungsjahres.

## § 24 Abmeldung von Quotenpflichtigen

(1) Die Quotenpflicht endet ab dem Zeitpunkt, ab dem kein Strom mehr gemäß § 19 Nr. 1 geliefert, kein Strom mehr gemäß § 19 Nr. 2 verbraucht, oder der Strom nicht mehr im Ausmaß des § 19 Nr. 3 verbraucht wird.

(2) Derjenige, dessen Quotenpflicht nach Absatz 1 geendet hat, hat dies innerhalb von zwei Wochen ab dem Zeitpunkt der Beendigung der Quotenpflicht gemäß Absatz 1 schriftlich bei der Aufsichtsbehörde anzuzeigen. Die Aufsichtsbehörde hat denjenigen, der die Anzeige der Beendigung der Quotenpflicht vorgenommen hat, abzumelden.

(3) Hat die Aufsichtsbehörde berechtigten Grund zu der Annahme, dass die Quotenpflicht eines Quotenpflichtigen geendet hat, dieser jedoch eine Anzeige der Beendigung im Sinne des Absatz 2 unterlassen hat, hat die Behörde diesen abzumelden. Bevor die Behörde eine solche Abmeldung vornimmt, ist demjenigen, der von der Maßnahme betroffen ist, Gelegenheit zu geben, sich zu den für die Abmeldung erheblichen Tatsachen zu äußern.

(4) Hat die Quotenpflicht geendet, hat derjenige, der quotenpflichtig war, spätestens bis zum 1. März des Jahres nach dem Berechnungsjahr, in dem die Quotenpflicht endete, eine endgültige Erklärung einzureichen. Die Erklärung hat die in § 21 Absatz 2 genannten Angaben zu beinhalten. Die Aufsichtsbehörde hat am 1. April desselben Jahres jene Anzahl an Stromzertifikaten zu annullieren, die der Kontoinhaber in seiner endgültigen Erklärung angegeben hat.

## Abschnitt 2 Zuteilung von Zertifikaten, Zertifikatehandel

### § 25 Zuteilung von Stromzertifikaten

(1) Der Inhaber einer nach § 26 anerkannten Anlage ist zum Erhalt von Stromzertifikaten berechtigt, wenn die Gewinnung von Strom mittels ausschließlicher Verwendung der folgenden Technologien erfolgt ist:

1. Wasserkraft einschließlich Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie,
2. Windenergie,
3. solare Strahlungsenergie,
4. Geothermie,
5. Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

(2) Die Aufsichtsbehörde hat der zertifikateberechtigten Anlagenbetreiberin oder dem zertifikateberechtigten Anlagenbetreiber für jede Megawattstunde Erneuerbaren Stroms, der in seiner Anlage produziert wurde, ein Stromzertifikat zuzuteilen.

(3) Jedes Stromzertifikat hat eine Identifikationsnummer und Angaben über den Tag seiner Zuteilung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zu enthalten.

(4) Stromzertifikate können nur für den Strom zugeteilt werden, dessen eingespeiste Menge und Verteilung kontinuierlich gemessen wurde und über den der Aufsichtsbehörde Bericht erstattet wurde.

## § 26 Anerkennung von Anlagen

(1) Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber bedarf vor Erhalt von Zertifikaten einer Anerkennung durch die Aufsichtsbehörde.

(2) Eine Anerkennung bedarf eines vorangehenden schriftlichen Antrages durch die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber.

(3) Die Anerkennung ist zu erteilen, wenn die Anlage den Anforderungen nach § 25 Absatz 1 entspricht und alle notwendigen Vorrichtungen für die nach § 25 Absatz 4 vorgesehenen Pflichten vorhanden sind.

(4) Die Aufsichtsbehörde hat die Anerkennung einer Anlage zurückzunehmen, wenn die Anlage die Voraussetzungen für eine Anerkennung gemäß Absatz 1 bis 3 nicht mehr erfüllt oder die Anerkennung aufgrund falscher oder irreführender Angaben in einem Antrag auf Anerkennung erfolgt ist und diese Angaben für die Erteilung von Stromzertifikaten relevant waren.

## § 27 Stromzertifikateregister und Registrierung im Stromzertifikateregister

(1) Die Aufsichtsbehörde hat für jeden Quotenpflichtigen und jede Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber in einem Stromzertifikateregister ein Konto über die Stromzertifikate zu führen.

(2) Ein Stromzertifikat wird der zertifikateberechtigten Anlagenbetreiberin oder dem zertifikateberechtigten Anlagenbetreiber durch Registrierung auf ihrem oder seinem Konto zugeteilt. Die Aufsichtsbehörde hat die Registrierung unverzüglich nach Vorliegen des Berichts über die Stromproduktion des Anlagenbetreibers vorzunehmen.

## § 28 Antrag auf Registrierung im Stromzertifikateregister

(1) Der Antrag auf Registrierung im Stromzertifikateregister ist bei der Aufsichtsbehörde einzureichen. Er hat Angaben über die angestrebte Registrierung als Quotenpflichtiger oder Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber sowie Name und Postadresse des Antragstellers zu enthalten.

(2) Die Aufsichtsbehörde hat alle ihr bekannt gewordenen Angaben sowie den Zeitpunkt der Registrierung auf dem jeweiligen Konto nach § 27 Absatz 1 unverzüglich festzuhalten.

(3) Liegen der Aufsichtsbehörde nicht alle zur endgültigen Registrierung notwendigen Angaben vor, so kann sie die Angaben vorläufig erfassen.

## § 29 Übertragung von Zertifikaten

(1) Wird ein Stromzertifikat übertragen, so ist dieses auf Antrag des Übertragenden auf dem Konto des Übertragungsempfängers zu registrieren und auf dem Konto des Übertragenden zu löschen.

(2) Wird der Antrag zur Registrierung eines Zertifikates durch den Übertragungsempfänger gestellt, hat die Aufsichtsbehörde die Übertragung auf dem Zertifikatekonto des Übertragungsempfängers vorläufig zu registrieren (vorläufige Registrierung). Die Aufsichtsbehörde hat den vom Übertragungsempfänger benannten Übertragenden über den Vorgang zu unterrichten und ihm die Gelegenheit zur Äußerung binnen zwei Wochen einzuräumen. Erhebt der Übertragende innerhalb der Einwendungsfrist keine Einwände gegen den Antrag des Übertragungsempfängers, sind die übertragenen Zertifikate auf dem Konto des Übertragungsempfängers endgültig zu registrieren (endgültige Registrierung).

- (3) Der Antrag zur Übertragung von Zertifikaten hat Angaben zu beinhalten über
1. die angestrebte Registrierung als Übertragender oder Übertragungsempfänger,
  2. Name, Identifikationsnummer sowie Postadresse des Übertragenden,
  3. Name, Identifikationsnummer sowie Postadresse des Übertragungsempfängers,
  4. diejenigen Zertifikatskonten, welche die Übertragung betreffen und
  5. den Verkaufspreis für die Zertifikate.

Enthält ein Antrag auf Übertragung eines Zertifikates diese Angaben nicht, ist dem Antragsteller die Vervollständigung seines Antrags zu ermöglichen. Kommt der Antragsteller dieser Möglichkeit zur Vervollständigung nicht binnen eines angemessenen Zeitraums nach, hat die Aufsichtsbehörde den Antrag auf Registrierung der Übertragung abzulehnen.

(4) Eine Ablehnung einer Registrierung auf einem Zertifikatekonto kann die Aufsichtsbehörde auch dann vornehmen, wenn

1. ein Übertragender Einwände gegen den Antrag nach Absatz 2 erhebt und die Einwände nicht offensichtlich unbegründet sind oder
2. falls die beantragte Registrierung nicht mit der vorhandenen Registrierung vereinbar ist.

(5) Der Antrag ist vom Antragsteller bzw. dessen Bevollmächtigten eigenhändig zu unterzeichnen. Erfüllt der Antrag diese Anforderung nicht, ist der Antrag sofort abzulehnen.

(6) Hat die Aufsichtsbehörde eine Registrierung auf dem Zertifikatekonto vorgenommen, sind die von einer Änderung gegebenenfalls betroffenen Kontoinhaber schriftlich darüber in Kenntnis zu setzen.

(7) Die Aufsichtsbehörde hat Angaben auf dem Zertifikatekonto zu korrigieren, die offensichtliche Irrtümer infolge von Schreibfehlern, Rechenfehlern oder ähnlichen Fehlern oder infolge technischer Fehler beinhalten. Der betroffene Kontoinhaber ist darüber zu unterrichten. Erfolgt die Änderung zum Nachteil des Kontoinhabers, ist ihm Gelegenheit zur Äußerung zu geben.

### § 30 Rechtsfolge einer Registrierung

(1) Dem Inhaber eines Zertifikatekontos steht das Recht zu, über die auf seinem Konto registrierten Stromzertifikate zu verfügen. Dies gilt nicht bei einer Beschränkungen des Verfügungsrechts, soweit sie auf dem Stromzertifikatekonto ersichtlich sind.

(2) Wurde dasselbe Stromzertifikat auf mehrere Personen übertragen, hat diejenige Übertragung Vorrang, die zuerst registriert wurde. Dies gilt nicht, wenn dem Übertragungsempfänger im Zeitpunkt der Registrierung die vorangegangene Übertragung bekannt oder infolge grober Fahrlässigkeit unbekannt gewesen ist.

(3) Die Rechtsfolgen des Absatzes 2 betreffen sowohl die vorläufige als auch die endgültige Registrierung.

### § 55 Übergangsbestimmungen

Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, sind die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2014 geltenden Fassung anzuwenden.

...

## Anlage 1 Quotenpflicht

Kalenderjahr	Anzahl der Stromzertifikate pro verkaufter/verbraucher Mega-wattstunde Strom
2015	....
2016	....
2017...	...

## **Begründung**

### **zur Änderung des Erneuerbaren Energien-Gesetzes**

Nachfolgend werden die Änderungen der geltenden Rechtslage, die durch die Novellierung des EEG vorgenommen werden, begründet bzw. erläutert.

Im Einzelnen:

Die Vorschriften der §§ 16 bis 44 EEG 2012 werden als Bestandteil des Einspeisevergütungsmodells gestrichen. Sie werden durch die neu gefassten §§ 16 bis 30 ersetzt, die für die Förderung von Erneuerbaren Energien nun das Quotenmodell vorsehen.

Im Einzelnen:

Zu § 16

Die Quotenpflicht ist die Kernnorm des Quotenmodells. Der neue § 16 legt die der Quotenpflicht unterliegenden Adressaten fest, also die die Letztverbraucher versorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl. § 3 Nr. 5) sowie bestimmte Letztverbraucher und stromintensive Unternehmen selbst. Letztere sind zwar grundsätzlich auch indirekt oder direkt über die beiden ersten Varianten erfasst. Gleichwohl ist eine differenzierte Aufnahme der stromintensiven Unternehmen erfolgt, um die Möglichkeit einer differenzierten Quotenverpflichtung zu eröffnen, entsprechend der jetzigen Privilegierung von stromintensiven Unternehmen im Vergütungsmodell. Zudem normiert § 16, dass sich die (tabellarisch in der Anlage dargestellte) Quote in Relation zur Anzahl der Stromzertifikate pro verkaufter/verbrauchter Megawattstunde Strom ergibt.

Zu § 17

Der neu eingefügte § 17 konkretisiert die Berechnungsweise und den Umfang der Quote.

Zu § 18

In manchen Fällen spricht einiges dafür, bestimmten Strom von der Quotenpflicht auszunehmen. Hier ist eine weitere Ausdifferenzierung im politischen Prozess denkbar. Das schwedische Gesetz konkretisiert beispielsweise die betroffenen Prozentanteile des verbrauchten Stroms und die tatbestandlichen Bedingungen mit Blick auf den Strom, der im Herstellungsprozess eines stromintensiven Unternehmens verbraucht wird, weiter aus.

Zu § 19

Der neu eingefügte § 19 bestimmt den Beginn der Quotenpflicht.

Zu § 20

Der neu eingefügte § 20 normiert die Anzeige- und Registrierungspflichten.

## Zu § 21

Der neu eingefügte § 21 normiert die für das Quotenmodell und den Zertifikatehandel wichtige Erklärungspflicht. Im Rahmen der Erklärung werden die vorhandenen Zertifikate des Quotenpflichtigen geltend gemacht. Dabei ist dieser nicht verpflichtet, alle vorhandenen Zertifikate geltend zu machen. Vielmehr sind diese zeitlich unbegrenzt gültig und handelbar, bis sie zur Erfüllung der Quotenpflicht eingereicht werden. Eine zeitliche Begrenzung der Gültigkeit der Zertifikate ist dennoch denkbar. Eine solche könnte beispielsweise wie folgt lauten: „Der Quotenpflichtige ist berechtigt, im Rahmen seiner Erklärungspflicht nach Absatz 2 Nummer 2 alle diejenigen Stromzertifikate geltend zu machen, die er innerhalb des Berechnungsjahres erworben hat. Ein einmaliger Übertrag ins Folgejahr ist möglich.“ Zu kontrollieren ist, ob der Verwaltungsaufwand für die Überprüfung des § 18 Nummer 2, auf den in § 21 Absatz 2 Nummer 3 verwiesen wird, angemessen ist oder ob eine diesbezügliche Erklärungspflicht gestrichen werden kann.

## Zu § 22

Der neu eingefügte § 22 beinhaltet die Annullierung von Stromzertifikaten. Hier sind nach schwedischem Vorbild auch Ausnahmen von der Annullierung denkbar, beispielsweise für verpfändete Stromzertifikate. Die Norm kann systematisch auch hinter § 25 (Zuteilung der Stromzertifikate) eingefügt werden, da die Annullierung zeitlich nach der Zuteilung erfolgt. Sie wurde hier jedoch im Zusammenhang mit der Erklärungspflicht angefügt, insbesondere aufgrund des Bezuges von § 21 Absatz 2 Nummer 2 zu § 22.

## Zu § 23

Der neu eingefügte § 23 regelt die Sanktion, die für den Fall der Nichterfüllung der Quote greift. Wichtig ist hier der Ansatz einer ausreichend hohen Strafzahlung, da andernfalls zwischen Quotenerfüllung und dem Inkaufnehmen von Strafzahlungen abgewogen werden kann. Ferner stellt § 23 Abs. 1 Satz 2 klar, dass die Registrierung keineswegs konstitutiv für die Sanktionswirkung ist, so dass auch insoweit der Anreiz gesetzt wird, sich rechtzeitig registrieren zu lassen.

## Zu § 24

Der neu eingefügte § 24 beinhaltet das Gegenstück zum neuen § 19 (Beginn der Quotenpflicht), nämlich die Abmeldung der Quotenpflichtigen. Sofern im Rahmen der Annullierung Ausnahmen für die Annullierbarkeit bestimmter Stromzertifikate bestehen, müssen diese hier in Bezug genommen werden, beispielsweise durch Einfügen eines weiteren Satzes an Absatz 4: „Ausgenommen ist die Annullierung von Stromzertifikaten nach § 22 Absatz x.“

## Zu § 25

Neu eingefügt ist auch § 25, der die Zuteilung von Stromzertifikaten regelt. Sofern in Absatz 2 die Zuteilung eines Zertifikates für eine produzierte Megawattstunde Strom erfolgt, kann hier auch Abweichendes geregelt werden, beispielsweise die Erteilung einer anderen Anzahl von Zertifikaten durch Unterscheidung volatiler und nicht volatiler Erneuerbarer Energien. Auch eine standortbezogene Privilegierung ist hier denkbar. Insofern ist das Modell offen für Weiterentwicklungen. Was die in Abs. 4 genannte Messung anbelangt, ist der Aufwand der Aufsichtsbehörde möglichst gering zu halten, sodass vorhandene Messeinrichtungen etwa der Netzbetreiber bzw. der Messstellenbetreiber miteinzubeziehen sind. Näheres ist durch eine

entsprechende Rechtsverordnung zu klären, für die in § 51 Nr. 2 eine Ermächtigungsgrundlage geschaffen wird.

#### Zu § 26

Der neue § 26 regelt den Anerkennungsmechanismus von Anlagen, für deren produzierten grünen Strom Zertifikate ausgeteilt werden können. Bezüglich der Rücknahme einer Genehmigung von Anlagen gemäß Absatz 4 ist zu prüfen, ob weitere Tatbestände geregelt werden müssen, die zur Rücknahme der Genehmigung durch die Aufsichtsbehörde führen können.

#### Zu § 27

Der neu eingefügte § 27 regelt die Registrierung im Stromzertifikateregister.

#### Zu § 28

Der neu eingefügte § 28 normiert das Antragsverfahren für die Registrierung im Stromzertifikateregister.

#### Zu § 29

Der neu eingefügte § 29 regelt die Übertragung der Zertifikate insbesondere nach entsprechenden privaten Verkaufsvorgängen. Er normiert die Art und Weise der Übertragung von Zertifikaten, die auf behördlich verwalteten Konten registriert sind. Denkbar ist ein entsprechend korrelierender OTC-Handel, aber auch ein Handel mit Zertifikaten an der Börse. Dazu wäre die dortige Einführung eines entsprechenden Produktes mit dem korrelierenden Angebot des Clearings auf den Registerkonten erforderlich und gegebenenfalls die Ausdifferenzierung der entsprechenden Börsenvorschriften. Weitere Fälle der Übertragung, wie insbesondere die Verpfändung, dürften gegebenenfalls ausdifferenziert eigenständig geregelt werden, wenn nicht der hier vorgeschlagene Ansatz eines Oberbegriffs der Übertragung gewählt wird.

#### Zu § 30

Der neu eingefügte § 30 beinhaltet die Rechtsfolgen einer Registrierung. Die in dieser Norm beschriebenen Rechtsfolgen dienen der Regelung des zu vermeidenden Falles der Doppelübertragung von Zertifikaten. Insoweit entfällt § 56 EEG 2012. Überlegenswert ist hier noch die Einfügung eines Absatzes, der den Erwerb des Stromzertifikates bei Veräußerung durch einen Nichtberechtigten regelt. Dieser könnte in etwa lauten: „Gehört ein Stromzertifikat nicht dem Veräußerer, wird die Übertragung im Zeitpunkt der Registrierung wirksam, wenn das Zertifikat auf dem Zertifikatekonto des Veräußerers registriert war und es dem Erwerber in diesem Zeitpunkt nicht bekannt oder infolge grober Fahrlässigkeit unbekannt war, dass das Zertifikat nicht dem Veräußerer gehört.“ Der jetzige § 30 Abs. 3 hätte insofern auch auf diesen weiteren Absatz Bezug zu nehmen.

#### Zu § 55

Die Übergangsbestimmung ist nach dem Modell des § 66 EEG 2012 geformt. Eine weitere Ausdifferenzierung könnte nach dem Vorbild des § 66 EEG 2012 erfolgen. Hier könnte eine abweichende Quotenverpflichtung insbesondere für stromintensive Unternehmen, etwa für einen Übergangszeitraum, oder eine abweichende Regelung, was die Zuteilung von Zertifikaten anbelangt, vorgesehen werden, um Übergänge abzufedern oder bestimmte Privilegierungen zu regeln. Denkbar ist auch eine Regelung zum freiwilligen Übergang vom Einspeise-

das Quotenmodell. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass es nicht zu Kumulationen der Fördervorteile kommen darf, etwa nach einem späten Wechsel aus dem Einspeise- in das Quotenmodell. Eine Regelung dürfte daher erst in einer zweiten Phase der Modellimplementierung sinnvoll sein.

Zu Anlage 1

Die neue Anlage 1 konkretisiert die Quotenpflicht.