

Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Eine Zwischenreform auf dem Weg zu einem nachhaltigen Strommarkt- design der Energiewende

Stellungnahme zu den Anhörungen
des Ausschusses für Wirtschaft und
Energie des 18. Deutschen Bundestages
am 2. und 4. Juni 2014

Berlin, 29. Mai 2014

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Schicklerstr. 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: (030) 405085-0
Fax: (030) 405085-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-33

www.oeko.de

Vorbemerkungen und Einordnung

(1) Der vorliegende Entwurf für eine Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) basiert in seinen wesentlichen Inhalten einerseits auf den Vereinbarungen des Koalitionsvertrages von CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode vom 16. Dezember 2013 sowie andererseits auf den Vorgaben der am 9. April 2014 von der Europäischen Kommission beschlossenen Leitlinien zu staatlichen Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie für den Zeitraum 2014 bis 2020. Mit dem Entwurf wird das bisherige Konzept der Finanzierung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in drei wesentlichen Punkten verlassen:

- Das Konzept der reinen Preissteuerung – von dem bisher nur im Rahmen des „atmenden Deckels“ für die Fotovoltaik abgewichen worden ist – wird für alle mengenmäßig relevanten Erzeugungsoptionen durch ein Hybridsystem aus Mengen- und Preissteuerung abgelöst. Damit wird ausdrücklich das Ziel verfolgt, das Niveau und das Portfolio der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien direkt zu steuern, wobei die Kriterien für die Ausgestaltung dieses Portfolios nicht explizit formuliert sind bzw. (mit Bezug auf die Kostenbegrenzung) nicht sonderlich konsistent umgesetzt erscheinen.
- Das Grundmodell eines zentralen Garantieraufkäufers für die erzeugten Strommengen (in Gestalt der Netzbetreiber), der die erzeugten Strommengen im Rahmen einer sehr weitgehend vorgeschriebene Strategie (Verkauf an der Strombörse) vermarktet, wird abgelöst durch die grundsätzliche Übertragung der Vermarktungspflicht auf die Stromerzeuger, ohne dass diesen die Vermarktungswege dezidiert vorgeschrieben werden. Das bisherige Sondermodell der optionalen Direktvermarktung (angereizt durch eine attraktive Management-Prämie) wird als neues und verpflichtendes Standardmodell der Vermarktung eingeführt, das bisherige Standardmodell (Abnahme durch die Netzbetreiber und Vermarktung an der Strombörse) verbleibt als Rückfall-Option für Kleinanlagen bzw. als Ausnahme-Option zur Gewährleistung der Abnahmepflicht, dann jedoch zu restriktiven Konditionen.
- Die Regelungen des Reformentwurfs sind – vor allem im Bereich der Industrieprivilegierungen, aber auch mit Blick auf den Übergang zu Ausschreibungen – erkennbar an den Vorgaben der Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission ausgerichtet bzw. werden sogar direkt damit begründet. Die Tatsache, dass der deutsche Gesetzgeber sich den entsprechenden Regelungen unterwirft, bedeutet zumindest implizit, dass das EEG im Gegensatz zur bisherigen Positionierung mit einer gewissen, wenn nicht hohen Wahrscheinlichkeit als beihilferelevant eingeordnet wird. Diese Tatsache ist auch insofern relevant, dass die am 9. April 2014 verabschiedeten Beihilfe-Leitlinien zunächst nur bis zum Jahr 2020 gelten und dann eine Nachfolgeregelung zum Tragen kommen muss, die die klar erkennbaren Entwicklungslinien der Beihilfestrategie der Europäischen Kommission mit hoher Wahrscheinlichkeit weiter vertiefen und damit weitere Änderungen an der Grundausrichtung des EEG erforderlich machen wird.

(2) Die im Beratungsprozess befindliche Novelle des EEG fällt in einen Zeitraum, in dem der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in eine neue Phase treten wird. Diese ist durch eine Reihe qualitativ neuer energiewirtschaftlicher Herausforderungen gekennzeichnet:

- In den nächsten Jahren wird in einer zunehmenden Zahl von Stunden die Situation eintreten, dass die Leistung der regenerativen Stromerzeugungsanlagen auch bei Berücksichtigung aller Gleichzeitigkeitseffekte (derzeit stehen maximal 50% der installierten Leistung gleichzeitig für die Produktion zur Verfügung) den jeweiligen Bedarf decken bzw. auch übersteigen kann. Die Optimierung der Produktion, d.h. der systemdienliche Betrieb der erneuerbaren Erzeugungsoptionen wird damit unabdingbar.
- Bei den für die nächste Dekade angestrebten Stromerzeugungsanteilen (25 bis 45%) werden die Systemkosten der erneuerbaren Energien und die entsprechenden Optimierungspotenziale deutlicher in den Vordergrund der (Kosten-) Diskussion rücken. Der mit dem Stromerzeugungs-Portfolio¹ sowie den entsprechenden Anlagenauslegungen² entstehende Flexibilitätsbedarf³ und dessen Kosten werden über geeignete Mechanismen so adressiert werden müssen, so dass sich eine bessere Gesamtoptimierung ergibt, d.h. ein sich stärker an einem systemdienlichen Ausbau und einer systemdienlichen Anlagenauslegung ausgerichteter Ausbaupfad verfolgt wird.⁴
- Die rapiden Innovationen und Kostensenkungen im Bereich dezentraler Erzeugungsoptionen und die damit erschließbaren Potenziale für die Eigenerzeugung stellen neben der ganzen Reihe unbestreitbarer Vorteile den bisherigen Finanzierungsansatz für das Stromsystem in Frage. Dessen System- und Transformationskosten werden bisher zu einem sehr großen Teil auf Basis der Energielieferungen aus dem Verteilungs- bzw. Transportsystem, also den Lieferungen aus dem öffentlichen Netz refinanziert. Dies betrifft sowohl die Finanzierung der Netzinfrastrukturen als auch die unterschiedlichen Finanzierungsinstrumente zur Durchsetzung energiepolitischer Ziele⁵ und führt bei

¹ Vor allem mit Blick auf Onshore- und Offshore –Windkraft sowie die Solarstromerzeugung.

² Vor allem mit Blick auf Starkwind- vs. Schwachwind-Kraftwerke, in geringerem Ausmaß bzgl. Süd- vs. Ost/West-Ausrichtung von PV-Anlagen.

³ Vor allem nachfrageseitige Flexibilität, Infrastruktur, Speicher etc.

⁴ Unter Systemdienlichkeit werden hier alle Maßnahmen verstanden, die den Flexibilitätsbedarf durch den Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung verringern bzw. nach unten optimieren und das Flexibilitätsangebot im System (von Biomasseanlagen über konventionelle Kraftwerke und Nachfrageflexibilisierung bis hin zu speichern) vergrößern bzw. nach oben optimieren.

⁵ Das sind v.a. der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung über die entsprechenden Umlagen, die Anreizung der effizienten Stromanwendung über die Stromsteuer, die Entlastung der stromintensiven Industrie, die Flexibilisierung des Stromsystems etc.

schrumpfender Finanzierungsbasis zu einem sich selbst verstärkenden Erosionsprozess. Die mit einer Dezentralisierung verbundenen Vorteile müssen in diesem Kontext sorgfältig mit der Erhaltung der Finanzierungsbasis des Gesamtsystems ausbalanciert werden müssen.

- Aus der Analyse zukünftiger Entwicklungsoptionen für das Stromsystem bzw. der entsprechenden Rahmenbedingungen ergibt sich als robustes Ergebnis, dass unter Maßgabe ambitionierter Ausbaustrategien (80% erneuerbare Stromerzeugung und mehr) der heutige Strommarkt unter keiner der vorstellbaren Rahmenbedingungen in der Lage sein wird, Investitionen in Wind- und Solaranlagen vollständig zu refinanzieren. Selbst für geringere Aufkommensanteile der erneuerbaren Energien ließe sich eine solche Refinanzierbarkeit nur für wenig wahrscheinliche Extremszenarien bzgl. der Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen bzw. der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks darstellen. Die Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien werden so – wie im Übrigen auch die zukünftig notwendigen Backup-Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität im großen Maßstab und perspektivisch auch die Stromspeicherung – im Energy-only-Markt nur einen Teil der für die Investitionsrefinanzierung notwendigen Mittel erwirtschaften können und es wird zusätzlicher Refinanzierungsquellen bedürfen.
- Nicht zuletzt wird die Erschließung der Optimierungspotenziale aus einer grenzüberschreitend angelegten Ausbaustrategie für die erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen. Die Optimierungspotenziale ergeben sich dabei – entgegen der oft vorgebrachten Einschätzung – nicht nur aus den geographischen und meteorologischen Bedingungen sondern auch aus dem mehr oder weniger stabilen regulatorischen Umfeld und den Implikationen der jeweiligen makroökonomischen Risiken für die Kapitalbeschaffung. Vor diesem Hintergrund wird eine grenzüberschreitende Flexibilisierung des Ausbaus regenerativer Stromerzeugung keineswegs richtungssicher zu einem geringeren, sondern möglicherweise auch zu einem größeren Beitrag der inländischen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien führen.

Insofern wird das heutige Fördersystem für die regenerative Stromerzeugung schrittweise in den Rahmen eines neuen Marktdesigns überführt werden müssen, mit dem eine auch ökonomisch nachhaltige Basis des zukünftigen Stromsystems gesichert bzw. geschaffen werden kann, so dass

- ein systemdienlicher Betrieb aller Stromerzeugungsoptionen und eine systemdienliche Reaktion aller Nachfrageoptionen angereizt wird,
- eine systemdienliche Ausbaustrategie und eine systemdienliche Auslegung der verschiedenen Elemente des zukünftigen Stromsystems (regenerative Erzeugungsoptionen, konventionelle Residuallast-Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität, Speicher) adressiert werden kann,
- die verbleibenden Refinanzierungslücken durch zusätzliche Einkommensströme geschlossen werden können.

Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen werden mit dem vorliegenden Entwurf durchaus einige (wenn auch wenige) Zukunftsherausforderungen aufgenommen, aber letztlich auch nicht immer konsistent adressiert.

(3) Neben den o.g. energiewirtschaftlichen – und im Grundsatz wohl unbestreitbaren – Herausforderungen ist die vorliegende EEG-Novelle erkennbar durch eine Reihe ordnungspolitischer Präferenzen, Grundüberzeugungen bzw. Setzungen geprägt:

- die Vermarktung und die Übernahme der einschlägigen Vermarktungsrisiken ist grundsätzlich den Produzenten zu übertragen, die Produktabnahme durch zentrale Aufkäufer und die Sozialisierung der Vermarktungsrisiken soll abgebaut werden;
- die Preissetzung soll zukünftig und mit relativ kurzen Übergangsfristen grundsätzlich über wettbewerbliche Prozesse erfolgen, die administrative Setzung von Vergütungen und (Aufkauf-) Preisen soll bis auf geringe Ausnahmereiche auslaufen;
- das Finanzierungssystem für erneuerbare Energien soll sich reibungsarm in die Strukturen des liberalisierten europäischen Binnenmarktes und die entsprechenden Regelungen einpassen;
- die ausgeprägten Risiko-Asymmetrien im heutigen Strommarktdesign (möglichst hohe Investitionssicherheit im Bereich der erneuerbaren Energien vs. „der Markt macht's“-Ansatz in den Bereichen konventionelle Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilität und Speicherung) sind längerfristig nicht mehr tragbar.

Ob und in welchem Umfang diese ordnungspolitischen Setzungen auch mit realen Effizienzgewinnen, dem Abbau von Verteilungsproblemen oder mit Blick auf eine breite ökonomische Teilhabe an der Energiewende hinreichend robust begründet werden können, ist umstritten und wird angesichts der vielfältigen Unsicherheiten und sehr unterschiedlicher Problemzugänge wohl stets und in erheblichem Maße umstritten bleiben. Gleiches gilt für die Möglichkeiten, den europäischen Grundansatz im Energie-Binnenmarkt und die entsprechenden Rahmenseetzungen zu verändern oder diesen auszuweichen. Insofern sind und bleiben diese Setzungen originär politischer Natur und müssen letztlich auch politisch getroffen werden.

Eine problematische Situation ergibt sich jedoch, wenn über primär ordnungspolitisch motivierte Veränderungen Barrieren für energiewirtschaftlich notwendige Anpassungen geschaffen werden. So kann beispielsweise der sehr schnelle Übergang zur Ausschreibung von Finanzierungsmitteln für erneuerbare Stromerzeugungsoptionen allein wegen des engen Zeitrahmens die Neuordnung der Einkommensströme im Rahmen eines neuen Strommarktdesigns konterkarieren. Die Beibehaltung eines ökonomisch nicht nachhaltigen Finanzierungsmodells könnte so beispielsweise und paradoxerweise der Durchsetzung eines ordnungspolitischen Prinzips („nur Ausschreibungen bilden einen akzeptablen Preisfindungsmechanismus“) geschuldet werden.

(4) Gerade wenn die im parlamentarischen Beratungsprozess befindliche Novelle des EEG als erster und eher begrenzter Schritt beim Übergang von einem – im Lichte

der in der Vergangenheit vorfindlichen Rahmenbedingungen – bewährten Förderinstrumentarium (mit starken Elementen der Mikrosteuerung) hin zu einem Segment eines zukünftigen Strommarktdesigns (mit starker Makrosteuerungs-Komponente) verstanden wird, so sollten die Passfähigkeit der geplanten Änderungen zu einem erfolgreichen Transformationsprozess für das Strommarktdesign insgesamt stets eine besondere Beachtung finden. Und so sollte die Weiterentwicklung des EEG auch als integraler Bestandteil der anstehenden, übergreifenden Diskussionen zur Schaffung eines längerfristig robusten Strommarktdesigns angesehen werden, das zweifelsohne noch weitere Veränderungen des EEG erforderlich machen wird. Die damit verbundenen und wohl unvermeidbaren Unsicherheiten können nur begrenzt werden, wenn der anstehenden und den folgenden Novellierungen des EEG ein strategisch klar ausgerichteter Reformansatz zugrunde gelegt wird bzw. für alle Betroffenen möglichst klar erkennbar ist. Für die anstehende Schnell-Reform des EEG ist dies jedoch leider nur eingeschränkt der Fall.

Angesichts der Tatsache, dass die anstehende EEG-Novelle eher einen ersten und vergleichsweise kleinen Übergangsschritt vom herkömmlichen Fördersystem zu einem neuen Segment eines neuen Marktdesigns markiert und viele der zukünftig möglicherweise an Bedeutung gewinnenden Optionen ernsthafter Erprobungen bedürfen, ist unter anderem die Aufnahme von zusätzlichen Experimentierklauseln dringend anzuraten, auf die im Folgenden jeweils eingegangen wird.

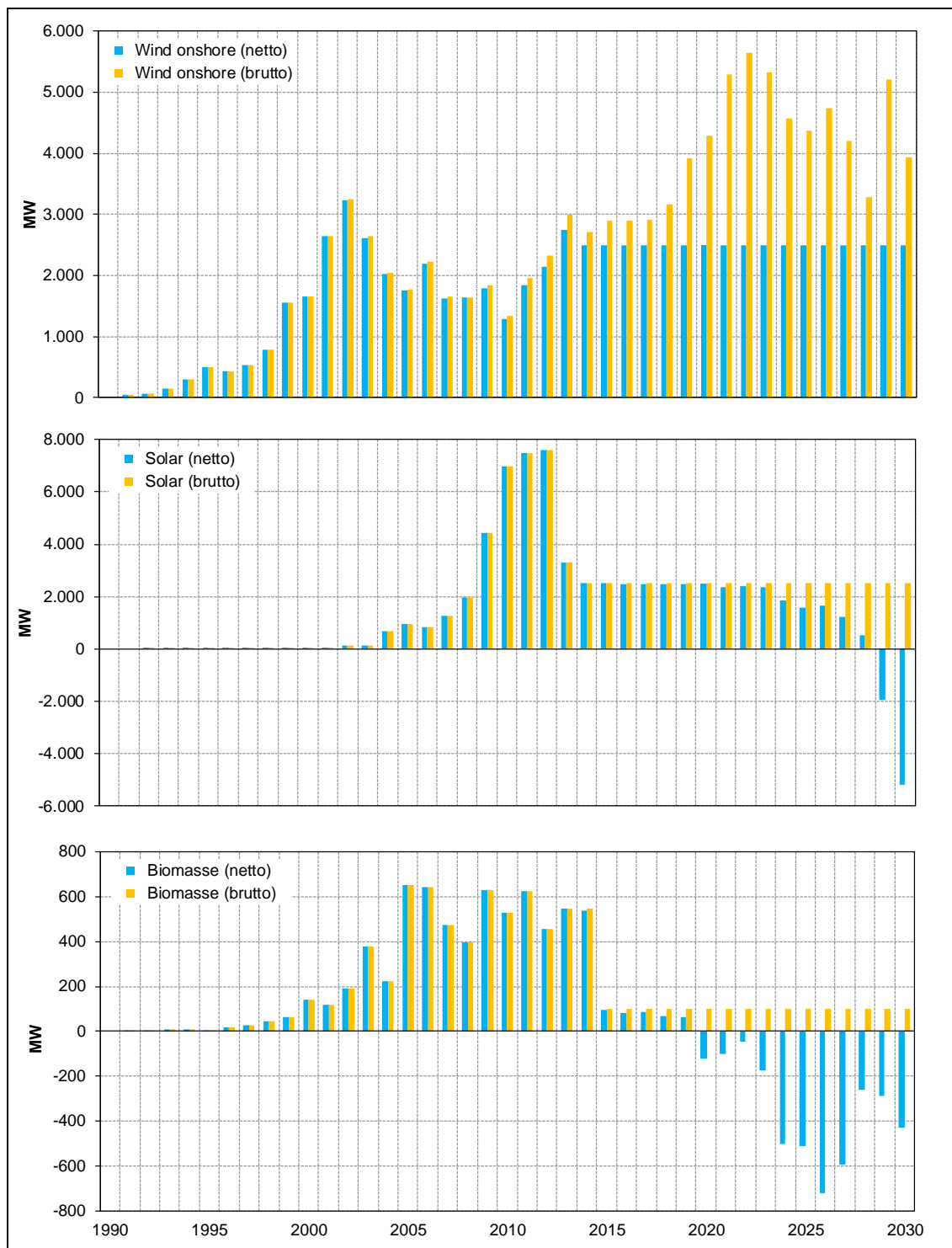
Übergang zur Mengensteuerung

(5) Der Übergang zu einem Hybrid-System mit starker Mengensteuerungskomponente bildet die erste Säule des EEG-Novellierungsentwurfs. Das Hybrid-System wird umgesetzt durch die Vorgabe eines Mengenkorridentors und die Anpassung der Vergütungssätze, wenn der jeweilige Zubau-Korridor verfehlt wird:

- Für Onshore-Windkraft liegt der jährliche Zubau-Korridor bei 2.400 bis 2.600 MW (netto, also unter Berücksichtigung der außer Betrieb genommenen Anlagen). Die Regel-Degression von 0,4% je Quartal kann – bei entsprechenden Zwischenschritten – im Extremfall auf 0% sinken (bei Unterschreitung eines Netto-Zubaus von 2.000 MW pro Jahr) oder auf 1,2% ansteigen (bei Überschreitung eines Netto-Zubaus von 3.400 MW).
- Für den Zubau von PV-Kapazitäten ist ebenfalls ein jährlicher Zubau-Korridor von 2.400 bis 2.600 MW vorgesehen, hier aber als Bruttozubau (also allein dem Umfang der neu installierten Kapazitäten). Die Regel-Degression von 0,5% je Monat kann – bei entsprechenden Zwischenschritten – im Extremfall auf 0% zurückgehen (bei Unterschreitung eines Brutto-Zubaus von 1.000 MW) oder auf 2,8% ansteigen (bei Überschreitung von 7.500 MW).
- Für den Zubau von Biomasse-Anlagen wird nur eine jährliche Zubau-Obergrenze von 100 MW definiert, die ebenfalls auf Grundlage des Bruttozubaus festgelegt ist (also ohne Berücksichtigung der abgängigen Kapazitäten).

Die Regel-Degression der Einspeisevergütung beträgt hier 0,5% je Quartal, diese erhöht sich bei Überschreitung eines Brutto-Zubaus von 100 MW auf 1,27%, weitere Anpassungen sollen nicht erfolgen.

Abbildung 1 *Brutto- und Netto-Zubau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Onshore-Windkraft, Fotovoltaik und Biomasse, 1990-2030*



Quellen: *BMU, BMWi, eigene Berechnungen*

Von erheblicher Bedeutung ist die Differenzierung der Ausbaukorridore nach Brutto- und Netto-Größen. Wie die Abbildung 1 verdeutlicht, werden zur Einhaltung des Netto-Korridors für die Onshore-Windkraft die höheren Zubauraten der vergangenen Jahre beibehalten und spätestens ab 2020 erheblich übertroffen werden müssen. Für die Fotovoltaik ergibt sich bis etwa 2020 kein Unterschied zwischen einem Brutto- und einem Netto-Korridor, danach würde sich bis 2028 der Kapazitätswachstum insgesamt deutlich abschwächen, ab 2029 käme es zu einem Kapazitätsabbau. Eine deutlich drastischere Situation ergibt sich für die Biomasse, hier würde der Kapazitätsaufbau bis 2019 radikal abgeschwächt, ab 2020 ergäbe sich ein deutlicher Kapazitätsrückgang.

Zur Erreichung der langfristigen Ausbauziele für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wird jedoch ein längerfristig stärker steigender Netto-Zubau erforderlich werden, spätestens im Verlauf der nächsten 5 Jahre werden mindestens die Ausbaukorridore für Wind- und/oder Solarenergie angehoben bzw. durchgängig auf Netto-Bezugsgrößen umgestellt werden müssen, wenn Ziele von 45% für 2025 bzw. 80% für 2050 erreichbar bleiben sollen. Sofern sich im Zeitverlauf höhere Stromverbrauchsniveaus ergeben (z.B. durch massive Einführung neuer Stromanwendungen wie die Herstellung strombasierter Brennstoffe) oder die o.g. Ziele nach oben angepasst werden sollten, müssten die Ausbaukorridore in jedem Fall angepasst werden.

Vor dem Hintergrund der in Abbildung 1 gezeigten Situation würde die Umstellung der Bezugsgröße für den PV-Ausbaukorridor von Brutto- auf Netto-Größen in der anstehenden EEG-Novelle kurzfristig nicht zu Mehrkosten führen und wäre mittel- und langfristige konsistent bzw. ohnehin notwendig.

(6) Für den Bereich der Biomasse ist mit dem vorgegebenen Korridor faktisch der mittelfristige Ausstieg aus der geförderten Biomasseverstromung (politisch) entschieden worden. Mit dem Abbau der Biomasse-Verstromung verliert das Stromerzeugungssystem jedoch auch eine Flexibilitätsoption, die passfähig zum zukünftig dekarbonisierten Stromsystem ist. Damit bekommen der systemdienliche Betrieb und die an Systemdienlichkeit ausgerichteten Ausbau- und Auslegungsstrategien für die verbleibenden Elemente des Systems eine noch stärkere Bedeutung. Die entsprechenden Regelungen bzw. Preissignale (z.B. für einen größeren Anteil von Windkraftanlagen mit gleichmäßigerem Erzeugungsprofil) müssten also schneller eingeführt und verstärkt werden. Bisher geschieht das jedoch nicht bzw. werden eher gegenläufige Anreize gesetzt (vgl. die Anmerkungen zum Referenzertragsmodell weiter unten).

In der mittel- und langfristigen Perspektive kann ein Auslaufen der Biomasseverstromung sinnvoll sein, müssen doch perspektivisch die knappen Ressourcen nachhaltiger Biomassen vor allem in den Anwendungsbereichen zum Tragen kommen, in denen Alternativen nicht oder nur schwer verfügbar gemacht werden können, d.h. vor allem im Flug- und im Langstrecken-Schwerlastverkehr. Damit ist aber nicht nur eine Ausstiegsstrategie für den Biomasse-Einsatz in der Stromerzeugung, sondern auch und vor allem eine Innovations- und Einstiegsstrategie für einen strategisch sinnvoller Biomasse-Einsatz notwendig, die jedoch bisher nicht hinreichend erkennbar sind.

(7) Neben den unterschiedlichen Bezugsgrößen für die Abgrenzung der Korridore (Netto- vs. Brutto-Definition) ist auch auf die unterschiedliche Dynamik der Degressions-Anpassungen hinzuweisen. Für die Onshore-Windkraft erfolgt die Anpassung eher progressiv (höhere Abweichungen vom Korridor lassen die Degression überproportional steigen als geringere), für die zugebaute PV-Anlagenflotte erfolgt die Anpassung eher degressiv (höhere Abweichungen vom Korridor lassen die Degression unterproportional steigen als geringere). Hier wäre ein konsistenterer Ansatz, d.h. vor allem eine durchgängig eher progressiver Verlauf der Degressionsanpassungen sinnvoll und angeraten.

(8) Insgesamt zeigt gerade die Einordnung der perspektivisch notwendigen Ausbauraten und der Degressionsansätze für die Vergütungen, dass die Einführung einer Hybrid-Steuerung des Ausbaus regenerativer Stromerzeugungskapazitäten durchaus nicht nur als restriktiver Ansatz eingeordnet werden sollte. Ohne eine Dynamisierung der Vergütungszahlungen (oder der entsprechenden Nachfolgemechanismen) ist durchaus offen, ob die mittel- und längerfristig notwendigen Ausbauraten erreicht werden können. Eine Anpassung der Bezugsbasis für den PV-Ausbaukorridor von Brutto- auf Net-zubau und eine eher progressive Anpassung der Vergütungssätze für die PV-Stromerzeugung wären vor diesem Hintergrund sinnvoll und im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle auch unaufwändig umzusetzen.

Übergang zum Modell der verpflichtenden Direktvermarktung

(9) Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung bildet die zweite Reformsäule der EEG-Novelle. Die Vor- und Nachteile der verpflichtenden Direktvermarktung sind im Vergleich zum bisherigen Vermarktungsmodell bisher weder nachgewiesen noch widerlegt, realiter bilden vor diesem Hintergrund wohl eher ordnungspolitische Grundüberzeugungen (s.o.) die zentrale Motivation.

Ungeachtet aller offenen Fragen entsteht mit Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung jedoch ein wichtiger Fortschritt, nämlich die Flexibilisierung der Vermarktungsformen. In über das EEG finanzierten Anlagen produzierter Strom muss nun nicht mehr notwendigerweise an der Börse vermarktet werden, es steht die gesamte Breite der Vermarktungsformen zur Verfügung – ohne dass dies länger durch vergleichsweise hohe Managementprämien angereizt werden muss.

(10) Ob und inwieweit die verpflichtende Direktvermarktung auch insgesamt zur effizienteren Systemintegration der regenerativen Stromerzeugung beiträgt, ist und bleibt zum derzeitigen Erkenntnisstand offen. Vor diesem Hintergrund sind als Vermarktungsoption auch Modelle vorgeschlagen worden, in denen an Letztverbraucher liefernde Unternehmen ein EEG-Stromportfolio (das dem gesamten Aufkommen strukturell entspricht) und die entsprechenden Zahlungen an die Anlagenbetreiber übernehmen. Die (spezifischen) Differenzkosten zu den Zahlungen für die gesamte Anlagenflotte sowie ggf. einen Zuschlag sollen als Barausgleich an das EEG-Refinanzierungssystem entrichtet werden, dafür würde die Grünstromeigenschaft des

übernommenen Stroms „erworben“, die Lieferung an die entsprechenden Endkunden würde als Folge ohne EEG-Umlage erfolgen können.

Für das EEG wären solche (freiwilligen) Vermarktungsmodelle zunächst kostenneutral. Faktisch würde damit auf dezentraler Ebene ein Wettbewerb um die Systemintegration erzeugt. Zu bedenken ist aber auch, dass neben diesem zweifelsohne produktiven und sinnvollen Wettbewerb auch zwei andere Mechanismen nicht ausgeblendet werden können: Es entstehen gleichzeitig ein Wettbewerb um die besonders gut für eine Endkundenlieferung geeigneten Anlagenportfolios und ein Wettbewerb um die Premiumkunden, die bereit sind, für die in diesem Modell an den Lieferanten übergehende Grünstromqualität der Lieferungen einen Aufschlag zu zahlen.

Ob und inwieweit durch die dezentrale Integration der regenerativ erzeugten Strommengen in die jeweiligen Nachfrageprofile zusätzliche Effizienzpotenziale gehoben werden können⁶ ist theoretisch und praktisch umstritten, in der derzeitigen Diskussion sind für die verschiedenen Positionen auch hier wohl eher Grundüberzeugungen als empirische Evidenz prägend. Da die Möglichkeiten zusätzlicher Effizienzgewinne durch explizit dezentral angestoßene Entdeckungsprozesse (bzw. die entsprechenden Grundüberzeugungen) in ganz verschiedenen Facetten der anstehenden Transformation des Strommarktdesigns eine große Rolle spielen und spielen werden, sollte alles unternommen werden, um entsprechende Erfahrungen zu sammeln, um in der Perspektive zu belastbaren Weichenstellungen zu kommen. So könnte in die anstehende EEG-Novelle eine Experimentierklausel in Form einer Verordnungsermächtigung aufgenommen werden,

- die die Befreiung von Stromlieferungen von der EEG-Umlage vorsieht und die Vermarktung als Grünstrom ermöglicht,
- wenn regenerative Stromerzeugungsanlagen zu den Einspeisebedingungen des EEG vergütet werden und
- das entsprechende Portfolio dem des gesamten EEG-Stromaufkommens sehr weitgehend entspricht und
- die Kostenneutralität bzw. –vorteilhaftigkeit für das Refinanzierungssystem des EEG durch entsprechende Ausgleichszahlungen gesichert ist.

Letztlich würde mit einem solchen (freiwilligen) Alternativ-Vermarktungsmodell ein No-Regret-Ansatz verfolgt, der nicht unerhebliche Lerneffekte nach sich ziehen könnte, die auch für andere Diskussionsstränge zum zukünftigen Strommarktdesign produktiv gemacht werden könnten.

⁶ Beispielsweise durch eine verstärkte Entdeckungsfunktion bzgl. dezentraler Flexibilisierungsoptionen.

Festsetzung der Vergütungssätze

(11) Die anstehende EEG-Novelle sieht auch jenseits der o.g. Dynamisierung der Vergütungssätze eine Reihe von Anpassungen bei den unterschiedlichen Vergütungssätzen vor. Mangels vertiefter eigener Expertise wird hierzu im Detail nicht weiter Stellung genommen.

(12) Hingewiesen werden soll jedoch auf die Tatsache, dass mit der Vergütung für Onshore-Windkraftanlagen auf Grundlage des Referenzertragsmodells im Sinne der Systemdienlichkeit kontraproduktive Anreize für die Anlagenauslegungen entstehen können. Mit dem Referenzertragsmodell werden nicht nur die Unterschiede beim Windangebot unterschiedlicher Standorte ausgeglichen, sondern es werden auch Ertragsunterschiede ausgeglichen, die durch unterschiedliche Anlagenauslegungen bzw. die Wahl der entsprechenden Anlagen entstehen. Das Referenzertragsmodell spiegelt damit den Ansatz der Kostenorientierung für die Einspeisevergütungen des EEG relativ umfassend: Im Kern erzeugt die Einspeisevergütung auf Grundlage des Referenzertragsmodells kein Preissignal zur Auswahl von Standorten und Anlagen, sondern bildet einen Ertragssicherungsmechanismus für bestimmte Standort- und Anlagenentscheidungen. Die kontraproduktiven Anreizeffekte ergeben sich für eine ganze Reihe von Standorten insofern, dass Anlagen mit einem gleichmäßigeren Erzeugungsprofil einen höheren Referenzertrag erwirtschaften als Anlagen mit hohen Spitzeneinspeisungen und einem (deutlich) weniger gleichmäßigen Erzeugungsprofil. Wenn für Anlagen mit einem niedrigeren Referenzertrag eine höhere Einspeisevergütung gezahlt wird als für Anlagen mit einem höheren Referenzertrag, dann entstehen für weniger systemdienlich ausgelegte Anlagen⁷ wirtschaftliche Vorteile, die ggf. den über die verpflichtende Direktvermarktung gespiegelten geringeren Wert der Stromerzeugung (über-) kompensieren.

Idealerweise würde das Referenzertragsmodell durch ein Modell ersetzt, das nur die potenziellen Mitnahmeeffekte durch die Standortwahl abbaut, die konkrete Anlagenwahl aber nicht mehr berücksichtigt. Die konsequente Umstellung des Vergütungssystems auf einen solchen Standortatlas steht jedoch zumindest in der kurzfristigen Perspektive vor vielfältigen praktischen Problemen, so dass sich zunächst eine pragmatische Anpassung des Referenzertragsmodells empfiehlt. Danach würden der Referenzstandort vom heutigen 100%-Standort auf den heutigen 80%-Standort verschoben, die Parameter Messhöhe und Windgeschwindigkeit angepasst und eine systemdienliche Anlagenauslegung als Ausgangspunkt definiert.

(13) Der Übergang zur Festsetzung der Vergütungssätze über Ausschreibungen bildet ein weiteres zentrales Element der anstehenden EEG-Novelle. Als Pilotvorhaben sollen zunächst Versteigerungen für PV-Freiflächenanlagen erfolgen, ab 2017 sollen Vergütungen grundsätzlich über Ausschreibungen festgesetzt werden. Diese schnelle Einführung von Ausschreibungsmodellen steht jedoch vor dem Problem, dass die im

⁷ D.h. vor allem solche, die für das System einen höheren Flexibilitätsbedarf erzeugen.

Rahmen eines zukunftsfähigen Marktdesigns sinnvolle Neuordnung der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen zu einer Reihe sehr unterschiedlicher „Produkte“ für die Ausschreibungen führen kann:

- Ausübungspreise für die gleitende Marktprämie auf Kilowattstundenbasis (nach dem aktuellen Modell des EEG);
- Fixprämien auf Kilowattstundenbasis;
- Fixprämien auf Kilowattstundenbasis mit Abschöpfungsmechanismus für den Fall hoher Börsenpreise;
- Fixprämien auf Basis der installierten Leistung;
- Fixprämien auf Basis der installierten Leistung mit Abschöpfungsmechanismus für den Fall hoher Börsenpreise;
- Fixprämien auf Basis anderer Leistungsgrößen;
- Fixprämien auf Basis anderer Leistungsgrößen mit Abschöpfungsmechanismus für den Fall hoher Börsenpreise;
- entsprechende Hybrid-Modelle.

Mit den vorgesehenen Pilot-Ausschreibungen werden mit einiger Wahrscheinlichkeit keine Erfahrungen in der notwendigen Breite gesammelt werden können, die einen grundsätzlichen Übergang auf robuste Ausschreibungsmodelle erlauben könnten. Im Gegenteil, die vorgesehene Verordnungsermächtigung engt mit §85 Abs. 1 Nr. 1c sowie § 85 Abs. 1 Nr. 5a die Bandbreite der möglichen Modelle allein auf solche mit Bezug auf elektrische Arbeit und die installierte (!) Leistung bzw. entsprechende Kombinationen ein. So entsteht die paradoxe Situation, dass mit einem sehr schnellen, primär ordnungspolitisch motivierten Übergang zu Ausschreibungsmodellen die Bandbreite der Erfahrungsgewinnung bzgl. Weiterentwicklungsoptionen für das längerfristige Strommarktdesign faktisch einengt und so eine möglicherweise suboptimale Entwicklung vorgeprägt wird.

(14) Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die Erfahrungsgewinnung mit Ausschreibungen breiter anzulegen und sicher zu stellen, dass die im Zuge eines neu geordneten Strommarktdesigns möglicherweise sinnvolle Neustrukturierung der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen in jedem Fall der Einführung von Ausschreibungen (für die sonst möglicherweise das „falsche“ Produkt vordefiniert wird) vorgeschaltet werden:

- durch die Einführung einer weiteren Experimentierklausel für Ausschreibungen jenseits des sehr spezifischen Anwendungsfelds von PV-Freiflächenanlagen;
- die Konditionierung der in §3 und weiteren Regelungen vorgesehenen verpflichtenden Einführung von Ausschreibungen ab spätestens 2017 mit Blick auf eine zukunftsfähige, an höherer Effizienz orientierte Neustrukturierung der Einkommensströme für regenerative Stromerzeugungsanlagen (Tz. 127 Nr. ii)

der Beihilfe-Leitlinien der Europäischen Kommission bildet hier einen möglichen Bezugspunkt).

- eine offenere Formulierung zur Definition der Produkte der Pilotausschreibungen in §85 des Novellierungsentwurfs (z.B. durch die Streichung des Adjektivs „installierte“).

(15) Schließlich sei darauf hingewiesen, dass die Regelung der Tz. 125 Nr. b) der Beihilfe-Leitlinien der Europäischen Kommission, nach der Prämienzahlungen den Anlagenbetreibern keinen Anreiz bieten dürfen, bei negativen Strompreisen zu produzieren, im vorliegenden Entwurf nicht umgesetzt wird, obwohl sich der Entwurf für die EEG-Novelle sonst sehr dezidiert und explizit an diesen Leitlinien orientiert. Dies ist zumindest inkonsistent.

Neuordnung der Privilegierungstatbestände für den Letztverbrauch und die Eigenstromerzeugung

(16) Die derzeitige EEG-Umlage besteht derzeit zu einem Anteil von etwa 30% aus Umverteilungseffekten, die aus verschiedenen Privilegierungstatbeständen resultieren. Dies betrifft einerseits die privilegierten Letztverbraucher, die derzeit mit einer erheblich reduzierten EEG-Umlage zur Refinanzierung des Systems beitragen und andererseits die Stromerzeuger, die für den eigenen Endverbrauch produzieren.

(17) Die mit der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG geschaffenen und zunehmend umstrittenen Privilegierungstatbestände und das entsprechende Prüfverfahren der Europäischen Kommission bildeten einen entscheidenden Ausgangspunkt für die anstehende Schnellreform des EEG. Eine wesentliche Grundlage der im aktuellen Entwurf enthaltenen Privilegierungsregelungen bilden die entsprechenden Beihilfe-Leitlinien der Europäischen Kommission, die unter maßgeblicher (Verhandlungs-) Beteiligung Deutschlands zustande gekommen sind. Die Regelungen der Beihilfe-Leitlinien werden jedoch für die anstehende EEG-Novelle nicht direkt umgesetzt. Den erkennbaren Grund dafür bildet die Tatsache, dass eine solche direkte Umsetzung in deutsches Recht den Beitrag der bisher privilegierten Letztverbraucher zur Refinanzierung des Systems nicht erhöhen, sondern in der Größenordnung von über 2 Mrd. € verringern würde. Vor diesem Hintergrund werden mit der anstehenden EEG-Novellierung zusätzliche Restriktionen eingeführt:

- neben der Zugehörigkeit zu einem Sektor, der in den EU-Beihilfeleitlinien als privilegierungsfähig definiert wird, muss ein unternehmensbezogenes Stromintensitäts-Kriterium eingehalten werden (für Unternehmen aus Sektoren der sog. Liste 1 mindestens 16% für 2015 bzw. 17% ab 2016 sowie mindestens 20% für Unternehmen, die der sog. Liste 2 zugerechnet werden);
- für einen Stromverbrauch von einer Gigawattstunde muss die volle EEG-Umlage entrichtet werden;
- es wird ein Mindest-Umlagebetrag von 0,1 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) eingeführt (bisher betrug der niedrigste EEG-Umlagesatz 0,5 ct/kWh);

- die Schienenbahnen werden mit einem höheren als dem Mindestumlagesatz beauftragt (20% statt 15%);
- es wird die Möglichkeit von Effizienzbenchmarks vorgesehen, bei deren Überschreitung die volle EEG-Umlage für den Differenzverbrauch zum jeweiligen Effizienzbenchmark zu entrichten ist.

Diesen tendenziell die EEG-Umlage entlastenden Regelungen stehen jedoch Härtefall-Regelungen gegenüber, die vor allem in den Jahren 2015 bis 2018 den Entlastungseffekten für die EEG-Umlage entgegenwirken:

- für bisher privilegierte Unternehmen des produzierenden Gewerbes darf sich die EEG-Umlage gegenüber dem Vorjahr jeweils nicht mehr als verdoppeln;
- für die nicht mehr für die Privilegierung qualifizierte Unternehmen wird die EEG-Umlage ohne Enddatum auf einen Wert von 20% der Regelumlage begrenzt (wobei auch hier die o.g. Verdoppelungsgrenze zur Anwendung kommt und damit auch der 20%-Anteil in vielen Fällen erst nach einem längeren Übergangszeitraum gezahlt werden muss);

(18) Eine Abschätzung der verschiedenen Effekte mit dem Industrieprivilegierungsmodell des Öko-Instituts führt zu folgenden Ergebnissen:

- Die im Bereich des produzierenden Gewerbes privilegierte Strommenge sinkt von etwa 96 Terawattstunden (TWh) auf 87 TWh, die im Bereich des Schienenverkehrs privilegierte Strommenge bleibt bei knapp 11 TWh.
- Ein Stromverbrauch von etwa 9 TWh dürfte in die o.g. Härtefallregelung fallen, nach der spätestens am Ende des Übergangszeitraums bis 2018 20% der EEG-Regelumlage zu erstatten sind.
- Der reduzierte Regelsatz von 15% der EEG-Umlage kommt nur für einen relativ geringen Anteil der privilegierten Letztverbraucher zum Tragen. Für den ganz überwiegenden Teil der privilegierten Letztverbraucher greift die sog. Super-Cap, nach der die EEG-Umlagezahlung auf einen Anteil von 0,5% der Bruttowertschöpfung bzw. die Mindestumlage von 0,1 ct/kWh begrenzt wird. Im Mittel aller nach den neuen Kriterien privilegierten Letztverbraucher des produzierenden Gewerbes ergibt sich eine effektive EEG-Umlage von etwa 3% des Regelsatzes.
- Für alle privilegierten Letztverbraucher beträgt der Beitrag zur Refinanzierung des EEG nach der Reform etwa 6,2 Mrd. €, nach Auslaufen der o.g. Übergangsfristen mit der Verdoppelungsregel steigt dieser Betrag auf etwa 6,3 Mrd. € an. Der Differenzbetrag zum Beitrag der privilegierten Letztverbraucher vor der Reform von etwa 6,1 Mrd. € entfällt dabei zu etwa 120 Mio. € auf den erhöhten Beitrag der Schienenbahnen. Aus dem Bereich des produzierenden Gewerbes wird damit ein erhöhter Finanzierungsbeitrag von 100 Mio. € erbracht, der sich nach Auslaufen der o.g. Übergangsregelung auf etwa 200 Mio. € erhöhen kann. Die entlastenden Effekte auf die EEG-Umlage lie-

gen so – bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen – deutlich unter 0,1 ct/kWh.

Obwohl der Finanzierungsbeitrag der privilegierten Letztverbraucher in der Summe etwa gleich bleibt, ergeben sich unter den privilegierten Unternehmen durchaus Verschiebungen, in der Tendenz werden sehr stromintensive Unternehmen (etwas) stärker belastet.

(19) Mit einem relativ komplexen System an Zusatzrestriktionen zu den am 9. April 2014 beschlossenen Regelungen der EU-Beihilferichtlinien kann es also gelingen, den Beitrag der privilegierten Letztverbraucher zum EEG etwa konstant zu halten. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die in ihrer Gesamtheit hoch komplexen Regelungen eine Ex ante-Modellierung ihrer Effekte extrem erschweren und das sich letztlich einstellende EEG-Aufkommen sowie die Wirksamkeit der verschiedenen Regelungen erst nach abgeschlossener Antragstellung robust einordnen lassen. Zu konstatieren bleibt, dass die Transparenz des Privilegierungsmodells im Vergleich zu den bisher geltenden Regelungen massiv abgenommen hat. Hinzuweisen ist weiterhin darauf, dass die weiterhin bestehende Gestaltbarkeit wichtiger Indikatoren durch die Unternehmen (Bruttowertschöpfung, Stromintensität etc.) nach wie vor eine erhebliche Schwachstelle des Systems darstellt.

(20) Nach wie vor ist für das novellierte Privilegierungsmodell des EEG eine geringe Zielgenauigkeit zu konstatieren. Jenseits der grundsätzlich anders ausgerichteten Vorschläge für ein reformiertes Umlagemodell des EEG könnten jedoch auch im Grundmodell des vorgelegten Entwurfs für die Besondere Ausgleichsregelung erhebliche Verbesserungen vorgenommen werden:

- Die Zahl der Sektoren, für die das volle Privilegierungsmodell inklusive Cap und Super-Cap zur Anwendung käme, könnte auf die 15 Sektoren eingegrenzt werden, die sich für die Strompreiskompensation im Rahmen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union qualifizieren;
- Für die entsprechenden Unternehmen könnten sofort die Effizienzbenchmarks der Beihilferegelung für die Strompreiskompensation herangezogen werden;
- die verbleibenden Unternehmen, die die Kriterien des vorliegenden Vorschlags für die BesAR erfüllen, würden in die vorgeschlagene Härtefallregelung einbezogen und müssten nach der Übergangsfrist bis 2018 einen maximalen Anteil von 20% der EEG-Regelumlage erstatten;

Mit einem solchen Modell könnte der Beitrag der privilegierten Letztverbraucher auf bis zu 6,6 Mrd. €, also im Vergleich zur derzeitigen Regelung um etwa 500 Mio. € erhöht werden. Würde zusätzlich dazu die EEG-Mindestumlage für die privilegierten Letztverbraucher von 0,1 ct/kWh auf etwa 10% der Regel-Umlage angehoben (dieser Wert wäre mit Blick auf den Strompreis senkenden Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien gerechtfertigt), so könnte ein weiterer, angemessener Finanzierungsbeitrag von etwa 350 Mio. € erschlossen werden.

(21) Die Befreiung des eigenerzeugten Verbrauchs von der EEG-Umlage bzw. die Begrenzung dieses Befreiungstatbestandes bildet ein weiteres – hoch kontroverses – Element des Entwurfs der EEG-Novelle. Festzuhalten bleibt jedoch, dass

- die grundsätzliche Freistellung der Eigenerzeugung von der Finanzierung des Gesamtsystems zumindest längerfristig nicht haltbar ist, zumindest für die Anlagen, die sich nicht vollständig vom System abkoppeln und dessen Funktionalitäten weiter nutzen;
- die Eigenerzeugung Ausweichreaktionen ermöglicht, mit denen die EEG-Umlagezahlungen umgangen werden können (jüngstes Beispiel dafür ist die Umbuchung eines Teils des Stromverbrauchs der Braunkohlenindustrie in die Eigenerzeugung, nachdem dieser im Rahmen der neuen Regelungen nicht mehr privilegierungsfähig war);
- es bei wirtschaftlichen Vorteilen aus indirekten Transfers (das sind die Summen, die vermieden, aber von anderen Akteuren getragen werden) in der Größenordnung von 10 bis 20 ct/kWh für Kleinanlagen in erheblichem Maße zu Ineffizienzen bei den Investitionsschwerpunkten kommen dürfte;
- für erneuerbare Erzeugungsanlagen aus der Kombination von direkten Transfers über das EEG im Einspeisefall (die sich zumindest im Prinzip an der Kostendeckung orientieren) und erheblichen indirekten Transfers im Eigenverbrauchsfall nicht unerheblichen Mitnahmeeffekte resultieren können;
- andererseits die Eigenverbrauchs-Auslegungen ein wesentliches Motiv für ein breites Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien und damit die Robustheit der Energiewende bildet;
- in vorangegangenen EEG-Reformen die verstärkte Eigenerzeugung – unsinnigerweise – als wichtiges Element der „Marktintegration“ propagiert worden ist;
- schließlich im Bereich der Eigenverbrauchs-Fälle in erheblichem Maße Vertrauensschutztatbestände geschaffen worden sind und bei unverändertem Weiterbestand der Regelungen weiterhin und zunehmend geschaffen werden.

(22) Auch es zugegebenermaßen nicht unkompliziert ist, die EEG-Umlage und nicht die Struktur der Netznutzungsentgelte als Pilotfall für einen neuen Ansatz der Finanzierung des Stromsystems zu begreifen⁸ so lassen sich einige Eckpunkte für ein konsistentes Eigenerzeugungsmodell im Rahmen des EEG festhalten:

- Eigenerzeugung für die der Letztverbrauchs-Privilegierung unterliegenden Unternehmen sollte nicht stärker belastet werden als der aus dem Netz entnom-

⁸ In diesem Kontext muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass die Eigenerzeugung auch heute schon und zumindest teilweise bereits der Stromsteuer unterliegt.

mene Strom, das sonst kontraproduktive Verdrängungseffekte für die meist auch ökologisch vorteilhafte Eigenerzeugung entstehen würden;

- Die Regelungen sollten die Vorteile der Eigenerzeugung angemessen – und auch aus einer ganzheitlichen Perspektive – berücksichtigen;
- Differenzierungen sollten nur dort, wo sie wirklich rechtfertigbar sind, vorgenommen werden;
- Der Vertrauensschutz muss so weit wie plausibel begründbar gesichert werden.

Zugleich muss auch darauf hingewiesen werden, dass die wirtschaftlichen Vorteile der Eigenerzeugung auch durch andere Maßnahmen abgebaut werden könnten. Würde beispielsweise ein signifikanter Teil der Zahlungsverpflichtungen des EEG über einen EEG-Vorleistungsfonds und nicht länger über die EEG-Umlage finanziert, so ergäbe sich faktisch die gleiche Situation wie bei einer Beauftragung eigenerzeugter Strommengen mit einem Teil der EEG-Umlage.

(23) Die im Entwurf der EEG-Novelle enthaltenen Regelungen zur Behandlung des Eigenverbrauchs im Kontext der EEG-Umlage decken eine extreme Bandbreite und sind nicht sonderlich konsistent:

- die vollständige Befreiung von bestehenden Eigenerzeugungsanlagen;
- die vollständige Befreiung von Eigenerzeugungsanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 kW bis zu einem Strom-Eigenverbrauch von 10 Megawattstunden (MWh), damit dürfte ein Großteil der im Bereich der privaten Haushalte betriebenen Anlagen weitgehend von der EEG-Umlage freigestellt sein;
- die nicht weiter differenzierte Freistellung von Anlagen im Bereich des produzierenden Gewerbes in Höhe von 85% des Regelsatzes;
- die Freistellung von regenerativen Eigenerzeugungsanlagen und hocheffizienten Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Bereich der privaten Haushalte sowie der nicht dem produzierenden Gewerbe zuzurechnenden Wirtschaftsbereiche (d.h. Kleingewerbe, Handel, Dienstleistungen, Landwirtschaft etc.) in Höhe von 50%.
- keine Freistellung von anderen Anlagen im Bereich der privaten Haushalte sowie der nicht dem produzierenden Gewerbe zuzurechnenden Wirtschaftsbereiche (d.h. Kleingewerbe, Handel, Dienstleistungen, Landwirtschaft etc.), wobei dieser Fall in der Realität kaum vorkommen sollte.

(24) Das Öko-Institut hat einen alternativen, sehr viel einfacheren und angemesseneren Regelungsvorschlag entwickelt. Im Kontext eines Gesamtpaketes, das zu einer EEG-Umlage von etwa 5 ct/kWh führen würde, sollte die Eigenerzeugung

- für diejenigen Unternehmen, die im Bereich des Letztverbrauchs privilegiert sind, mit einem Beitrag von 10%, d.h. 0,5 ct/kWh an der EEG-Umlage beteiligt werden;

- von allen anderen Bestandsanlagen in allen Anwendungsbereichen mit einem Sockelbetrag von 3,5 ct/kWh von der EEG-Umlage befreit, d.h. mit 1,5 ct/kWh bzw. 30% des Regelsatzes beteiligt werden;
- von allen anderen Neuanlagen in allen Anwendungsbereichen mit einem Sockelbetrag von 3,5 ct/kWh von der EEG-Umlage befreit, d.h. mit 1,5 ct/kWh bzw. 30% des Regelsatzes beteiligt werden.

Bei einem Freibetrag von 3,5 ct/kWh sollten wohl kaum Vertrauensschutz-Tatbestände geltend gemacht werden können, wurde doch dieser Wert noch bis vor zwei Jahren als Obergrenze für die EEG-Umlage deklamiert. Dieses Modell erscheint auch heute noch als einfacher und pragmatischer Ansatz, für die beiden letztgenannten Anlagengruppen würde sich im Kontext der geplanten Regelungen für die EEG-Novelle (unter Maßgabe eines Regelsatzes für die EEG-Umlage in der Größenordnung von 6 ct/kWh) ein Anteil von etwa 40% am Regelsatz der EEG-Umlage ergeben. Wenn der o.g. Regelungsvorschlag mit Blick auf die im Kontext der anstehenden Novelle erwartbaren EEG-Umlage in einer Größenordnung von etwa 6 ct/kWh angepasst würde, so ergäbe sich ein Freibetrag von jeweils 4,5 ct/kWh und damit eine Beauflagung der Eigenerzeugung mit einem Anteil von ca. 25% des Regelsatzes.

Das zusätzliche Finanzierungsaufkommen für das EEG könnte sich nochmals auf die Größenordnung von etwa 300 bis 500 Mio. € belaufen.